

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur  
et de la Recherche Scientifique  
Université Akli Mohand Oulhadj - Bouira



وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
جامعة أكلي محمد أولحاج - البويرة

## Mémoire de Master

Présenté au département de génie électrique  
Pour obtenir le diplôme

### De Master En Electrotechnique

Option :

**Ingénierie d'énergie électrique et de transport**

Par :

**Mlle Aliouat Hadjer et Mme Gaci Asma**

Thème

***Coordination entre PSS et SVC pour améliorer la stabilité des réseaux électriques***

*Soutenu le 27 Septembre 2017 devant la commission d'examen composée de :*

Mr. Touafek Mohmaed Yaakoub	M.A.A	Université de Bouira	Rapporteur
Mr. Mouassa Souhil	M.A.A	Université de Bouira	Président
Mr. Grich Issam	M.A.A	Université de Bouira	Examineur
Mr. Saoudi Kamel	M.C.A	Université de Bouira	Examineur

---

## **Résumé :**

Les moyens classiques de contrôle des réseaux qui étaient les dispositifs électromécaniques pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations des réseaux électriques. Il faudra donc compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance ayant des temps de réponse courts, connus sous l'appellation FACTS (acronyme anglais de: Flexible Alternative Current Transmission System) avec des autres contrôleurs comme le PSS (Power System Stabiliser) pour le contrôle des réseaux électriques.

Ce travail, présente l'influence combinée de l'un et le plus performant de ces dispositifs, à savoir l'SVC, et l'amortisseur des oscillations de puissance PSS sur la stabilité transitoire des réseaux tests soumis aux différentes perturbations. Une étude comparative a été faite entre l'influence de ces deux dispositifs sur l'amélioration de la stabilité transitoire utilisée le logiciel SIMULIK/MATLAB.

**Mots Clés :** Réseaux Electriques, Stabilité transitoire, Amélioration, FACTS, SVC, PSS.

## **Abstract:**

The traditional methods of control of the networks that were the electromechanical devices could in the future prove too slow and insufficient to answer the disturbances of the electrical supply networks effectively. It will thus be necessary to supplement their action by implementing electronic devices of power having short, known response times under name FACTS (English acronym of: Flexible device Alternative Current Systems Transmission) with other controllers like the PSS (Power System Stabiliser) for the control of the electrical supply networks.

This work, presents the combined influence of the one and most powerful of these devices, namely the SVC and the power system stabiliser PSS in transient stability of the networks tests subjected to the various disturbances. A comparative study has been made between the influences of these two devices to improvement transient stability used software SIMULIK/MATLAB.

**Key Words:** networks, transient stability, improvement, FACTS, SVC, PSS

---

## ***Dédicace (Mme Gasi Asma)***

---

Au nom de dieu le tout puissant et qui m'a permis d'apprendre et d'acquérir le savoir .je dédie ce modeste travail :

A ceux qui ont attendu ce jour avec impatience et qui n'ont cessé de m'encourager et qui se sont toujours sacrifiés pour mon bonheur

A celui m'a offert tout le soutien dont j'ai besoin et sans le quel je n'aurais pas à ce stade et accomplit ce travail.

### **Mon très cher père**

A mon modèle de sacrifice, d'amour et de générosité, la lumière de mon chemin et l'étoile de m'a vie : **Ma très chère mère**

Que dieu les protège.

**A mon marie**

**A mes très chers frères**

A toute ma famille

A toute mes amis(es) exceptionnellement : sarh

A ma collègue ''**Hadjer**'' et à sa famille.

Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin a la réalisation de se travail et tous qui ont une place dans cœur.

---

## ***Dédicace (Mlle Aliouat Hadjer)***

---

*Au nom de dieu le tout puissant et qui m'a permis d'apprendre et  
d'acquérir le savoir .je dédie ce modeste travail :*

*A ceux qui ont attendu ce jour avec impatience et qui n'ont cessé de  
m'encourager et qui se sont toujours sacrifiés pour mon bonheur*

*A celui m'a offert tout le soutien dont j'ai besoin et sans le quel je  
n'aurais pas à ce stade et accomplit ce travail.*

***Mon très cher père***

*A mon modèle de sacrifice, d'amour et de générosité, la lumière de mon  
chemin et l'étoile de m'a vie : **Ma très chère mère***

*Que dieu les protège.*

*A mes très chère sœur : **Sarah, Samar, Yousra .***

*A mes très chers frères : **Mohamed Lamine, Aimen, Akrem, Anse.***

*A toute ma famille : **mon grand-père et mes grand-mère, mes oncle, mes  
tantes, mes cousins et mes cousines.***

*A toute mes amis(es) exceptionnellement: **Wafa, Meriem, Latifa, Samia,  
Houda, Imane, Mimou et Joujou***

*A ma collègue "**Asma**" et à sa famille.*

*Tous ceux qui ont contribué de près ou de loin a la réalisation de se  
travail et tous qui ont une place dans cœur.*

---

## *Remerciements*

---

Je tiens à remercier en tout premier lieu M. TOUAFEK Mohamed Yaakoub, qui Nous constamment guidé avec ses multiples directives et ses conseils précieux pour contribuer à la réussite de ce travail, je tiens à lui remercier pour sa disponibilité tout au long de ce travail.

Je remercie également tous les membres du jury Qui ont accepté de juger ce travail.

Mon remerciement aussi au département de génie électrique de l'université de Bouira et à tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.

Je suis redevable à tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin pour mener à bien ce travail.

# Sommaire

INTRODUCTION GENERALE .....	I
<i>Chapitre 01</i> .....	<b>3</b>
<b>STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES .....</b>	<b>3</b>
1.1. Introduction : .....	3
1.2. Stabilité des réseaux électriques : .....	3
1.3. Les types de la Stabilité de réseau électrique : .....	3
1.4. Les Méthodes d'évaluation de la stabilité : .....	6
1.4.1. Méthodes d'intégration numérique (méthode indirecte) : .....	6
1.4.2. Méthode énergétique (méthode directe) : .....	6
1.4.3. Méthode hybride (La méthode SIME) : .....	9
1.5. Technologie pour améliorer la stabilité des réseaux électriques : .....	9
1.5.1. Compensations traditionnelles [15]: .....	9
1.5.2. Régulation par FACTS : .....	11
1.6. Conclusion : .....	12
<i>Chapitre 02</i> .....	<b>13</b>
<b>STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (PSS) .....</b>	<b>13</b>
2.1. Introduction: .....	13
2.2. Fonctionnement et modèle de PSS : .....	13
2.3. Les types de stabilisateurs de puissance : .....	15
2.3.1. Le PSS conventionnel (générique) : .....	15
2.3.2. Le MB-PSS (multi band) : .....	16
2.4. Réglage des paramètres de PSS : .....	17
2.4.1. Méthode de compensation de phase : .....	17
2.4.2. Méthode du résidu : .....	19
2.4.3. Méthode de placement des pôles : .....	22
2.5. Emplacement optimal des PSSs : .....	24
2.6. Conclusion: .....	25

---

<i>Chapitre 03</i> .....	26
<b>SYSTEME FACTS</b> .....	26
3.1. Introduction : .....	26
3.2. Différents catégories des FACTS : .....	26
3.2.1. Compensateur parallèle: .....	26
3.2.2. Compensateurs Séries : .....	28
3.2.3. Compensateur série parallèle (hybride): .....	29
3.3. Conclusion : .....	31
 <i>Chapitre 04</i> .....	 32
<b>COORDINATION ENTRE PSS ET FACTS</b> .....	32
4.1. Introduction.....	32
4.2. Réseau de test:.....	32
4.2.1. Réseau à jeu de barre infini : .....	32
4.2.2. Réseau à deux machine (multi machines) : .....	32
4.3. Application et résultat de simulation : .....	33
4.3.1. Résultat avec Pss : .....	33
Figure 4-10 la tension de la machine1 après un court-circuit 3ph .....	37
4.3.2. Résultat avec SVC: .....	38
4.3.3. Résultat avec PSS et SVC ensemble : .....	42
4.4. Conclusion : .....	44
<b>CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES</b> .....	45

---

## Liste des figures

Figure 1-1 Classification des différents types de stabilités de système de puissance [02].	4
Figure 1-2 Courbe de transfert de puissance machine-jeu de barres infini[13].	7
Figure 1-3 Critère de l'égalité des surfaces [13].	8
Figure 1-4 PSS typique.	10
Figure 2-1 Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système [20].	14
Figure 2-2 Structure d'un système d'excitation statique avec son AVR [21].	15
Figure 2-3 Modèle d'un PSS avance/retard[16][17].	15
Figure 2-4 Stabilisateur multi-bandes[27].	17
Figure 2-5 Modèle de Heffron-Philips d'un système (monomachine - jeu de barre infini)[27].	18
Figure 2-6 Déplacement de valeur propre par la rotation du résidu associé[29].	20
Figure 2-7 L'ensemble (système-PSS) en boucle fermée.	23
Figure 3-1 Schéma électrique du SVC.	27
Figure 3-2 Schéma électrique du STATCOM.	27
Figure 3-3 la structure du TCSC.	28
Figure 3-4 Schéma de base du SSSC.	29
Figure 3-5 Schéma de base d'un UPFC.	30
Figure 3-7 Contrôleur de puissance interlignes.	30
Figure 4-1 Réseau à jeu de barre infini.	32
Figure 4-2 Réseau test entre deux machines [matlab/simulink].	33
Figure 4-3 variation de l'angle rotorique pour un défaut triphasé $P_G=0.4p.u$ (faiblement chargé).	34
Figure 4-4 variation de la puissance de la machine un défaut triphasé $P_G=0.4p.u$ (faiblement chargé).	34
Figure 4-5 variation la tension pour un défaut triphasé $P_G=0.4p.u$ (faiblement chargé).	35
Figure 4-6 variation de l'angle rotorique pour un défaut triphasé $P_G=1p.u$ (fortement chargé).	35
Figure 4-7 variation de la puissance pour un défaut triphasé $P_G=1p.u$ (fortement chargé).	36
Figure 4-8 variation de la tension de la machine pour un défaut triphasé $P_G=1 p.u$ (fortement chargé).	36
Figure 4-9 la vitesse de la machine1 après un court-circuit 3ph.	37
Figure 4-10 la tension de la machine1 après un court-circuit 3ph.	37
Figure 4-11 la puissance de la machine1 après un court-circuit 3ph.	37
Figure 4-12 variation de l'angle rotorique pour un défaut triphasé $P_G=0.4p.u$ .	38
Figure 4-13 variation de la puissance active pour un défaut triphasé, $P_G=0.4 p.u$ .	39
Figure 4-14 variations de la tension de la machine pour un défaut triphasé, $P_G=0.4 p.u$ .	39
Figure 4-15 variations de la tension réactive de svc $Q_{SVC}$ .	39



---

Figure 4-16 variation de l'angl rotorique pour un défaut triphasé $P_G=1$ p.u. ....	40
Figure 4-17 variation de la puissance pour un défaut triphasé $P_G=1$ p.u (fortement chargé). ....	40
Figure 4-18 variation de la tension de la machine pour un défaut triphasé $P_G=1$ p.u (fortement chargé). ....	40
Figure 4-19 la vitesse de la machine1 après un court-circuit 3ph.....	41
Figure 4-20 la tension de la machine1 après un court-circuit 3ph.....	41
Figure 4-21 la puissance de la machine1 après un court-circuit 3ph.....	42
Figure 4-22 variation de l'angl rotoriques pour un défaut triphasé $P_G=0.4$ p.u. ....	43
Figure 4-23 variation de l'angle rotoriques pour un défaut triphasé $P_G=1$ p.u. ....	43
Figure 4-24 variation de l'angle entre les deux machines .....	44

# INTRODUCTION GENERALE

---

L'industrialisation et la croissance de la population sont les premiers facteurs pour lesquels la consommation de l'énergie électrique augmente régulièrement. Ainsi, pour avoir un équilibre entre la production et la consommation, il est à première vue nécessaire d'augmenter le nombre de centrales électriques, de lignes, de transformateurs etc., ce qui implique une augmentation de coût. En conséquence, il est aujourd'hui important d'avoir des réseaux maillés et de travailler proche des limites de stabilité afin de satisfaire ces nouvelles exigences.

Ces nouvelles exigences imposent aux compagnies d'électricité et notamment les entreprises de transport de fonctionner autour de leurs limites de stabilité, Ceci impose l'augmentation du nombre de schémas d'exploitation, et en conséquence la génération de multiples modes d'oscillation interzone pouvant conduire à la défaillance des infrastructures du réseau, pouvant entraîner des Blackouts.

Pour faire face à ce phénomène néfaste, les stabilisateurs de puissance PSS (Power System Stabilizers) implantés depuis les années 60, ne peuvent assurer seuls l'amortissement de ces oscillations. Des nouveaux dispositifs appelés FACTS (Flexibles AC Transmission Systems), sont placés dans le réseau, qui ont bénéficié de l'évolution de la technologie de l'électronique de puissance. Ces dispositifs sont insérés dans un réseau électrique pour satisfaire plusieurs besoins, tels que la compensation de la puissance réactive, et le renforcement de la stabilité des réseaux électriques. La nouvelle architecture des réseaux électriques ouvre des nouveaux axes de recherche. Le dimensionnement des systèmes FACTS fait l'objet de plusieurs travaux de recherche.

Le but de ce travail est d'améliorer la stabilité transitoire des systèmes de puissance en assurant un amortissement des oscillations des modes interrégionaux aussi bien que des modes locaux. Pour atteindre cet objectif, nous proposons une coordination optimale d'un dispositif FACTS shunt (SVC) avec un PSS. Ceci permet d'assurer un amortissement satisfaisant des oscillations rotoriques et de garantir la stabilité transitoire du système. Nous avons donc proposé comme objet la minimisation des déviations des vitesses des générateurs.

La rédaction de ce mémoire est structurée comme suit :

Un rappel sur la stabilité des réseaux électriques est abordé au premier chapitre. Les différentes méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire ont été citées. Un aperçu sur les différentes méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire.

Une étude détaillée du PSS a été abordée au deuxième chapitre, nous avons présenté son principe de Fonctionnement, ses différentes constitutions et les types.

Dans le troisième chapitre, on présente des concepts de base sur les dispositifs FACTS, et leurs différentes structures, puis on présente différents catégories des FACTS

Le quatrième chapitre est consacré aux simulations. Deux réseaux tests ont été étudiés afin de montrer l'utilisation (l'insertion) des SVC et PSS sur la stabilité transitoire.

Finalement, nous terminons cette rédaction par une conclusion générale.

# Chapitre 01

## STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

---

### 1.1. Introduction :

Les réseaux électriques modernes ne cessent de croître avec l'augmentation de la demande de charge. La condition principale pour le fonctionnement fiable de système de puissance est de garder les générateurs synchrones dans leurs limites avec une capacité suffisante pour répondre à la demande de charge. Par conséquent, l'analyse de la stabilité de réseau électrique est importante. La stabilité dynamique est la capacité électrique du système pour supporter des variations ou des perturbations sans perte de synchronisme entre les machines synchrones dans le système, tout en ayant un amortissement suffisant des oscillations du système. Les générateurs, les charges et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et/ou électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes. Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. Pour cela, il faut améliorer la stabilité aux petites perturbations en utilisant plusieurs dispositifs de contrôle tels que des stabilisateurs de puissance (Power System Stabilizer : PSS) et les systèmes FACTS (Systèmes de Transmission AC Flexibles).

### 1.2. Stabilité des réseaux électriques :

La stabilité d'un réseau électrique est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation [01].

Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classer les types de la stabilité dans la Figure 1 .1. [02]

### 1.3. Les types de la Stabilité de réseau électrique :

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 [03]

- L'amplitude de la perturbation.

- La plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
- Les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

Nous pouvons définir trois types de stabilité du réseau électrique, celle de l'angle de rotor ou celle de la tension et celle de la fréquence. La figure suivante représente une classification généralisée de la stabilité et leurs sous-catégories.

