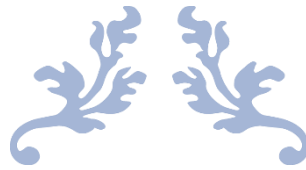


République Démocratique Populaire Algérienne
Ministère de l'enseignement Supérieur et de Recherche scientifique
Université Amar Telidji de Laghouat



Faculté des Sciences et Technologie
Département Électrotechnique
Option : Électrotechnique Industriel
Mémoire De Master



Impact des FACTS et PSSs sur la stabilité d'un réseau électrique multi-machine



Jury composé de:

- | | | |
|----------------------|------|-------------------|
| • Mokrani Lakhdar | Prof | Président de jury |
| • Bessedik sid-Ahmed | Prof | Examineur |
| • Doudi Brahim | MAA | Rapporteur |

Présenté et soutenu par:

- Ahmedou ahmed Mahmoud Bou Abdi
- Sayadi Hamza Abdelkader

Année universitaire 2023/2024

Remerciements

Tout d'abord nous remercions avant tous, الله le Tout Puissant qui nous a donné le courage, la santé et la volonté pour atteindre notre objectif, et tous les enseignants qui ont contribué à notre formation durant tous les cycles.

Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur Monsieur **BRAHIM DOUIDI** pour avoir d'abord proposé ce thème, pour suivi continu tout le long de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessé de nous donner ses conseils et remarques.

Nous adressons nos remerciements aux membres de jury qui ont accepté d'examiner cette mémoire en lui apportant de l'intérêt et chef de notre option électrotechnique industriel monsieur **SONNE A.**

ملخص:

تتناول هذه الأطروحة بعنوان "تأثير أجهزة FACTS على استقرار شبكات الكهرباء متعددة الآلات" تحسين استقرار الشبكات الكهربائية من خلال دمج مختلف عائلة FACTS مثل SVC و SSSC و UPFC ، وكذلك مثبتات القدرة PSS والمتحكمات من نوع PID و lead-leg . تُظهر أجهزة FACTS إمكانيات كبيرة لقدرتها على التحكم السريع في ممانعة خط النقل، مما يسمح بتخفيف التذبذبات منخفضة التردد بفعالية وزيادة نقل الطاقة في الشبكة. لضمان تخميد جيد للتذبذبات، تم استخدام طريقة تحسين معاملات أجهزة FACTS و PSS بناءً على الخوارزميات الجينية. أظهرت المحاكاة التي تم إجراؤها على نظام ذي آلتين أن أجهزة FACTS ، عندما تُدمج مع متحكمات PID و PSS، تحسن بشكل كبير استقرار شبكات الكهرباء متعددة الآلات. ومع ذلك، فإن اختبارات وتحسينات أكثر تحديداً ضرورية لتعزيز فعاليتها في مختلف الظروف .

الكلمات المفتاحية :

أجهزة FACTS , SVC , SSSC , UPFC ، تصحيح lead-leg ، PID ، الخوارزميات الجينية، MATLAB gatool ، .

Résumé

Ce mémoire intitulé « Impact des dispositifs FACTS et PSSs sur la stabilité des réseaux électriques multi-machines » explore l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques en intégrant divers dispositifs FACTS, tels que SVC, SSSC, et UPFC, ainsi que des stabilisateurs de puissance PSS lead-lag et PID. Les dispositifs FACTS montrent un grand potentiel pour leur capacité de commande rapide de l'impédance de la ligne de transmission, permettant d'atténuer efficacement les oscillations de basse fréquence et d'augmenter le transit de puissance dans le réseau. Pour assurer un bon amortissement des oscillations, une méthode d'optimisation des paramètres des dispositifs FACTS et des PSS basée sur les algorithmes génétiques a été utilisée. Les simulations réalisées sur un système à deux machines ont montré que les dispositifs FACTS, lorsqu'ils sont combinés avec des contrôleurs PID et PSS, améliorent considérablement la stabilité des réseaux électriques multi-machines. Toutefois, des tests et des améliorations spécifiques sont nécessaires pour maximiser leur efficacité dans diverses conditions.

Mots-clés : dispositifs FACTS, SVC, SSSC, UPFC, PSSs lead-lag et PID, algorithmes génétiques, MATLAB gatool.

Abstract :

The aim of this thesis titled "Impact of FACTS devices on the stability of multi-machine electrical networks " explores the enhancement of power system stability by integrating various FACTS devices such as SVC, SSSC, and UPFC, along with power system stabilizers PSS lead-lag PID. FACTS devices demonstrate significant potential due to their rapid control of transmission line impedance, effectively mitigating low- frequency oscillations and increasing power transfer in the network. To ensure effective damping of oscillations, a method for optimizing the parameters of FACTS devices and PSS based on genetic algorithms was employed. Simulations conducted on a two-machine system showed that FACTS devices, when combined with PID and PSS controllers, significantly improve the stability of multi-machine power systems. However, specific tests and improvements are necessary to maximize their effectiveness under various conditions.

Keywords: FACTS, SVC, SSSC, UPFC, PSSs lead-lag et PID, genetic algorithms, MATLAB gatool.

Chapitre I

Figure I.1 les différents niveaux de puissance 4

Figure I.2 Classification de la stabilité des réseaux électriques 5

Figure I.3 générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini 7

Figure I.4 Représentation des couples mécanique et électrique 8

Figure I.5 Relation puissance- angle de rotor. $P = f(\delta)$ 8

Chapitre II

Figure II.1 Classification des dispositifs FACTS 16

Figure II.2 Compensateur shunt dans un réseau de transmission 16

Figure II.3 Structure d'un SVC, schéma équivalent 17

Figure II.4 Structure d'un STATCOM 18

Figure II.5 Compensateur série dans un réseau de transmission 19

Figure II.6 Structure du TCSC 19

Figure II.7 Structure d'un TCSR 20

Figure II.8 SSSC structure de base 21

Figure II.9 Structure de l'IPFC 22

Figure II.10 Schéma de base de l'UPFC 23

Chapitre III

Figure III.1 Modèle de la machine synchrone 28

Figure III.2 interprétation de la transformer de park pour une machine synchrone 28

Figure III.3 diagramme de phase pour la machine synchrone 31

Figure III.4 Représentation des couples mécaniques et électriques 31

Figure III.5 Modélisation de la ligne de transmission 34

Figure III.6 Schéma simplifié d'un transformateur (basse fréquence) 35

Figure III.7 Modèle linéaire de la charge 36

Figure III.8 Modélisation du SVC 36

Figure III.9 Schéma d'une ligne électrique équipée d'un SSSC 37

Figure III.10 Schéma du circuit de base de l'UPFC.....	39
Figure III.11 Modèle le PSS du conventionnel	42
Chapitre IV	
Figure IV.1 Organigramme d'un algorithme génétique standard.....	50
Figure IV.2 Optimisation Tool de MATLAB.....	52
Figure IV.3 Évolution de la fonction objective des paramètres.....	53
Figure IV.4 block PID.....	54
Figure IV.5 Représentation du réseau test 1	55
Figure IV.6.1 déviation de vitesse du rotor sans SVC et sans PSSs	56
Figure IV.7.1 déviation de vitesse du rotor avec SVC sans PSSs.....	56
Figure IV.8.1 Puissances actives des générateurs.....	57
Figure IV.9.1 déviation de vitesse du rotor avec SVC et PID	57
Figure IV.10.1 déviation de vitesse du rotor avec SVC et lead-lag	58
Figure IV.11 Représentation du réseau test 2	59
Figure IV.12.1 déviation de la vitesse du rotor sans SSSC et sans PSS.....	60
Figure IV.13.1 déviation de vitesse du rotor avec SSSC sans PSSs	60
Figure IV.14.1 Puissances actives des générateurs.....	61
Figure IV.15.1 déviation de vitesse du rotor avec SSSC et PID.....	61
Figure IV.16.1 déviation de vitesse du rotor avec SSSC et lead-lag.....	62
Figure IV.17 Représentation du réseau 3	63
Figure IV.18.1 déviation de vitesse du rotor sans UPFC et sans PSS.....	64
Figure IV.19.1 déviation de vitesse du rotor avec UPFC sans PSSs.....	64
Figure IV.20.1 Puissances actives des générateurs.....	65
Figure IV.21.1 déviation de vitesse du rotor avec UPFC et PID	65
Figure IV.22.1 déviation de vitesse du rotor avec UPFC et lead-lag.....	66

Chapitre III

Tableau III.1 Table des indices de SSSC.....	38
---	----

Chapitre IV

Tableau IV.1 Les paramètres d'optimisation	54
---	----

Tableau IV.2 Paramètres du SVC, UPFC et SSSC	55
---	----

Tableau IV.3 Paramètres du PSS	55
---	----

Tableau IV.4 Paramètres du PID.....	56
--	----

Tableau IV.5 Discussion des Résultats du SVC.....	63
--	----

Tableau IV.6 Discussion des Résultats du SSSC	69
--	----

Tableau IV.7 Discussion des Résultats de l'UPFC	76
--	----

Chapitre I : Stabilité des Réseaux Electriques	3
I.1 Introduction	4
I.2 Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	4
I.2.1 Stabilité de l'angle du rotor (angulaire).....	6
I.2.2 Stabilité Angulaire Aux Petites Perturbations (Stabilité Dynamique).....	6
I.2.3 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	7
I.2.4 Stabilité de tension.....	10
I.2.5 Stabilité de fréquence.....	11
I.4 Conclusion.....	12
Chapitre II : Les Dispositifs FACTS	13
II.1 Introduction.....	14
II.2 Définition des systèmes FACTS	15
II.2.1 Différents moyens de compensation.....	15
II.3 Classification des dispositifs FACTS	16
II.4. Compensateurs parallèle	16
II.4.1 Compensateurs parallèle à base de thyristors	17
II.4.2 Compensateurs parallèle à base de thyristors GTO	18
II.5 Compensateurs séries	19
II.5.1 Compensateurs séries à base de thyristor	20
II.5.2 Compensateurs séries à base de GTO thyristors.....	21
II.6 Compensateurs hybrides (série – parallèle).....	22
II.6.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors	22
II.6.2 Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors [BS10]	23
II.4 Le rôle de dispositifs FACTS.....	24
II.5 Les avantages	25
II.6 Les inconvénients.....	25
II.7 Le cout des dispositifs FACTS	25

II.8 Conclusion	26
Chapitre III: Modélisation du Réseau Electrique.....	27
III.1 Modélisation de la machine synchrone.....	28
III.1.1 Composition de la machine synchrone.....	29
III.1.2 Hypothèses simplificatrices.....	30
III.1.3 Transformation de Park	30
III.2 Réseau électrique	33
III.2.1 Modélisation d'une ligne de transport	34
III.3 Modélisation Des Transformateurs.....	34
III.4 Modélisation des Charges.....	35
III.5 Modélisation du SVC	37
III.6 Modélisation du SSSC.....	38
III.7 Modélisation du UPFC	40
III.7.1 l'équation dynamique du compensateur série.....	41
III.7.2 L'équation dynamique du compensateur shunt	41
III.7.3 L'équation du circuit continu	42
III.8 Utilisation des Correcteurs PID et PSS dans la Simulation de Dispositifs FACTS.....	42
III.8.1 Définitions les PSS (Power System Stabiliser)	43
III.8.2 Utilisation des PSS	43
III.8.3 Modèle du PSS	43
III.9 Définitions les PID	44
III.9.1 Fonctionnement d'un Régulateur PID	45
III.9.2 Réglage des Paramètres PID	46
III.9.3 Applications des Régulateurs PID.....	47
III.10 Conclusion	47
Chapitre IV : Optimisation , simulation et discussion des résultats	48
IV.1 Introduction	49

IV.2 Optimisation et Algorithmes Génétiques	49
IV.2.1 Les algorithmes génétiques (AG)	50
IV.2.1.1 Les principaux opérateurs génétiques	51
IV.2.2 Définition des paramètres à optimiser.....	52
IV.3 Fonction objective	52
IV.4 Optimisation avec gatool	52
IV.5 Résultats d'optimisation.....	55
IV.6 Résultats de simulation et discussion	57
IV.6.1 L'impact du système SVC sur la stabilité électrique.....	57
IV.6.2 Discussion des Résultats	63
IV.6.3 L'impact du système SSSC sur la stabilité électrique	63
IV.6.4 Discussion des Résultats	69
IV.6.5 L'impact du système UPFC sur la stabilité électrique.....	70
IV.6.6 Discussion des Résultats	76
IV.7 Résumé de tous les résultats.....	76
IV.8 Conclusion.....	77

Liste des Symboles et Abréviations

<i>FACTS</i>	<i>Flexible alternatif curant transmission systems</i>
<i>IGBT</i>	<i>Insulated Gate Bipolar Transistors</i>
<i>STATCOM</i>	<i>Static Synchronous Compensator</i>
<i>SSSC</i>	<i>Static Synchronous Series Compensator</i>
<i>TCSR</i>	<i>Thyristor Switched Serie Reactor</i>
<i>TCSC</i>	<i>Thyristor-Controlled Series Capacitor</i>
<i>UPFC</i>	<i>Unified Power Flow Controller</i>
<i>PI</i>	<i>Proportionnel Intégral (régulateur)</i>
<i>P</i>	<i>Puissance active fournie par la source</i>
<i>Q</i>	<i>Puissance réactive fournie par la source</i>
δ	<i>Angle de charge entre Vs et Vr</i>
<i>R</i>	<i>Résistance de la ligne de transport</i>
<i>X</i>	<i>réactance de la ligne de transport</i>
θ	<i>Déphasage du courant de al ligne</i>
<i>Vsh</i>	<i>Tension (shunt) injectée par le STATCOM</i>
<i>Ish</i>	<i>Courant (shunt) injecté par le STATCOM</i>
<i>Vse</i>	<i>Tension (série) injecté par le SSSC</i>
<i>Ise</i>	<i>Courant (série) injecté par le STATCOM</i>
<i>Udc</i>	<i>Tension continu aux bornes du condensateur</i>
<i>Idc</i>	<i>Courant dans le circuit continu</i>
<i>d</i>	<i>(indice) la composante sur l'axe d du repère d-q</i>
<i>q</i>	<i>(indice) la composante sur l'axe q du repère d-q</i>
<i>pu</i>	<i>(indice) la grandeur en unité relative (grandeur réduite)</i>
<i>Kpss</i>	<i>Gain du PSS (p.u)</i>
<i>AG</i>	<i>Algorithmes Génétique</i>
<i>PSS</i>	<i>Power System Stabiliser</i>
ω_i	<i>Déviaton de la vitesse angulaire du rotor d'i ème machine (p.u)</i>
ω_s	<i>vitesse de synchronisme (rad/s)</i>
<i>Tmi</i>	<i>couple mécanique fourni par la turbine</i>

Liste des Symboles et abréviation

Tei.....couple électromagnétique associée à la puissance électrique produite du générateur

Pm.....Puissance mécanique entrant (p.u)

I. Introduction générale

Le développement rapide de l'industrie et de la population conduit à une demande d'électricité croissante. Par conséquent, les réseaux électriques doivent répondre à cette demande en respectant leurs limites de sécurité. Dans cette situation, il devient extrêmement difficile de contrôler la tension et le déplacement de la puissance, en plus des risques d'effondrement total du réseau. Comme cela s'est produit en Algérie le 03 février 2003. [AW1]

Les réseaux électriques font souvent face à de multiples perturbations connues sous le nom de contingences, ce qui peut causer des problèmes de fonctionnement. Ces perturbations sont d'une nature double. Les problèmes peuvent être internes comme les pertes de lignes, les fluctuations soudaines de charges et les défauts de court-circuit. Elles ont également des origines externes, comme les coups de foudre par exemple. Ces perturbations ont un impact sur la position des machines synchrones et peuvent entraîner une perte de synchronisation du système. Lorsqu'on parle de perte de synchronisme, cela signifie simplement une instabilité du système de puissance. Afin de lutter contre ce phénomène préjudiciable, le régulateur de tension AVR et les stabilisateurs de puissance PSS (Power System Stabilizers) installés depuis les années 60 ne peuvent pas seuls atténuer ces oscillations. Les FACTS (Flexible AC Transmission Systems) sont de nouveaux dispositifs installés dans le réseau, qui ont profité de l'évolution de la technologie de l'électronique de puissance. On intègre ces appareils dans un réseau électrique afin de répondre à diverses exigences, comme la distribution des puissances, la compensation de la puissance réactive et le renforcement de la stabilité des réseaux électriques. [NM2]

Ce mémoire traite des méthodes pour améliorer la stabilité dynamique d'un réseau électrique et l'amortissement des oscillations à faibles amplitudes en utilisant l'insertion d'un des dispositifs FACTS tels que le SVC (Static Var Compensator), le SSSC (Static Synchronous Series Compensator) et le STATCOM (Static Compensator). Le contenu de ce travail est composé de quatre chapitres, à savoir :

Dans le premier chapitre, nous rappelons la notion de stabilité en mentionnant les caractéristiques des divers types de stabilité d'un système de puissance, en mettant l'accent sur la stabilité angulaire face aux petites et aux grandes perturbations.

Le deuxième chapitre se focalise sur l'utilisation de nouvelles technologies telles que les dispositifs électroniques de puissance à réponse rapide, récemment développés et appelés

FACTS. IEEE définit ces systèmes de transmission du courant alternatif comme étant une combinaison de contrôleurs électroniques de puissance et d'autres contrôleurs statiques, dans le but d'améliorer la contrôlabilité des réseaux électriques et la capacité de transfert des lignes.

Dans le troisième chapitre, nous avons abordé la modélisation du réseau électrique ainsi que l'optimisation à l'aide d'algorithmes génétiques.

Dans le quatrième chapitre, nous avons étudié les impacts des FACTS et des PSSs lead-lag et PID par l'optimisations et Simulation de ces dispositifs (SVC, SSSC et UPFC) sur notre Réseau (Système).

Chapitre I : Stabilité de réseau électrique

I.1 Introduction

Un grand réseau électrique (également appelé système de puissance) se compose d'éléments (générateurs, transformateurs, lignes, ...) plus ou moins nombreux, interconnectés, formant un système complexe capable de générer, de transmettre et de distribuer de l'électricité.

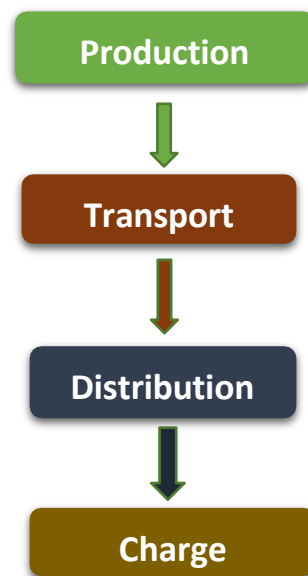


Figure I.1 : les différents niveaux de puissance

La stabilité d'un réseau électrique HT est une caractéristique d'un système de puissance qui lui permet de rester dans un état d'équilibre dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un état d'équilibre acceptable après une perturbation. [LS3]

I.2 Classification de la stabilité des réseaux électriques

La topologie du réseau peut être examinée sous différents angles pour déterminer sa stabilité. Les grandeurs physiques, telles que l'amplitude et l'angle de phase de la tension à chaque bus, la puissance active/réactive circulant dans chaque ligne et la vitesse de rotation de la génératrice synchrone, décrivent l'état de fonctionnement d'un réseau électrique. Le réseau électrique est considéré comme en perturbation s'il n'est pas constant. [LS3]

La stabilité peut être classée en fonction de la nature de la perturbation : stabilité de l'angle du rotor, stabilité de la tension et stabilité de la fréquence. La stabilité peut être classée en amplitude de perturbation petite et grande en fonction de l'origine et de l'ampleur du défaut.

La stabilité par rapport au temps d'évaluation peut être à court ou à long terme par rapport au temps d'évaluation, comme indiqué dans la figure2.