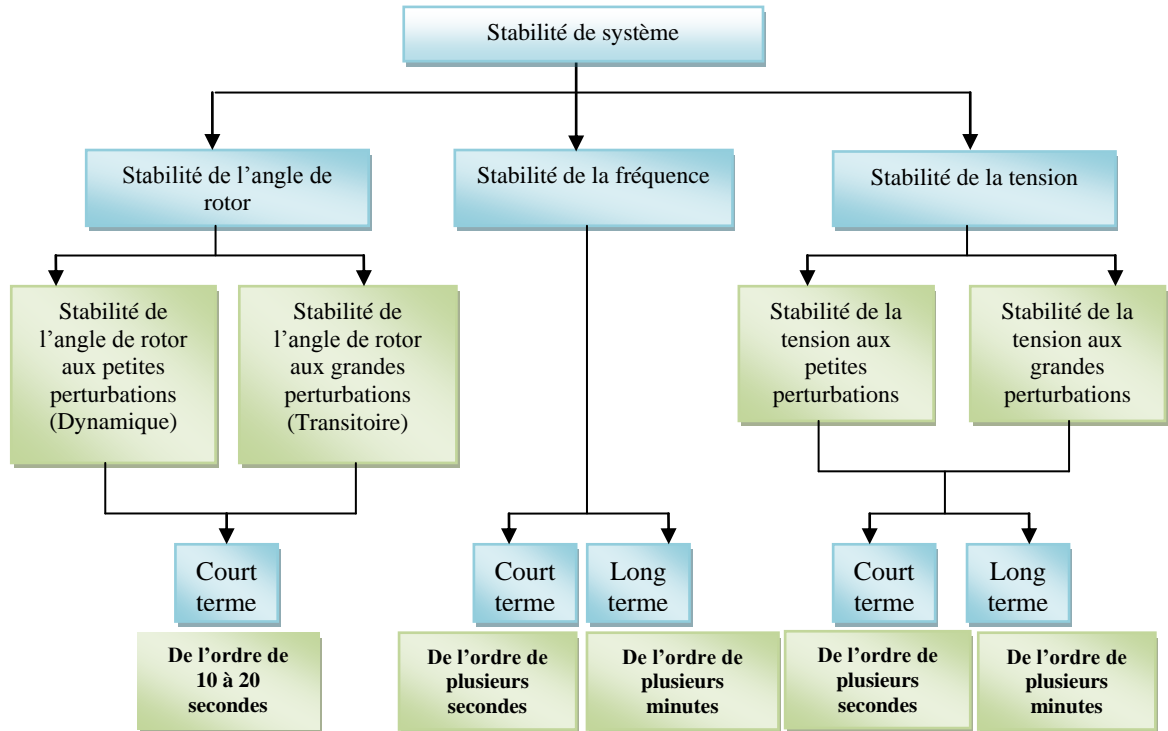


Figure 1-1 Classification des différents types de stabilités de système de puissance [02].

#### a. La stabilité de l'angle de rotor (stabilité angulaire) :

La stabilité angulaire est définie comme la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté à rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir ou de restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétiques et mécaniques agissant sur le rotor de chaque machine dans le système global [04] [05].

##### ➤ La stabilité statique :

Elle concerne les faibles perturbations qui peuvent apparaître dans un système électrique à cause des variations du régime de la machine et de la consommation [06]. Son effet sur le fonctionnement normal est presque négligeable, donc le système reste stable statiquement.

##### ➤ La stabilité dynamique (Stabilité angulaire aux petites perturbations):

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, a cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau [07].

➤ **La stabilité transitoire (Stabilité angulaire aux grandes perturbations):**

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court circuit, arrêt d'un générateur [08].

**b. La stabilité de la tension :**

On définit la stabilité de la tension comme la capacité de maintenir une tension de barre constamment acceptable à chaque nœud du réseau, dans des conditions normales de fonctionnement, après avoir subi une perturbation [09] [10]. L'état du réseau est dit instable en tension lorsqu'une perturbation, un accroissement de la charge ou une modification de la condition du réseau entraîne une chute de tension progressive et incontrôlable de la tension, aboutissent en un effondrement généralisé de la tension.

La stabilité de tension peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations :

- Stabilité de tension aux grandes perturbations. Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation.
- Stabilité de tension aux petites perturbations. Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées.

Les éléments qui influent sur la stabilité de la tension :

- Les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- Les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- Les caractéristiques de la charge.

**c. La stabilité de fréquence :**

Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomènes à court terme et à long terme.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise coordination entre les systèmes des régulations et protections [11].

#### **1.4. Les Méthodes d'évaluation de la stabilité :**

La nécessité de faire fonctionner les réseaux électriques près de leurs limites de stabilité [12]. Plusieurs approches permettant l'évaluation de la stabilité transitoire ont été proposées dans la littérature :

- Méthodes indirectes d'intégration numérique (simulation dans le temps) ;
- Méthodes directes énergétiques ;
- Méthodes hybrides.

Dans ce qui suit, un bref aperçu de chacune de ces méthodes est donné.

##### **1.4.1. Méthodes d'intégration numérique (méthode indirecte) :**

Les méthodes les plus exactes pour l'évaluation de la stabilité transitoire sont les méthodes d'intégration numérique (méthodes classiques). Toute compagnie d'électricité recourt à ces méthodes lorsqu'il s'agit d'études s'effectuant en temps différé [12].

Souvent, on évalue la stabilité:

- Soit on cherche à savoir si le system perd le synchronisme pour un temps d'élimination de défaut donné  $t_e$  .
- Soit on évalue la limite de stabilité par le temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time). L'avantage des méthodes indirectes sont la seule méthode qui peut traiter le modèle mathématique du réseau quelque soit son degré de complexité [13]

##### **1.4.2. Méthode énergétique (méthode directe) :**

Les méthodes énergétiques peuvent se diviser en deux catégories : méthodes graphiques et méthodes directes de Lyapunov, ce que nous décrivons brièvement dans ce qui suit

###### ***a. Critère d'égalité des surfaces :***

Le critère de l'égalité des surfaces est une méthode graphique simple pour déterminer si le système d'une machine reliée à un réseau infini peut rester stable après avoir subit un défaut . Il donne un moyen pratique pour préciser les grandeurs qui interviennent sur la stabilité. Dans les systèmes réels, il peut aussi être utilisé pour obtenir en première approximation la limite de stabilité.

Le critère est basé sur l'utilisation de la courbe de transfert de puissance. Avant le défaut, le générateur fonctionne selon la courbe de puissance définie par la f.é.m.  $E$ , la tension du réseau  $V$  et l'impédance  $X$  de la ligne de transport.

La relation entre puissance utile  $P_u$  (ou mécanique  $P_m$ ) et l'angle interne est donnée par :

$$P_u^0 = P_m^0 = \frac{EV}{X} \sin \delta^0 \quad (1.1)$$

Pendant le défaut, il n'y a pas de couple résistant et la vitesse du rotor augmente, ainsi que l'angle interne  $\delta$ . Jusqu'à ce que défaut soit éliminé, à l'instant  $t_c$ , l'angle interne  $\delta$  a atteint la valeur  $\delta_c > \delta$ . L'énergie cinétique supplémentaire emmagasinée dans le rotor (l'arbre en rotation) est proportionnelle à l'aire notée  $A1$  de la Figure 1-3

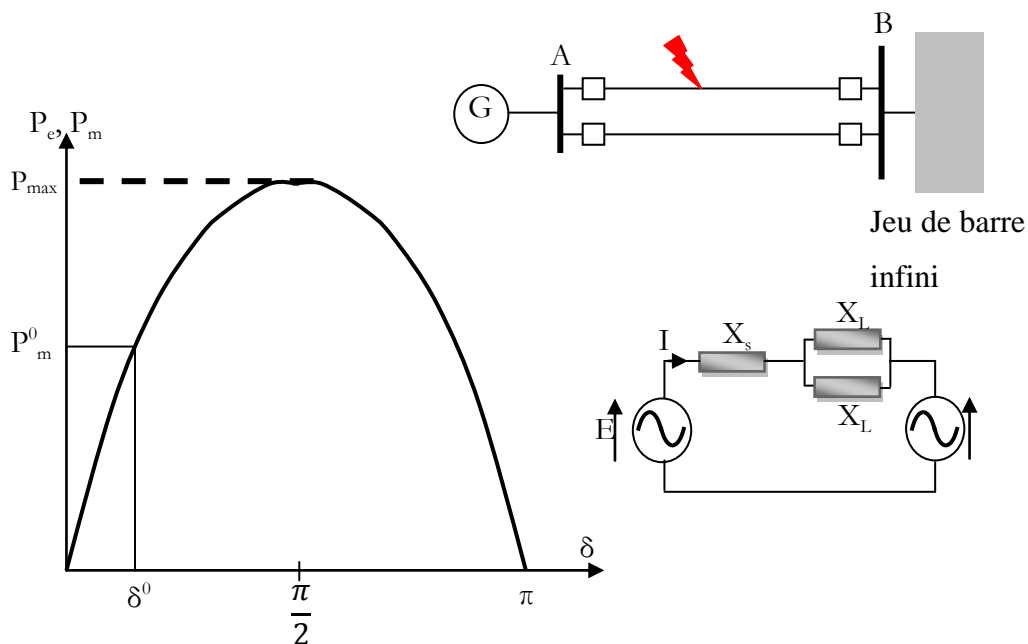


Figure 1-2 Courbe de transfert de puissance machine-jeu de barres infini[13].



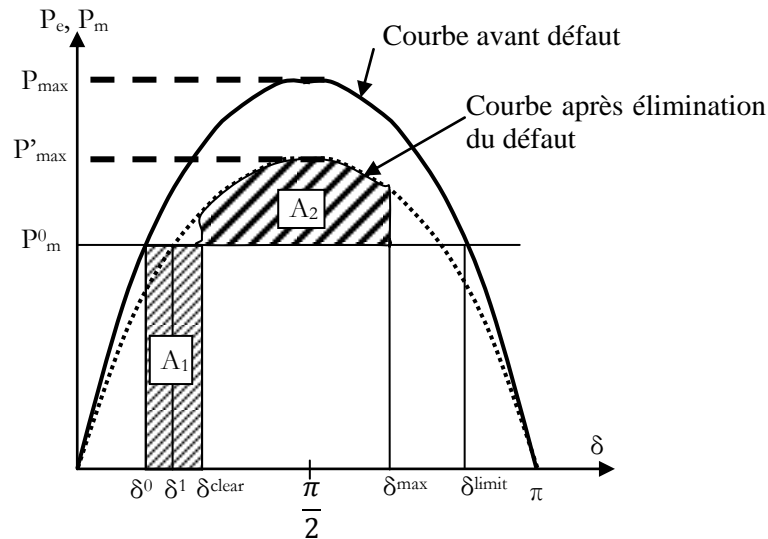


Figure 1-3 Critère de l'égalité des surfaces [13].

Après l'élimination du défaut, la tension au jeu de barre1 redevient normale, et la puissance peut de nouveau être transmise entre le générateur et le réseau. Cependant, cette transmission se produit en suivant une nouvelle courbe de transfert car l'impédance entre la f.é.m et le réseau est  $X_{eq}$  depuis qu'une seul line reste en fonctionnement après suppression du défaut. Puisque  $X_{eq} > X$ .

Le couple résistant est supérieur au couple moteur, et la vitesse du moteur cesse de croître, puis ralentit. Cependant, l'angle  $\delta$  augmente encore à cause de l'excès d'énergie cinétique accumulée durant le défaut. Le critère des aires stipule que l'augmentation de l'angle interne  $\delta$  jusqu'à  $\delta^{max}$  détermine une aire  $A_2$ . D'après le critère d'égalité des aires, on a :  $A_1 = A_2$

D'après la Figure 1-3 , on constate que si l'angle  $\delta$  atteint  $\delta^{limit}$  avant que le critère des aires ne soit satisfait, la puissance électrique absorbée par le réseau est devenue plus faible que celle qui est fournie par le moteur. Dans ce cas, l'angle continu à croître et la stabilité du système est définitivement perdue. Le cas contraire si  $\delta^{max}$  est inférieur à  $\delta^{limit}$  l'angle  $\delta$  va décroître et la stabilité du système est maintenue.

### b. méthode de Lyapunov :[13]

L'application du critère de Lyapunov à la stabilité transitoire des réseaux électriques consiste à :

- Construire une fonction de Lyapunov du système,  $V(x)$ , où  $x$  est le vecteur d'état.
- Calculer sa valeur limite,  $V_{lim}$ , c'est-à-dire la valeur que la fonction de Lyapunov prend sur la frontière du domaine de stabilité.

- Calculer la marge  $h = V_{lim} - V(x_e)$  où  $x_e$  est la valeur du vecteur d'état du système entrant dans sa configuration après défaut, et déclarer que le système est stable si  $h > 0$ .

L'application de ces méthodes pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique a rencontré beaucoup de difficultés se résumant par les points suivants :

- les domaines de stabilité estimés ne sont pas exacts (méthodes très conservatrices),
- seuls des modèles simplifiés des réseaux d'énergie électrique sont considérés,
- un système réduit contenant uniquement les nœuds machines est considéré pour l'analyse.

### 1.4.3. Méthode hybride (La méthode SIME) :

SIME (Single Machine Equivalent) est une méthode hybride résultat de la combinaison de deux méthodes de stabilité transitoire, à savoir : la méthode d'intégration appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur l'uni- machine équivalente que l'on appelle OMIB (One Machine Infinite Bus)

Le lecteur intéressé par la méthode de SIME peut se référer à des ouvrages spécialisés par exemple [14].

## 1.5. Technologie pour améliorer la stabilité des réseaux électriques :

La compensation est une technique de la gestion d'énergie réactive afin d'améliorer la qualité énergétique dans les réseaux électriques à courant alternatif. Elle peut se réaliser de plusieurs manières, ayant pour buts :

- Amélioration de la régulation de la tension
- Equilibre des charges
- L'aide au retour à la stabilité en cas de perturbation.

### 1.5.1. Compensations traditionnelles [15]:

#### a. *Compensateurs synchrones* :

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT

### ***b. Batteries de condensateurs :***

Elles ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive fixe consommée par les charges ou le réseau. On distingue deux types de matériels :

#### **▪ Batteries de condensateurs HT :**

Ces batteries raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT compensent les pertes réactives sur les réseaux HT et THT et les charge. Leur puissance est de 20 à 30 MVAR.

#### **▪ Batteries de condensateurs MT :**

Raccordées au jeu de barres MT des postes HT/MT et THT/MT, elles compensent l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport.

### ***c. Les inductances :***

Elles sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes

### ***d. Les PSS (Power System Stabiliser) :***

La régulation par le stabilisateur de réseau électrique (PSS : "Power System Stabilizer") a été beaucoup adoptée pour amortir l'oscillation des réseaux électriques en basse fréquence [16,17]. L'idée de la régulation par PSS est d'introduire un amortissement additionnel à l'oscillation du rotor de l'alternateur en commandant le système d'excitation afin d'améliorer la caractéristique d'amortissement des réseaux électriques et d'amortir l'oscillation en basse fréquence. Donc, pour fournir l'amortissement additionnel, le PSS doit produire un composant de couple électromagnétique en phase avec la déviation de la vitesse de rotor de l'alternateur. L'idée théorique pour un PSS peut être montrée à l'aide du schéma fonctionnel de la Figure 1.4.

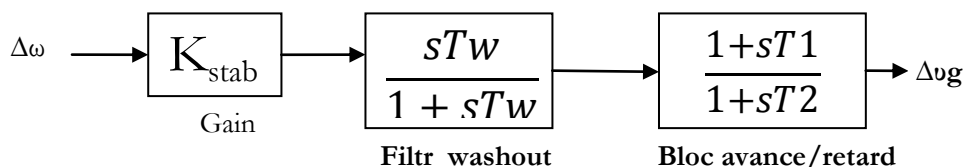


Figure 1-4 PSS typique.

Le bloc "Gain" représente la quantité d'amortissement introduit par le PSS et est déterminé par la constante  $K_{stab}$ . Le bloc "filtre washout" représente un filtre passe-haut qui permet aux signaux liés aux oscillations du réseau électrique de passer facilement. Le bloc "Bloc avance/retard" représente une compensation d'avance de phase pour le retard de la phase entre l'entrée de l'exciteur

et le couple électromagnétique de l'alternateur. Idéalement, la quantité d'amortissement de l'alternateur  $K_{stab}$  doit être mise à une valeur correspondant à l'amortissement désiré maximal.

## **1.5.2. Régulation par FACTS :**

### ***1.5.2.1. Définition des systèmes FACTS :***

Les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission Systems) est l'abréviation définie comme suit: « une structure d'électronique de puissance ou tout autre système statique qui fournit des degrés de contrôle sur un ou plusieurs paramètres du réseau alternatif pour augmenter la contrôlabilité et améliorer la capacité de transfert de puissance » [18].

### ***1.5.2.2. Classifications des dispositifs FACTS :***

Les contrôleurs FACTS peuvent être classés comme suit: [19]

- Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- Les dispositifs séries insérées en série avec les lignes de transport.
- Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux

Couplages

### ***1.5.2.3. L'avantage des FACTS :***

Les contrôleurs FACTS permettent d'obtenir un ou plusieurs des avantages suivants:

- Améliorer la stabilité dynamique du système: entre autre des fonctions des FACTS l'amélioration de la stabilité transitoire, atténuation des oscillations et le contrôle de la stabilité des tensions.
- Contrôler des tensions dans les nœuds.
- Contrôler la puissance réactive
- Améliorer la qualité de l'énergie.

### ***1.5.2.4. Inconvénient des FACTs***

Parmi les inconvénients des systèmes FACTs on cite

- Générer des harmoniques dans le réseau
- Un cout d'installation élevé.

## **1.6. Conclusion :**

Dans cette partie, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Les études de la stabilité ont été exposés ainsi que dans ce chapitre on à citée les déférentes méthodes d'amélioration de la stabilité des réseaux par les dispositifs FACTS et l'amortisseur des oscillations de puissance (PSS).

# Chapitre 02

## STABILISATEUR DES SYSTEMES DE PUISSANCES (PSS)

---

### 2.1. Introduction:

Nous avons vu que les oscillations électromécaniques limitent la capacité de transmission de puissance dans les réseaux électriques. Elles peuvent parfois entraîner une perte de synchronisme dans le système. Par conséquent, des sources spécifiques d'amortissement sont indispensables pour assurer un fonctionnement fiable du système.

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée (l'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur) avec des systèmes de contrôle adaptés (l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS « Flexible AC Transmission System »).

Le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (Automatic Voltage Regulator : AVR) . Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations.

Les contrôleurs PSSs qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers, sont les systèmes les plus utilisés pour améliorer la stabilité aux petites perturbations. Nous allons donc les utiliser dans notre étude.

### 2.2. Fonctionnement et modèle de PSS :

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension du générateur, Figure 2.1. Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur.

Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus juste et au bon moment.

Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants [20] :

- Supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation ; c.-à-d. assurer la stabilité transitoire du système.
- Maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ainsi qu'aux modes interrégionaux sans effets négatifs sur les autres modes.
- Minimiser la probabilité d'effets défavorable

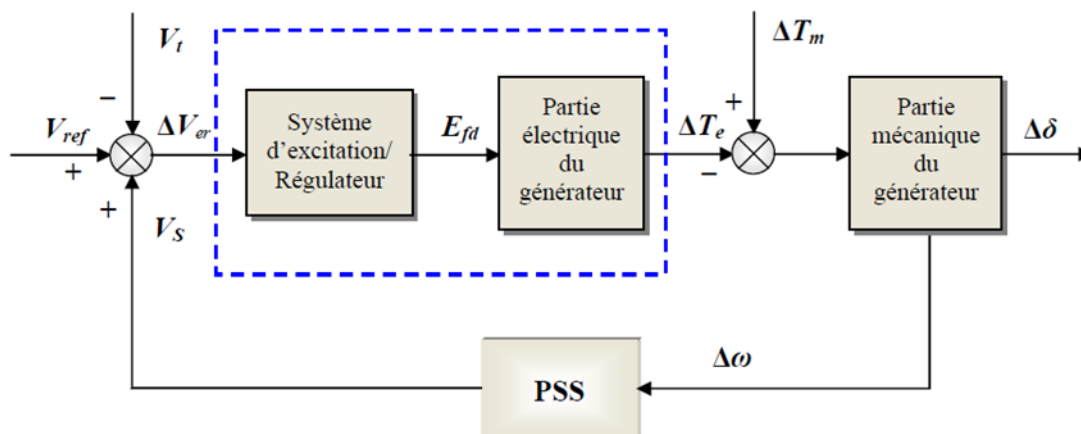


Figure 2-1 Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système [20].

Le système d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (AVR), Figure 2.2. Ces derniers sont très important pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie ou absorbée selon les besoins des charges. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et ramène la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation.

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau [21].

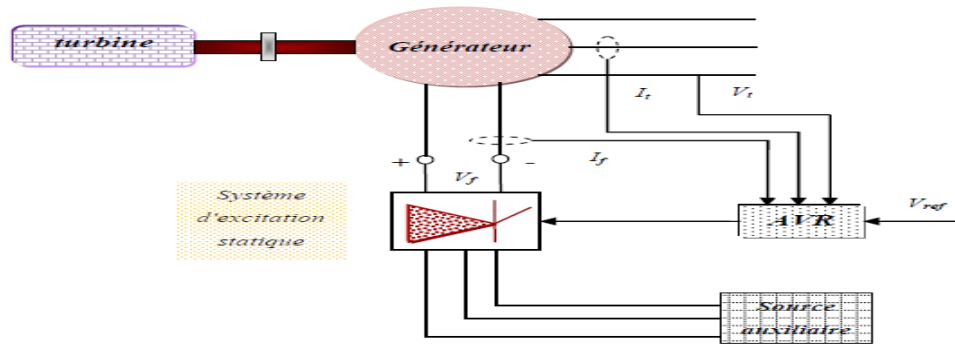


Figure 2-2 Structure d'un système d'excitation statique avec son AVR [21].

### 2.3. Les types de stabilisateurs de puissance :

Il existe plusieurs types de stabilisateurs de puissance, les plus importants sont le modèle conventionnel à une entrée de type generic Figure 2.3. et les stabilisateurs multi-bands PSSMB Figure 2.4.

#### 2.3.1. Le PSS conventionnel (générique) :

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs, Figure 2.3 :

- Un bloc d'amplificateur.
- Un bloc de filtre passe-haut "filtre washout".
- Un bloc de compensation de phase.
- Un limiteur.

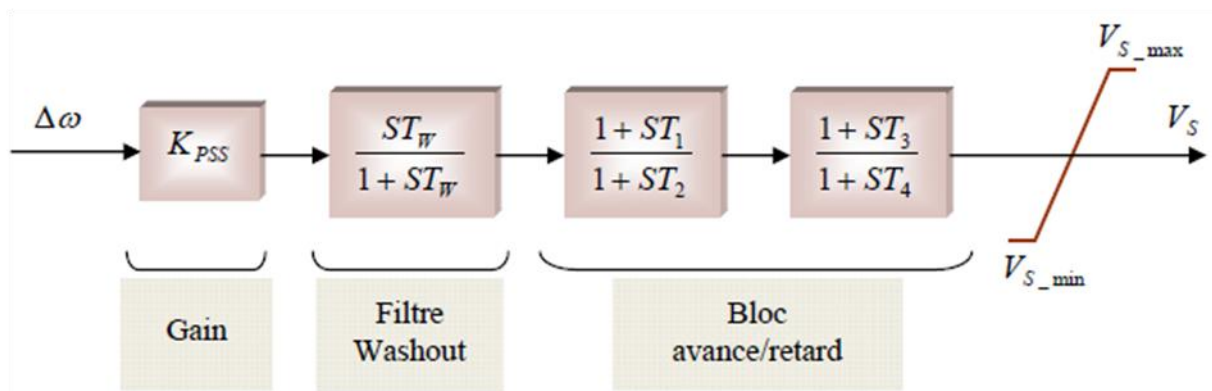


Figure 2-3 Modèle d'un PSS avance/retard[16][17].



**a. L'amplificateur :**

Il détermine la valeur de l'amortissement introduit par le PSS. Théoriquement, sa valeur ( $K_{PSS}$ ) doit correspondre à l'amortissement maximal [22]. Généralement,  $K_{PSS}$  varie généralement de 0.01 à 50[23].

**b. Le filtre passe-haut "filtre washout":**

Il élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.2 Hz) présentées dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique) : le PSS ne réagit donc que lorsqu'il y a des variations de vitesse. La constante de temps de ce filtre ( $T\omega$ ) doit être suffisamment grande pour permettre aux signaux. Généralement, ( $T\omega$ ) varie de 1 à 20 secondes. Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur ( $T\omega$ ) fixée à 10 secondes [24].

**c. Le filtre compensation de phase :**

L'origine de l'amortissement négatif est, comme nous l'avons vu, associée au retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur ( $\Delta T_e$ ) et l'entrée du système d'excitation ( $\Delta V_{er}$ ). Pour mieux garantir la stabilité du système, deux étages (au moins) de compensations de phase sont nécessaires.

**d. Le limiteur :**

Le PSS est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire) [25]. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de  $\pm 0.02$  à 0.1 per-unit [26].

**2.3.2. Le MB-PSS (multi band) :**

Contrairement au stabilisateur conventionnel, qui est composé d'une série de filtres en cascade (passe haut et avance-retard de phase). Le MB-PSS Figure 2.4. est constitué de trois étages découplés en fréquence (basses, moyennes et hautes fréquences) qui permettent d'obtenir un stabilisateur robuste vis-à-vis l'ensemble des modes d'oscillations à amortir. Il est plus performant que le PSS conventionnel et permet l'amortissement de tous les modes d'oscillations que l'on trouve dans un réseau électrique [27].

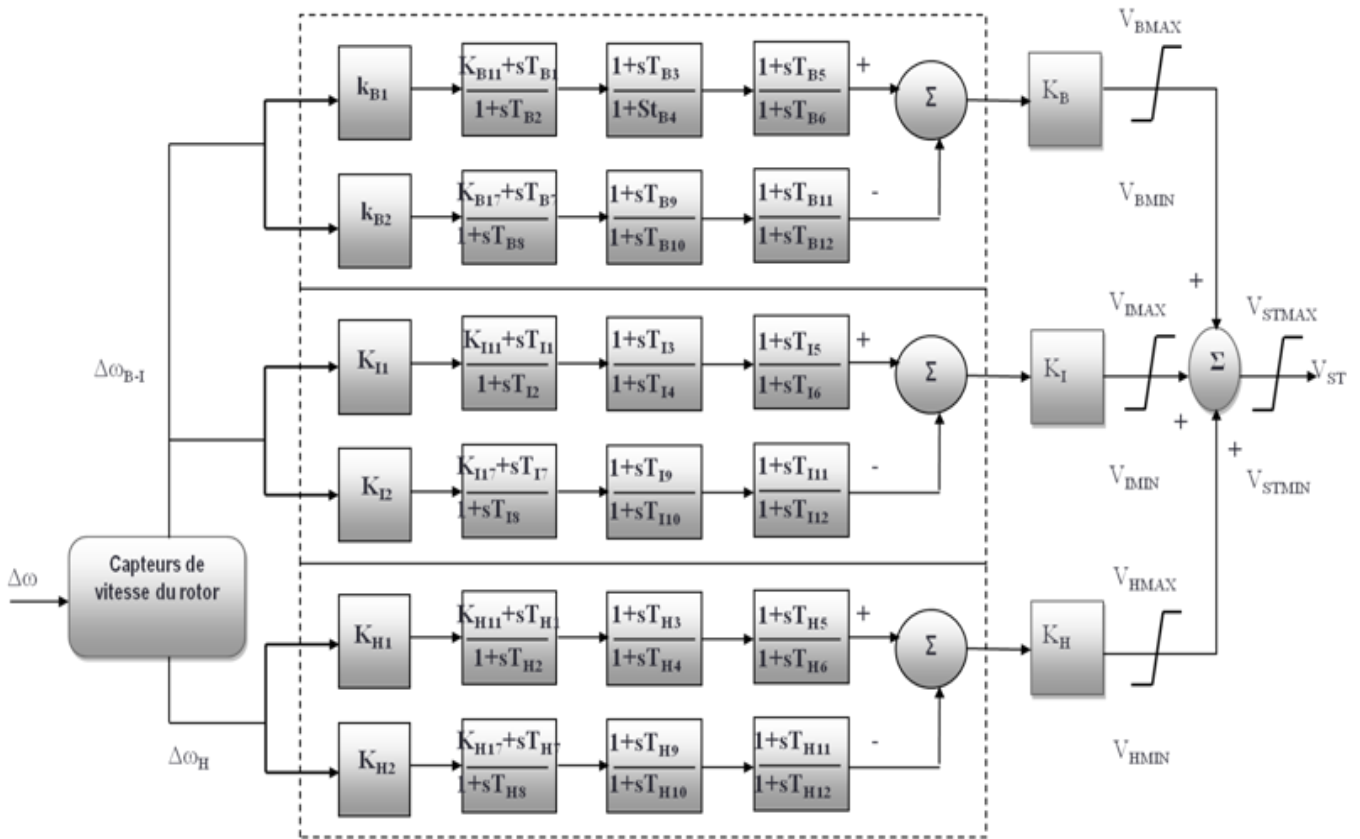


Figure 2-4 Stabilisateur multi-bandes[27].

**2.4. Réglage des paramètres de PSS :**

Le problème de la conception d'un PSS est de déterminer les valeurs de ses paramètres pour :

- augmenter l'amortissement des modes du système.
- assurer une stabilisation robuste.

**2.4.1. Méthode de compensation de phase :**

Pour expliquer le réglage des paramètres de PSS par la méthode de compensation de phase, nous prenons un système simple consistant en un générateur connecté à un jeu de barre infini, Figure 2.5.

Les termes  $K1, \dots, K6$  sont les constantes de linéarisation.

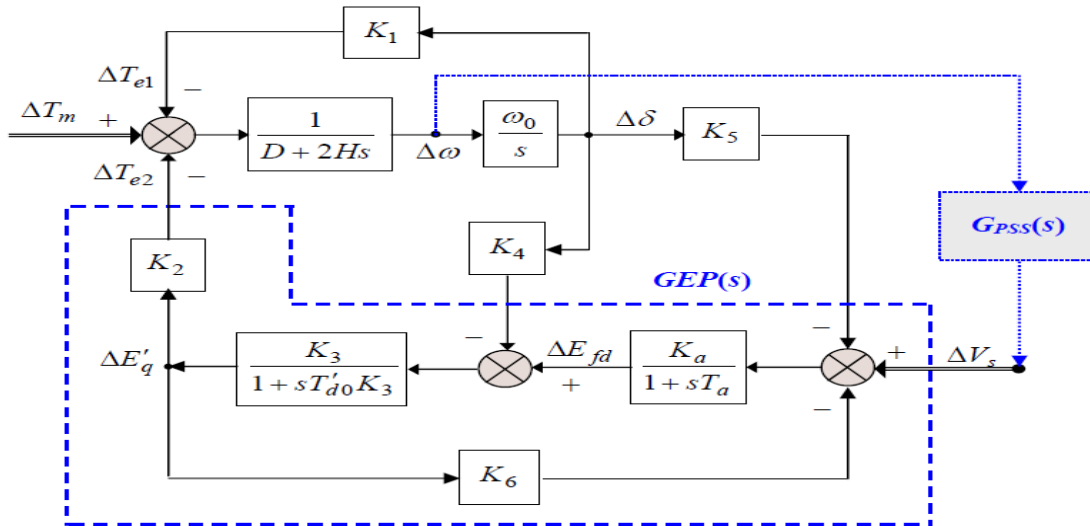


Figure 2-5 Modèle de Heffron-Philips d'un système (monomachine - jeu de barre infini)[27].

L'objectif principal d'un PSS est d'introduire une composante d'un couple électrique sur le rotor de la machine synchrone ; ce couple est proportionnel à l'écart entre la vitesse actuelle du rotor et la vitesse de synchronisme. Lorsque le rotor oscille, ce couple agit comme un couple d'amortissement pour atténuer les oscillations.

La fonction de transfert  $GEP(s)$  est le retard de phase de la boucle électrique peuvent être dérivés du modèle de Heffron-Philips. Ils sont donnés par les deux relations suivantes [28] .

$$GEP(s) = \frac{KaK3K2}{(1+sTa)(1+sT'doK3)+KaK3K6} |_{s=\lambda} = \sigma + j\omega \tag{2.1}$$

$$PhiGEP = \angle GEP(s) |_{s=\lambda} = \sigma + j\omega \tag{2.2}$$

Avec  $\lambda = \sigma + j\omega$  est la valeur propre calculée pour le système sans signal de stabilisation.

$\sigma$  : est la partie réelle de la valeur propre (abscisse de convergence).

$\omega$  : est la pulsation propre d'oscillation (rad/s).

Avec  $\sigma = -\omega\zeta$  et  $\omega = \sqrt{\omega^2 + \zeta^2}$

$\zeta$  : est le facteur d'amortissement d'oscillation.