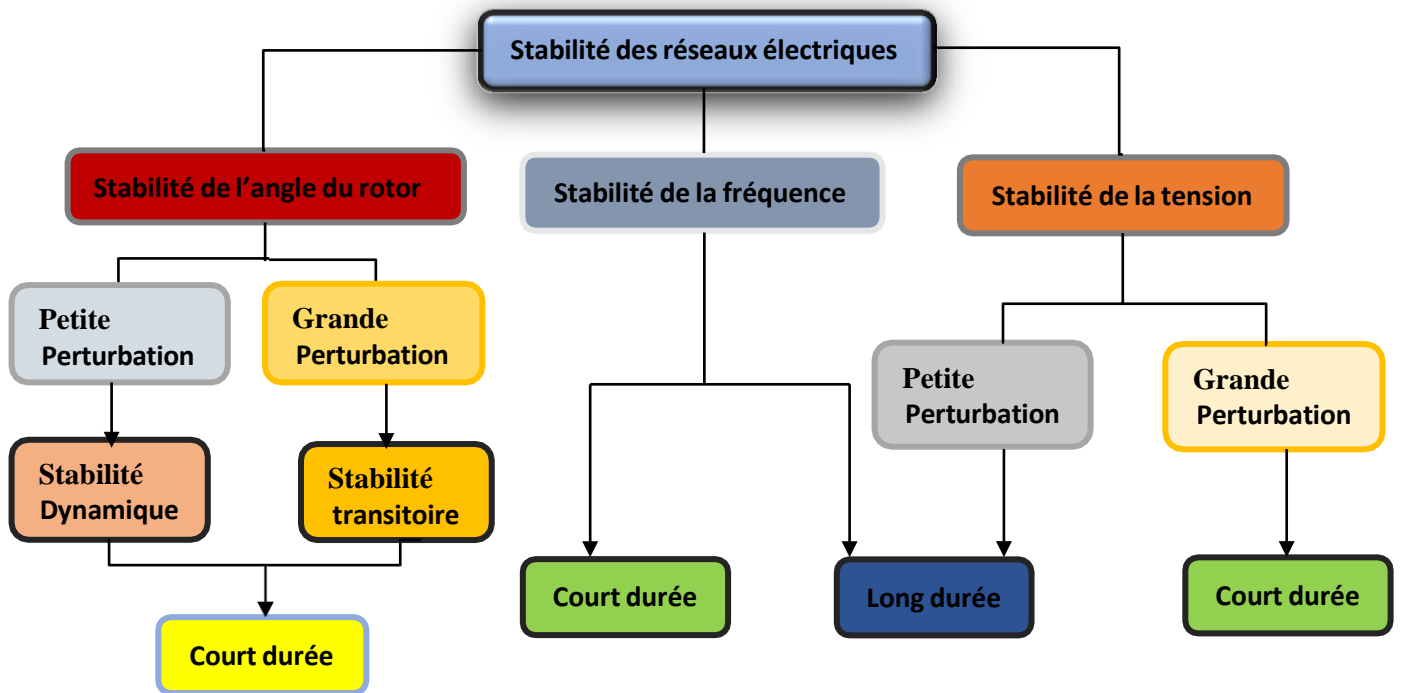


Figure 1.2 : Classification de la stabilité des réseaux électriques [RA4]

Il est impossible de comprendre et de traiter efficacement simultanément les différentes formes d'instabilité qui en résultent. En utilisant un degré approprié de détail pour la représentation du système et les techniques analytiques, la classification aide à produire une simplification des conditions et à analyser des types spécifiques, en raison de la dimensionnalité élevée et de la complexité des problèmes de stabilité. Une classification de la stabilité facilite considérablement l'analyse de la stabilité, y compris l'identification des facteurs principaux qui contribuent à l'instabilité. Par conséquent, la classification est essentielle pour l'analyse pratique et la résolution des problèmes de stabilité des réseaux électriques. [LS3]

La classification de la stabilité proposée ici est basée sur la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'ampleur des perturbations. Par conséquent, les types de stabilité peuvent être classés comme suit.

I.2.1 Stabilité de l'angle du rotor (angulaire)

La stabilité de l'angle du rotor dans un réseau électrique est la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées à maintenir le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. La stabilité d'angle rotor, également connue sous le nom de stabilité angulaire, Elle est conditionnée par la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique de chaque machine synchrone. Les conséquences de l'instabilité peuvent se manifester par une augmentation de l'oscillation angulaire de certains générateurs, ce qui entraîne une perte de synchronisme avec d'autres. En fonction de l'intensité de la perturbation, la stabilité angulaire est définie comme la petite perturbation ou la grande perturbation . [RA4]

I.2.2 Stabilité Angulaire Aux Petites Perturbations (Stabilité Dynamique)

La stabilité dynamique se réfère à la faculté du système de maintenir le rythme en cas de petites perturbations telles qu'une légère variation de la charge ou de la génération, des mouvements d'équipement, etc. Ce type de perturbation peut être évalué en quelques secondes. Le résultat de cette instabilité se traduit par une différence croissante, oscillatoire ou non oscillatoire, entre les angles du rotor. Le point de fonctionnement d'équilibre initial du système et les caractéristiques dynamiques du système déterminant la stabilité face aux petites perturbations. à la différence de la stabilité transitoire, elle n'est pas conditionnée par des niveaux de perturbations, car celles-ci sont arbitraires et illimitées. La variation de puissance reste approximativement proportionnelle à la variation de l'angle pour de petites perturbations. Les variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine du système ou sur sa charge sont des exemples courants de petites perturbations. On peut analyser un tel système en linéarisant le système d'équations différentielles non linéaires. On peut évaluer la stabilité du système en analysant les valeurs propres de la matrice d'état du système. [RA4]

I.2.3 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité transitoire demeure une considération essentielle et cruciale pour la conception et le fonctionnement des réseaux électriques. Elle fait référence à la capacité du système électrique à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation soudaine et de forte amplitude, qui peut écarter considérablement le réseau de sa position initiale, et la réponse du système implique de grandes variations des angles rotoriques. La relation non linéaire couple-angle détermine la stabilité transitoire.

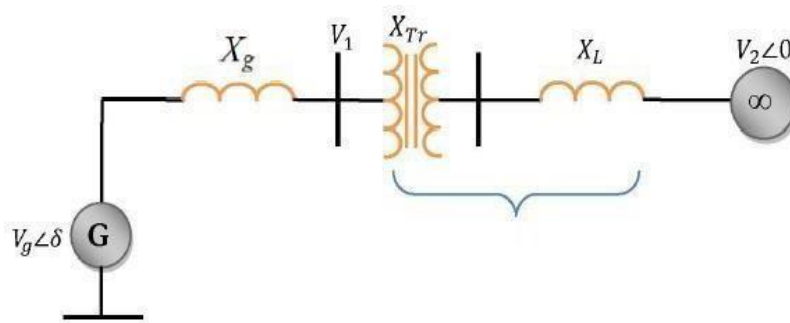


Figure I.3: générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini

Une approche graphique simple permet d'expliquer le concept de stabilité transitoire, à savoir le critère d'égalité des aires. Dans cette méthode, on combine l'équation du mouvement ainsi que la courbe $(P-\delta)$ classique qui illustre la corrélation entre la puissance générée par le générateur et l'angle du rotor. Afin d'illustrer cette méthode, nous considérons un système de puissance basique composé d'un générateur synchrone relié à un jeu de barres infinis par une ligne de transmission, comme illustré dans la figure (I). Le modèle classique du générateur est basé sur une source de tension idéale E_g en série avec une réactance X_g . La réactance XE représente la ligne et le transformateur. [LF6]

➤ **Equation de mouvement:**

En ce qui concerne la stabilité, en particulier la stabilité transitoire, on accorde généralement une attention particulière aux caractéristiques mécaniques des générateurs. Lorsque le système est en état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système sont à la même vitesse électrique angulaire. Le sens du couple mécanique C_m correspond à celui de la rotation de l'axe du générateur. La relation entre le couple électrique et la rotation est inverse, ce qui permet d'équilibrer le couple mécanique. Pendant une perturbation, il est possible que

l'un ou plusieurs générateurs soit accéléré ou ralenti, ce qui peut entraîner une perte de synchronisme. Cela peut avoir une influence significative sur la stabilité du système et il est nécessaire de débrancher les générateurs qui perdent le synchronisme, sinon ils pourraient être sérieusement endommagés. [LF6]

Si les couples agissant sur le rotor de la i ème machine sont déséquilibrés, cette dernière va accélérer ou ralentir en fonction de l'équation du mouvement suivante :

$$\Delta \omega \cdot i = 1/2 H_i (T_{mi} - T) \quad (I.1)$$

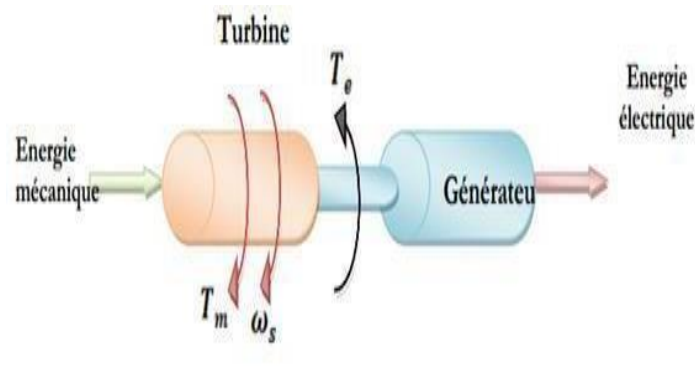


Figure I.4 : Représentations des couples mécanique et électrique

L'équation de l'angle de l'angle rotor que de **i** ème machine est donné par :

$$\delta \dot{i} = \omega S (\Delta \omega_i - 1) \tag{I.2}$$

$\Delta \omega \dot{i}$: Déviation de la vitesse angulaire du rotor d'"i ème machine (pu).

ωS : vitesse de synchronisme (rad/s).

➤ **Relation (P-δ):**

L'équation suivante fournit la puissance générée par le générateur **Pe** dans l'état équilibré.

$$P_e = \frac{E_g \cdot E_0}{X_g \cdot X_E} \cdot \sin \delta \tag{I.3}$$

Le déphasage entre la tension interne du générateur (E_g) et la tension du jeu de barre infini (E_0) est représenté par δ , l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance). La figure (I.4) illustre graphiquement l'équation (I.1).

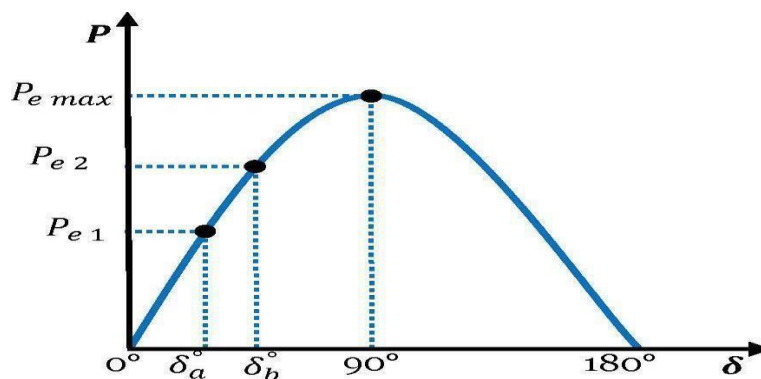


Figure I.5 : Relation puissance- angle de rotor. $P = f(\delta)$

La puissance électrique Pe_1 est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle δ_a lors de l'équilibre. Une modification soudaine de la charge du générateur provoque une fluctuation

de la puissance mécanique, et donc de la puissance électrique, par exemple de P_1 à P_2 , figure (I.5). Ainsi, le rotor va augmenter sa vitesse afin d'augmenter l'angle de puissance, passant de δa à δb , afin de fournir une puissance supplémentaire à la charge. Toutefois, l'accélération du rotor ne peut pas être arrêtée immédiatement. Ainsi, malgré la capacité développée pour l'angle δb , le rotor va dépasser l'angle δb jusqu'à ce qu'un couple opposé adéquat soit obtenu pour stopper cette accélération. [LF6]

I.2.4 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique à maintenir une tension de fonctionnement normale pour une condition de fonctionnement initiale donnée dans les limites admissibles à tous les jeux de barres après avoir été soumis à une perturbation. L'incapacité du système électrique à répondre à la demande de puissance réactive est la principale cause d'instabilité. L'instabilité résultante peut se manifester sous forme de baisse graduelle de la tension ou d'élévation de la tension dans certains jeux de barres. La perte de charge dans un secteur ou le déclenchement des lignes de transmission et même d'autres éléments par leurs systèmes de protection contre les pannes en cascade sont deux résultats possibles de l'instabilité de tension. Il a été démontré que la majorité des pannes électriques sont provoquées par l'instabilité des tensions. L'instabilité de la tension peut être causée par plusieurs changements dans le système de puissance, Lorsqu'il y a une augmentation de charge, il est possible d'utiliser des générateurs, des condensateurs synchrones ou des SVC (Static Var Compensator systems) qui atteignent les limites de puissance réactive. Une panne de générateur, une perte de charge importante ou un déclenchement de ligne : une perte de source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...). Il est important de garder à l'esprit que l'instabilité des tensions ne se produit pas toujours par elle-même. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent simultanément, l'une pouvant entraîner l'autre, Selon le degré de perturbation, Il existe une distinction entre la stabilité de tension de grandes perturbations et de petites perturbations. [SN7]

I.2.5 Stabilité de fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se caractérise par sa capacité à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale après une perturbation importante, ce qui entraîne un déséquilibre significatif entre les puissances produites et consommées. La fréquence dans un système de puissance est étroitement liée à l'équilibre global entre les puissances actives générées et consommées (incluant les pertes).

En d'autres termes, en raison de certaines perturbations, il est possible que l'équilibre global des puissances produites et consommées soit perturbé : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence. Ce déséquilibre peut être compensé par l'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et d'autres machines électriques tournantes. [SN7]

I.3 Conclusion

Nous avons exposé dans ce chapitre les définitions et les caractéristiques des diverses formes de stabilité d'un système de puissance. On peut résumer le concept global de stabilité en trois catégories : stabilité de l'angle de rotor (en cas de petites et de grandes perturbations), de la tension et de la fréquence, dans notre étude nous allons nous intéresser à l'étude de la stabilité angulaire qui concerne la variation de l'angle rotorique lors d'une perturbation selon un scénario qui sera mentionné dans ce qui suit.

Chapitre II : ***les Dispositifs FACTS***

II.1 Introduction

Le terme "FACTS" désigne les systèmes de transmission AC flexibles, qui englobent les dispositifs électroniques de puissance tels que les diodes, les thyristors, les GTO, les IGBT, etc. Ces composants agissent en tant qu'interrupteurs extrêmement rapides, ce qui permet d'améliorer l'utilisation du réseau électrique, c'est-à-dire les différents paramètres tels que la tension, l'impédance et la phase du réseau. L'interrupteur statique de ces systèmes leur garantit une vitesse supérieure à celle des systèmes électromécaniques traditionnels. En outre, elles ont la capacité de réguler le déplacement de la puissance dans les réseaux et d'améliorer la capacité de transport efficace et la stabilité des réseaux. Les dispositifs FACTS, propulsés par les avancées en électronique de puissance, remplacent efficacement les méthodes traditionnelles de réglage de puissance passive. En substituant les interrupteurs électromécaniques par des interrupteurs électroniques, ils offrent une commande rapide et fiable, sans les problèmes d'usure. Ces dispositifs apportent une flexibilité illimitée, agissant sur la puissance réactive, l'impédance des lignes et les angles de tension, tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. En régimes permanents, ils maintiennent la tension à un niveau acceptable en ajustant la puissance réactive et contrôlent les transits de puissance pour éviter les surcharges. De plus, ils segmentent les lignes de transport pour augmenter leur capacité. En régimes dynamiques, leur réponse rapide améliore la stabilité transitoire, amortit les oscillations de puissance et soutient dynamiquement la tension. [BS10]

II.2 Définition des systèmes FACTS

Un système de transmission flexible en courant alternatif, également appelé FACTS (Flexible Alternating Current Transmission System) en anglais, est un dispositif électronique de puissance d'appoint qui permet de réguler la répartition des charges dans le réseau en améliorant la capacité de transit et en réduisant les pertes. Il est également utilisé pour contrôler la tension en un point ou assurer la stabilité dynamique des réseaux de transmission d'électricité et des groupes de production qui y sont connectés. Il a également la capacité de filtrer certaines harmoniques, ce qui permet d'améliorer la qualité de l'électricité.

L'utilisation d'un réseau électrique est soumise à certaines règles essentielles. D'un côté, la difficulté réside dans la nécessité de garantir une égalité entre la production et la consommation pour maintenir la fréquence proche d'une valeur constante. De l'autre, les puissances actives utilisent des voies de moindre impédance sans se préoccuper des capacités de transport des lignes et des problèmes de stabilité. Les appareils utilisés dans ce chapitre permettent de modifier les puissances transmises dans le réseau de transport. [ABB9]

Pour une transmission sans pertes ($R=0$), on peut représenter les puissances actives et réactives par :

$$P_e = \frac{U_1 U_2}{X_L} \sin \delta \quad (\text{II.1})$$

$$Q_e = \frac{U_1^2}{X_L} - \frac{U_1 U_2}{X_L} \cos \delta$$

Les variables qui influencent la puissance active et réactive sont quatre : la réactivité de la ligne, les tensions des nœuds aux extrémités de la ligne de transport et l'angle de phase. Il est possible de modifier les puissances en ajustant l'un de ces paramètres. Les FACTS (Système de transmission de courant flexible alternatif) sont des méthodes adéquates pour modifier ces variables.

II.2.1 Différents moyens de compensation

Il existe deux moyens de compensation :

- La compensation conventionnelle.
- La compensation FACTS

II.3 Classification des dispositifs FACTS

Trois catégories de dispositifs FACTS peuvent être identifiées :

- Compensateurs en série.
- Compensateurs en parallèle (shunts).
- Compensateurs hybrides (séries-parallèles).

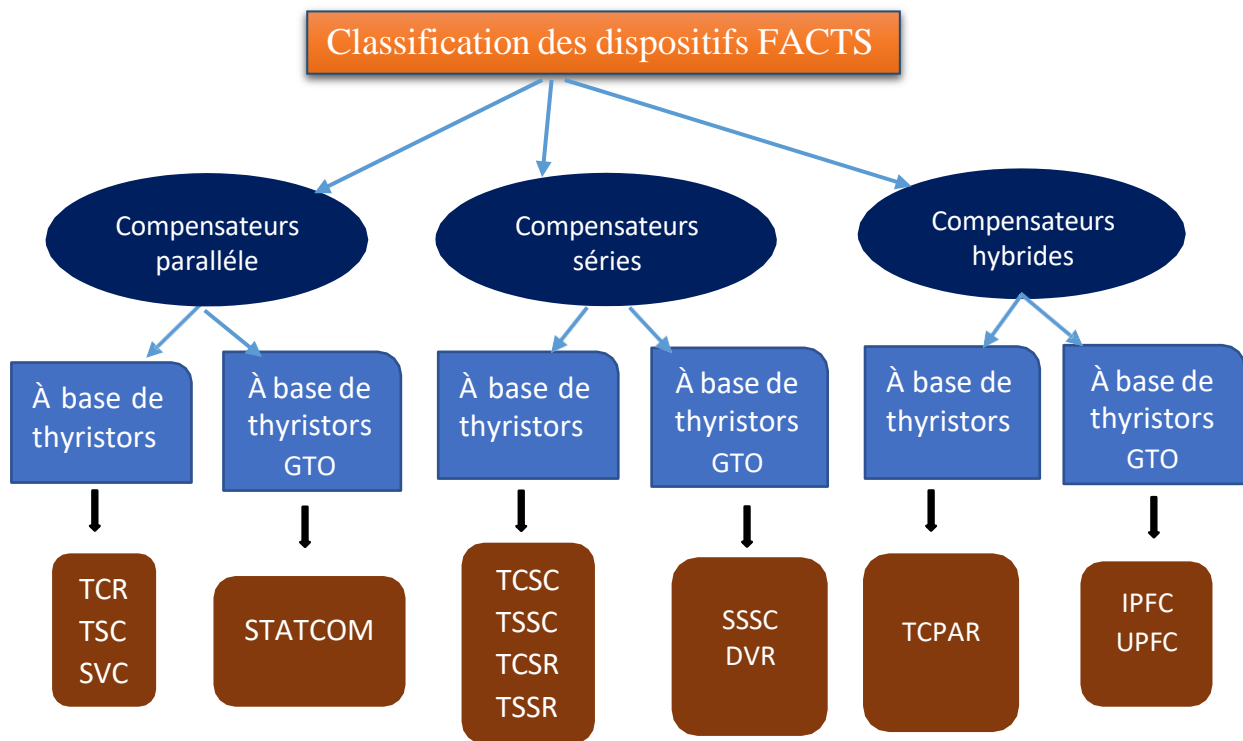


Figure II.1: Classification des dispositifs FACTS.

II.4 Compensateurs parallèle

Le système de puissance est connecté en shunt avec le FACTS lors de la compensation shunt. Il opère en tant que source de courant réglable. On injecte un courant réactif dans la ligne afin de maintenir l'intensité de la tension. On augmente la puissance active transmissible. [MH12]

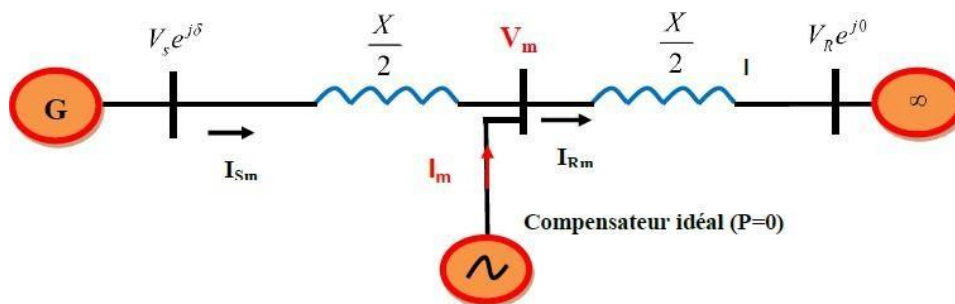


Figure II.2: Compensateur shunt dans un réseau de transmission

II.4.1 Compensateurs parallèle à base de thyristors [RA4]

➤ TCR (Thyristor Controlled Reactor) ou TSR (Thyristor Switched Reactor)

Dans le TCR (ou RCT : Réactances Commandées par Thyristors), l'amorçage des thyristors entraîne une variation continue de la valeur de l'inductance.