Le facteur d'amortissement détermine la décroissance de l'amplitude d'oscillation. Il est donné par :

$$\zeta = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

Pour simplifier, nous considérons que les paramètres à régler du PSS sont le gain  $K_{pss}$  et les constantes de temps  $T_1$  et  $T_3$  (avec  $T_1 = T_3$ ) ; les autres paramètres sont fixés (avec  $T_2 = T_4$ ). Ainsi, la fonction de transfert de PSS peut se réécrire comme suit :

$$G_{pss}(s) = K_{pss} \frac{sT_w}{1+sT_w} \left( \frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right)^2 = K_{pss} \cdot G_f(s) \quad (2.3)$$

$T_w$ : Constante de temps du filtre passe haut (washout filter)

Etant donné que l'avance de phase du PSS ( $\Phi_{GPSS}$ ) est égale à la phase  $\Phi_{GEP}$ , la constante de temps  $T_1$  est donnée, tout calcul fait, par la relation suivante :

$$T_1 = T_3 = \frac{\tan(\beta)}{\omega - \sigma \cdot \tan(\beta)} \quad (2.4)$$

$$\text{Avec } \beta = \frac{1}{2} \left( -\text{phi}_{GEP} - \tan^{-1} \left( \frac{\omega}{\sigma} \right) + \tan^{-1} \left( \frac{\omega T_w}{1 + \sigma T_w} \right) + 2 \tan^{-1} \left( \frac{\omega T_2}{1 + \sigma T_2} \right) \right) \quad (2.5)$$

Le gain du PSS, quant à lui, est donné par la relation suivante [28] :

$$K_{pss} = \frac{4 \omega_n \zeta H}{K^2 |G_{EP}(s)| |G_f(s)|} \quad |s = \lambda = \sigma + j\omega \quad (2.6)$$

$$\text{Avec, } \omega_n = \sqrt{\frac{\omega_0 k_1}{2H}} \quad (2.7)$$

$\omega_0$  : la vitesse de synchronisme du système, en rad/s.

$\omega_n$  : la pulsation naturelle d'oscillation en rad/s.

### 2.4.2. Méthode du résidu :

Nous avons vu que le filtre avance/retard du PSS est utilisé pour compenser le retard de phase de la fonction de transfert  $G_{EP}(s)$ . En déterminant la valeur du retard de phase, nous pouvons ainsi calculer les constantes de temps (avance/retard) nécessaires pour assurer la compensation

demandée. Pour ce faire, l'angle de phase de résidu peut être utilisé [29] [30]. Considérons la forme suivante de la fonction de transfert du PSS pour un système à une entrée/une sortie :

$$H(s) = K_{pss} \cdot \frac{sT_w}{1+sT_w} \left[ \frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right]^m \quad (2.8)$$

$K_{pss}$  Le gain de stabilisateur avance retard de phase

Où :  $m$  est le nombre d'étages de compensation (généralement  $m = 2$ ).

La Figure 2.6 montre l'effet du résidu sur le déplacement de valeur propre dans la partie gauche du plan complexe.

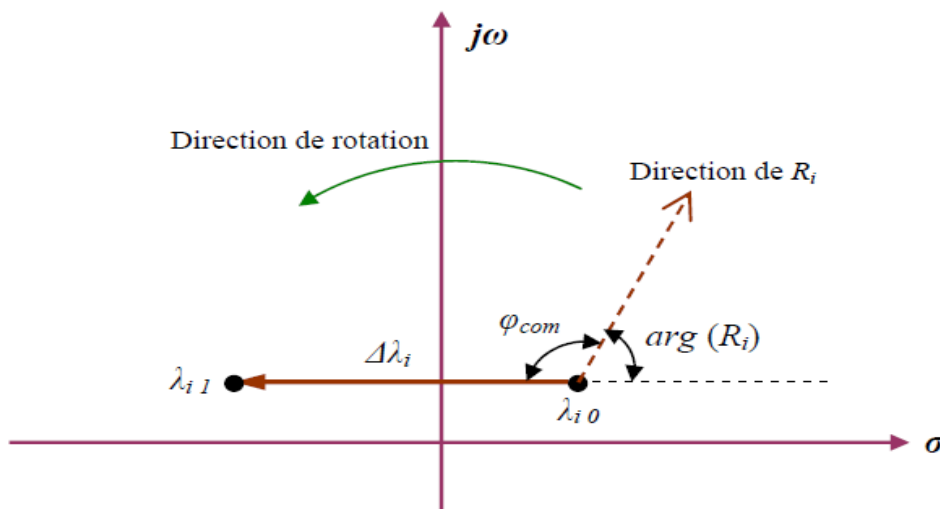


Figure 2-6 Déplacement de valeur propre par la rotation du résidu associé[29].

L'angle de phase  $\varphi_{com}$ , nécessaire pour diriger la direction du résidu  $R_i$  de sorte que la valeur propre associée  $\lambda_i$  se déplace parallèlement à l'axe réelle, peut être calculé par l'équation suivante :

$$\varphi_{com} = 180^\circ - \arg(R_i) \quad (2.9)$$

Où :  $\arg(R_i)$  est l'angle de phase du résidu  $R_i$ .

Par conséquent, les constantes de temps  $T_1$  et  $T_2$ , du bloc avance/retard nécessaires pour obtenir l'angle  $\varphi_{com}$ , peuvent être calculées comme suit [29]:

$$T_1 = \alpha \cdot T_2$$

$$T_2 = \frac{1}{\omega_1 + \sqrt{\alpha}} \quad (2.10)$$

$$\text{Avec : } \alpha = \frac{1 - \sin\left(\frac{\varphi_{com}}{m}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\varphi_{com}}{m}\right)} \quad (2.11)$$

Où :  $\omega_i$  est la fréquence du mode  $\lambda_i$  en rad/sec.

Pour calculer le gain  $K_{PSS}$ , nous pouvons réécrire la fonction transfert du PSS comme suit :

$$H(s) = K_{pss} \cdot H_f(s) \quad (2.12)$$

$s$  : l'opérateur de Laplace.

Avec

$$\Delta\lambda_i = R_i H(\lambda_i) \quad (2.13)$$

Le déplacement des valeurs propres est donné par l'équation (2.13) que nous rappelons ci-dessous :

$$\Delta\lambda_i = |\lambda_{i1} - \lambda_{i0}| = R_i H(\lambda_i) \quad (2.14)$$

En remplaçant l'équation (2.12) dans la dernière équation, nous obtenons pour gain  $K_{PSS}$  la valeur littérale suivante [31] :

$$K_{pss} = \left| \frac{\lambda_{i1} - \lambda_{i0}}{R_i \cdot H_f(\lambda_i)} \right| \quad (2.15)$$

Avec

$$R_i = C \Phi_i \Psi_i D$$

Le modèle d'état linéaire est donné par

$$\Delta x = A \Delta x + B \Delta u$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u$$

Avec

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_r} \end{bmatrix}$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

$$D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_r} \end{bmatrix}$$

Où:

A: matrice d'état ( $n \times n$ ).

B : matrice d'entrée ( $n \times r$ ).

C : matrice de sortie ( $m \times n$ ).

D : matrice de contrôle ( $m \times r$ ).

- Le nombre des variables d'état  $n$  définit la longueur du vecteur d'état  $\Delta x$ , le nombre de lignes et de colonnes de la matrice A, le nombre de lignes de la matrice B et le nombre des colonnes de la matrice C.

- Le nombre  $r$  des variables d'entrées choisies définit la longueur du vecteur d'entrée  $\Delta u$  et le nombre de colonnes des matrices B et D.

- Le nombre des variables de sorties choisies  $m$  définit la longueur du vecteur de sortie  $\Delta y$  et le nombre de lignes des matrices C et D.

- La matrice A est appelée *matrice d'état* ou *matrice d'évolution*, car elle contient la description du comportement dynamique du système. Elle rend compte aussi de l'évolution du système en régime libre, c.-à-d. à commande nulle.

- La matrice B est appelée *matrice de commande* ou *matrice d'entrée*. Elle rend compte du comportement dynamique du système en réponse à une commande.

- La matrice C est appelée *matrice d'observation*. Elle permet de relier la sortie à l'état.

- La matrice D est enfin appelée *matrice d'action directe* qui relie directement la commande à la sortie. Elle est en général nulle dans les systèmes physiques ; le système est dit "strictement propre" [32].

L'ensemble des vecteurs propres à droite du système forme la matrice modale à droite, donnée comme suit :

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \dots \quad \Phi_i \quad \dots \quad \Phi_n] \quad (2.16)$$

De même, la matrice modale à gauche est formée des vecteurs propres à gauche :

$$\Psi^T = [\Psi_1 \quad \dots \quad \Psi_i \quad \dots \quad \Psi_n] \quad (2.17)$$

### 2.4.3. Méthode de placement des pôles :

Cette méthode consiste à déterminer les valeurs des paramètres d'un PSS de sorte que tous les pôles du système en boucle fermée se trouvent placés en des positions spécifiées préalablement dans le plan complexe.

Cette méthode peut être mathématiquement décrite en considérant la représentation suivante du système [33] [34] Figure 2.7.

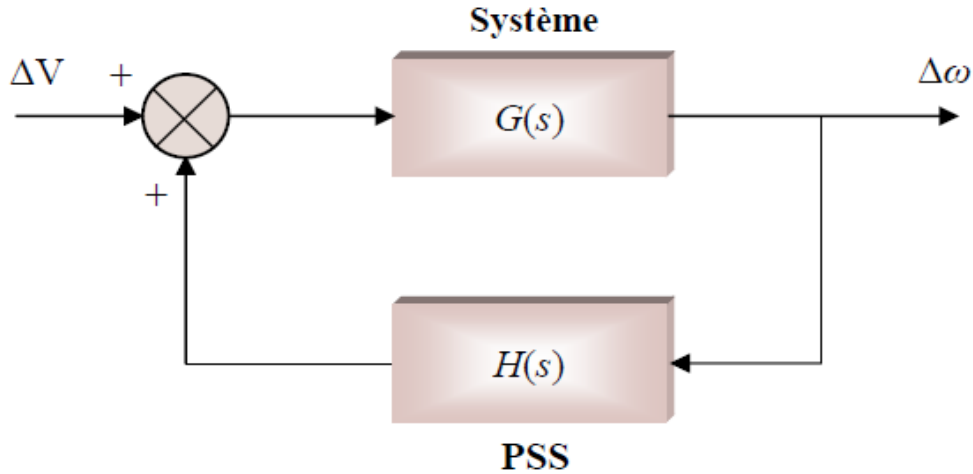


Figure 2-7 L'ensemble (système-PSS) en boucle fermée.

Où :  $G(s)$  est la fonction de transfert du système entre le signal de référence  $\Delta V$  du régulateur de tension de générateur, où le PSS doit être installé, et la variation de vitesse de rotor  $\Delta\omega$ .  $H(s)$  est la fonction de transfert de PSS.

Les pôles de  $G(s)$  sont justement les valeurs propres du système linéarisé en boucle ouverte. La fonction de transfert du système entier en boucle fermée  $F(s)$  devient :

$$F(s) = \frac{G(s)}{1 - G(s) \cdot H(s)} \quad (2.18)$$

Les valeurs propres du système en boucle fermée sont les pôles de la fonction de transfert  $F(s)$  ; elles doivent satisfaire l'équation caractéristique suivante :

$$1 - G(s) \cdot H(s) = 0 \quad (2.19)$$

$$\Rightarrow H(s) = \frac{1}{G(s)} \quad (2.20)$$

$$G(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)}$$

Si  $\lambda_i, i = 1, 2, \dots, n$  sont les valeurs propres spécifiées préalablement, l'équation (2.20) peut ainsi se réécrire comme suit :



$$H(\lambda i) = \frac{1}{G(\lambda i)} \quad (2.21)$$

$$\Rightarrow K_{pss} \cdot \frac{\lambda iT_w}{1+\lambda iT_w} \cdot \frac{\lambda iT_1}{1+\lambda iT_1} \cdot \frac{\lambda iT_2}{1+\lambda iT_2} \quad (2.22)$$

Par conséquent, nous obtenons un ensemble d'équations algébriques linéaires. En résolvant ces équations, nous pouvons déterminer les valeurs des paramètres désirés du PSS qui assurent le placement précis des valeurs propres.

## 2.5. Emplacement optimal des PSSs :

Tous les générateurs du système ne participent pas aux modes dominants : tous les générateurs n'ont donc pas besoin d'être équipés de PSSs. En outre, il faut tenir compte des interactions négatives entre les PSSs qui augmentent avec le nombre de ces derniers. Enfin, il faut tenir compte des critères économiques.

Les approches les plus efficaces proposées sont basées sur l'analyse modale du système linéarisé :

- le mode shape.
- les facteurs de participations.
- les résidus.

Comme nous l'avons vu, les amplitudes des résidus associés aux modes dominants de la fonction de transfert du système en boucle ouverte peuvent être utilisées pour déterminer les placements les plus efficaces pour installer les PSSs. Les amplitudes des facteurs de participation ou du mode Shape permettent de déterminer l'influence de chaque variable d'état dans les modes oscillatoires associés. Ces méthodes peuvent donc nous fournir des indications importantes sur l'emplacement optimal des PSSs dans le système pour réaliser un meilleur amortissement par rapport à des critères donnés.

Sachant que des emplacements différents des PSSs entraînent des oscillations totalement différentes, des PSSs "mal placés" peuvent donc ne pas répondre aux objectifs. Pour cela, il faut bien choisir la méthode qu'il faut appliquer pour déterminer les bons emplacements des

PSSs. Les méthodes mentionnées ci-dessus donnent généralement de bons résultats, mais la recherche de méthodes plus efficace reste toujours actuelle.

**2.6. Conclusion:**

Dans ce chapitre, on a survolé la structure des PSS ainsi leur types et différentes méthodes pour calculer les paramètres des PSS conventionnels. Les performances de PSS dans un réseau électrique sera discuter et analyser par simulation par MATLAB/SIMULINK dans le chapitre 4. Le chapitre suivant est consacré pour les systèmes FACTS.

# Chapitre 03

## SYSTEME FACTS

---

### 3.1. Introduction :

Aujourd'hui, grâce à l'amélioration des performances de l'électronique de puissance, on voit apparaître de nouveaux équipements connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) qui permettent d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et accroître la puissance de transport des lignes. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (tension, déphasage, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

### 3.2. Différents catégories des FACTS :

Les dispositifs FACTS se divisent en trois importantes catégories suivant leur façon de se connecter au réseau électrique.

- compensateurs parallèles
- Compensateurs séries
- Compensateurs hybrides (série-parallèle)

#### 3.2.1. Compensateur parallèle:

Les compensateurs parallèles permettent le contrôle de la tension en un point du réseau grâce à l'injection de puissance réactive. Ces compensateurs sont connectés entre phase et terre.

##### Compensateurs parallèles

Ces compensateurs sont branchés en parallèle avec le réseau électrique. Ils permettent à partir d'une impédance variable d'absorber ou injecter du courant au réseau à travers le point de connexion. Cette injection du courant modifie les puissances active et réactive qui transitent dans la ligne et au même temps elle permet la régulation de la tension de la ligne.

### 3.2.1.1. Compensateur statique d'énergie réactive (SVC) :

Le compensateur statique d'énergie réactive (Static Var Compensator) est un équipement de compensation shunt. Il permet de régler la tension à ses bornes en commandant la quantité de puissance réactive injectée dans ou absorbée du système d'alimentation. Il est également utilisé pour améliorer la stabilité dynamique du réseau électrique [35].

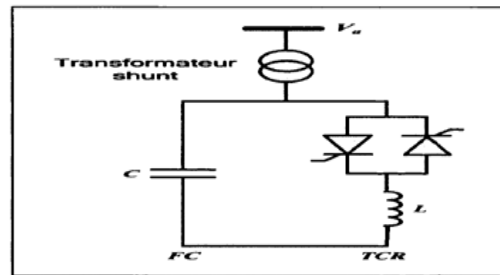


Figure 3-1 Schéma électrique du SVC.

Le schéma électrique du SVC (Figure 3.1) comporte généralement les éléments suivants :

- Bancs de condensateurs fixes FC (Fixed Capacitor).
- Inductance commandée par thyristors TCR (Thyristor Controlled Reactor).
- Condensateur commuté par thyristors TSC (Thyristor Switched Capacitor).
- Inductance commutée par thyristors TSR (Thyristor Switched Reactor).