➤ TSC (Thyristor Switched Capacitor)

Le fonctionnement des thyristors dans le TSC (ou CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor) est en pleine conduction.

➤ SVC (Static Var Compensator)

Le dispositif SVC, un compensateur statique de puissance réactive, a pour fonction de maintenir la tension en régime permanent et en régime transitoire dans les limites souhaitées. La puissance réactive est injectée par le SVC dans la barre où il est connecté. Les dispositifs de compensation parallèle, également appelés SVC, sont connectés à des points spécifiques du système de transmission. Leur structure repose sur l'utilisation de convertisseurs de courant. La susceptance continue ajustable, capacitive à inductive, est appelée SVC. Le courant inductif ou capacitif est échangé dans la barre où il est connecté afin de répondre à la demande de puissance réactive de la charge. Cela permet de maintenir ou de contrôler les paramètres du système électrique de manière traditionnelle, en maintenant la tension à l'intérieur des limites souhaitées. [TB11]

Il est employé dans les domaines suivants :

- Améliore la transmission de puissance dans les réseaux de transmission.
- Améliore la stabilité tant en régime permanent que temporaire.
- Stoppe les fluctuations de tension.
- Évaluation de la capacité réactive.
- Réduit les pertes de puissance lors du transfert.
- Contrôle de la tension.

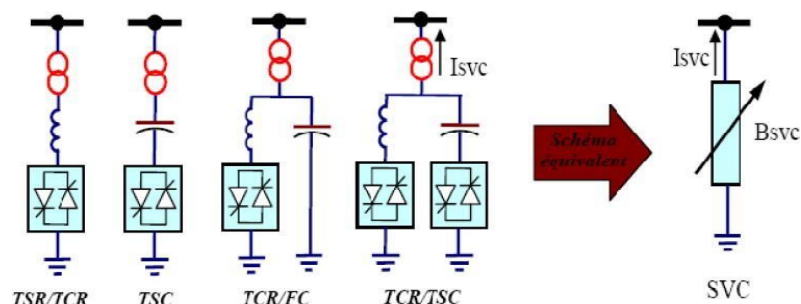


Figure II.3 : structure d'un SVC, schéma équivalent

II.4.2 Compensateurs Parallèle à Base de Thyristors GTO

➤ STATCOM

Selon l'IEEE, le STATCOM est un générateur synchrone qui agit comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive, avec la capacité de contrôler le courant capacitif ou inductif généré séparément de la tension du réseau. Le STATCOM, anciennement connu sous le nom de compensateur statique de puissance réactive avancé, fait partie de la deuxième génération des FACTS. Il représente l'exact équivalent statique de la machine synchrone traditionnelle qui fonctionne en compensateur, mais sans inertie. On l'utilise principalement pour compenser dynamiquement les réseaux, dans le but de simplifier la gestion de la tension, d'améliorer la stabilité en période de transition et de calmer les fluctuations de puissance. [TB11]

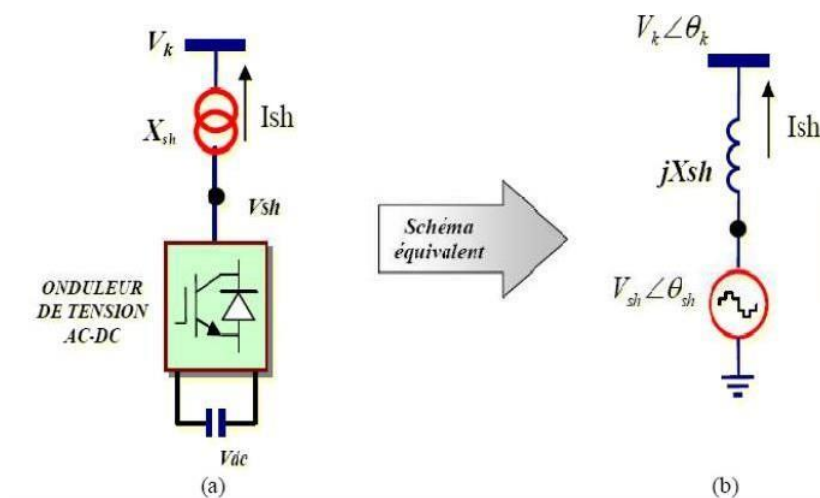


Figure II.4: structure d'un STATCOM

Si $|V_k| > |V_{sh}|$, Q_{sh} devienne positive et le STATCOM absorbe la puissance réactive .

Si $|V_k| < |V_{sh}|$, Q_{sh} devienne négative et le STATCOM fournit la puissance réactive.

II.5 Compensateurs Séries

L'impédance de la ligne est modifiée pour réduire XL , ce qui permet d'augmenter la puissance active transmissible. Le système de puissance est relié en série au FACTS. Il opère en tant que source de tension régulable. Il y a une induction série dans toutes les lignes de transmission AC. Lorsqu'un courant intense circule sur les lignes longues, cela entraîne une

Baisse de tension considérable. Afin de compenser, on connecte des condensateurs séries, ce qui réduit l'impact de l'inductance. [MH12]

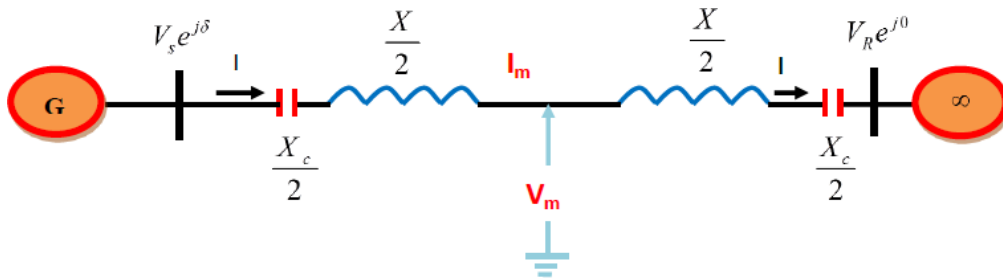


Figure II.5: Compensateur série dans un réseau de transmission

II.5.1 Compensateurs Séries à Base de Thyristor [TB11]

Les plus connus sont :

➤ **TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor)**

Le dispositif FACTS le plus crucial, le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), a été utilisé pendant de nombreuses années pour augmenter la puissance transmise par la ligne et renforcer la stabilité du réseau. Il est composé d'une série d'inductance avec un gradateur et de l'ensemble en parallèle avec une capacité, comme illustré dans la figure II.6. Le TCSC placé en série dans une ligne de transport permet de réguler le flux de puissance et d'augmenter la capacité de transfert des lignes en modifiant la réactance X_{TCSC} , qui varie en fonction de l'angle de retard à l'amorçage des thyristors α .

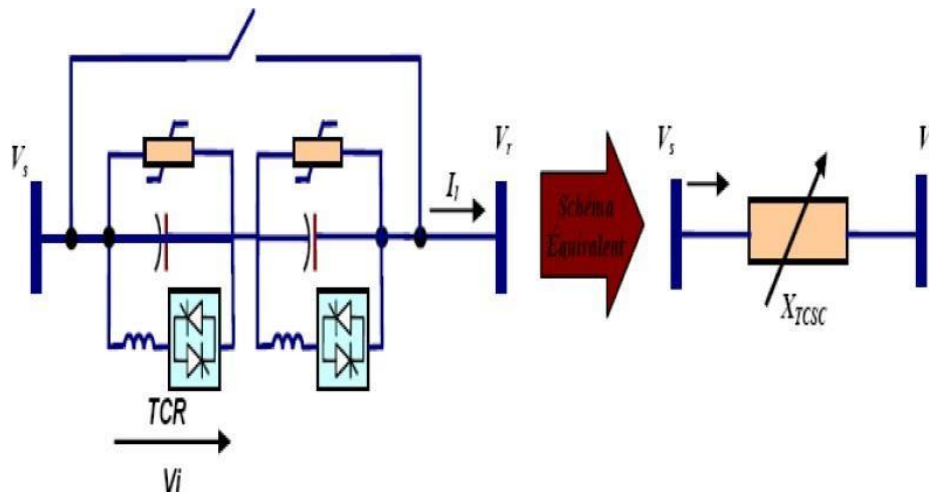


Figure II.6: Structure du TCSC.

$$X_{TCSC} = \frac{jL\omega}{\pi \left(\pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2} \right) - LC\omega^2}$$

➤ **TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)**

Le TCSC se distingue par le fait que l'angle d'amorçage peut être soit de 90°, soit de 180°.

➤ **TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)**

Le TCSR (Figure II.7) est un dispositif de compensation inductif connecté à la ligne de transmission. Il est constitué d'une inductance X_{ind1} en parallèle avec une autre inductance X_{ind2} commandée par un thyristor, ce qui permet de générer une réactance inductive série variable, qui est la combinaison parallèle de deux réactances.

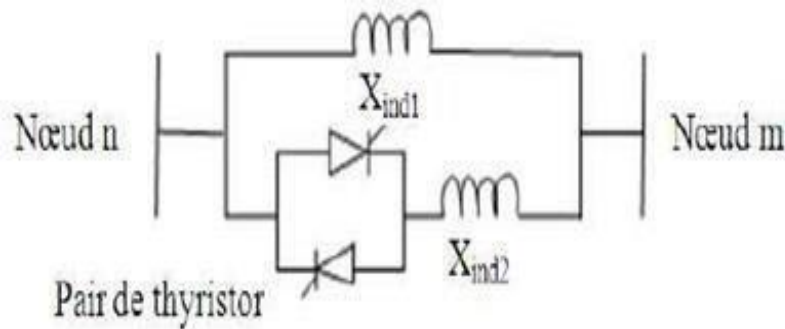


Figure II.7 : Structure d'un TCSR.

➤ **TSSR (Thyristor Switched Serie Reactor)**

La distinction entre ce système et le TCSR réside dans le fait que l'angle d'amorçage peut varier entre 90° et 180°.

II.5.2 Compensateurs Séries à Base de GTO Thyristors [SL3]

➤ **SSSC (Static Synchronous Series Compensator)**

Selon l'IEEE, le SSSC est un générateur synchrone statique qui fonctionne en mode synchrone. Représente un système FACTS de deuxième génération. Il est constitué d'un convertisseur de tension qui est connecté en série à la ligne grâce à un transformateur.

Le SSSC agit en quadrature avec le courant de la ligne en ajoutant une tension, qui peut être capacitive ou inductive. Le flux de puissance dans une ligne peut être augmenté ou réduit grâce à un SSSC. On peut comparer le comportement d'un SSSC à celui d'un condensateur ou d'une inductance réglable en série.

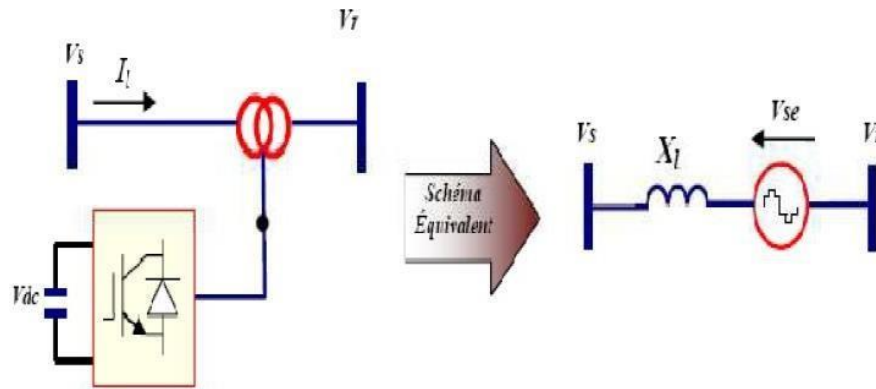


Figure II.8: SSSC structure du base

➤ DVR (Dynamique Voltage Restorer)

Le DVR est équipé d'un onduleur, ce qui permet d'assurer une protection contre les perturbations de tension harmonique et les creux de tension. En accroissant la compensation, il sera nécessaire d'augmenter le stockage de l'énergie dans la partie continue du convertisseur.

II.6 Compensateurs Hybrides (Série – Parallèle) [TB11]

Les contrôleurs FACTS peuvent être divisés en deux catégories en fonction des topologies et des dispositifs électroniques de puissance utilisés :

- Type de variation d'impédance.
- Type de convertisseur de tension source (VSC).

II.6.1 Compensateurs Hybrides à Base de Thyristors

➤ TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer)

Le TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer) est décrit par l'IEEE comme un transformateur déphaseur qui est ajusté par thyristor pour fournir un angle de phase rapidement évolutif. Le premier matériel FACTS combiné est le transformateur déphaseur TCPST, qui est commandé par un thyristor.

➤ TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

Selon l'IEEE, le TCPAR est un transformateur déphaseur qui permet de réguler le déphasage entre ses tensions terminales tout en maintenant leurs amplitudes inchangées. Contrairement au TCPST, le régulateur d'angle de phase TCPAR est capable de fournir (ou d'absorber) l'énergie réactive au réseau.

II.6.2 Compensateurs Hybrides à Base de GTO Thyristors [BS10]

➤ IPFC (Interline Power Flow Controller)

Le contrôleur de transmission de puissance entre lignes IPFC est employé lorsqu'il s'agit d'un système de plusieurs lignes connectées à un même poste. La (figure II.9) présente son principe, qui se compose de plusieurs SSSC, chacun d'entre eux fournissant une compensation série à une ligne distincte. En ce qui concerne la continuité, tous les convertisseurs sont connectés entre eux à travers des disjoncteurs.

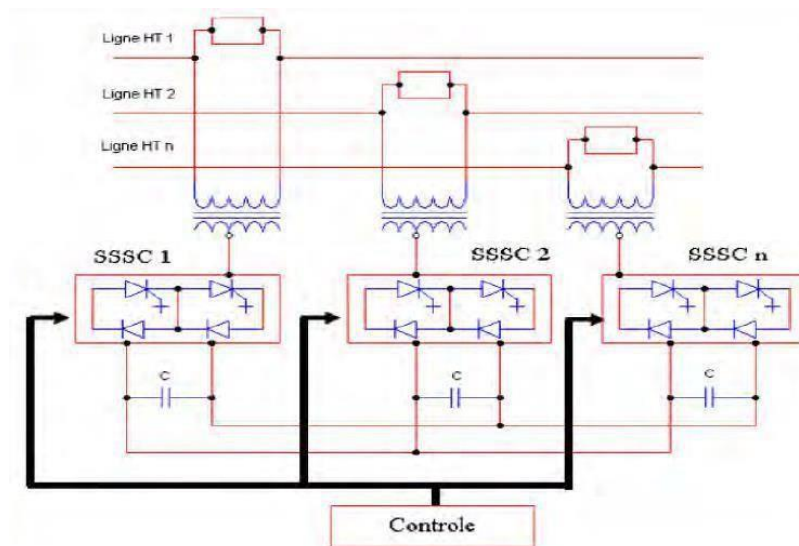


Figure II.9: Structure de l'IPFC.

➤ UPFC (Unified Power Flow Controller)

Selon les normes IEEE, l'UPFC est une combinaison d'un STATCOM et d'un SSSC qui sont connectés par une liaison à courant continu, afin de permettre un débit bidirectionnel de la puissance active entre la sortie du SSSC et celle du STATCOM. L'utilisation de l'UPFC permet de réguler la tension, l'impédance et l'angle ou le débit de la puissance active et réactive de la ligne. L'UPFC peut assumer toutes les responsabilités des autres dispositifs FACTS. [TB11]

Il est particulièrement adapté pour :

- Gérer les flux de puissance active et réactive .
- Modifier la tension.
- L'objectif est de réduire les courants de court-circuit.
- d'améliorer la stabilité et d'amortir les oscillations de puissance.

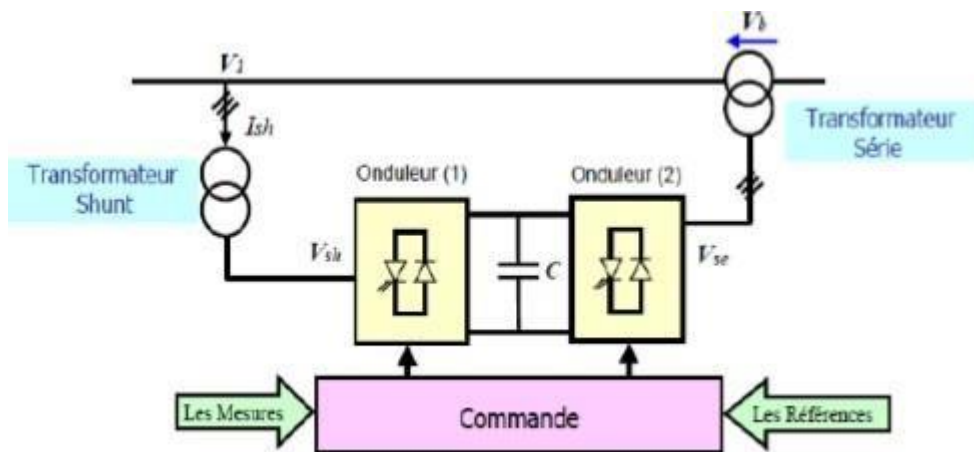


Figure II.10: Schéma de base de l'UPFC .

II.7 Le Rôle de Dispositifs FACTS

Les FACTS sont principalement employés dans les deux contextes suivants dans un réseau électrique : En fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, ils maintiennent la tension à un niveau acceptable, tandis qu'en revanche, ils en absorbent lorsque la tension est trop élevée. Il est important de surveiller les flux de puissances afin de diminuer, voire éliminer, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs, tout en évitant les flux de bouclage dans le réseau. Leur action consiste à surveiller la réactance des lignes et à ajuster les déphasages. Grâce à leur rapidité de commande, les FACTS offrent de multiples caractéristiques en régime dynamique. [CDP13]

Ils offrent spécifiquement :

- D'accroître la réserve de stabilité transitoire
- D'amortir les oscillations de puissance
- De supporter de manière dynamique la tension.

II.8 Les Avantages

Les avantages apportés aux réseaux électriques sont :

- Amélioration de la stabilité transitoire.
- Contrôler des tensions dans les nœuds.
- Contrôler la puissance réactive.
- Optimiser la performance de l'énergie.

II.9 Les Inconvénients

Les systèmes FACTS sont perçus comme des solutions pour soutenir les systèmes électriques, cependant, ils comportent des désavantages. En plus de ne pas être une solution universelle, il existe plusieurs contraintes pour qu'ils soient efficaces et rentables. [CDP13]

- Le choix du FACTS .
- Le choix du modèle du FACTS .
- Choix de la localisation des FACTS .
- Protection pour les FACTS et pour le réseau .
- Interactions entre les dispositifs FACTS et les autres éléments.
- Générer des harmoniques dans le réseau.

II.10 Le Coût des dispositifs FACTS

Outre les bénéfiques techniques offerts par les dispositifs FACTS, il est important de prendre en compte d'autres critères liés au coût lorsqu'on décide d'installer un dispositif. D'un point de vue économique, la norme générale utilisée pour évaluer les bénéfices obtenus par un dispositif FACTS est que l'augmentation des revenus doit dépasser les dépenses d'exploitation de maintenance et d'amortissement de l'installation. Le prix d'une installation FACTS est principalement influencé par des éléments tels que les performances nécessaires, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système et la technologie du semi-conducteur employée. [CDP13]

II.11 Conclusion

Dans ce chapitre, une vue d'ensemble sur les nouveaux dispositifs de contrôle et de commande des réseaux électriques, appelés FACTS, a été présentée. Ces dispositifs reposent principalement sur des onduleurs dotés d'interrupteurs IGBT/GTO de technologie très avancée, caractérisés par leur temps de réaction très court. Cette rapidité permet une flexibilité accrue du courant transité, offrant ainsi la possibilité à ces dispositifs de performer efficacement. Leur fonctionnement améliore la stabilité du système de puissance. À travers le projet FACTS, destiné à résoudre les problèmes des réseaux électriques, différents types de compensations sont explorés. Ils offrent des solutions précises, prenant en compte les différentes contraintes, notamment le compensateur série, shunt, hybride commandé par thyristors. L'installation de ces dispositifs présente un intérêt majeur pour l'amélioration globale de la performance des réseaux électriques

***Chapitre III:
Modélisation du
réseau électrique***

III.1 Modélisation de la Machine Synchrone :

Les diverses machines ne fonctionnent pas de manière indépendante, mais sont interconnectées au sein d'un réseau électrique. Ce réseau englobe un ensemble de lignes, de transformateurs, de machines, de charges, de jeux de barres, de dispositifs de régulation, etc. La machine synchrone joue un rôle crucial dans l'analyse de la stabilité des systèmes d'énergie électrique. Mesurer les paramètres de cette machine demeure un sujet d'une grande importance, et de nombreuses recherches sont en cours pour mieux comprendre les caractéristiques de ces machines au sein des réseaux électriques. [ZB8]

La modélisation de ces machines présente deux aspects distincts :

- ✓ Le premier aspect concerne le choix du modèle de la machine synchrone.
- ✓ Le deuxième aspect consiste à déterminer les paramètres à incorporer dans le modèle (modèle de Park, 2ème ordre, 3ème ordre).

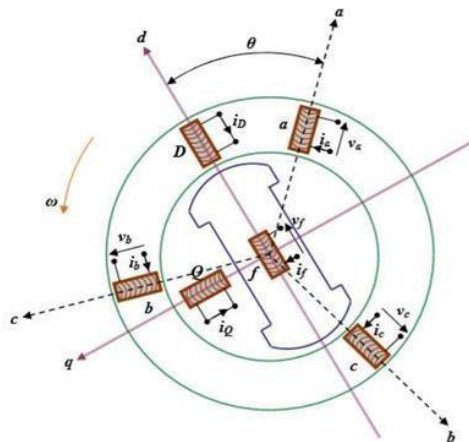


Figure III.1: Modèle de la machine synchrone

Les machines synchrones représentent la première catégorie significative des machines à courant alternatif, occupant une position prédominante dans les phénomènes de stabilité des réseaux. Comme toutes les autres machines, elles sont réversibles et peuvent fonctionner tant en générateur qu'en moteur. Notre étude se concentre sur la modélisation d'unités de génération.

III.1.1 Composition de la Machine Synchrone

La machine synchrone se compose d'un stator et d'un rotor, où le rotor agit en tant qu'inducteur et le stator en tant qu'induit.

➤ **Stator**

Le stator présente généralement une périphérie lisse et abrite des enroulements, également appelés "circuit d'armature" ou simplement "phases", dans des encoches. Lorsque la machine fonctionne en mode moteur, ces enroulements reçoivent un courant alternatif du réseau, et lorsqu'elle fonctionne en alternateur, ils fournissent du courant au réseau. On distingue ainsi des machines monophasées (avec un seul enroulement au stator), biphasées (avec deux enroulements au stator), triphasées (avec trois enroulements au stator), etc. [GM14]

➤ **Rotor**

Le rotor d'une machine synchrone est la partie mobile de la machine qui tourne à la même vitesse que le champ magnétique tournant produit par le stator. Dans une machine synchrone, le rotor est généralement constitué d'un ensemble de bobinages enroulés autour d'un noyau ferromagnétique.

Il existe deux principaux types de rotors pour les machines synchrones :

➤ Rotor à pôles saillants (ou rotor à pôles saillants) :

Dans ce type de rotor, les pôles magnétiques sont saillants et sont clairement visibles à la périphérie du rotor. Ces pôles sont souvent constitués de tôles ferromagnétiques empilées pour former le noyau du rotor. Les enroulements du rotor sont généralement connectés à un système d'excitation pour générer un champ magnétique tournant synchronisé avec le champ du stator.

➤ Rotor à pôles lisse (ou rotor à cage d'écureuil) :

Ce type de rotor est constitué d'un noyau ferromagnétique avec des conducteurs (généralement des barres ou des cavités) placés dans les fentes du rotor et courts-circuités à leurs extrémités par des anneaux conducteurs. Lorsque le stator crée un champ magnétique tournant, le champ induit dans le rotor lisse génère un courant de Foucault, qui à son tour crée un champ magnétique. Ce champ réagit avec le champ statorique, produisant un couple électromagnétique qui entraîne le mouvement du rotor.

Le choix entre ces deux types de rotors dépend des exigences spécifiques de l'application. Les rotors à pôles saillants sont souvent utilisés dans les applications nécessitant un contrôle précis de la vitesse et une grande puissance, tandis que les rotors lisses sont plus courants dans les applications nécessitant une construction robuste et économique, telles que les générateurs industriels et les moteurs de traction. [GM14]

III.1.2 Hypothèses Simplificatrices

Dans l'étude de la machine synchrone que nous allons examiner, nous formulons les hypothèses simplificatrices suivantes :

- ✓ Le circuit magnétique n'est pas saturé.
- ✓ Absence de l'effet pelliculaire (densité uniforme).
- ✓ L'influence des harmoniques est négligeable.

On suppose que l'ensemble des amortisseurs peut être représenté par deux enroulements fermés, D et Q , en court-circuit sur eux-mêmes.

La machine fonctionne en régime permanent avec une vitesse angulaire constante. L'angle de rotation θ est une fonction linéaire du temps. On admet qu'il existe un décalage angulaire δ constant du champ rotorique par rapport au champ statorique.

III.1.3 Transformation de Park :

La transformation de Park, également connue sous le nom de transformation $\alpha\beta$, est une technique utilisée dans le domaine de l'électrotechnique et de l'électronique de puissance pour convertir des grandeurs triphasées (généralement en coordonnées abc) en un système de coordonnées stationnaire à deux axes, appelé système de coordonnées $\alpha\beta$.

Cette transformation est souvent utilisée dans le contexte des machines électriques à courant alternatif, telles que les moteurs électriques à induction et les machines synchrones, ainsi que dans le domaine du contrôle des systèmes de conversion d'énergie.

les étapes principales de la transformation de Park :

- Conversion abc vers dq_0 : La transformation utilisée pour convertir les grandeurs triphasées (abc) en un système de coordonnées dq_0 . Dans ce système, les axes d et q sont alignés avec les axes du stator de la machine électrique, tandis que l'axe zéro (0) représente le composant homopolaire.

- Transformation $dq0$ vers $\alpha\beta$: Ensuite, la transformation $\alpha\beta$ est appliquée sur les grandeurs $dq0$ pour les convertir en un système de coordonnées $\alpha\beta$, où α est aligné avec l'axe direct (d) et β est aligné avec l'axe quadrature (q).

La transformation de Park est utile dans diverses applications, notamment dans le contrôle vectoriel des machines électriques, où elle simplifie les calculs et facilite la mise en œuvre de techniques de contrôle avancées.[ZB8]

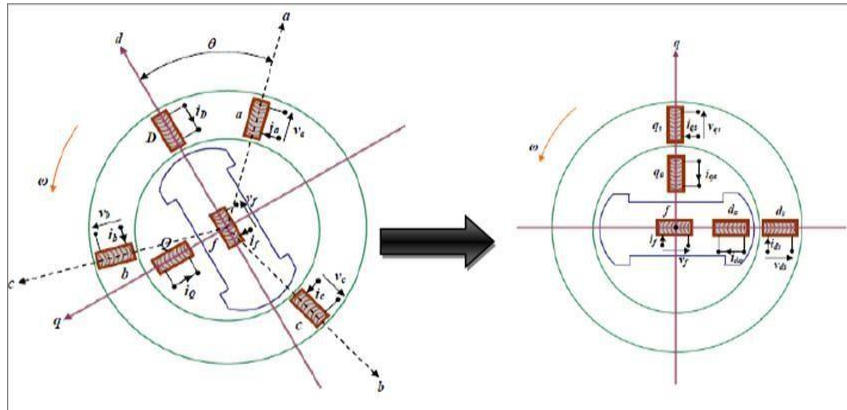


Figure III.2: interprétation de la transformée de Park pour une machine synchrone

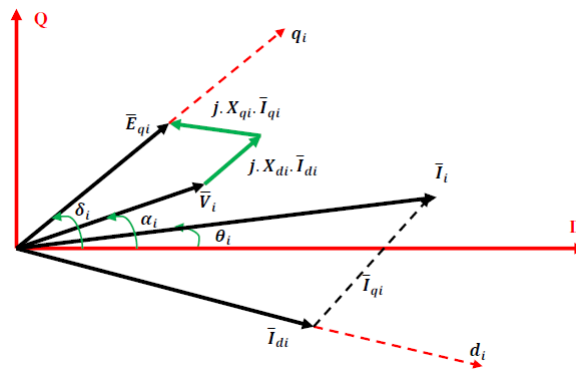


Figure III.3: diagramme de phase pour la machine synchrone

On peut écrire :

$$V_i = E - jX_{di} \cdot I_i - jX_{qi} \cdot I_i \tag{III.1}$$

En séparant partie réelle et partie imaginaire, nous obtenons les expressions de V_d et V_q suivantes :

$$V_{di} = X_{qi} \cdot I_{qi}$$

$$V_{qi} = E_{qi} - X_{di} \cdot I_{di} \tag{III.2}$$

Les puissances électriques (apparente, active et réactive) de la i ème machine sont données par :

$$S \bar{i} = P_{ei} + jQ_{ei} = V \bar{i} I \bar{i}^* = (V_{di} + jV_{qi})(I_{di} - jI_{qi}) \quad (III.3)$$

Et

$$I \bar{i} = I \bar{d}_i + I \bar{q}_i \quad (III.4)$$

Donc

$$P_{ei} = V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi} \quad (III.5)$$

$$Q_{ei} = V_{qi} I_{di} - V_{di} I_{qi}$$

Etant donné que les phénomènes transitoires dans le stator sont négligés, le couple électrique est donc égal à la puissance électrique active en per-unit.

➤ **L'Equation du Mouvement**

Le rotor décrit les propriétés mécaniques des machines synchrones. Son importance fondamentale réside dans l'étude des oscillations électromécaniques à faibles fréquences.

Le couple mécanique T_m est de même sens que la rotation de la vitesse synchrone. Dans ce cas, la machine synchrone génère un courant électrique dont la fréquence est déterminée par la vitesse de rotation du rotor. Le couple électrique T_e est de sens opposé à la rotation et équilibre le couple mécanique. [LF6]

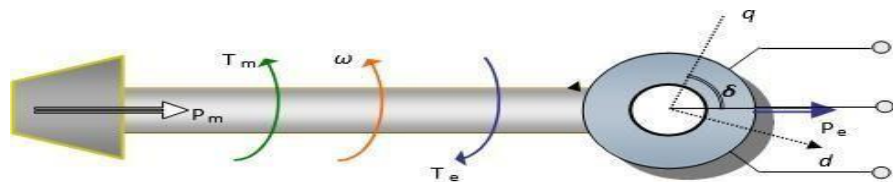


Figure III.4: Représentation des couples mécaniques et électriques

Dans un système électrique, lorsqu'il fonctionne à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Cependant, lorsqu'une perturbation survient, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis, ce qui entraîne un risque de perte de synchronisme. Ceci peut avoir un impact significatif sur la stabilité du système, et les générateurs perdant le synchronisme doivent être déconnectés pour éviter des dommages graves.

$$\Delta \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (T_{mi} - T_{ei} - D (\Delta \omega_i - 1)) \quad (III.6)$$

Où :

H_i : Est la constante d'inertie (en secondes) représentant l'inertie totale de toutes les masses tournantes connectées à l'arbre du générateur.

D_i : Représente le coefficient d'amortissement.

$$\delta \dot{}_i = \omega_0 (\Delta \omega_i - 1) \quad (III.7)$$

Où :

$\Delta \omega_i$: Déviation de la vitesse angulaire du rotor de la i ème machine, en $p.u$

ω_0 : vitesse de synchronisme (vitesse de base), en rad/s . (f : fréquence nominale, en Hz).

T_{mi} : Couple mécanique fourni par la turbine, en $p.u$.

T_{ei} : Couple électromagnétique associée à la puissance électrique P_{ei} produite du générateur.

δ : Angle de rotor, en $[rad]$. $i : 1, \dots, n$.

III.2 Réseau Électrique :

Le réseau de transport interconnecte toutes les centrales électriques au sein d'un système de puissance et distribue l'énergie aux divers consommateurs. Les composants principaux du réseau comprennent les lignes aériennes à haute tension, les câbles souterrains, les transformateurs, et les jeux de barres. Des éléments auxiliaires tels que des condensateurs en série, des réactances shunts, des systèmes de compensation, des systèmes de protection, etc., peuvent également être présents. Pour la modélisation de notre système de puissance, nous nous concentrons sur l'établissement du modèle des transformateurs, des lignes de transmission, et du modèle d'une charge. [DH16]

III.2.1 Modélisation D'une Ligne De Transport :

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation, facilitant également l'échange de puissance à travers des lignes d'interconnexion entre des pays ou des grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents. Le modèle d'une ligne de transport est représenté par des quadripôles symétriques, comme illustré dans la figure. [SN7]

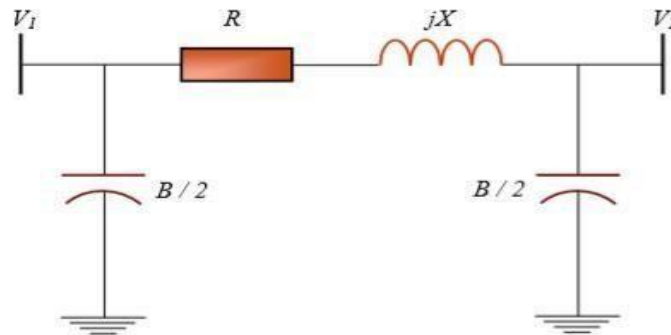


Figure III.5 : Modélisation de la ligne de transmission

R : résistance de la ligne

L : réactance de la ligne;

C : conductance de la ligne;

III.3 Modélisation Des Transformateurs :

Un transformateur est habituellement représenté, à une fréquence de 50 Hz, par un schéma équivalent monophasé qui inclut un transformateur idéal ainsi que des éléments en série tels que les résistances des enroulements primaire et secondaire, ainsi que les inductances de fuite. Des éléments en parallèle, comme l'inductance de magnétisation et éventuellement une résistance représentant les pertes magnétiques ("pertes fer"), sont également pris en compte. Lorsque ce schéma est rapporté au même niveau de tension (primaire ou secondaire), il peut être simplifié en un schéma en T, qui à son tour peut être équivalent à un schéma en π . Il est courant de négliger les éléments en parallèle du schéma équivalent lors du calcul de la répartition, leur influence étant principalement notable lorsque le réseau est peu chargé. Dans ces cas, le schéma équivalent du transformateur, à la même tension, se réduit à une simple impédance "série" où la résistance représente la somme des résistances des enroulements primaire et secondaire, et l'inductance représente l'inductance de fuite totale entre les enroulements primaire et secondaire. [MB17]

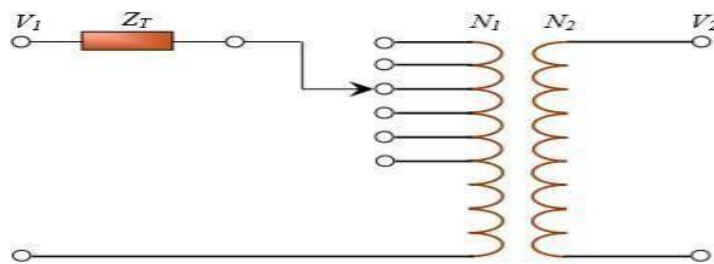


Figure III.6: Schéma simplifié d'un transformateur (basse fréquence)

Les paramètres de ce schéma sont ramenés au même niveau de tension. La résistance totale R peut être fournie directement par le constructeur du transformateur ou calculée à partir des pertes en court-circuit. L'inductance de fuite totale L_f peut être calculée à partir de la tension de court-circuit U_{cc} exprimée en %. Pour des transformateurs de très forte puissance (transport), $L_{\omega} \gg R$.

III.4 Modélisation des Charges

Une charge sera simplement représentée par une consommation de puissance active P_{ci} et une fourniture ou consommation de puissance réactive Q_{ci} . La puissance réactive peut être fournie ou consommée, selon la nature de la charge capacitive ou inductive. Notons qu'une telle modélisation permet de représenter aussi bien des charges connectées directement sur le réseau de transport (cas exceptionnel) que des points de connexion au réseau de répartition ou de distribution, ou encore des éléments du réseau tels que des moyens de compensation de la puissance réactive. Dans le cadre des études sur la stabilité transitoire, la représentation mathématique des charges, à l'exception des moteurs, peut généralement prendre la forme d'impédances ou d'admittances statiques à la terre. Ces charges sont caractérisées par des courants d'amplitude constante et de phase variable, des puissances actives et réactives constantes, ou une combinaison des trois représentations. La modélisation de la charge statique dans un réseau électrique peut être linéaire ou non, mais dans notre contexte, nous considérerons que le modèle de charge est linéaire. [MB17]

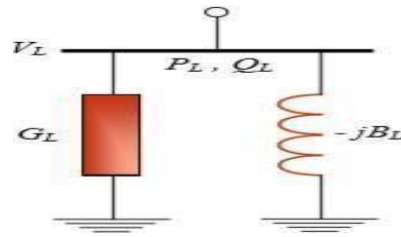


Figure III.7: Modèle linéaire de la charge

L'admittance équivalente de la charge est donnée par l'équation (III.8) ci-dessous :

$$Y_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j \frac{Q_L}{V_L^2} \tag{III.8}$$

Avec :

Y_L : Admittance de la charge en pu.

P_L : Puissance active de la charge en pu.

Q_L : Puissance réactive de la charge en pu.

V_L : Amplitude de tension en pu.

III.5 Modélisation du SVC

Le dispositif SVC peut être modélisé par une admittance shunt Y_{svc} variable. Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire, le compensateur est considéré comme étant idéal :

$$Y_{svc} = jB_{svc} \tag{III.9}$$

La susceptance B_{svc} peut être de nature capacitive ou inductive afin respectivement de fournir ou d'absorber, de la puissance réactive Q_{svc} . : [ZB8]

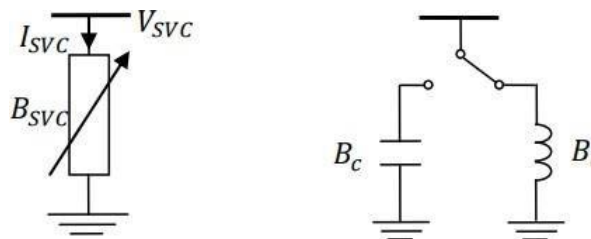


Figure III.8: Modélisation du SVC

Les paramètres des SVC sont exprimés sous forme de puissance réactive Q_{svc} absorbée à la tension nominale V_n . La correspondance avec la susceptance B_{svc} est donnée par la relation

$$Q_{svc} = -V_n^2 \cdot B_{svc} \tag{III.10}$$

Le signe « moins » indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif. Les installations FACTS sont généralement situées à des postes déjà existants. Toutefois, les deux cas sont en considérations ; à savoir lorsque le SVC est placé en un nœud et lorsqu'il est situé au milieu de la ligne. [MR18]

III.6 Modélisation du SSSC

Une ligne électrique équipée d'un SSSC peut être modélisée par le schéma ci-dessous, la ligne est représentée par ses tensions amont et aval ainsi que son impédance et le SSSC est représenté par une source de tension alternative lié mise en série avec une impédance.

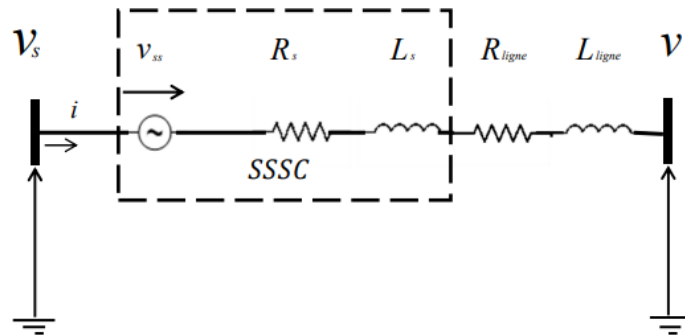


Figure. III.9: Schéma d'une ligne électrique équipée d'un SSSC.

Le tableau ci-dessous donne la signification des grandeurs représentées sur le schéma de la figure III.9 :

V_s	Tension produite par la source
V_r	Tension de la charge au bout de la ligne
I	i Courant de la ligne
V_{ss}	Tension injectée par le SSSC
$R_s \cdot L_s$	Impédance de fuite du transformateur
$R_{ligne} \cdot L_{ligne}$	Impédance du réseau

Tableau III.1: Table des indice

L'application des lois de Kirchhoff en courant alternatif triphasé au circuit unifilaire de la figure (II.3) conduit à:

$$V_{s+} + V_{ss} - V_r - R_i - L \frac{di}{dt} = 0 \tag{III.11}$$

Avec :

$$R = R_S + R_{\text{ligne}} \tag{III.12}$$

$$L = L_S + L_{\text{ligne}}$$

Pour les trois conducteurs, on peut écrire:

$$\begin{aligned} V_{sa} + V_{ssa} - V_{ra} - R_{ia} - L \frac{dia}{dt} &= 0 \\ V_{sb} + V_{ssb} - V_{rb} - R_{ib} - L \frac{dib}{dt} &= 0 \\ V_{sc} + V_{ssc} - V_{rc} - R_{ic} - L \frac{dic}{dt} &= 0 \end{aligned} \tag{III.13}$$

Et

$$\begin{matrix} ia \\ I = ib \\ ic \end{matrix} \quad \begin{matrix} Vsa \\ Vs = Vsb \\ Vsc \end{matrix} \quad \begin{matrix} Vra \\ Vr = Vrb \\ Vrc \end{matrix} \quad \begin{matrix} Vssa \\ Vss = Vssb \\ Vssc \end{matrix} \tag{III.14}$$

$$\frac{di}{dt} \begin{matrix} ia \\ ib \\ ic \end{matrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R}{L} \end{bmatrix} \begin{matrix} ia \\ ib \\ ic \end{matrix} + \frac{1}{L} \begin{bmatrix} Vssa \\ Vssb \\ Vssc \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} Vsa & -Vra \\ Vsb & -Vrb \\ Vsc & -Vrc \end{matrix} \tag{III.15}$$

L'exploitation d'une telle représentation est difficile vu les paramètres qui varient en triphasé donc difficiles à manipuler. On peut avoir recours à un outil mathématique qui est la transformation de Park afin de passer à une représentation bidimensionnelle où les grandeurs seront continues et ce en projetant les grandeurs triphasées dans le repère synchrone lié au phraséur de la tension côté émetteur. [AB1]

III.7 Modélisation du UPFC

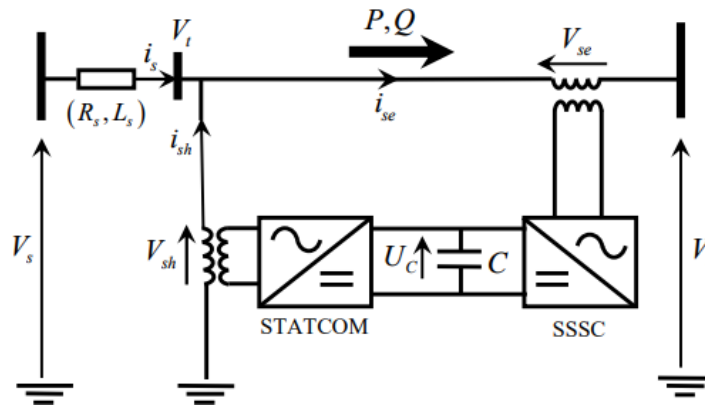


Figure III.10: Schéma du circuit de base de l'UPFC.