### 3.2.1.2. Compensateur statique synchrone (STATCOM) :

Le STATCOM illustré à la Figure 3.2 est utilisé de façon similaire qu'un compensateur statique d'énergie réactive (SVC) par contre il est plus efficace pour assurer la stabilité transitoire que le SVC. En plus, il est exempt d'inertie ce qui rend sa dynamique plus rapide

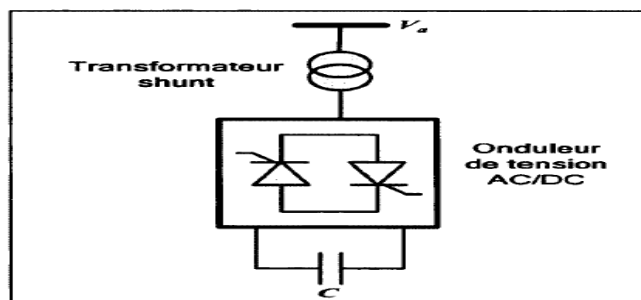


Figure 3-2 Schéma électrique du STATCOM.

### 3.2.2. Compensateurs Séries :

Les dispositifs FACTS de compensation série sont des évolutions des condensateurs série fixes.

Ils agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive.

#### 3.2.2.1. TSSC Compensateur série commuté par thyristor:

IEEE définit le TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) comme un compensateur capacitif qui se compose de plusieurs condensateurs en série le Compensateur série commuté par thyristor TSSC (Thyristor Switched Série Capacitor), est le premier qui apparaît dans la famille des compensateurs série. Il est constitué de plusieurs capacités montées en série.

#### 3.2.2.2. Compensateur série commandé par thyristor (TCSC):

IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) définit le TCSC comme étant un compensateur à réactance capacitif qui consiste en une série de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par thyristor afin de pouvoir assurer une variation homogène de la réactance capacitive.

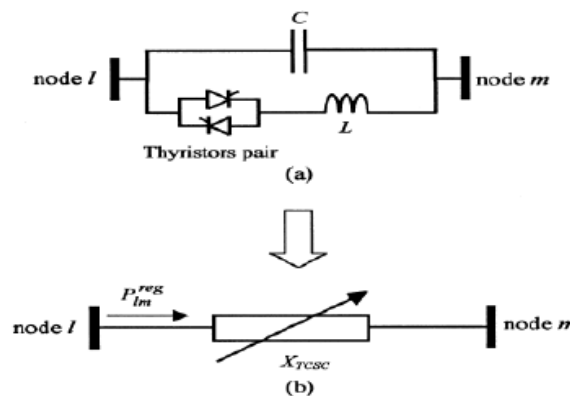


Figure 3-3la structure du TCSC.

#### 3.2.2.3. SSSC Compensateur série synchrone:

IEEE définit le SSSC (Static Synchronous Series Compensator) comme étant un générateur synchrone statique fonctionnant sans source d'énergie électrique extérieure comme les compensateurs série Le compensateur série synchrone SSSC Il est formé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur. Le SSSC agit sur le courant de la ligne en insérant une tension en quadrature avec ce dernier, la tension pouvant être

capacitive ou inductive. Un SSSC est capable d'augmenter ou de diminuer le flux de puissance dans une ligne

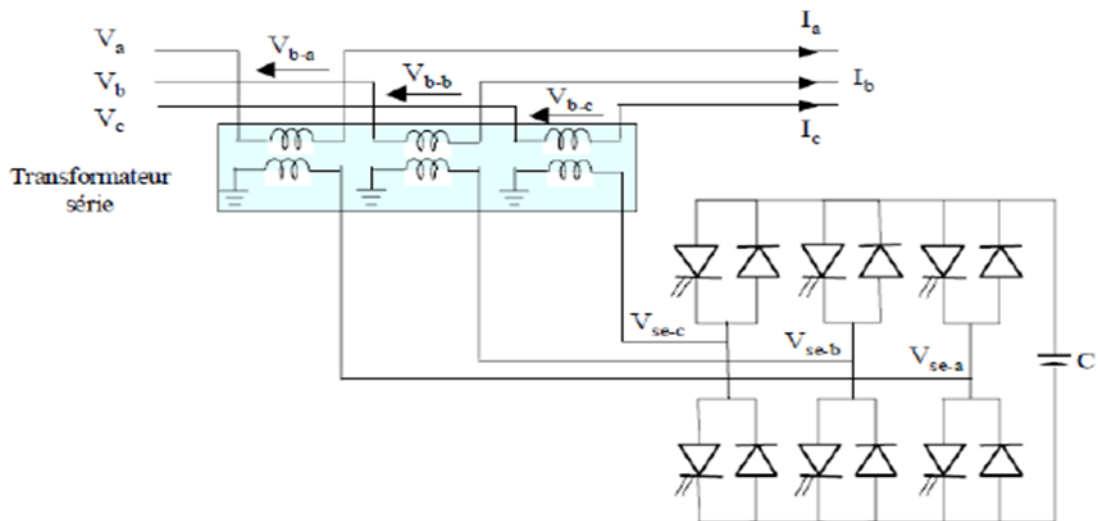


Figure 3-4 Schéma de base du SSSC.

### 3.2.3. Compensateur série parallèle (hybride):

Les compensateurs FACTS cités précédemment (série ou parallèle), permettent d'agir uniquement sur un des trois paramètres déterminant la puissance transmise dans une ligne (Tension, impédance et angle). Par une combinaison des deux types de dispositifs, il est possible d'obtenir des dispositifs hybrides capables de contrôler simultanément les différentes variables précitées.

#### 3.2.3.1. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC):

IEEE définit l'UPFC (Unified Power Flow Controller) comme étant une combinaison entre un STATCOM et un SSSC couplés via une liaison à courant continu [36], pour permettre un écoulement bidirectionnel de la puissance active entre la sortie du SSSC et celle du STATCOM. L'UPFC permet le contrôle de la tension, de l'impédance, et de l'angle ou d'écoulement de la puissance active et réactive de la ligne. L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS.

Il peut être utilisé particulièrement pour :

- Réglage de la tension ;

- Contrôle de flux de puissance active et réactive ;
- Amélioration de la stabilité ;
- Limitation des courants de court-circuit ;
- Amortissement des oscillations de puissance.

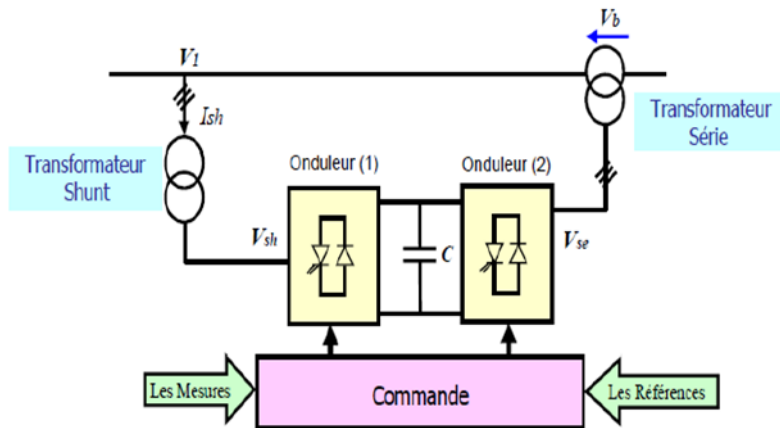


Figure 3-5 Schéma de base d'un UPFC

### 3.2.3.2. IPFC (contrôleur de puissance interlignes) :

La combinaison de deux ou plusieurs SSSC, couplés via un bus continu commun, permet de faciliter l'échange de puissance active entre les différentes lignes. Ils sont contrôlés pour assurer une compensation réactive des lignes pour ajuster le flux de puissance active et la distribution désirée de la puissance réactive le long des lignes [37]. La Figure 3-6 montre une structure générale d'un IPFC.

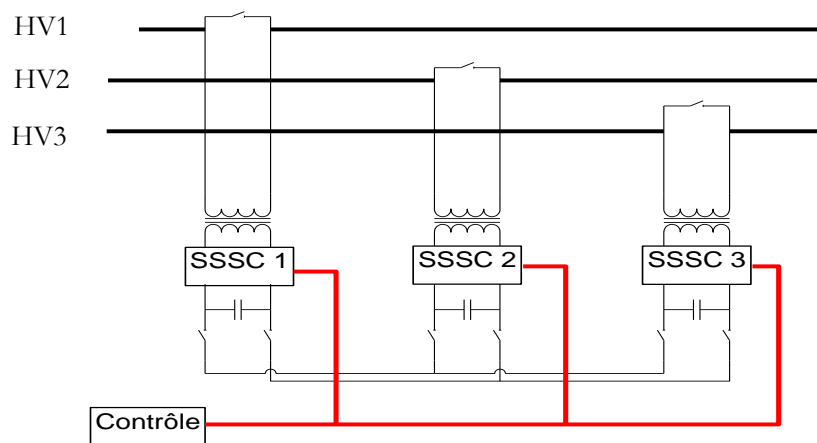


Figure 3-7 Contrôleur de puissance interlignes.

L'IPFC trouve application dans les grandes stations afin d'assurer la compensation de plusieurs lignes de transport. Les SSSC sont utilisés afin de maximiser la puissance active

transmissible sur une ligne. Avec l'IPFC, la puissance active peut être transférée entre les différentes lignes [38]. Donc, il sera possible de :

- Egaliser les puissances active et réactive entre les lignes de transport
- Augmenter la puissance maximale transmise à travers les lignes de transport.
- La compensation de la demande en puissance réactive et ainsi réduire les chutes de tension.
- Améliorer l'efficacité des systèmes électriques en régime dynamique.

### **3.3. Conclusion :**

Nous avons présenté dans ce chapitre les techniques de compensation conventionnelles (série et shunt), ainsi nous avons donné une définition et une classification des divers types de contrôleurs FACTS comme le SVC, TCSC, SSSC, UPFC, IPFC. Cette classification est adoptée comme classification universelle des systèmes FACTS et Nous avons choisi d'étudier l'SVC (Static Var Compensator) comme dispositifs FACTS pour améliorer la stabilité des réseaux de transport d'énergie électrique.



# Chapitre 04

## COORDINATION ENTRE PSS ET FACTS

### 4.1. Introduction

Afin d'étudier l'effet des dispositifs FACTS et PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques, on a utilisé l'environnement MATLAB pour la modélisation du système. Les simulations ont été effectuées dans un premier lieu sur un réseau mono machine avec un jeu de barres infinie, afin de valider les résultats trouvés et Pour traiter le phénomène des oscillations de puissance inter-régionale, on a étudié le réseau à deux générateurs.

### 4.2. Réseau de test:

Pour évaluer l'effet du Pss et les FACTs sur l'amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique, deux réseaux de test vont être pris pour le test : le réseau à jeu de barre infini et le réseau à deux machines

#### 4.2.1. Réseau à jeu de barre infini :

Ce réseau est schématisé dans la Figure 4-1

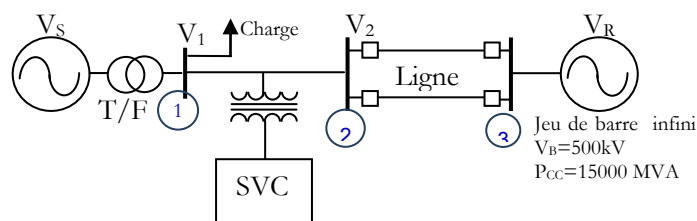


Figure 4-1 Réseau à jeu de barre infini

Les paramètres du réseau sont disponibles dans l'annexe A1

#### 4.2.2. Réseau à deux machine (multi machines) :

Le réseau multi machines est composé de deux zones représentées par deux machines interconnectées par une longue ligne de transport figure 4-2

Les paramètres sont montrés dans l'annex A1.

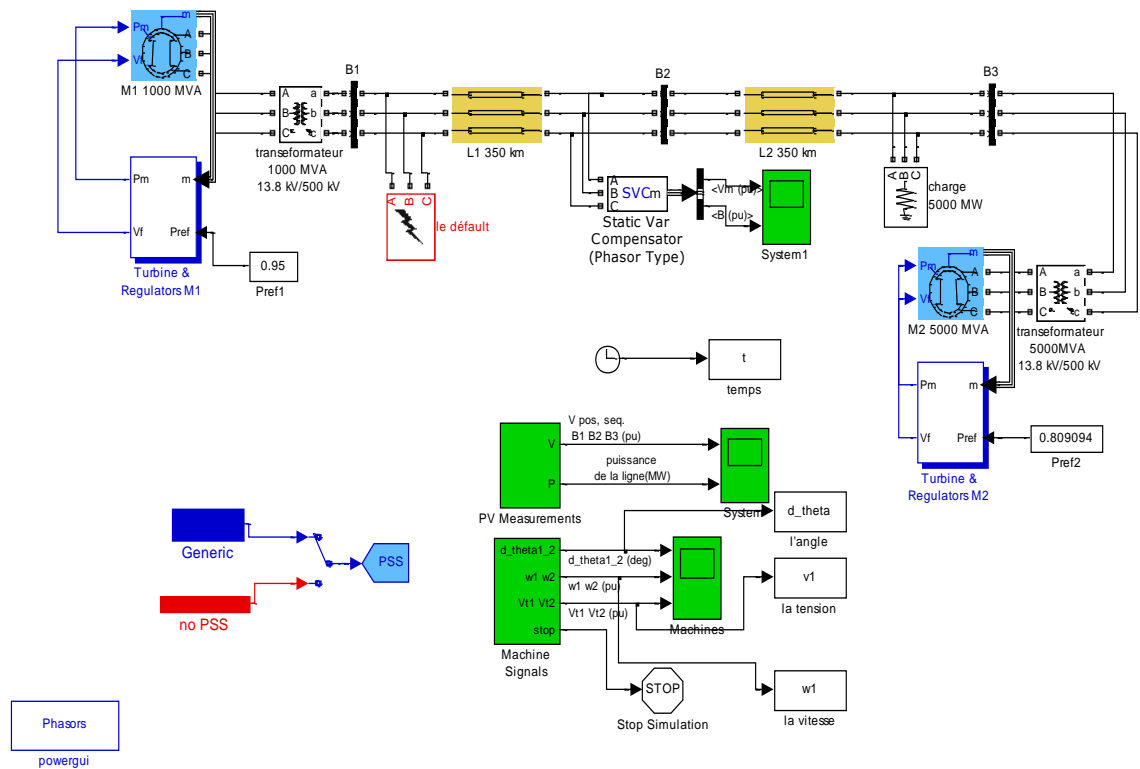


Figure 4-2 Réseau test entre deux machines [matlab/simulink]

Les paramètres sont montrés dans l'annex A1

### 4.3. Application et résultat de simulation :

La simulation des réseaux de test a été faite dans matlab-simulink. L'initiation des réseaux est faite par l'outil load flow de power guide intégré dans simPowerSystem Pour le réseau à jeu de barre infini, un défaut triphasé de trois cycle est appliqué sur une des lignes à  $t=1s$ . Pour le réseau multi machine un défaut triphasé de trois cycles est appliqué à  $t=1s$  comme montré dans la figure 4 -2

#### 4.3.1. Résultat avec Pss :

##### 4.3.1.1. Réseau à jeu de barre infine :

###### a. Faiblement chargé : Charge $P_G=0.4 p.u =840 MW$ :

Le générateur fonctionne dans ce cas avec une charge faible  $P_G=840 MW$ . Un court-circuit triphasé s'établit sur la ligne à  $t=1s$ . Le court-circuit est éliminé et la ligne et restaurée, le système initial s'établit de nouveau. Figure (4-3 ; 4-4 et 4-5)

**b. Fortement chargé : Charge  $P_G=1p.u =2100 MW$  :**

Le deuxième cas consiste à pousser le système à la limite de fonctionnement extrême, qui représente en pratique un cas de fonctionnement critique auquel un seul défaut peut entrainer la perte de tout le réseau. Dans le cas critique de fonctionnement du réseau, on peut voir que le réseau perd sa stabilité Figure (4-6 ;4-7et 4-8)