Le modèle mathématique de l'UPFC est établi dans le but d'étudier les relations entre le réseau électrique et l'UPFC en régime stationnaire. Le schéma de base est donné sur la Figure. III.4 Cette figure représente un schéma unifilaire d'un UPFC installé dans une ligne de transmission où le convertisseur série et shunt sont représentés par des sources de tension V_{se} et V_{sh} respectivement. [KF21]

La modélisation de ce circuit est basée sur les hypothèses suivantes :

- Tous les interrupteurs sont supposés idéals.
- Les trois tensions de la source alternative sont équilibrées.
- Toutes les chutes de tension dans le compensateur série sont présentées par la résistance R_{se} .
- Toutes les chutes de tension dans le compensateur parallèle sont présentées par la résistance R_{sh}
- Les harmoniques causées par l'action d'ouverture et de fermeture des interrupteurs sont négligées

Les équations dynamiques de l'UPFC sont divisées en trois systèmes d'équation : les équations du compensateur série, les équations du compensateur shunt et celle du circuit continu.

III.7.1 L'équation dynamique du compensateur série

La partie série de l'UPFC est l'équivalent d'un SSSC, Comme détaillé précédemment dans le titre précédent (III.6) [BK20]

III.7.2 L'équation dynamique du compensateur shunt

Le compensateur shunt peut être aussi représenté par le système d'équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 V_{sha} - V_{sea} - V_{ra} &= R_{sa} I_{sha} + L \frac{dI_{sha}}{dt} \\
 V_{shb} - V_{seb} - V_{rb} &= R_{sb} I_{shb} + L \frac{dI_{shb}}{dt} \\
 V_{shc} - V_{sec} - V_{rc} &= R_{sc} I_{shc} + L \frac{dI_{shc}}{dt}
 \end{aligned} \tag{III.16}$$

Ou sous forme matricielle

$$\frac{di}{dt} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-R_{sh}}{L} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{-R_{sh}}{L} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{-R_{sh}}{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{sha} \\ I_{shb} \\ I_{shc} \end{bmatrix} + \frac{1}{L_{sh}} \begin{bmatrix} V_{sha} - V_{sea} & -V_{ra} \\ V_{shb} - V_{seb} & -V_{rb} \\ V_{shc} - V_{sec} & -V_{rc} \end{bmatrix} \tag{III.17}$$

Ou :

V_s : la tension de départ.

V_{se} : la tension injecté par le convertisseur série.

V_r : la tension d'arrivée. V_{sh} : la tension injectée par le convertisseur shunt.

I_{sh} : le courant passant dans la branche shunt.

III.7.3 Équation du circuit continu :

Les convertisseurs série et shunt sont couplés par un circuit continu (dc link). [BK20]

L'équation de la puissance du circuit continu est donnée par :

$$P_{dc} = P_{se} + P_{sh} \tag{III.18}$$

Avec P_{se} et P_{sh} représentant les puissances injectées par le convertisseur série et shunt respectivement. P_{se} et P_{sh} sont exprimées par :

$$P_{se} = \frac{3}{2} [V_{sed} I_{sed} + V_{seq} I_{seq}] \quad (III.19)$$

$$P_{sh} = \frac{3}{2} [V_{shd} I_{shd} + V_{shq} I_{shq}] \quad (III.20)$$

Négligeant les pertes dans le circuit continu, la puissance absorbée par la capacité est exprimé par:

$$P_{dc} = V_{dc} I_{dc} = - V_{dc} i \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (III.21)$$

En utilisant l'équation (III.18) on obtient

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{1}{CV_{dc}} (P_{se} + P_{sh}) \quad (III.22)$$

III.8 Utilisation des Correcteurs dans la Simulation des Dispositifs FACTS

Pour corriger et améliorer la stabilité dynamique des systèmes électriques, plusieurs appareils et méthodes peuvent être utilisés. Dans cette étude, nous avons opté pour deux types de correcteurs : le PSSs lead-lag et PID.

III.8.1 Définitions des PSS (lead-lag)

Définitions les PSS (Power System Stabiliser) Le nom du Stabilisateur type PSS lead-lag est devenu le moyen le plus répandu pour l'amélioration de l'amortissement des oscillations basse fréquence dans les réseaux électriques (l'amélioration de stabilité dynamique et statique), La puissance de sortie d'un générateur est déterminée par le couple mécanique. Cependant cette dernière peut varier par l'action du champ d'excitation de l'alternateur. Le PSS étant ajouté, il détecte la variation de la puissance de sortie électrique et contrôle l'excitation de manière à amortir rapidement les oscillations de puissance. [DA23]

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse. Par conséquent, doit assurer les points suivants :

- Supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation.
- Assurer la stabilité transitoire du système.
- Maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques

- Minimiser la probabilité d'effets défavorables

Aussi comprend contrôle optimal, contrôle adaptative, contrôle à structure variable et contrôle intelligent lesquels sont développée.

III.8.2 Utilisation des PSS :

Les stabilisateurs de puissance (PSS, Power System Stabiliser) qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers. Ils sont les plus utilisés essentiellement pour réduire les problèmes liés aux oscillations locales et interrégionales.

III.8.3 Modèle du PSS (lead-lag)

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. [ZB8]

Il se compose généralement de quatre blocs (figure III.11).

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

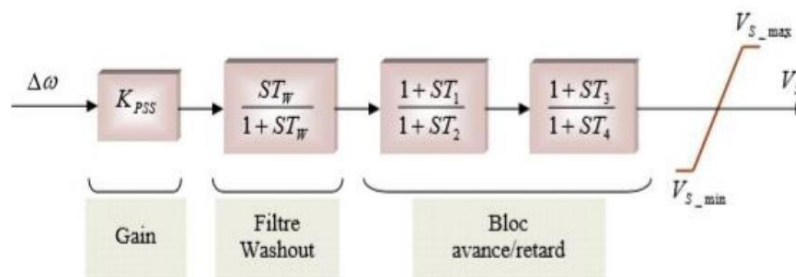


Figure III.11 : Modèle le PSS du conventionnel

III.9 Définitions les PID

Le **régulateur PID** (Proportionnel, Intégral, Dérivé) est un système de contrôle utilisé pour améliorer les performances d'un asservissement. Il est couramment utilisé dans l'industrie pour réguler différentes grandeurs physiques. [MS24]

Voici ce que signifie chaque composante du régulateur :

- **Proportionnel (P)** : Le terme proportionnel ajuste la correction en fonction de l'erreur actuelle. Plus l'erreur est grande, plus l'action corrective est forte.
- **Intégral (I)** : L'action intégrale corrige l'erreur cumulée au fil du temps. Elle permet de réduire les erreurs persistantes.
- **Dérivé (D)** : Le terme dérivé prend en compte la variation de l'erreur dans le temps. Il aide à anticiper les changements futurs et à réduire les oscillations.

En combinant ces trois composantes, le régulateur PID permet un contrôle précis et stable des systèmes en boucle fermée, Un régulateur PID (Proportionnel-Intégral-Dérivé) est un type de contrôleur de rétroaction largement utilisé dans les systèmes de contrôle industriel. Il est apprécié pour sa simplicité et son efficacité dans une large gamme d'applications. [RL25]

Voici une explication complète et générale des régulateurs PID, y compris leur fonctionnement, leurs composantes et leurs applications.

III.9.1 Fonctionnement d'un Régulateur PID

Un régulateur PID calcule l'erreur entre une valeur mesurée et une valeur de consigne, puis applique une correction basée sur trois termes : proportionnel (P), intégral (I) et dérivé (D).

▪ Composante Proportionnelle (P)

La composante proportionnelle est directement proportionnelle à l'erreur actuelle.

Elle est donnée par :

$$P = K_p \cdot e(t) \quad (III.22)$$

où :

- ✓ K_p est le gain proportionnel.
- ✓ $e(t)$ est l'erreur à l'instant t .

La composante proportionnelle contribue à réduire l'erreur, mais ne l'élimine pas complètement et peut entraîner une oscillation si utilisée seule.

▪ **Composante Intégrale (I)**

La composante intégrale est proportionnelle à l'intégrale de l'erreur dans le temps. Elle est donnée par :

$$I = K_i \int_0^t e(\pi) d\pi \quad (III.23)$$

Où :

- K_i est le gain intégral.
- $e(t)$ est l'erreur à l'instant t .

La composante intégrale accumule l'erreur passée, ce qui permet d'éliminer l'erreur résiduelle (l'erreur permanente) mais peut provoquer une réponse lente et du dépassement si elle est trop élevée.

▪ **Composante Dérivée (D)**

La composante dérivée est proportionnelle à la dérivée de l'erreur. Elle est donnée par :

$$D = K_d \frac{de(t)}{dt} \quad (III.24)$$

Où :

- K_d est le gain dérivé.
- $e(t)$ est l'erreur à l'instant t .

La composante dérivée prédit les tendances futures de l'erreur, ce qui aide à réduire l'oscillation et améliore la stabilité du système, mais peut rendre le système trop sensible au bruit si elle est trop élevée.

▪ Formule PID

La sortie du régulateur PID est la somme des trois composantes :

$$U(t) = K_p \cdot e(t) + K_i \cdot \int_0^t e(\pi) d\pi + K_d \frac{de(t)}{dt} \quad (III.25)$$

Où :

- $U(t)$ est le signal de contrôle appliqué au système.
- $e(t)$ est l'erreur à l'instant t
- K_p , K_i , K_d sont respectivement les gains proportionnel, intégral et dérivé.

III.9.2 Réglage des Paramètres PID

Le réglage des paramètres K_p , K_i , K_d est essentiel pour obtenir une performance optimale du système de contrôle. Plusieurs méthodes de réglage existent :

▪ Méthode empirique (essais et erreurs) :

Ajustement manuel des gains PID jusqu'à obtenir une réponse satisfaisante.

▪ Méthode de Ziegler-Nichols :

Une méthode systématique qui consiste à augmenter progressivement le gain proportionnel jusqu'à ce que le système oscille en boucle fermée. Ensuite, les gains proportionnel, intégral et dérivé sont ajustés selon des formules spécifiques basées sur la période d'oscillation.

▪ Méthode d'optimisation :

Utilisation d'algorithmes d'optimisation tels que les algorithmes génétiques, la recherche tabou ou l'optimisation par essaim de particules pour trouver les meilleurs paramètres PID.

III.9.3 Applications des Régulateurs PID

Les régulateurs PID sont utilisés dans une variété d'applications industrielles et technologiques :

- Contrôle de Processus Industriels : Température, pression, niveau de liquide, débit, etc.
- Automatisation : Robots industriels, systèmes de transport automatisés.
- Systèmes de Puissance : Régulation de la tension et de la fréquence dans les réseaux électriques.
- Aéronautique : Contrôle des avions et des drones.
- Automobile : Contrôle des moteurs, régulateurs de vitesse.
- Électronique : Contrôle des moteurs, systèmes de stabilisation.

III.10 Conclusion

Dans le chapitre 3, nous avons abordé la modélisation du réseau électrique ainsi que l'optimisation à l'aide d'algorithmes génétiques. Cette section revêt une importance capitale dans la compréhension et la gestion efficace des systèmes électriques complexes.

Tout d'abord, nous avons examiné en détail la modélisation du réseau électrique, en mettant en lumière les différents composants et leur interconnexion. Nous avons exploré les techniques de modélisation utilisées pour représenter les transformateurs, les lignes de transmission, les générateurs et les charges. Cette modélisation précise est essentielle pour simuler le comportement du réseau et évaluer sa performance dans différentes conditions de fonctionnement.

Chapitre IV :
Optimisation ,
simulation et
discussion des
résultats

IV.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous chercherons à déterminer les paramètres optimaux des dispositifs FACTS suivants : le Compensateur Statique Synchron (SVC), le Compensateur Série Statique Synchron (SSSC) et l'Unified Power Flow Controller (UPFC), en utilisant des algorithmes génétiques. L'objectif est d'optimiser ces paramètres afin d'assurer une stabilité dynamique efficace du système électrique. En exploitant les capacités des algorithmes génétiques, nous visons à trouver les réglages les plus appropriés pour le SVC, le SSSC et l'UPFC, ainsi que pour les contrôleurs lead-lag et PID, permettant ainsi d'améliorer la réponse du système aux perturbations et de garantir sa stabilité dans diverses conditions de fonctionnement. Les simulations numériques, les calculs et les représentations graphiques nécessaires à cette étude ont été réalisés à l'aide du logiciel MATLAB. En utilisant cet outil de simulation avancé, nous sommes en mesure d'analyser en détail le comportement du système électrique dans des scénarios perturbants et d'évaluer l'efficacité des dispositifs de contrôle de puissance pour améliorer la stabilité et la performance du réseau. Les résultats obtenus fourniront des informations précieuses pour la conception et l'exploitation efficace des réseaux électriques dans des conditions réelles.

IV.2 Optimisation :

Les problèmes d'optimisation occupent actuellement une place de choix dans la communauté scientifique. Non pas qu'ils aient été un jour considérés comme secondaires mais l'évolution des techniques informatiques a permis de dynamiser les recherches dans ce domaine. Dans ce chapitre, nous allons survoler le principe de l'optimisation en général mais en se basant sur les Algorithmes Génétique (AG), vu qu'ils représentent la méthode qu'on veut appliquer dans ce mémoire. Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée. On peut aussi trouver des problèmes d'optimisation pour lesquelles les variables de la fonction à optimiser sont contraintes d'évoluer dans une certaine partie de l'espace de recherche. Donc optimiser, revient à minimiser ou maximiser une fonction en respectant certaine condition préalable. Cette fonction dite « Objectif » peut être un cout (minimiser), profit (maximiser), production (maximiser). Les fonctions objectives sont diverses ainsi que les contraintes (conductions) selon le problème à optimiser.

IV.2.1 Les algorithmes génétiques (AG)

Les AG sont des techniques de recherche et d'optimisation stochastique dérivées de la génétique et des mécanismes de la sélection naturelle et de l'évolution. Leurs champs d'application sont très vastes : économique, optimisation de Fonctions (coût ou les pertes),

Planification, et bien d'autres domaines. La raison de ce grand nombre d'application est claire, la simplicité et l'efficacité. [LF6]

Généralement, nous pouvons dire qu'un algorithme génétique dans sa forme générale nécessite de préciser les points suivants

- ✓ Le codage des solutions et la génération d'une population initiale.
- ✓ La fonction de performance pour calculer l'adaptation de chaque individu de la population.
- ✓ Le croisement des individus d'une population pour obtenir la population de la génération suivante.
- ✓ L'opération de mutation des individus d'une population afin d'éviter une convergence prématurée.
- ✓ Les paramètres de réglage : taille de la population, probabilités de croisement et de mutation.

IV.2.2 Les principaux opérateurs génétiques

- Sélection : Cet opérateur détermine quels individus de la population seront choisis pour se reproduire et produire une descendance pour la génération suivante. Les méthodes de sélection couramment utilisées comprennent la sélection par roulette, la sélection par tournoi, la sélection par rang, etc.
- Croisement (Crossover) : Cet opérateur combine les caractéristiques de deux parents sélectionnés pour créer de nouveaux individus (enfants) pour la génération suivante. Le croisement peut se faire à un ou plusieurs points de coupure et peut prendre différentes formes, telles que le croisement en un seul point, le croisement en deux points, le croisement uniforme, etc.
- Mutation : Cet opérateur introduit une petite perturbation aléatoire dans les individus de la population afin d'explorer de nouvelles régions de l'espace de recherche. La mutation peut être appliquée à un ou plusieurs gènes d'un individu et peut être réalisée de différentes manières, comme la mutation uniforme, la mutation gaussienne, etc.
- Remplacement a revoir : Cet opérateur détermine comment les individus de la population parente sont remplacés par les individus de la nouvelle génération (enfants). Les méthodes courantes de remplacement comprennent le

Remplacement complet, le remplacement par génération, le remplacement par rang, etc. [ZN26]

IV.2.3 Méthodologie

Pour optimiser les paramètres du SVC, du SSSC et de l'UPFC, nous utiliserons des algorithmes génétiques, qui sont des techniques d'optimisation basées sur les principes de la sélection naturelle et de la génétique. Ces algorithmes sont particulièrement efficaces pour explorer de grands espaces de solutions et trouver des solutions optimales ou quasi-optimales pour des problèmes complexes.

IV.2.2 Définition des paramètres à optimiser :

- Pour le SVC, nous optimiserons les gains du contrôleur de tension.
- Pour le SSSC, nous optimiserons les paramètres liés au contrôle de l'injection de tension en série.
- Pour l'UPFC, nous optimiserons les paramètres des contrôleurs des deux convertisseurs (shunt et série).

IV.3 Fonction objective

Dans le problème de la stabilité transitoire des réseaux électriques, la fonction objective ou fitness est généralement exprimée sous forme des différences des vitesses de rotation des générateurs ou bien des différences des angles de transport entre les différentes zones. Dans cette étude, on a choisi la fonction objective j . [HZ27]

$$j = \int_0^{t_{sim}} (\Delta\omega)^2 \cdot t \cdot dt \quad (IV.1)$$

Notre objectif j est de minimiser l'erreur (ISE) par l'optimisation des paramètres suivantes :

$$X_{SVC \min} \leq X_{SVC} \leq X_{SVC \max}$$

$$R_{L \ SSSC \ min} \leq R_{L \ SSSC} \leq R_{L \ SSSC \ max}$$

$$R_{s \ Ls \ UPFC \ min} \leq R_{s \ Ls \ UPFC} \leq R_{s \ Ls \ UPFC \ max}$$

$$R_{sh \ Lsh \ UPFC \ min} \leq R_{sh \ Lsh \ UPFC} \leq R_{sh \ Lsh \ UPFC \ max}$$

$$K_{PSS \ min} \leq K_{PSS} \leq K_{PSS \ max}$$

$$T_{PSS \ min} \leq T_{PSS} \leq T_{PSS \ max}$$

Pour les paramètres PID, nous utilisons la méthode empirique (essais et erreurs) : Ajustement manuel des gains PID jusqu'à obtenir une réponse satisfaisante.