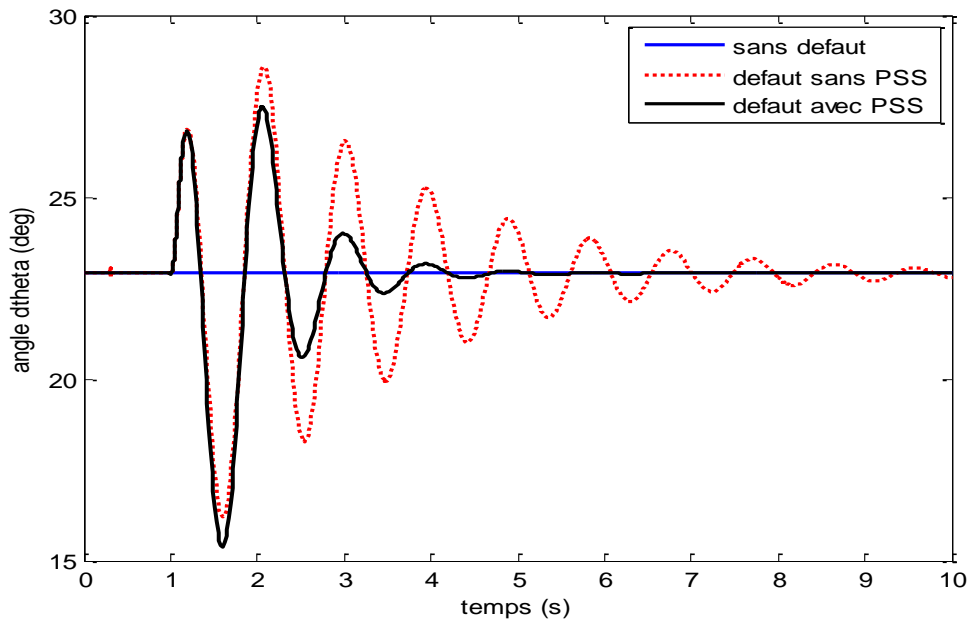


Figure 4-3 variation de l'angl rotorique pour un défaut triphasé  $P_G=0.4p.u$ (faiblement chargé)

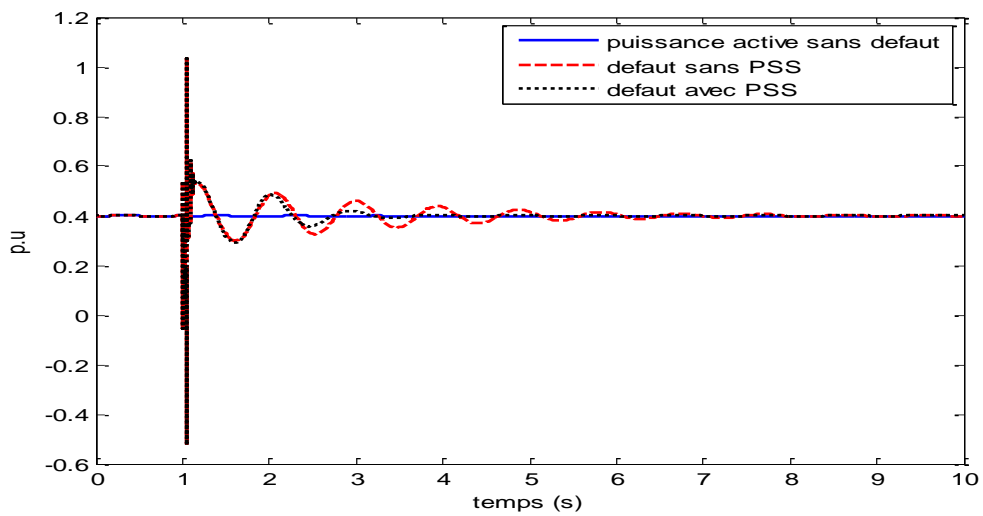


Figure 4-4 variation de la puissance de la machine un défaut triphasé  $P_G=0.4p.u$  (faiblement chargé).

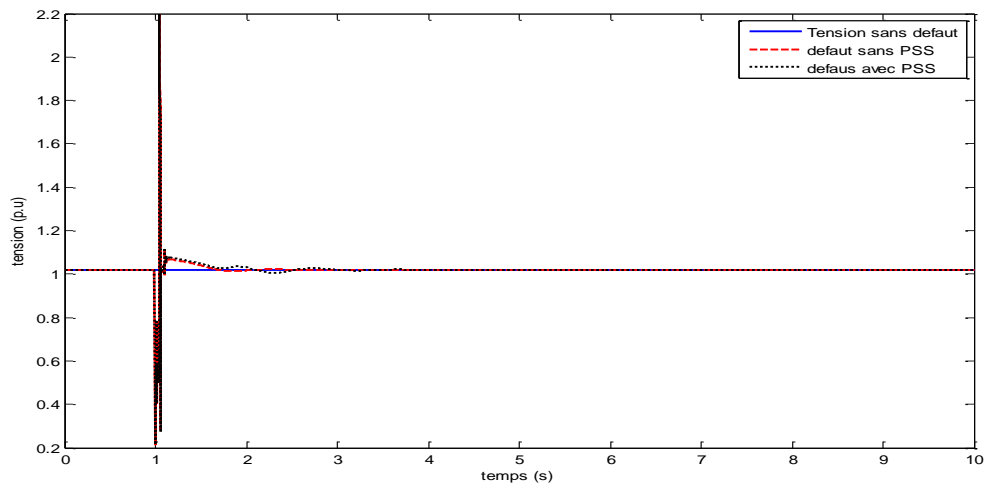


Figure 4-5 variation la tension pour un défaut triphasé  $P_G=0.4p.u$  (faiblement chargé).

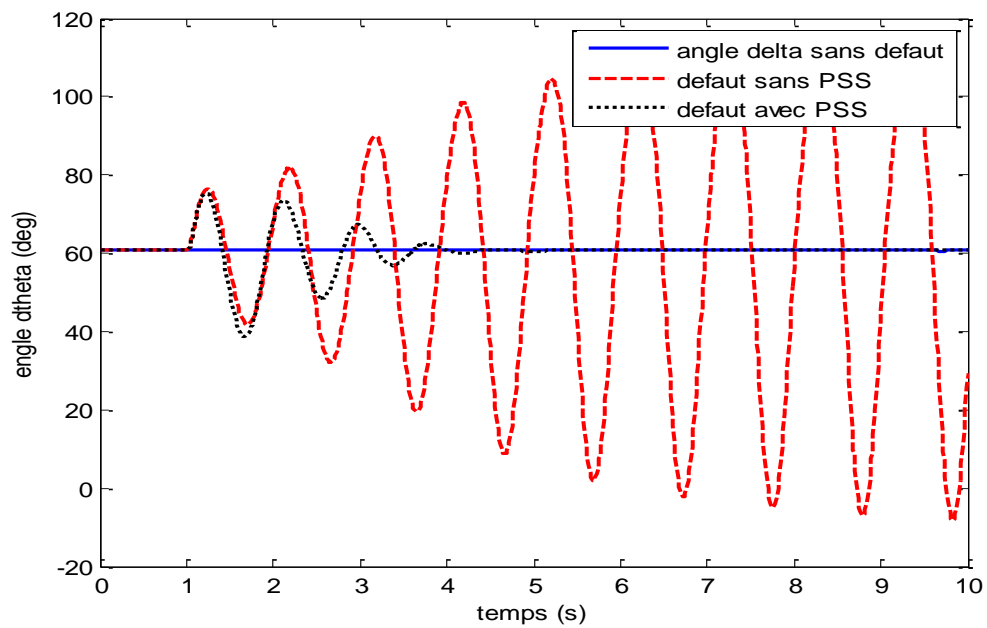


Figure 4-6 variation de l'angl rotorique pour un défaut triphasé  $P_G=1p.u$  (fortement chargé)

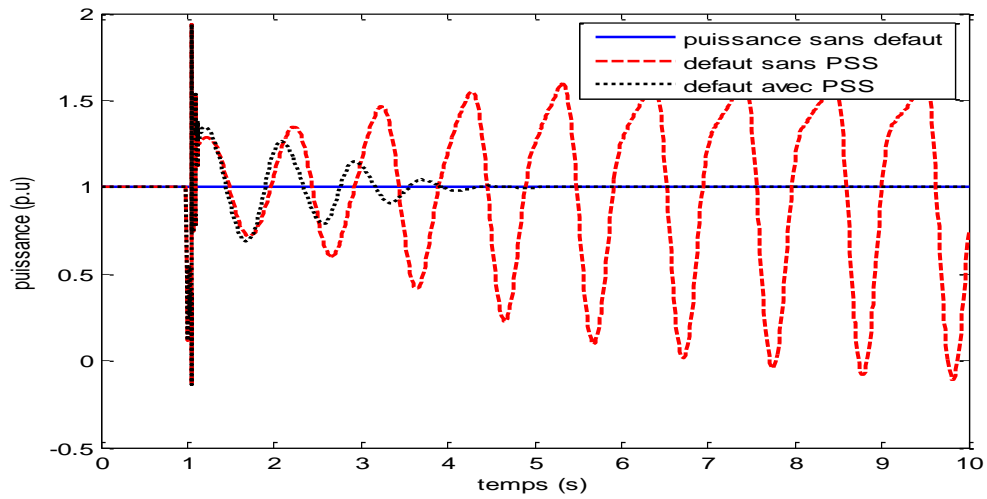


Figure 4-7 variation de la puissance pour un défaut triphasé  $P_G=1$ p.u (fortement chargé).

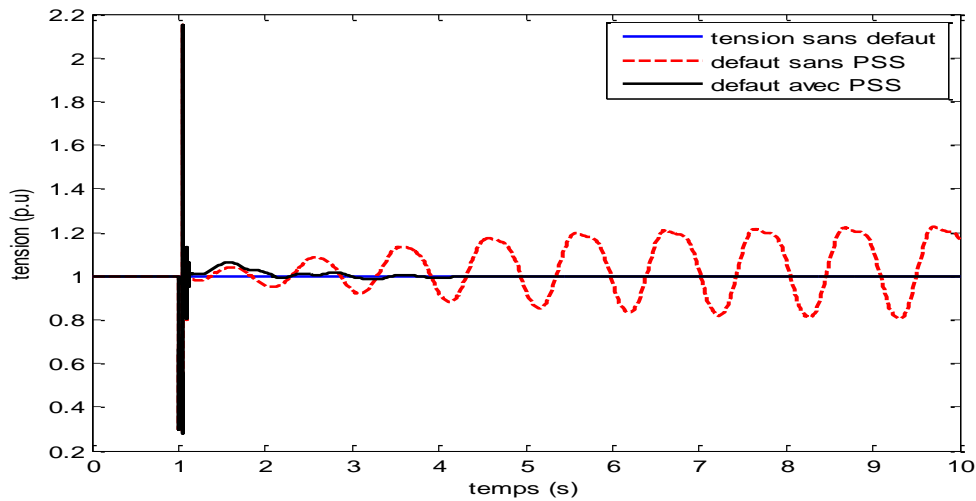


Figure 4-8 variation de la tension de la machine pour un défaut triphasé  $P_G=1$  p.u (fortement chargé).

#### 4.3.1.2. Réseau multi machine :

Les résultats sont montrée dans les figure (4-9 ; 4-10et4-11)

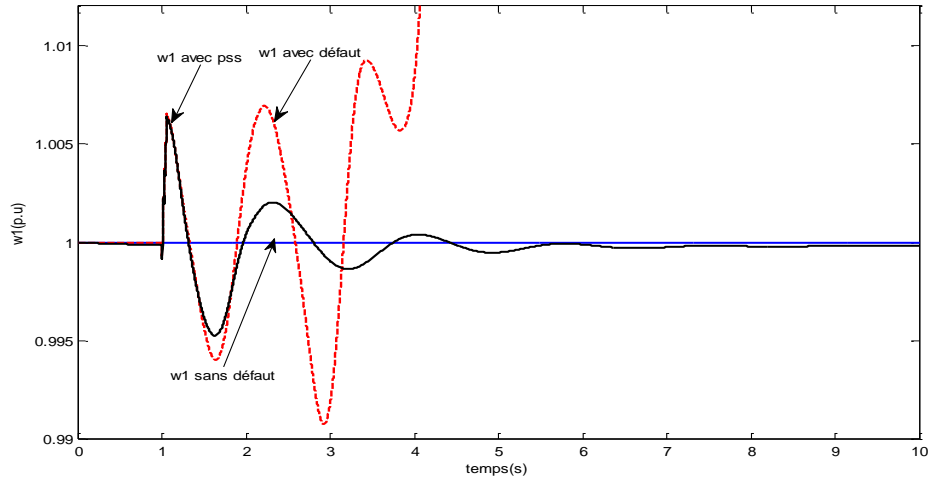


Figure 4-9 la vitesse de la machine1 après un court-circuit 3ph

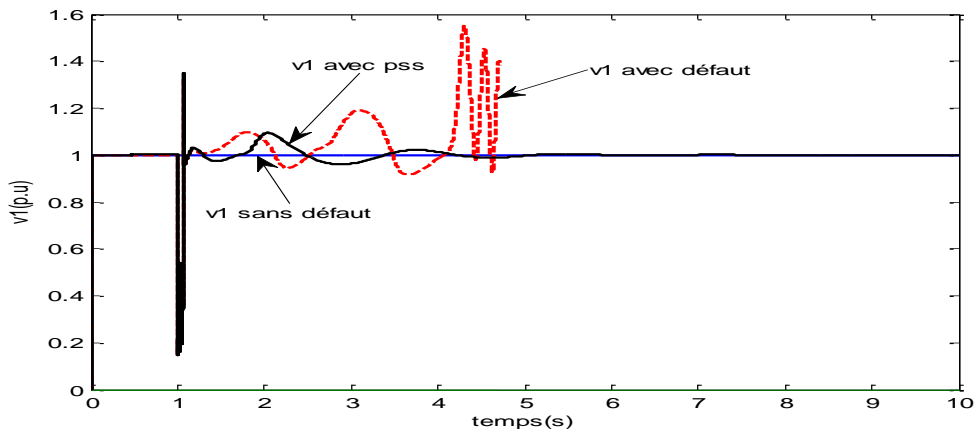


Figure 4-10 la tension de la machine1 après un court-circuit 3ph

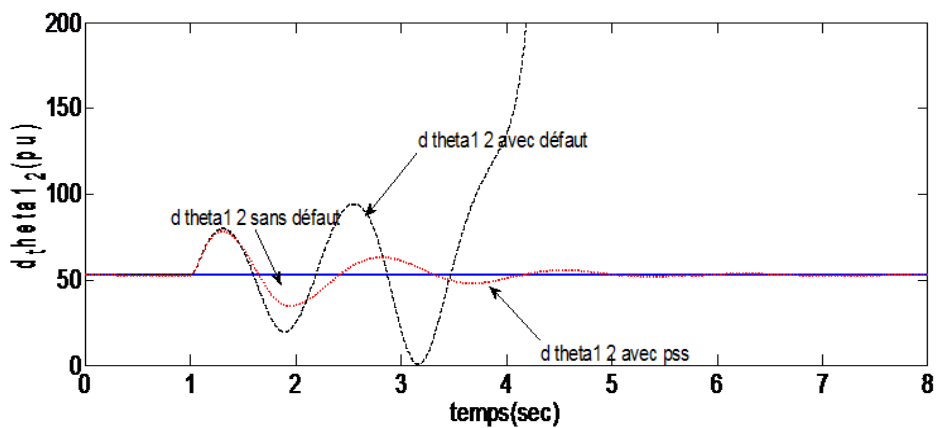


Figure 4-11 la puissance de la machine1 après un court-circuit 3ph

### 4.3.1.3. Interprétation des résultats :

On remarque que le réseau sans défaut est totalement stable, il reste dans le point initial tout le temps, un défaut triphasé est appliqué à  $t=1s$ , le réseau entre dans un régime d'oscillation non amortie qui diverge vers l'instabilité une partie de réseau. Avec le stabilisateur de système de puissance (pss) on remarque que le réseau retrouve sa stabilité et son nouvelle point de fonctionnement parce que le stabilisateur de système de puissance (pss) va moduler la tension d'excitation de la machine synchrone d'une façon à amortie ces oscillations.

### 4.3.2. Résultat avec SVC:

#### a. Faiblement chargé : $P_G=0.4 p.u =840 MW$ :

Le générateur fonctionne dans ce cas avec une charge faible  $P_G=840 MW$ . Un court-circuit triphasé s'établit sur la ligne à  $t=1s$ . Le court-circuit est éliminé et la ligne est restaurée, le système initial s'établit de nouveau figure (4-12 ; 4-13et4-14)

#### b. Fortement chargé : $P_G=1p.u =2100 MW$ :

Le deuxième cas consiste à pousser le système à la limite de fonctionnement extrême, qui représente en pratique un cas de fonctionnement critique auquel un seul défaut peut entraîner la perte de tout le réseau.les résultats représente dans les figures suivants figure (4-15 ; 4-16 et 4-17)

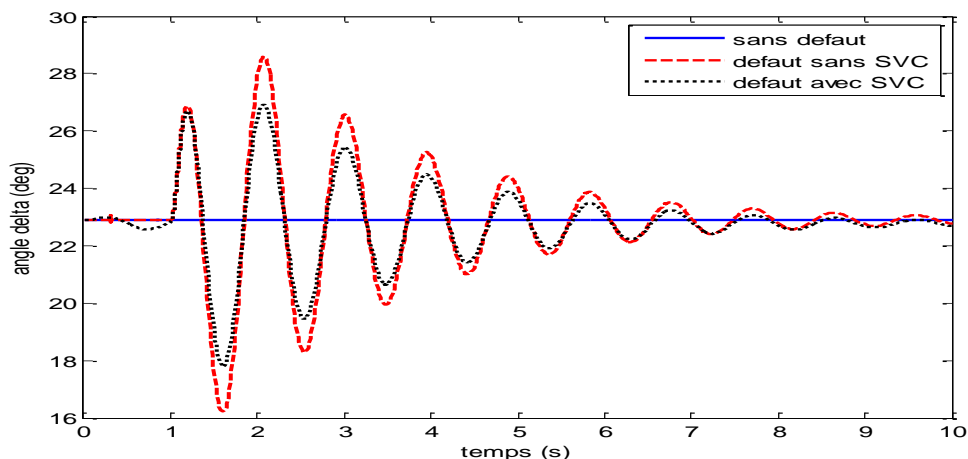


Figure 4-12 variation de l'angle rotorique pour un défaut triphasé  $P_G=0.4p.u$ .

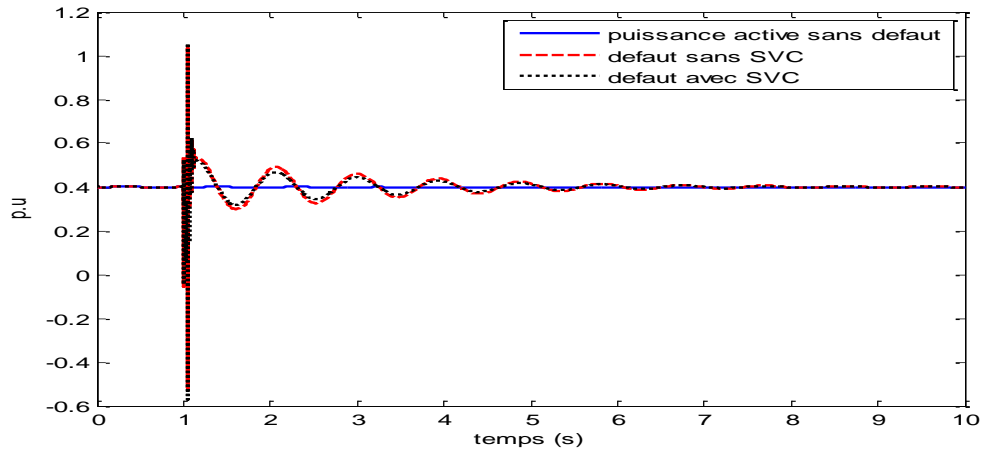


Figure 4-13 variation de la puissance active pour un défaut triphasé,  $P_G=0.4$  p.u.

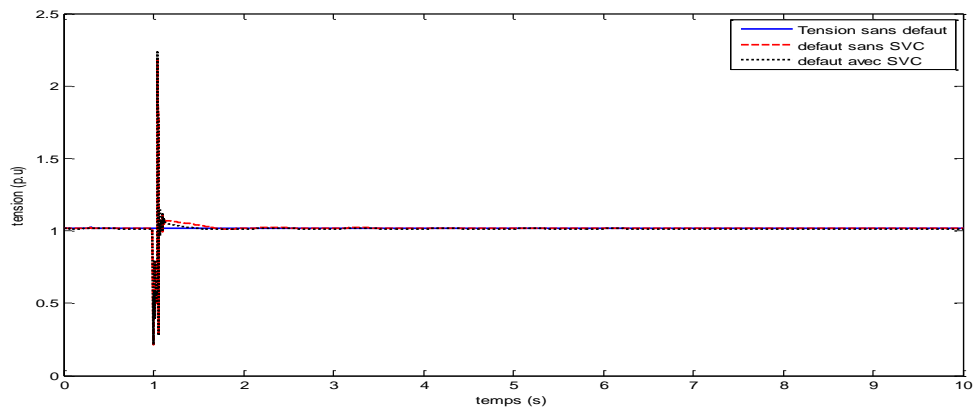


Figure 4-14 variations de la tension de la machine pour un défaut triphasé,  $P_G=0.4$  p.u.

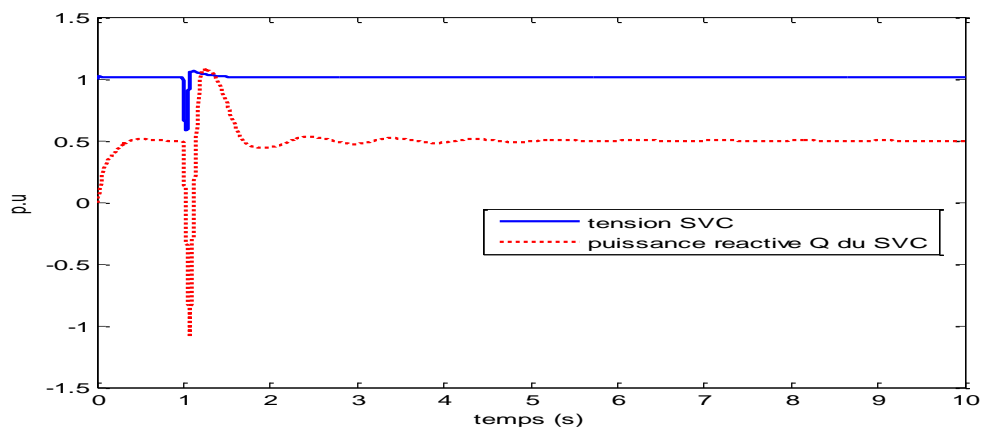


Figure 4-15 variations de la tension réactive de svc  $Q_{SVC}$  (faiblement chargé).



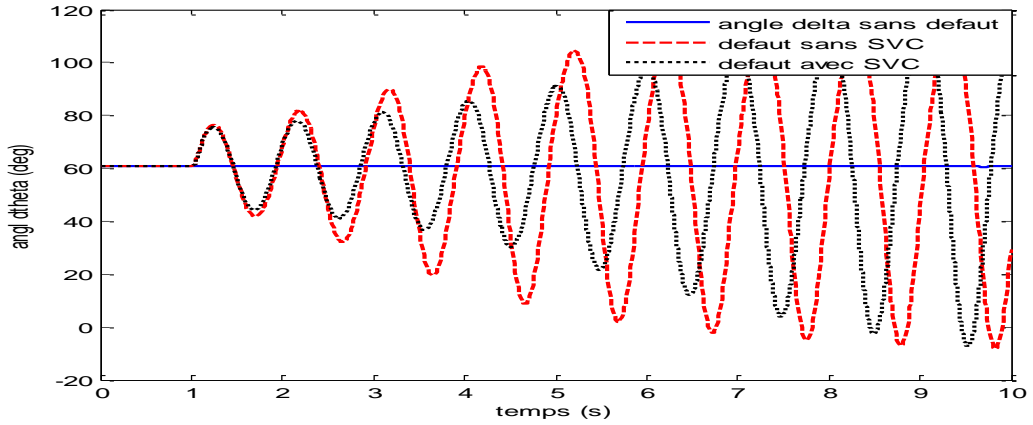


Figure 4-16 variation de l'angl rotorique pour un défaut triphasé  $P_G=1$  p.u.

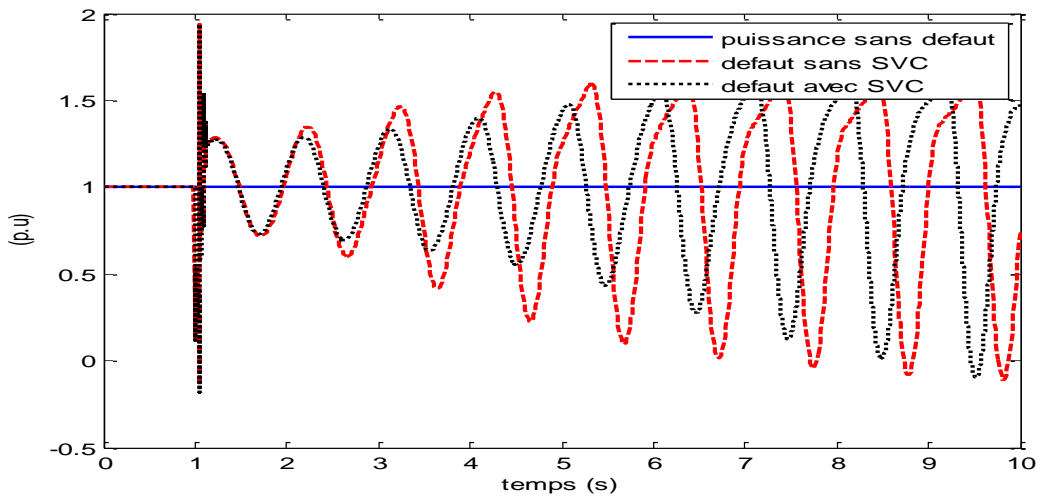
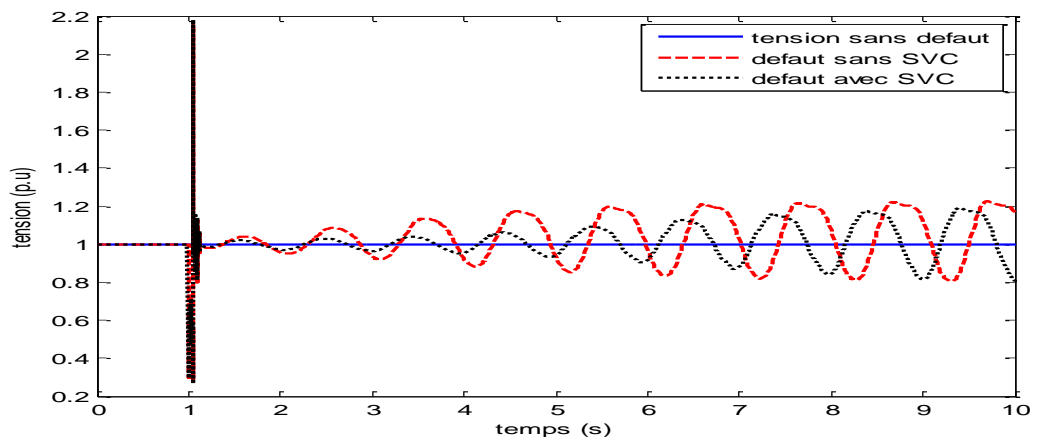


Figure 4-17 variation de la puissance pour un défaut triphasé  $P_G=1$ p.u (fortement chargé).



4-18 variation de la tension de la machine pour un défaut triphasé  $P_G=1$  p.u (fortement chargé).

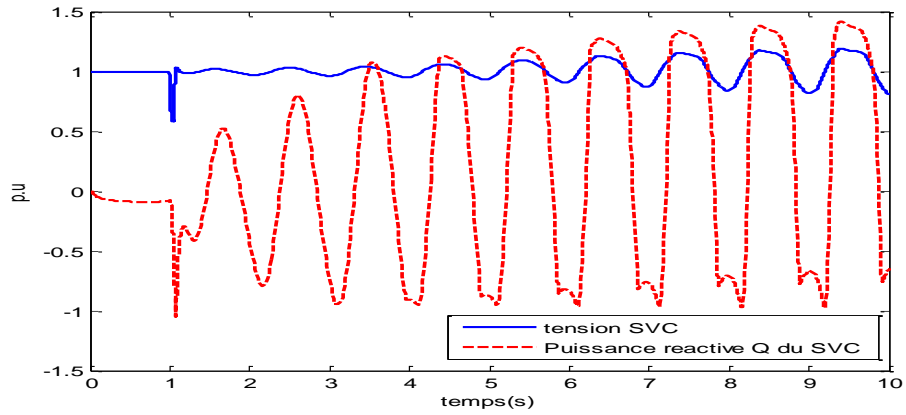


Figure 4-19 variations de la tension réactive de svc  $Q_{SVC} P_G=1p.u$  (fortement chargé)

**4.3.2.1. Réseau multi machine :**

Les résultats sont montrée dans les figures (4-18 ; 4-19et 4-20)

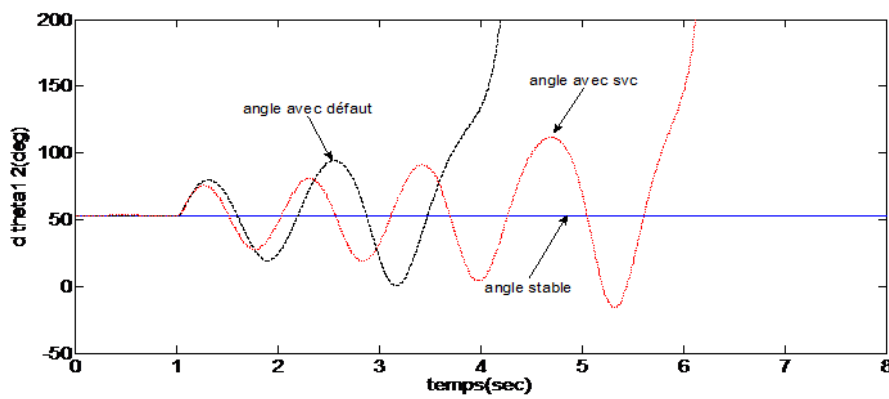


Figure 4-20 la vitesse de la machine 1 après un court-circuit 3ph.

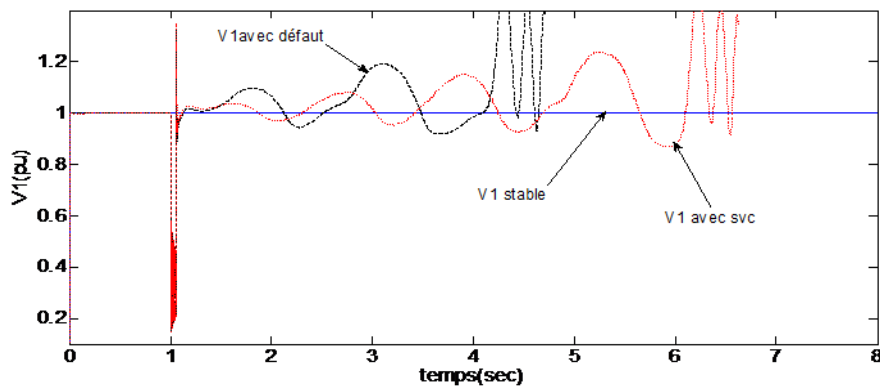


Figure 4-21 la tension de la machine 1 après un court-circuit 3ph

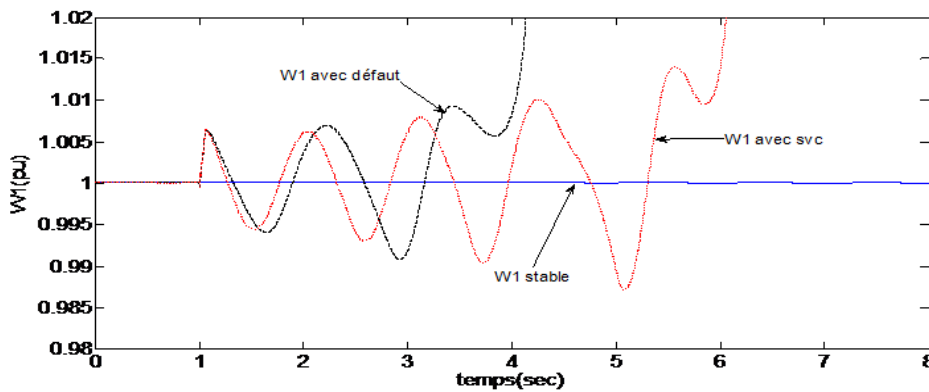


Figure 4-22 la puissance de la machine1 après un court-circuit 3ph

#### 4.3.2.1. Interprétation des résultats :

D'après les figures des simulation, on remarque que le SVC contribue au maintien de stabilité dans le cas du réseau faiblement chargé mais d'une façon faible que le PSS puisque le SVC agit seulement sur la tension au niveau du point de raccordement en minimisant la chute de tension. Dans le cas du réseau fortement chargé, le SVC n'arrive pas à maintenir la stabilité du réseau mais il minimise l'amplitude des oscillations donc il retarde la perte du synchronisme, qui est le même cas au réseau multi machine.