IV.4 Optimisation avec Gatoool :

Nous optons pour l'utilisation de la boîte à outils Optimisation Tool de MATLAB pour résoudre les problèmes d'optimisation. Cette approche est choisie en raison de sa simplicité et de sa facilité d'utilisation. En sélectionnant simplement la méthode d'optimisation à partir de la liste fournie par l'outil, et en insérant la fonction objectif (fitness function) à partir du fichier m-file correspondant. Cette méthode permet une mise en œuvre rapide et efficace de l'optimisation, tout en offrant la possibilité d'explorer différentes méthodes et algorithmes pour trouver les paramètres optimaux de manière fiable et précise. Comme le montre l'image suivante :

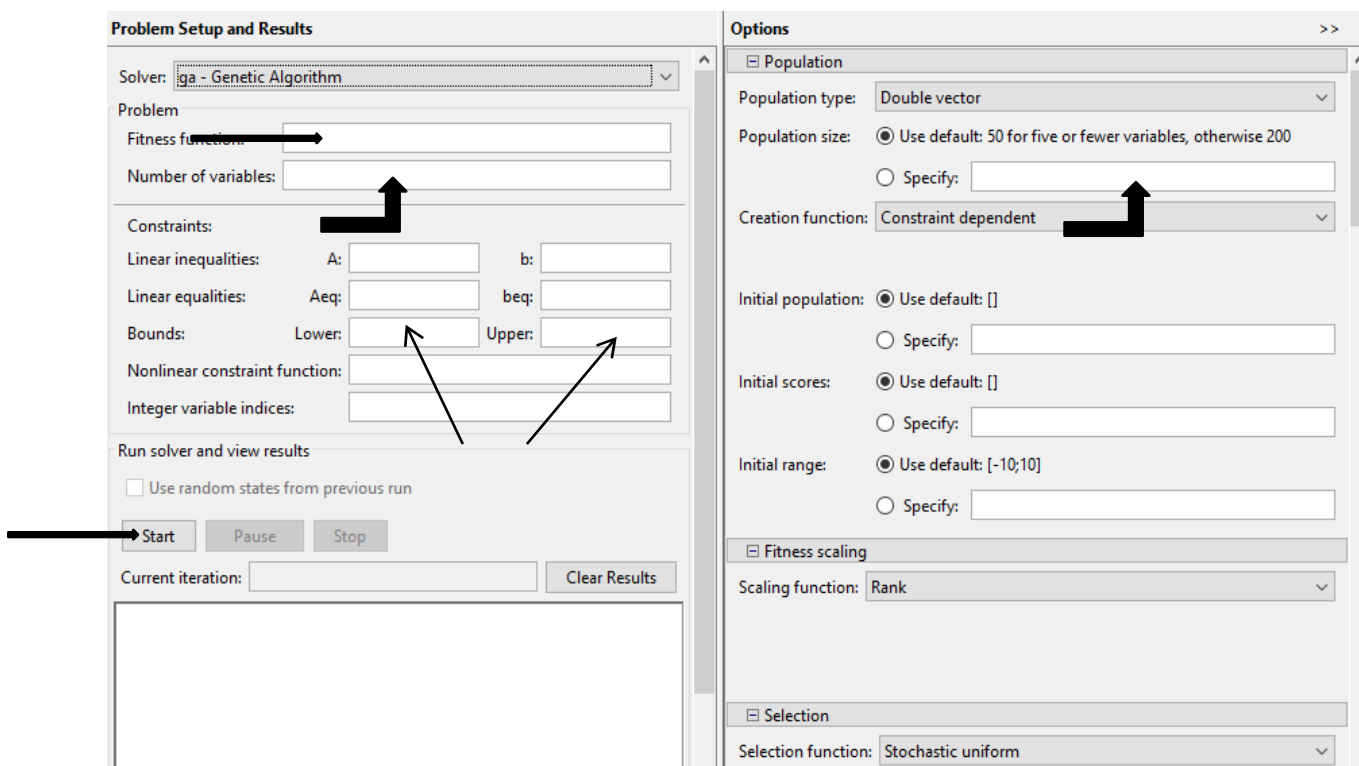


Figure IV.2: Outil d'optimisation

- Sélection de l'algorithme d'optimisation
- Insertion la fonction objective et nombre des variables
- Insertion des bornes d'optimisation (minimum et maximum)
- Dans les options nous avons choisi le nombre de population et de génération
- Exécution d'optimisation

Les paramètres d’optimisation par les algorithmes génétiques qu’on utilise, comme le suivant :

variable	Valeurs
Nombre de génération	100
Nombre de population	50
Réactance de SVC	$0 < X_{svc} < 0.04$
Impédance de SSSC	$0.13 < R_{sssc} < 0.17 / 0.13 < L_{sssc} < 0.17$
Impédance du convertisseur shunt UPFC	$0.005 < R_{sh} < 0.009 / 0.15 < L_{sh} < 0.27$
Impédance du convertisseur série UPFC	$0.003 < R_s < 0.007 / 0.13 < L_s < 0.18$
K_{pss}	$1.9 < K_{pss} < 2.8$
$T1_{pss}$	$0.04 < T1_{pss} < 0.07$
$T2_{pss}$	$0.4 < T2_{pss} < 1.2$

Tableau IV.1 : Les paramètres d’optimisation

Le lancement de l’optimisation par AG sur Matlab (gatool) nous a permis d’obtenir les figures IV.3 concernant respectivement l’évolution de la fonction objective

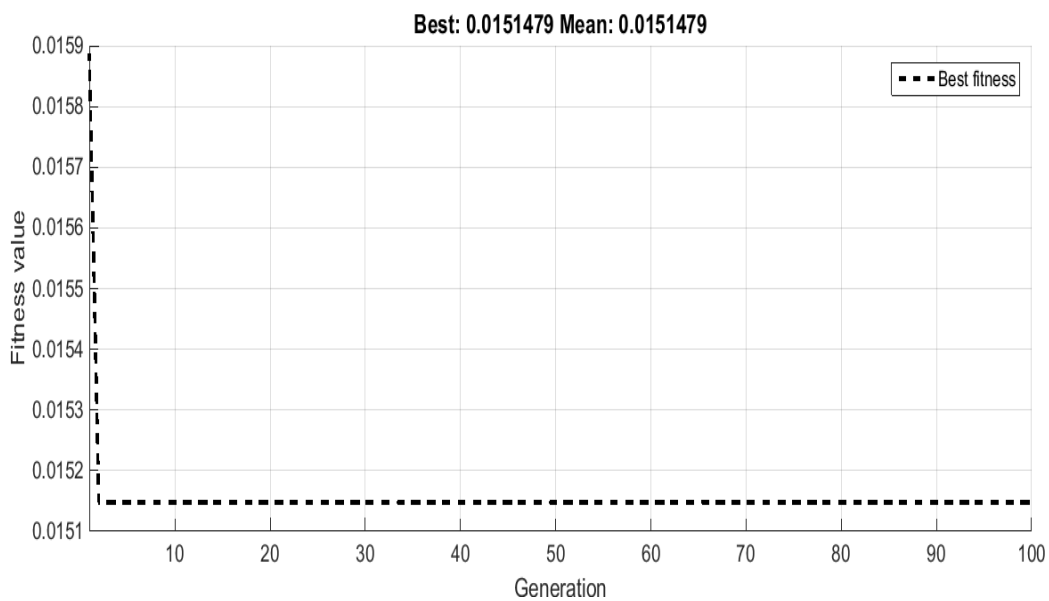


Figure IV.3: Évolution de la fonction objective

IV.5 Résultats d’optimisation

Pour voir l’effet des systèmes FACTS et les PSSs sur le réseau étudié (figure IV.5, IV.8, IV.12) , nous avons appliqué un défaut tel que le court-circuit triphasé, à l’instant (t = 1 s) avec une durée de (10 s) au niveau de la ligne d’interconnexion les résultats obtenus après optimisation sont donnés par le tableau IV.2 et tableau IV.3 :

Paramètres	Valeurs
Réactance de SVC	0.0352
Impédance de SSSC	0.163 / 0.165
Impédance du convertisseur shunt UPFC	0.0073/0.2198
Impédance du convertisseur série UPFC	0.00527/0.1623

Tableau IV.2 : Paramètres du SVC, UPFC et SSSC

Paramètres	PSS1	PSS2
K	2.56	2.48
T_1	0.063	0.058
T_2	1.012	1.108

Tableau IV.3 : Paramètres du PSS

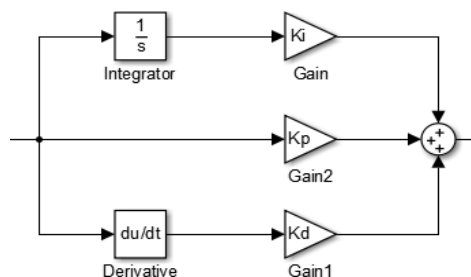


Figure IV.4: block PID

Paramètres	Valeur
Kp	120
Ki	2
Kd	50

Tableau IV.4 : Paramètres du PID

La sortie du régulateur PID est :

$$u(t) = 120.e(t) + 2.\int_0^t e(t)dt + 50 \frac{de(t)}{dt} \quad (\text{IV.2})$$

IV.6 Résultats de simulation et discussion

Les Cas étudiés :

- ✓ Système sans FACT et sans pss
- ✓ Système avec FACT sans pss
- ✓ L'impact de FACT sur la stabilité de Puissances
- ✓ Système avec FACT et PSSs (lead_lag – PID)

IV.6.1 L'impact de SVC sur la stabilité du Réseau électrique

Utilisation du modèle dans la Figure IV.5 et les Paramètres obtenus grâce au processus d'optimisation (tableau IV.2 tableau IV.3 tableau IV.4).

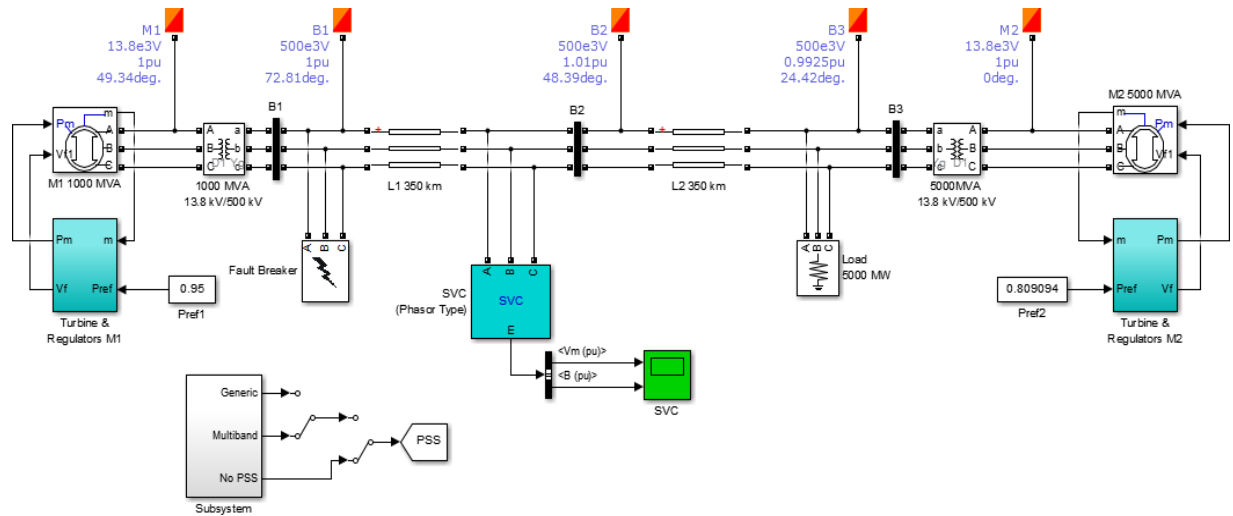


Figure IV.5: Représentation du réseau test 1

Nous résumons les résultats dans les courbes suivantes :

✓ **Système sans SVC et sans PSS**

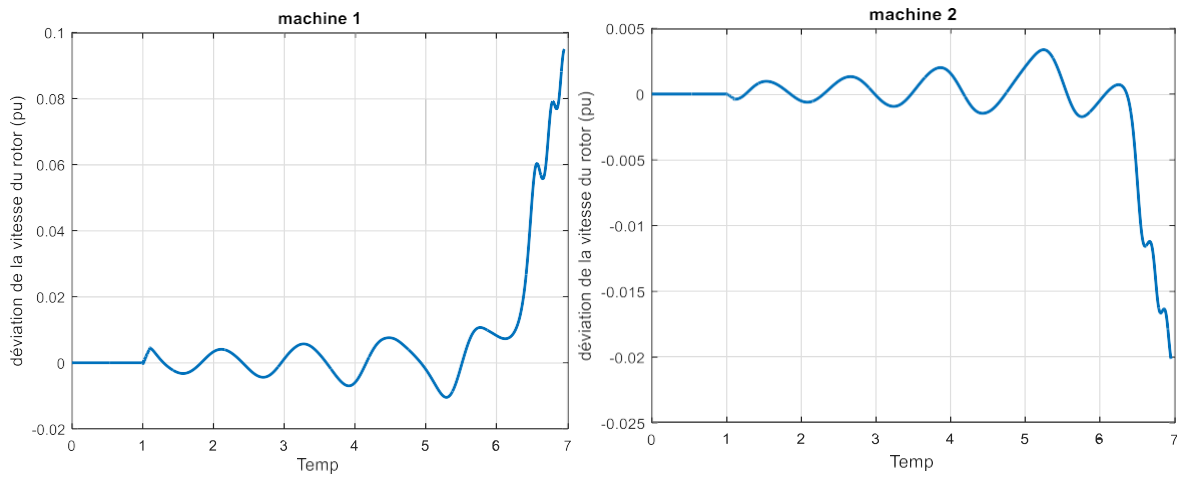


Figure IV.6.1: déviation de la vitesse du rotor sans SVC et sans PSSs M1 M2

✓ **système avec SVC sans PSSs**

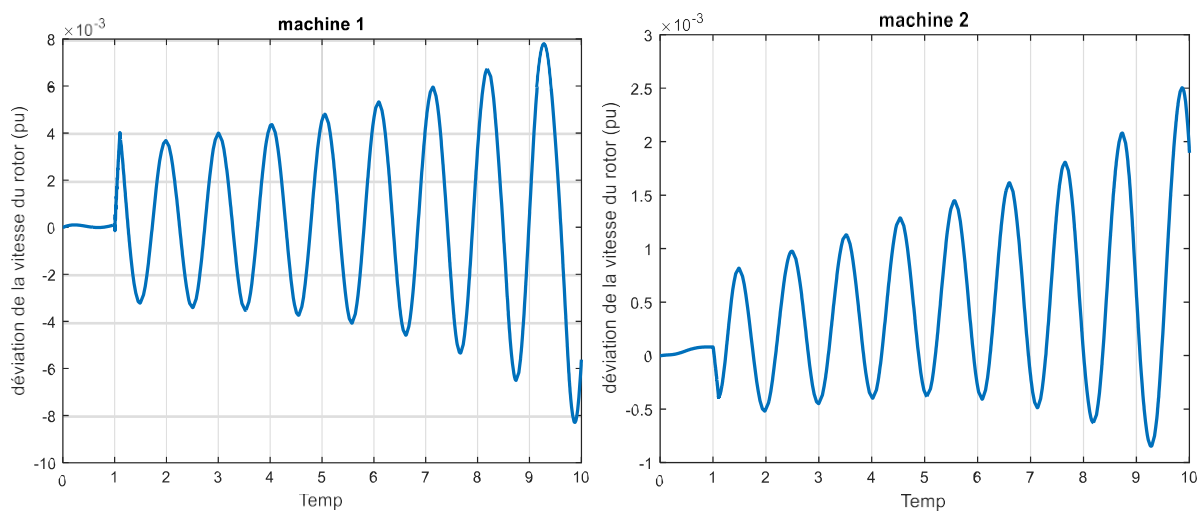


Figure IV.7.1: déviation de vitesse du rotor avec SVC sans PSSs M1 M2

✓ L'impact de SVC sur la stabilité de Puissances

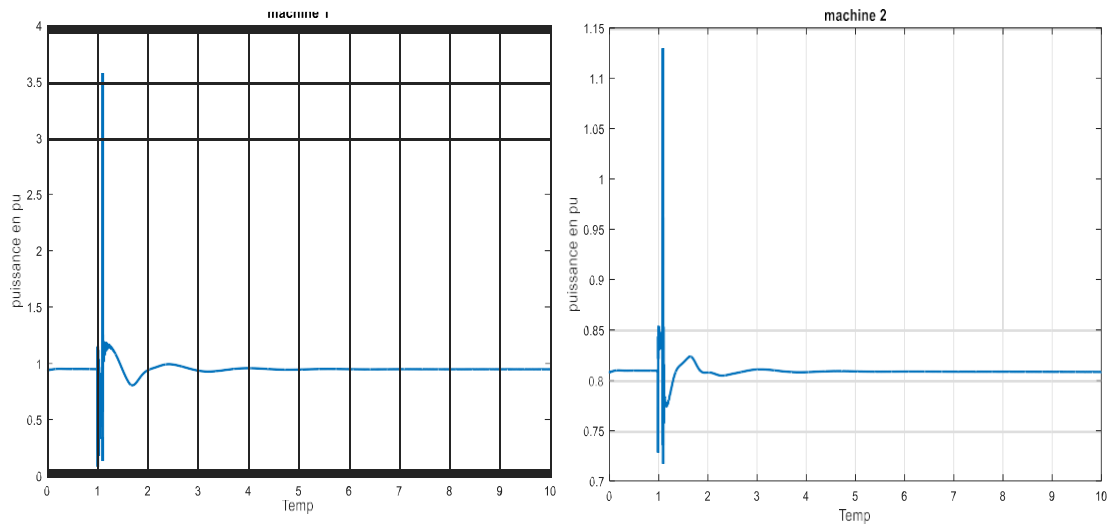


Figure IV.8.1: déviation de Puissances actives des générateurs M1 M2

✓ Un système qui contient SVC et PSSs

1. PID

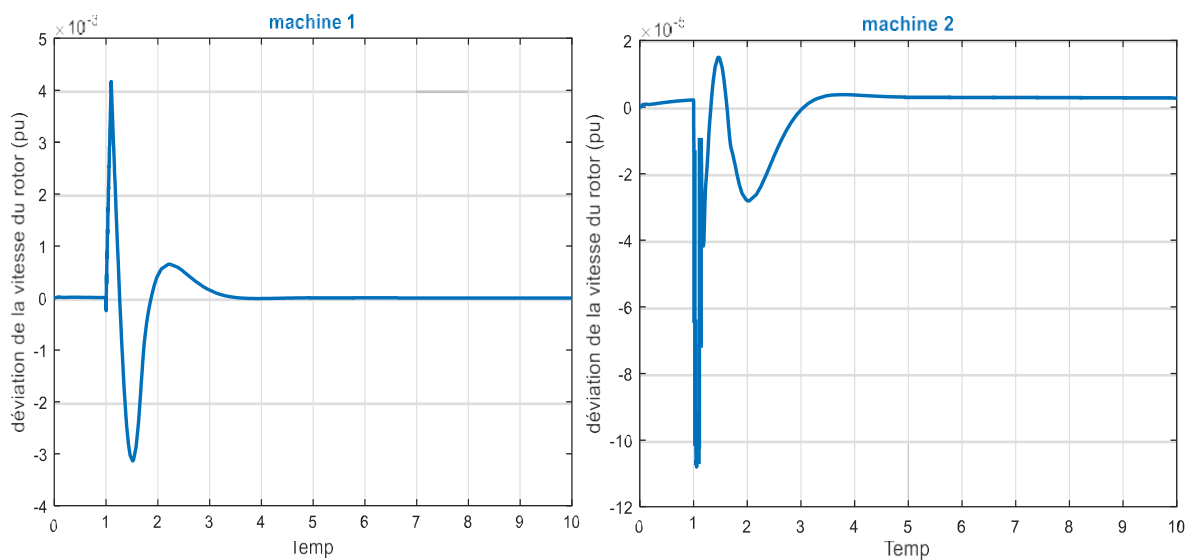


Figure IV.9.1: déviation de la vitesse du rotor avec SVC et PID M1 M2

2. Lead_Lag

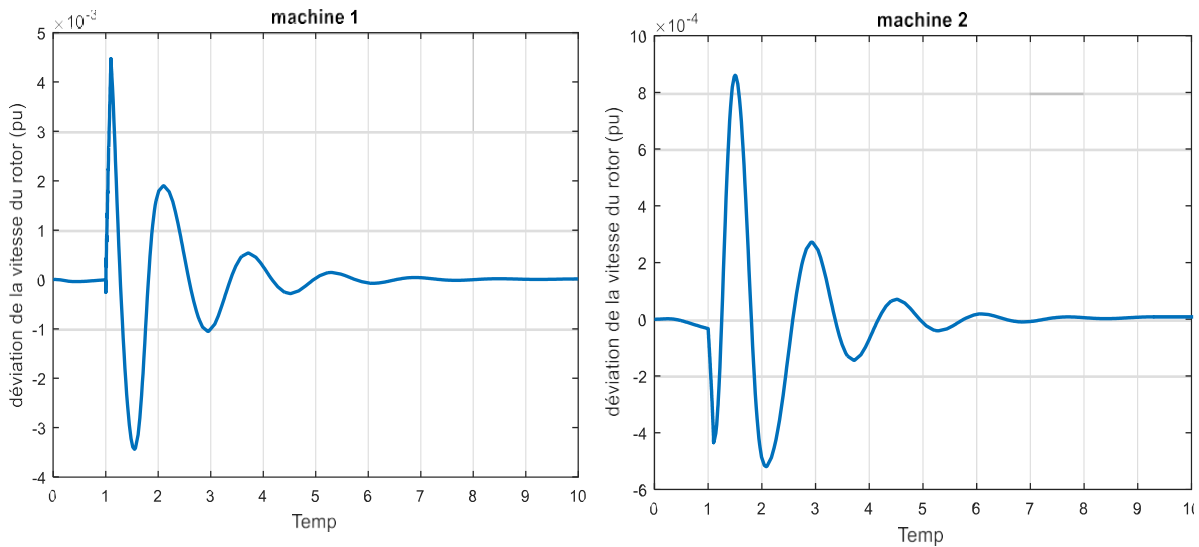


Figure IV.10.1: déviation de la vitesse du rotor avec SVC et Lead-lag M1 M2

IV.6.2 Discussion des Résultats

D'après les figures IV.6.1 jusqu'à IV.10.2 on Résumé les Résultats de Simulation du SVC dans un Système à Deux Machines

Type de PSSs	premier pic M1	temp de réponse M1	premier pic M2	temp de réponse M2
PID	4.2	3	-10.9	3
lead_lag	4.5	6	8.2	6.5

Tableau IV.5: Discussion des Résultats du svc

- **Analyse et Commentaire :**
- ✓ **Contrôleur PID :**
- Avantages : Réponse rapide pour les deux machines.
- Inconvénients : Oscillation initiale négative pour M2, indiquant un possible manque de stabilité initiale.