#### 4.3.3. Résultat avec PSS et SVC ensemble :

##### a. Faiblement chargé : $P_G=0.4 p.u =840 MW$

Le générateur fonctionne dans ce cas avec une charge faible  $P_G=840 MW$ . Un court-circuit triphasé s'établit sur la ligne à  $t=1s$ . Le court-circuit est éliminé et la ligne est restaurée, le système initial s'établit de nouveau (figure (4-21)).

##### b. Fortement chargé : $P_G=1p.u =2100 MW$

Le deuxième cas consiste à pousser le système à la limite de fonctionnement extrême, qui représente en pratique un cas de fonctionnement critique auquel un seul défaut peut entraîner la perte de tout le réseau. les résultats représente dans les figures suivants (figure (4-22))

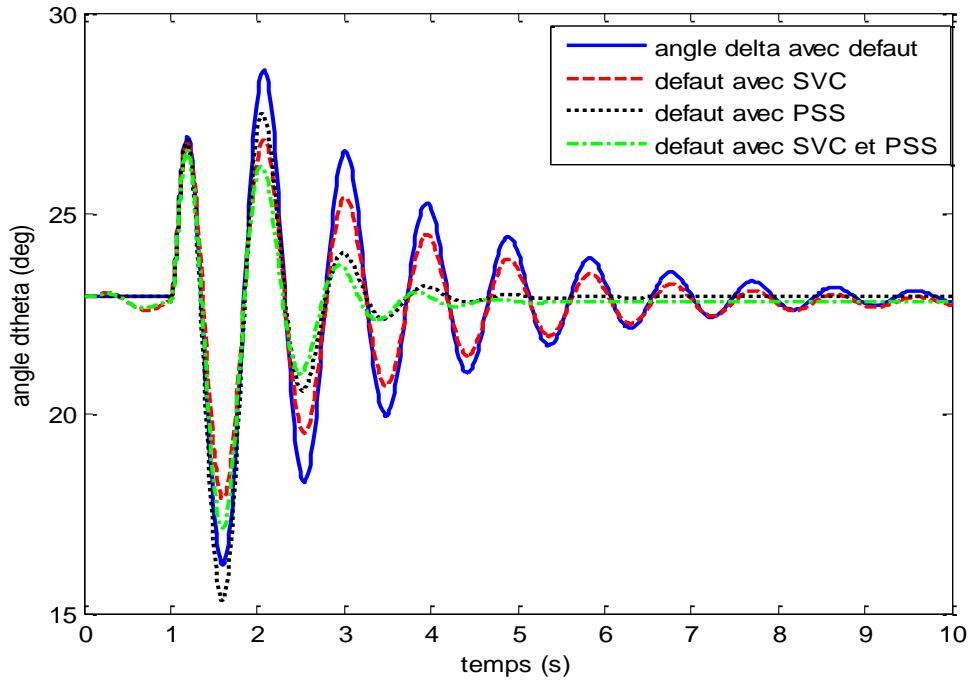


Figure 4-23 variation de l'angl rotoriques pour un défaut triphasé PG=0.4p.u.

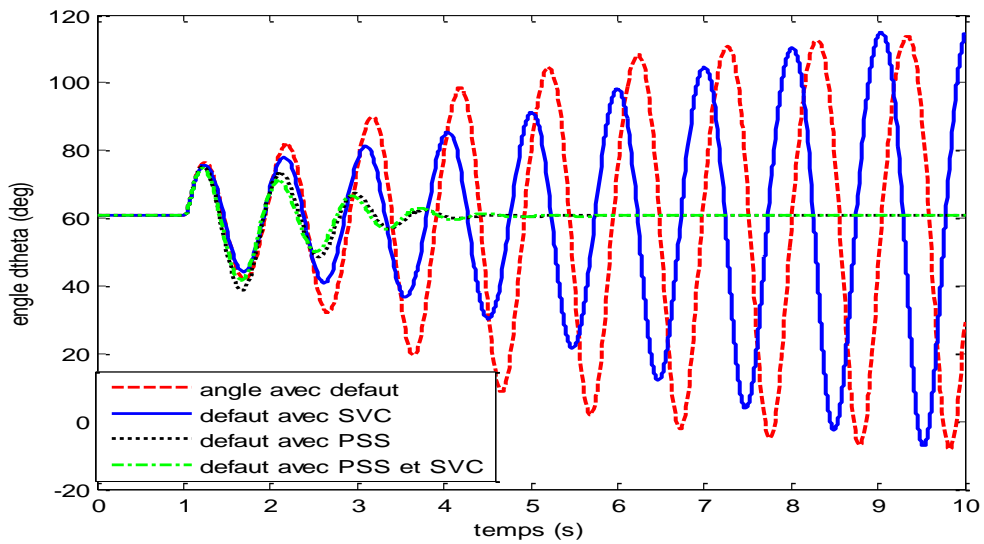


Figure 4-24 variation de l'angle rotoriques pour un défaut triphasé PG=1p.u.

**4.3.3.1. Réseau multi machine :**

Les résultats sont montrés dans la figure 4-23

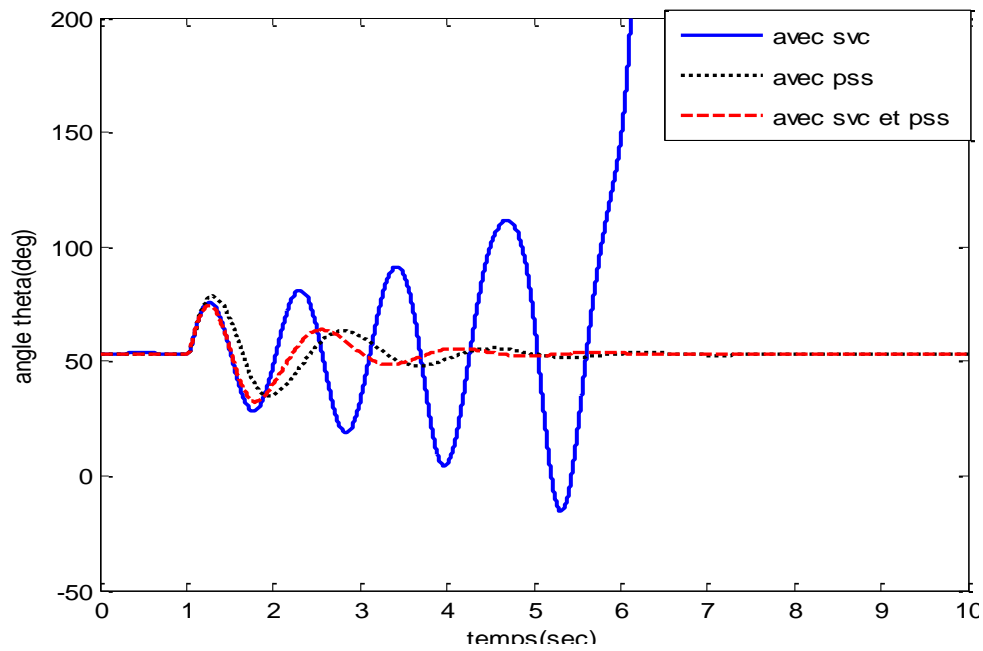


Figure 4-25 variation de l'angle entre les deux machines

#### 4.3.3.1. *Interprétation des résultats :*

On remarque que l'action du PSS et SVC ensemble s'élève dans une amélioration de la stabilité des deux réseaux du côté du temps de stabilisation et ça est du au fonctionnement ensemble des deux systèmes (PSS et SVC).

#### 4.4. Conclusion :

Dans ce chapitre on à étudié l'impacte de système FACTs et PSS ,d'après les simulations effectuées et les résultats obtenus, nous avons bien remarqué l'impact de l'installation du dispositif FACTS shunt (SVC) et du PSS sur l'amélioration de la stabilité du système électrique, pour un défaut de court circuit triphasé considéré comme le défaut le moins fréquent mais le plus sévère l'influence des SVC et PSS sur la stabilité transitoire et d'améliorer le comportement des réseaux en régimes perturbés par l'amortissement des oscillations pour le cas du réseau de jeu de barre infinie et le réseau multi machines.

# CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

---

L'objectif de notre travail est d'assurer un meilleur amortissement des diverses modes (interrégionaux et locaux) pour améliorer la stabilité d'un système d'énergie électrique. Pour atteindre cet objectif, nous proposons au départ de tenir compte des PSSs seulement, puis coordonner avec des systèmes FACTS pour assurer un amortissement satisfaisant des oscillations et de garantir la stabilité globale du système pour différents points de fonctionnement. Les PSS contribuent à maintenir l'exécution fiable de la stabilité du système de puissance en fournissant un signal auxiliaire pour le système d'excitation. Les FACTS peuvent être implantés dans les réseaux électriques. Ils ont l'aptitude de contrôler l'écoulement de puissance et d'améliorer la stabilité des réseaux électriques. Il y a un intérêt qui ne cesse d'augmenter pour l'utilisation des FACTS pour le contrôle et l'exploitation des REE. Cependant, leur coordination avec les dispositifs conventionnels d'amortissement des oscillations dynamiques comme les PSS reste un problème ouvert à appréhender. Donc, il est important d'entreprendre le problème de coordination des FACTS avec les contrôleurs classiques d'amortissement (PSS) ou bien l'insertion seulement des plusieurs PSS raccordé entre eux d'une façon optimale (lorsque en voire au coté coût) dans les grands réseaux.

Dans ce travail, l'impact d'insertion de PSS seul, SVC seul ou les deux au même temps a été évalué par simulation sur un réseau à jeu de barre infini et un réseau à deux machines. Les résultats on montré que le PSS est meilleurs que le SVC en terme d'amortissement des oscillation et que l'utilisation des deux en même temps améliore encore les résultats.

Dans des future travaux on propose d'appliquer une coordination intelligente entre plusieurs PSS installés dans réseaux multi machines et entre PSS est plusieurs systèmes FACTs.

***Annexe A- Paramètres du réseau à jeu de barres infini***

Toutes les données sont en unité relative sauf indication contraire (Mathwork).

Générateur :

$S_B=2100$ MVA	$H = 3.7$ s	$V_B = 13.8$ kV	$f = 60$ Hz	$R_s=2.8544e-3$	$X_d = 1.305$	$X'_d = 0.296$
$X''_d = 0.252$	$X_q = 0.474$	$X'_q = 0.243$	$X''_q = 0.18$	$T_d = 1.01$ s	$T'_d = 0.053$ s	$T''_d = 0.1$ s

Transformateur :

$S_B=2100$ MVA	13.8/500 kV	$f = 60$ Hz	$R_1 = 0.002$	$R_2 = 0.002$
$L_1 = 0$	$L_2 = 0.12$	$D_1/Y_g$	$R_m = 500$	$L_m = 500$

Ligne de transmission :

3 Phases	60 Hz	300 km
$L_1=0.9337e-3$ H/km	$R_1=0.02546$ $\Omega$ /km	$R_0=0.3864$ $\Omega$ /km
$L_0=4.1264e-3$ H/km	$C_1=12.74e-9$ F/km	$C_0=7.751e-9$ F/km

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [1] R .Benabid, '' Optimisation Multi objectifs 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 de l'Université de Jijel, le 04/09/2007.
- [2] F .Zendagui'' Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électrique'', Mémoire de MASTER d'Université Mohamed Khider Biskra, le 06/06/ 2013.
- [3] I. Ghalri, '' analyse et amélioration de la stabilité transitoire de réseau conventionnel après intégration d'un éolienne'', mémoire de Master de Université Mohamed Khider Biskra 2012 / 2013.
- [4] P. Kundur, Power system control and stability, McGraw-Hill Inc., 1994.
- [5] Z. Bouchama ,''Stabilisateurs Synergétiques des Systèmes de Puissance '' , thèse de Doctorat de université ferhat abbas –setif 1-setif , le 12/12/2013.
- [6] F. Samouhi, "Application de la méthode de Lyapunov a l'aide de la stabilité dynamique de réseaux de transport d'énergie soumis à des perturbations", Thèse de doctorat de l'INPG, 21/04/1983.
- [7] Y. Bésanger , " vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance", Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble UMR 5529 INPG/UJF-CNRS 04/12/ 2006.
- [8] Y. Gong, "Development of an Improved On-Line Voltage Stability Index Using Synchronized Phasor Measurement." PHD thesis, Mississippi State University, Mississippi, USA, 01/12/ 2005.
- [9] R. Grunbau , "FACTS- les systèmes performants pour le transport flexible de l'énergie électrique", Revue ABB 5 / 1999.pp.202-203.
- [10] J.C. Passelergue, " Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques " Thèse de doctorat, Institut Nationale Polytechnique de Grenoble, 1998.
- [11] T.V., Custem, "Systèmes électriques de Puissance II". Cours ELEC 047, Département



## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.

[12] A. Boussahoua , "Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les méthodes énergétiques", mémoire de magister, ENP,05/07/ 2004.

[13] H. Mermoul, "évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par le critère d'égalité des aire élargi" , diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Ecole National polytechnique. Hassen Badi, El Harrach, Algérie 06/ 2007 .

[14] M. Crappe, "Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques", Hermès Science,PARIS, 2003.

[15] L .Benasl,"Compensation statique : Approche shunt et Approche série", mémoire de magister, Département d'électrotechnique, USTO,07/1999.

[16] P. Kundur, *Power System Control and Stability*, New York: McGraw-HILL, Inc., 1993.

[17] H .Yueying, " Stratégie de commande unifiée du TCSC "Thyristor Controlled Séries Capacitor ") pour améliorer la stabilité des réseaux électriques" , Université du Québec à Trois-Rivières , 2004.

[18] R. Benabid, " Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques " , Mémoire de Magister de l'Université de Jijel, 2007.

[19] S. Boutaba, "Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC", Mémoire de Magister Université Hassiba Ben Bouali Chlef , le 09/06/2009.

[20] Kundur, Prabha. 1994. *Power System Stability and Control*. Coll. " EPRI Power System Engineering ".New York: McGraw-Hill Professional, 1176 p.

[21] S .Touil , " Étude de la stabilité d'un système électro-énergétique par différentes techniques avancées", mémoire de Master de Université Echahid Hamma Lakhdar-El-Oued, 2014/2015.

[22] E. Gholipour Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

Réseaux électriques", Thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.

[23] P.M. Anderson , "Power System Control and Stability", Iowa State University Press, Ames, 1977.

[24] D. Ghouraf ,A. Naceri, "Commande par PSS pour améliorer la stabilité du système électro-énergétique", Acta électrotechnique ,1/11/2013.

[25] B. Pal ,B. Chaudhuri , "Robust Control in Power Systems", Springer Science Media, Inc, 2005.

[26] R.J. Fleming, M.A. Mohan, K. Parvatisam, "Selection of parameters of stabilizers in multi machines" 1981.

[27] E.V. Larsen , D.A. Swann " Applying power system stabilizers part-I: General concepts ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, pp. 2329-2333, 1981.

[28] Y. Yao-Nan , "Electric Power System Dynamics", Academic Press 1983.

[29] R. Singh, "A Novel Approach for Tuning of Power System Stabilizer Using Genetic Algorithm" , Faculty of Engineering, Indian Institute of Science, Bangalore, 07/2004.

[30] L.J. Cai, " Robust Coordinated Control of FACTS Devices in Large Power Systems" University of Duisburg-Essen, 02/2004.

[31] R. Sadicovic, G. Andersson , P.Korba "Method for Location of FACTS for Multiple Control Objectives", X SEPOPE Conference, Brazil, 05/2006.

[32] J.M. Allenbach , A. Rotzetta , " Systèmes Asservis, Volume 3, Asservissements par variables d'état", Ecole d'Ingénieurs de Genève, 2005.

[33] A.Feliachi , "Optimal Siting of Power System Stabilizers", *IEE Proceedings, Pt. C*, vol. 137, n°.2, pp. 101-106, March 1990.

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

- [34] R. Aström et T. Hägglund, *PID Controllers: Theory, Design, and Tuning*, Instrument Society of America, 1995.
- [35] Y. Bésanger, "Vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance". Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble UMR 5529 INPG/UJF-CNRS 04 décembre 2006.
- [36] A.K. Vidyarthi<sup>1</sup>, S. Tanala<sup>2</sup>, A. Diwan<sup>1</sup> 1M. "International Journal of Advances in Engineering & Technology", July, 2014.
- [37] N. Magaji and M. W. Mustafa, "Optimal location and signal selection of UPFC device for damping oscillation," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, p. 1031–1042, 2011.
- [38] A. Vinkovic and R. Mihalic, "A current-based model of an IPFC for Newton–Raphson power flow," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, p. 1247–1254, 2009.