- ✓ **Contrôleur PSS lead-lag :**
 - Avantages : Réponse stable sans oscillations négatives pour M2.
 - Inconvénients : Temps de réponse plus long pour les deux machines.
- ❖ Impact de FACT SVC sans correction : Lorsqu'il est utilisé sans correcteurs supplémentaires, tels que les correcteurs PID ou PSS, son effet sur le système électrique peut être évalué comme particulièrement visible en termes de Réduire la hauteur du premier dépassement Dépassement.
- **Résumé :**
 - PID : Idéal pour une réponse rapide mais nécessite une meilleure stabilisation initiale pour M2.
 - PSS lead-lag : Meilleur pour une stabilité initiale mais avec une réponse plus lente.

Un compromis entre les deux pourrait offrir une solution optimale.

IV.6.3 L'impact de SSSC sur la stabilité de Réseau électrique

Utilisation du modèle dans la Figure IV.11 et les Paramètres obtenus grâce au processus d'optimisation (tableau IV.2 tableau IV.3 tableau IV.4).

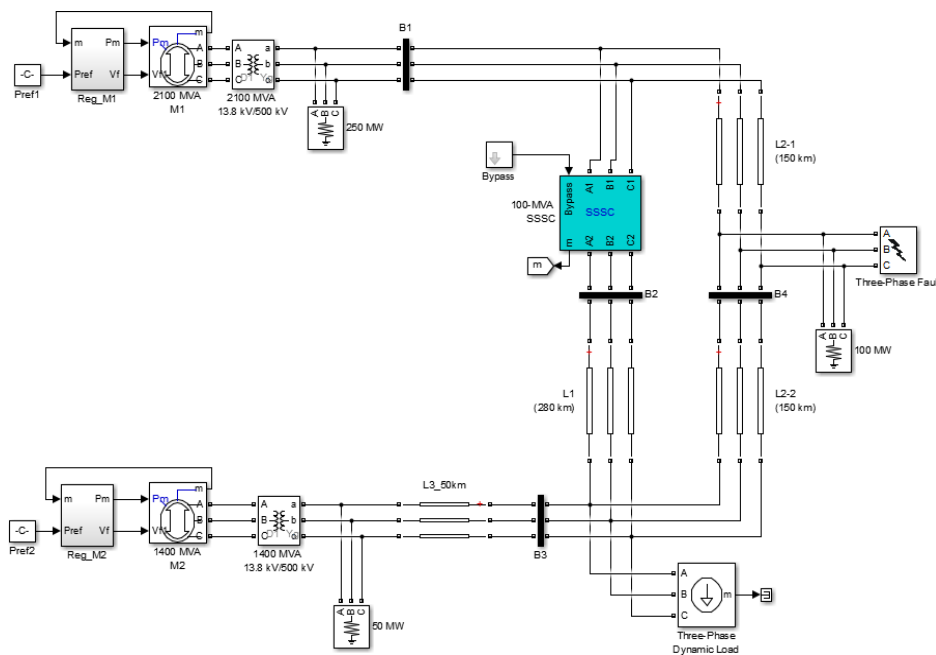


Figure IV.11: Représentation du réseau test 2

Nous résumons les résultats dans les courbes suivantes

✓ **Système sans SSSC et sans PSS**

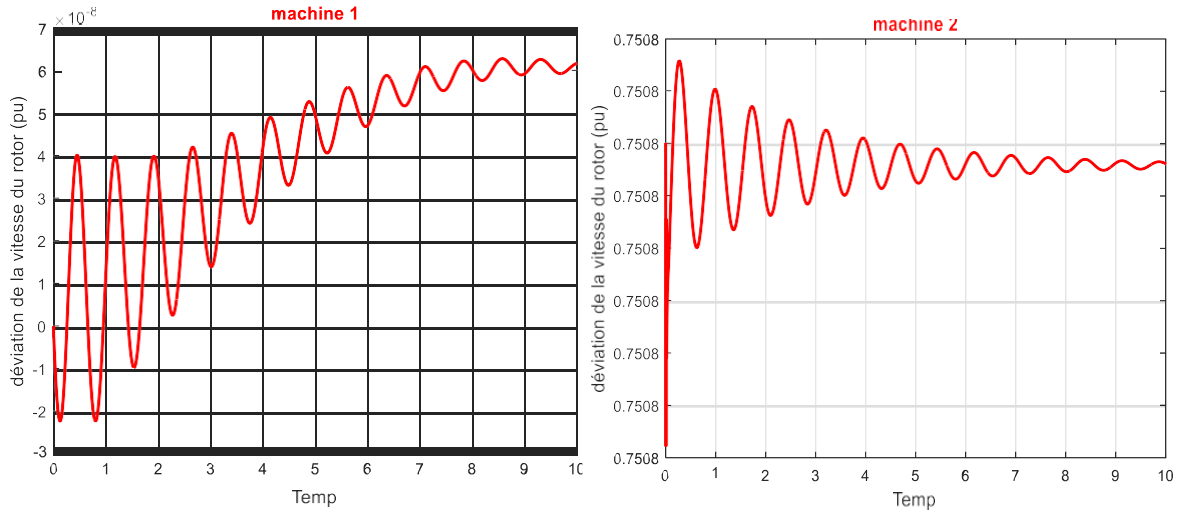


Figure IV.12.1: déviaton de la vitesse du rotor SSSC et sans PSS M1 M2

✓ **Système avec SSSC sans PSSs**

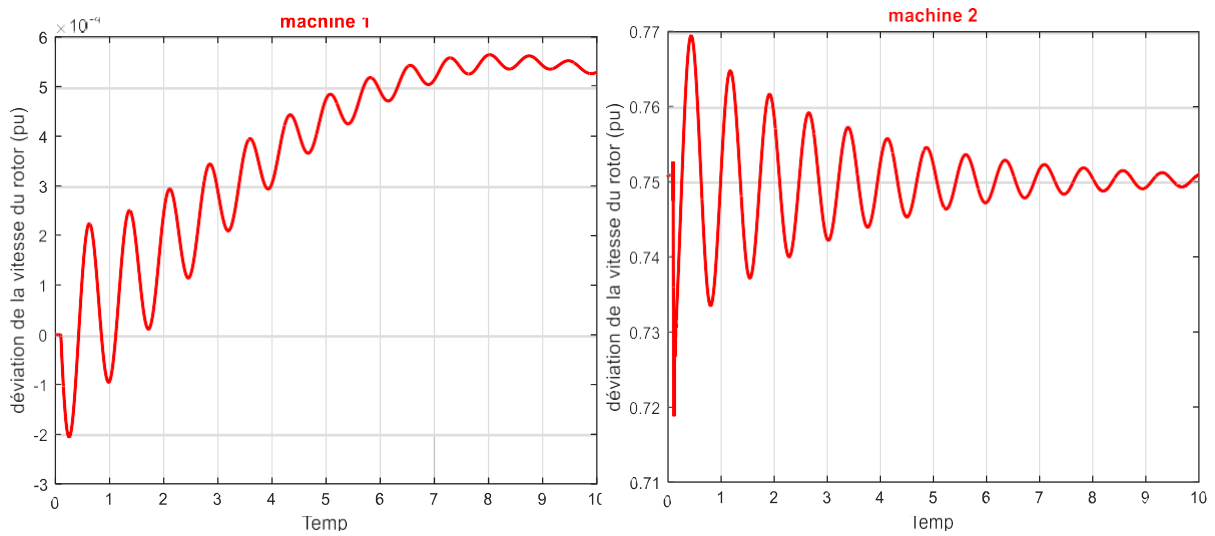


Figure IV.13.1: déviaton de la vitesse du rotor avec SSSC sans PSSs M1 M2

✓ L'impact de SSSC sur la stabilité de Puissances

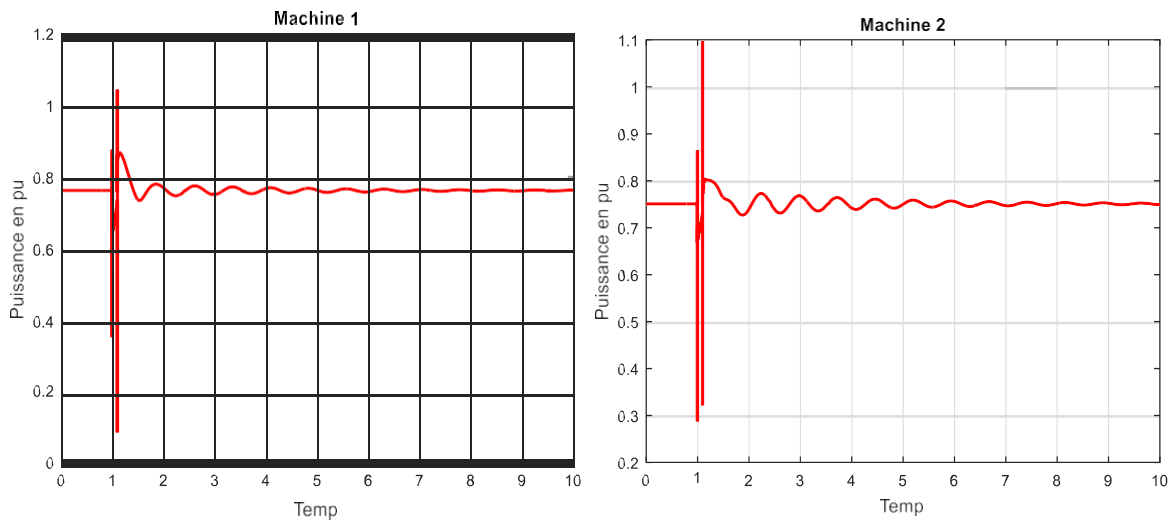


Figure IV.14.1: Puissances actives délivrées des générateurs M1 M2

✓ Un système qui contient SSSC et PSSs

1. PID

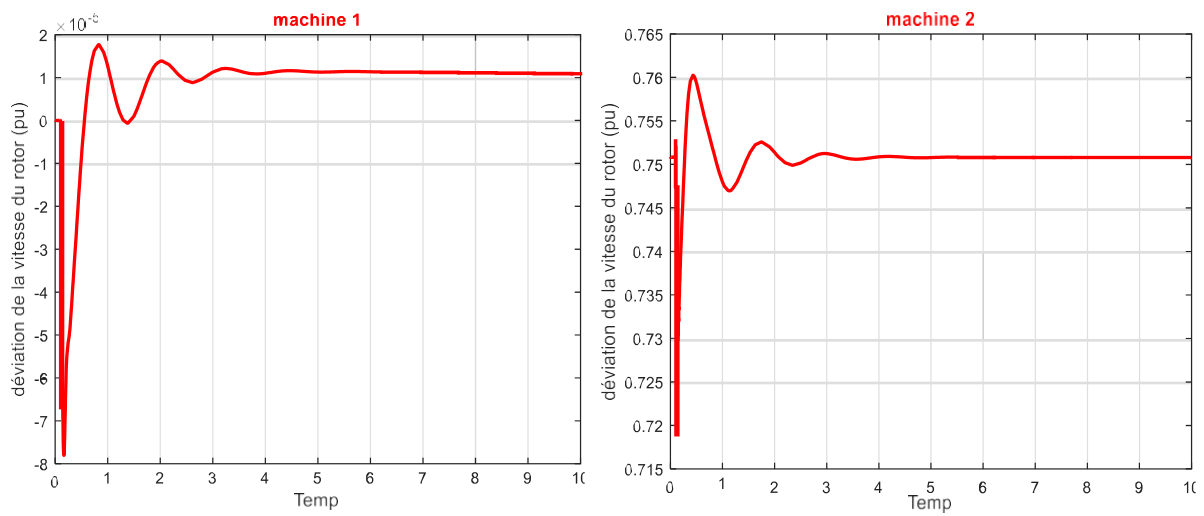


Figure IV.15.1: déviation de la vitesse du rotor dans un système qui contient SSSC et PID M1 M2

2. Lead_Lag

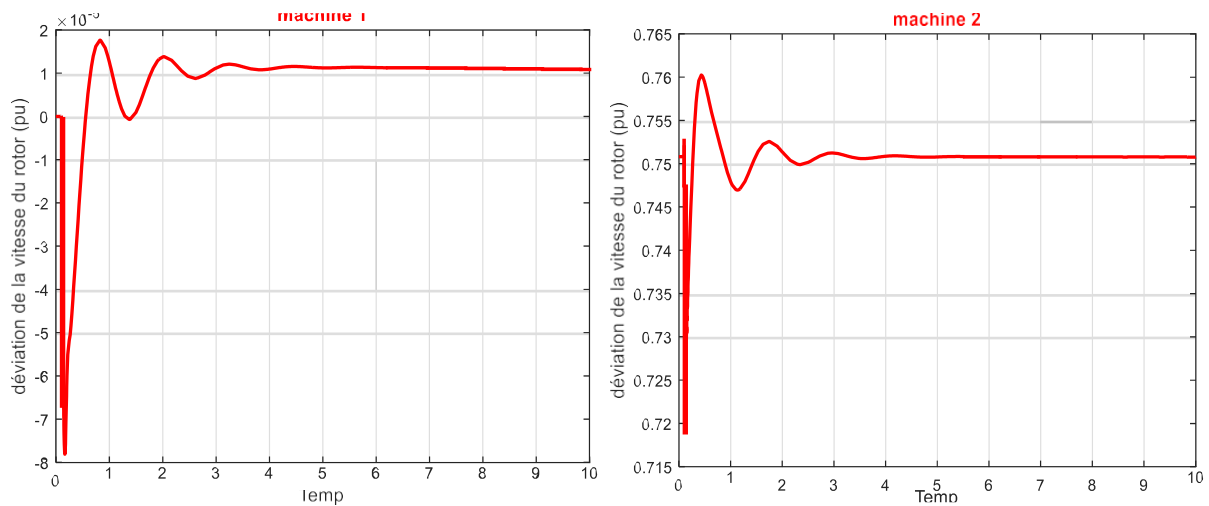


Figure IV.16.1: déviation de la vitesse du rotor dans un système qui contient SSSC et lead-lag M1 M2

IV.6.4 Discussion des Résultats

D'après les figures IV.12.1 jusqu'à IV.16.2 en Résumé les Résultats de Simulation du SSSC dans un Système à Deux Machines

Type de PSSs	premier pic M1	temps de réponse M1	premier pic M2	temps de réponse M2
PID	7.92	4.5	-0.719	4
lead_lag	7.96	4.5	-0.718	4

- Performances Similaires : Les deux contrôleurs, PID et PSS lead-lag, montrent des performances presque identiques en termes de dépassement et de temps de réponse pour les deux machines.
- Dépassement et Temps de Répons : Les différences dans les dépassements et les temps de réponse sont minimales, ce qui rend les deux contrôleurs également efficaces pour cette application.
- Stabilité Initiale : Les oscillations initiales très faibles pour les deux contrôleurs suggèrent une bonne stabilité initiale pour les deux machines .

- Les résultats montrent que les performances des contrôleurs PID et PSS lead-lag sont presque identiques dans ce cas spécifique. Le choix entre les deux peut dépendre d'autres critères tels que la facilité de mise en œuvre ou la préférence de conception.
- Recommandation : Étant donné les résultats similaires, les deux contrôleurs peuvent être utilisés efficacement pour stabiliser le système de deux machines avec un SSSC. Des tests supplémentaires dans des conditions variées pourraient aider à affiner le choix final.

IV.6.5 L'impact de l'UPFC sur la stabilité de Réseau électrique

Utilisation du modèle dans la Figure IV.17 et les Paramètres obtenus grâce au processus d'optimisation

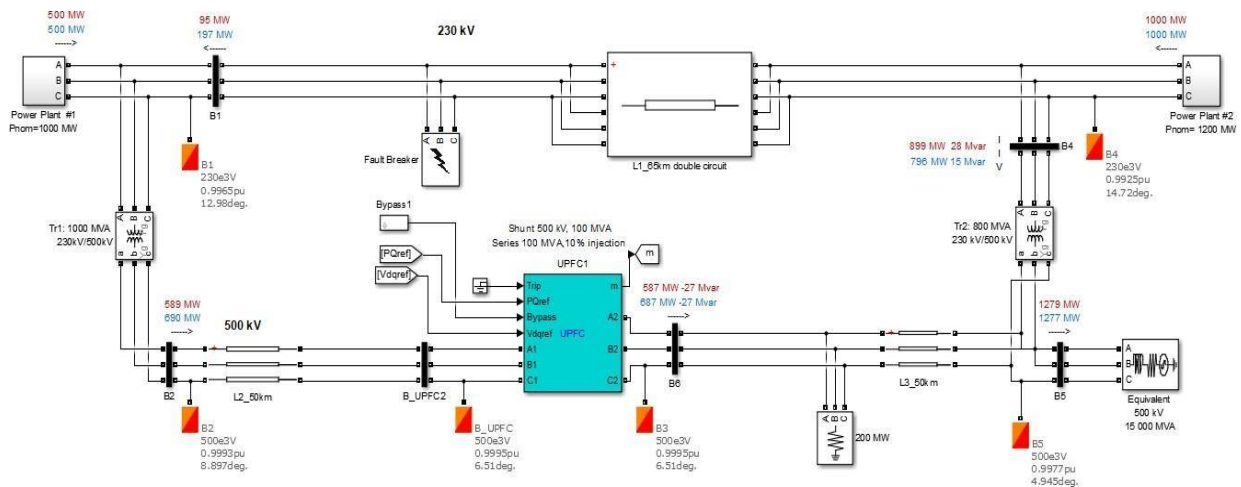


Figure IV.17: Représentation du réseau test 3

✓ **Système sans UPFC et sans PSSs**

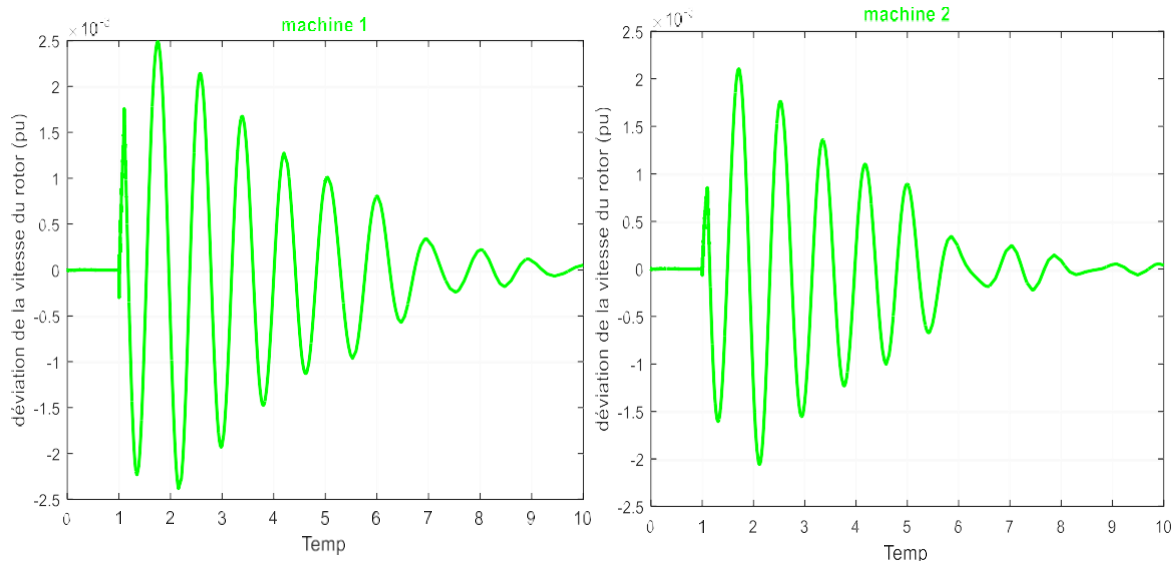


Figure IV.18.1: déviation de la vitesse du rotor sans UPFC et sans PSS M1 M2

✓ **Système avec UPFC sans PSSs**

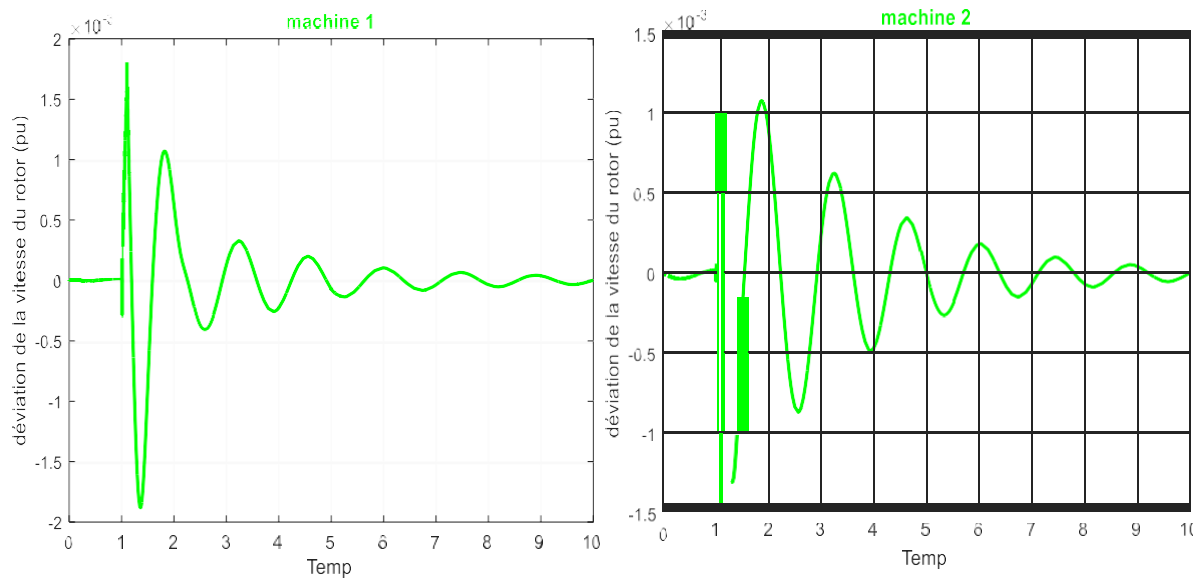


Figure IV.19.1: déviation de la vitesse du rotor avec UPFC sans PSSs M1 M2

✓ L'impact de UPFC sur la stabilité de Puissances

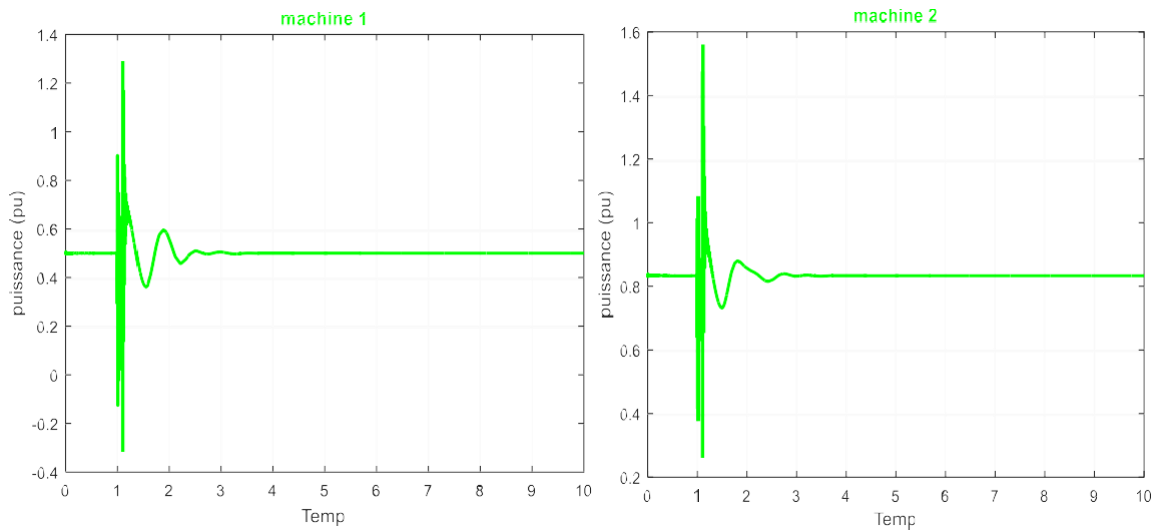


Figure IV.20.1: Puissances actives délivrées des générateurs M1 M2

✓ Un système qui contient UPFC et PSSs

1. PID

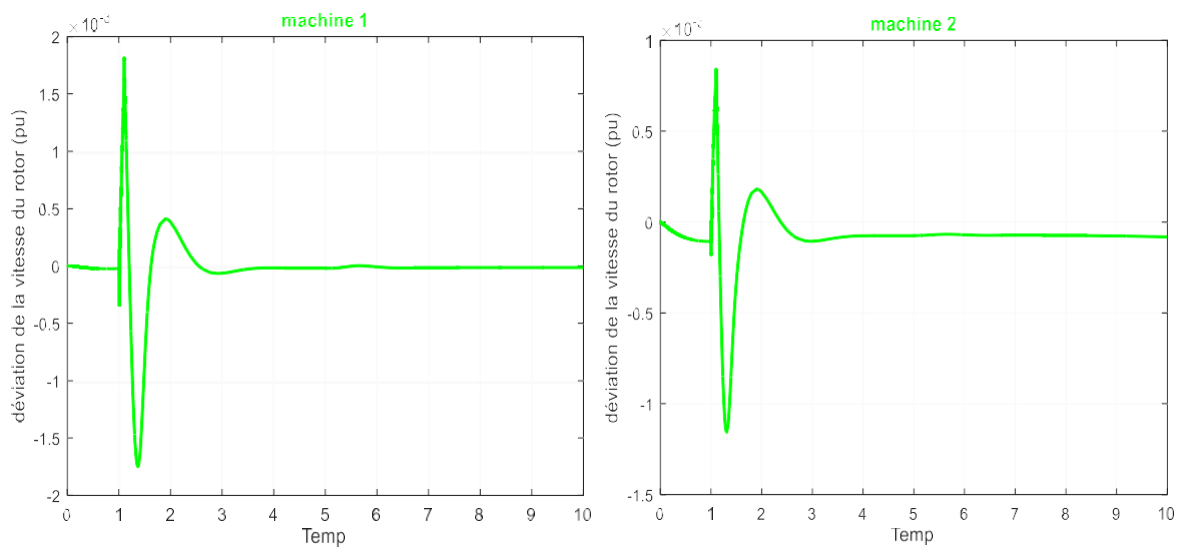


Figure IV.21.1: déviaton de la vitesse du rotor dans Un système qui contient UPFC et PID M1 M2

2. Lead-Lag

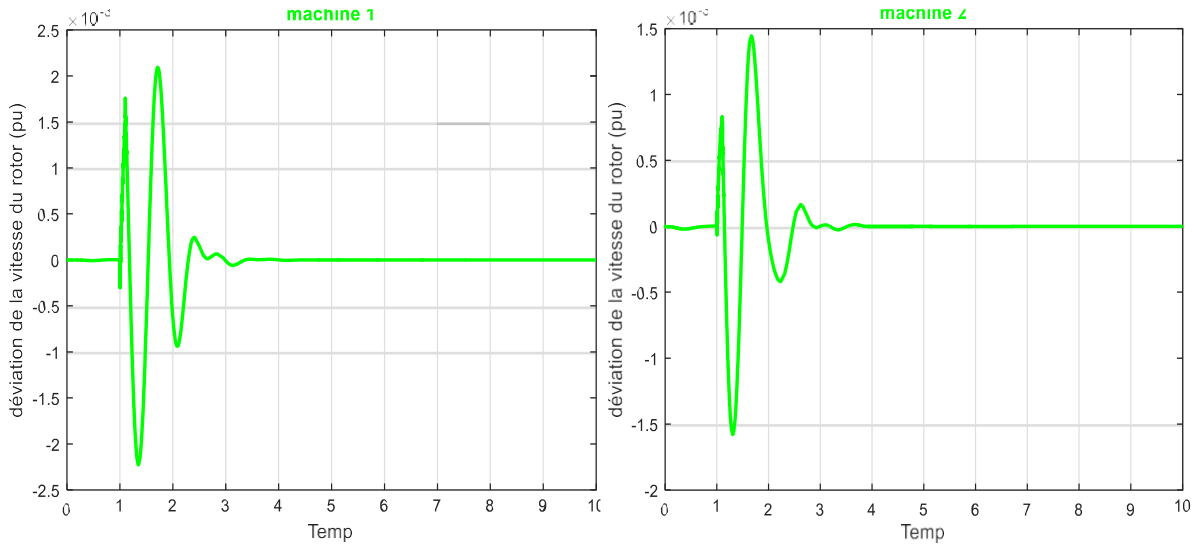


Figure IV.22.1: déviation de la vitesse du rotor avec UPFC et lead-lag M1 M2

IV.6.6 Discussion des Résultats

D'après les figures IV.18.1 jusqu'à IV.22.2 en Résumé les Résultats de Simulation de l'UPFC dans un Système à Deux Machines

	premier pic M1	temp de réponse M1	premier pic M2	temp de réponse M2
PID	1.76	3	-1.2	3
lead_lag	-2.22	3.5	-15	3.5

Le contrôleur PID semble offrir une meilleure performance globale en termes de rapidité et de faible dépassement, malgré une petite instabilité initiale pour M2. Le PSS lead-lag pourrait être utilisé dans des situations où les oscillations initiales ne sont pas problématiques. Le choix final devrait être basé sur des tests supplémentaires et les priorités spécifiques du système. L'UPFC offre le meilleur résultat par rapport aux appareils précédents grâce à sa composition distinctive, car il est le seul capable de fournir un temps de réponse lisible. Cela a un coût très élevé.

IV.7 Résumé de toutes les résultats

- SVC : Le PID a un dépassement et un temps de réponse plus faibles que le PSS lead-lag pour M1 et une oscillation initiale négative significative pour M2.
- SSSC : Les performances du PID et du PSS lead-lag sont très similaires en termes de dépassement et de temps de réponse, mais le PSS lead-lag a plus d'oscillations.
- UPFC : Le PID a un dépassement et un temps de réponse plus faibles pour M1, et des oscillations initiales négatives pour M2, tandis que le PSS lead-lag a des dépassements négatifs pour M1 et M2

❖ Notes Importantes

Les tous types de dispositifs FACTS offrent des performances efficaces pour maintenir une vitesse constante du générateur. Cependant, on ne peut pas dire que cela soit suffisant et que les appareils PSS puissent être supprimés. En raison du temps de réponse très long (il peut atteindre quatre fois ou plus), il n'est pas du tout inclus dans la comparaison, L'effet des appareils varie en fonction de leur type, de la manière dont ils sont connectés à la ligne électrique et de la manière dont ils sont installés.

IV.8 Conclusion :

Grâce à l'étude précédente, nous avons conclu que Les dispositifs FACTS, comme le SVC, SSSC et UPFC, sont essentiels pour la stabilité des systèmes électriques. Ils améliorent la performance globale en maintenant une vitesse constante du générateur, mais ne suffisent pas seuls. Les contrôleurs PID et PSS offrent des avantages distincts : le PID pour une réponse rapide et le PSS lead-lag pour une meilleure stabilité initiale. Un compromis entre les deux pourrait être optimal. Le choix final des contrôleurs et des dispositifs FACTS dépend des conditions spécifiques du système et de tests supplémentaires pour affiner les performances.

II. Conclusion générale:

Dans notre mémoire, nous avons étudié un système électrique multi-machines pour évaluer l'impact des dispositifs FACTS et des PSSs sur la stabilité angulaire des réseaux électriques soumis à des perturbations comme l'augmentation de charge, la diminution de production, et les court-circuit. Nous avons analysé les dispositifs FACTS tels que le SVC, le SSSC et l'UPFC, en montrant leur rôle dans l'amélioration de la stabilité des réseaux. Le premier chapitre explore la stabilité du réseau sous divers aspects : tension, fréquence et angulaire. Le deuxième chapitre présente les dispositifs FACTS. Le troisième chapitre se concentre sur la modélisation des réseaux électriques multi-machines, incluant les méthodes de correction PID et lead-lag. Enfin, le quatrième chapitre traite de l'optimisation par algorithmes génétiques via l'outil gatool de Matlab. Les simulations, réalisées sur un système à deux machines, montrent que les dispositifs FACTS, combinés avec des contrôleurs PID et PSS, améliorent significativement la stabilité des réseaux électriques.

Pour d'autres travaux d'avenir, des perspectives incluent l'utilisation d'autres méthodes d'optimisation, telles que les algorithmes évolutifs ou les techniques d'intelligence artificielle. De plus, l'utilisation de contrôleurs flous pourrait offrir une meilleure adaptation aux variations dynamiques du système. L'intégration de nouvelles technologies FACTS et l'analyse des impacts des énergies renouvelables sur la stabilité des réseaux constituent également des axes de recherche prometteurs. Enfin, le développement de modèles plus sophistiqués pour la simulation de réseaux complexes pourrait fournir des résultats encore plus précis et utiles pour l'optimisation de la stabilité des réseaux électriques.

1. Annex A

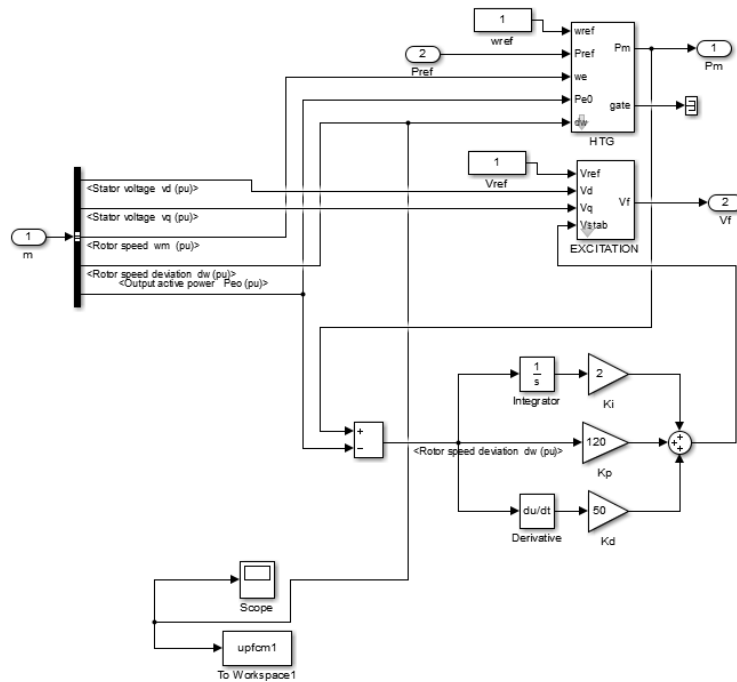


Figure a.1: (machine +excitation)

Parameters des machines utilisées dans l'étude

Module	Machine 1 (mva)	Transformateur 1(kv)	Machine 2(mva)	Transformateur 2(kv)
svc	1000	13.8/500	1200	13.8/500
sssc	2100	13.8/500	1400	13.8/500
upfc	1000	13.8/500	1200	13.8/500

2. Annex B

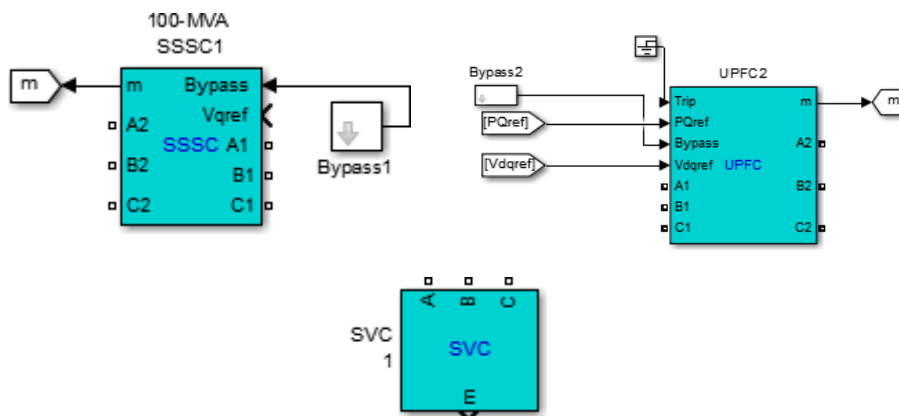


Figure.b.1: Les système FACTS utilisés dans l'étude sur Matlab

3. Annex C

1. Le block “Fault Breaker” :

Dans MATLAB Simulink, un « disjoncteur de défaut » fait généralement référence à un bloc de simulation utilisé pour modéliser et simuler le comportement des disjoncteurs en présence de défauts au sein d'un système d'alimentation électrique. Ces blocs sont essentiels pour analyser les schémas de protection et la réponse dynamique des systèmes électriques à diverses conditions de panne.

Parfois, des blocs spécifiques sont conçus pour introduire des défauts dans le système à des moments prédéfinis ou dans des conditions spécifiques. Ces blocs peuvent simuler différents types de défauts tels que des court-circuit, des défauts à la terre ou des circuits ouverts.

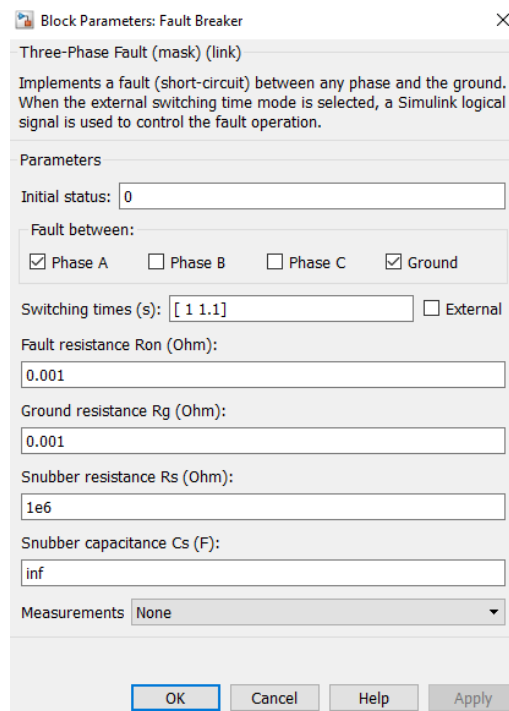


Figure.c.1: Les paramètre de le block “Fault Breaker”

Bibliographie

[AW1]

<https://algeriawatch.org/?p=6360#:~:text=Le%20jour%20de%20la%20panne,de%20la%20part%20des%20Alg%C3%A9riens.>

[NM2] NABIL MANCER, Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS), Présenté en vue de l'obtention du Diplôme de Master en Électrotechnique, Université Mohamed Khider – Biskra.

[LS3] LABGAA SOUMIA, Étude Comparative Entre Pss Et FACTS Pour L'amélioration DeLa Stabilité Aux Petites Perturbations D'un Réseau Électriques « Mono - Machine», Université Amar Telidji Laghouat.

[RA4] ROTAL ABDELKADER ANIS, Contribution d'un FACTS à la stabilisation d'une station de transfert d'énergie, Université Ibn Khaldoun Tiaret.

[BA5] BOUNOUIRA ADLANE, étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques, Université Constantine I, 2014.

[LF6] LAGRAF FAHIMA, Optimisation des paramètres de PSS par voie des méthodes méta-heuristiques, Université Mohamed Khider de Biskra.

[SN7] SABOUNE NABIL, Analyse de la stabilité d'un réseau électrique, Université 8 Mai 1945 – Guelma.

[ZB8] ZIA.A BOUSSEBSSI, Amélioration de la stabilité transitoire d'un réseau électrique à deux zones par l'utilisation d'un contrôleur TCSC, Université Amar Telidji Laghouat.

[ABB9] https://library.e.abb.com/public/5566ebc56b60432a9e46d0f106db606f/0813%20m7072_FR_72dpi.pdf?xsign=uormHwhfr19Iw9Jrz1O8/ZcbQRP/GdW/Atswc4r59Cpm5Sjs4b02RrzCIVtQ+0hM

[TB11] Les Systèmes FACT, A. TALBI(1), A. BENOUDJIT(2), talbia51@yahoo.com, professeur à l'université de Batna.

[BS10] BLAL SOULEYMAN, Compensateur Statique de la Puissance Réactive SVC dans un Réseau de Transport d'énergie Électrique, Université Ahmed Draia Adrar.

[MH12] M'HAMMEDI HAMID, Amélioration de la stabilité du réseau électrique par l'utilisation des systèmes FACTS, Mémoire de magister université d'ADRAR, 08 juin 2017

[GM14] GUILHERME BUENO MARIANI, Machine synchrone à réductance : modèles équivalents à réseau de réductances pour la simulation et l'optimisation. Énergie électrique. Université Grenoble Alpes, 2016. Français.

[NT15] NESMAT ABU-TABAK. Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines : modélisation, commande, observation et simulation. Automatique / Robotique. École Centrale de Lyon, 2008. Français.

[DH16] DJAWAD HAMACHE, Modélisation et commande d'un réseau électrique continu. Automatique / Robotique. Centrale Supélec, 2016. Français.

- [MB17] MA BOUZIDI , Modélisation et simulation des réseaux électriques
- [MR18] MARIO ALBERTO RIOS, Modélisation pour Analyses Dynamiques des Réseaux Électriques avec Compensateurs de Puissance Réactive – SVC, Université de Los Andes
- [AB19] AHMED CHATBI et BOUSSAD CHIHAOUI, Commande du transit de puissance à travers une ligne THT à l'aide d'un dispositif FACTS de type SSSC. 2012. Thèse de doctorat. Université Mouloud Mammeri.
- [BK20] BERRAHAL KHOUKHA, Modélisation et simulation d'un système FACTS: UPFC. 2009. Thèse de doctorat. Université de Batna 2.
- [KF21] KAHINA BOUNIF FETIMA CHOUGAR, Modélisation et Commande Multivariable d'un UPFC Équipant une ligne THT . 25 juin 2014]
- [CP22] <https://www.capsimulation.com/Etude-de-stabilit%C3%A9-dynamique-a16.html>
- [DA23] DERRAR AMINA, Résolution du problème d'optimisation H_∞ des stabilisateurs PSSrobustes par les approches metaheuristique. 2017. Thèse de doctorat.
- [MS24] MAHIEDDINE, Soulef. Étude de la stabilité des réseaux électriques d'interconnexion. 2020. Thèse de doctorat.
- [RL25] https://fr.wikipedia.org/wiki/R%C3%A9gulateur_PID)
- [ZN26] ZERARI NAIMA, les algorithmes génétiques en maintenance. 2006. Thèse de doctorat. Université de Batna 2.
- [HZ27] HAMADOU, Zakaria. Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique. 2018. Thèse de doctorat.