

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF
UFAS (ALGERIE)

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique
Faculté de Technologie
Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux Electriques

Par :

Mme. FERGANE Manel

Thème

Les Méthodes D'amélioration De La Stabilité Dynamique Dans Les Réseaux Electriques

Soutenu le 29/12/2014 devant la commission d'examen composée de :

Prof. BAYADI Abdelhafid	Professeur à l'Université de Sétif 1	Président
Prof. RADJELI Hammoud	Professeur à l'Université de Sétif 1	Rapporteur
Dr. SAYEH Samir	Maître de Conférences à l'Université de Sétif1	Examineur
Dr. MESSALTI Sabir	Maître de Conférences à l'Université de M'sila	Examineur

Dédicaces

A la mémoire de mon père

A ma chère mère

A mon époux

A ma petite fille 'Sirine'

et

A mes frères et sœurs

Pour leur amour, encouragements et toutes ces années d'attente

Remerciements

Je tiens avant tout à remercier le directeur de ce mémoire Mr RADJEAI Hammoud, Professeur à l'Université de Sétif 1, pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'il m'a toujours révélé.

J'adresse mes remerciements aux président et membres du Jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt.

Je veux aussi exprimer ma vive reconnaissance envers tous les enseignants du poste graduation du réseau électrique.

Enfin, je remercie tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce travail.

Fergane Manel

ملخص:

الاهتزازات الالكتروميكانكية هي الظاهرة التي يهتز فيها مولد ضد مولدات شبكة أخرى، أصبح إخماد هذه الاهتزازات أولوية، والهدف من عملنا هذا هو اخماد الترددات المنخفضة وضمنان الاستقرار الشامل للنظام باستخدام المثبتات نظام الطاقة (PSS). لتحقيق هذا الهدف، وضعنا طريقتين طريقة الخوارزميات الجينية و طريقة الاسراب (PSO) مع تحليل القيم الذاتية للنظام . وقد تم مقارنة هذه الطرق مع الطريقة التقليدية (CPSS) ، لإظهار الأداء الأمثل لهذه الأساليب المقترحة. يتم تقييم أداء هذه الطرق على نظام مولد كهربائي واحد من خلال تحليل القيم الذاتية للنموذج الخطي والمجال الزمني للنموذج غير خطي.

كلمات مفتاحية: طريقة الاسراب، الخوارزميات الجينية، المثبتات نظام الطاقة PSS، المثبتات نظام الطاقة التقليدية، الترددات المنخفضة.

Résumé

Les oscillations électromécaniques est un phénomène dans lequel un générateur oscille contre d'autres générateurs du réseau, l'amortissement de ces oscillations est donc devenue un objectif prioritaire, L'objectif de notre travail est d'assurer un amortissement maximum des oscillations à faible fréquence et de garantir la stabilité globale du système pour différents points de fonctionnement par l'utilisation des stabilisateurs de puissance (PSS). Pour atteindre cet objectif, nous avons développée deux méthodes d'optimisation métaheuristique basées sur les Algorithmes Genetique et Particle swarm optimization (PSO) avec une fonction objective déterminée à partir de l'analyse des valeurs propres du système. Une étude comparative a été faite, avec un stabilisateur classique, tel qu'un stabilisateur conventionnel à avance-retard de phase (CPSS), stabilisateur à base d'algorithme génétique (GA-PSS), et un stabilisateur à base essaim particule (PSO PSS), pour montrer les performances de ces méthodes d'optimisation proposées. Les performances de ces méthodes d'optimisation on tété évaluées sur un réseau mono machine reliée à un jeu de barres infini (SMIB) par deux lignes de transmission par analyse des valeurs propres du modèle linéaire du système et simulations temporelles du modèle non-linéaire originel.

MOTS CLES: Essaim de Particules PSO , Algorithmes génétiques, stabilisateurs de puissance, stabilisateur conventionnel CPSS, oscillations à faible fréquence.

ABSTRACT

The main aim of this paper is to damp out power system oscillations, which has been recognized as one of the major concerns in power system operation. Our work objective is to ensure a maximum damping of oscillations using power system stabilizer (PSS) that is habitually used in the damping of electromechanical modes. Thus, we have developed tow optimization method based on genetic algorithms and particules swarm optimization, the objective function using relative and absolute stability parameters that are obtained of the system eigenvalue analysis. Thes methods as proposed for single machine infinite bus system is easy to implement and gives better performance over wide range of operating conditions as compare to conventional one , via linear model eigenvalue analysis, and non-linear time domain simulation.

KEYWORDS: Particules swarm optimization, Genetic algorithms, linear system analysis, power system stabilizer, small signal stability.

Sommaire

Sommaire

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	2
-----------------------------------	----------

CHAPITRE I

ETUDE DE LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES.....	5
---	----------

I.1. Introduction	6
--------------------------------	----------

I.2. Définition de la stabilité des réseaux.....	6
---	----------

I.3. Classification de la stabilité.....	6
---	----------

I.3.1. Stabilité de l'angle de rotor	7
--	---

I.3.1.1. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	8
---	---

I.3.1.2. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)	8
--	---

I.3.2. Stabilité de tension	9
-----------------------------------	---

I.3.3. Stabilité de fréquence.....	10
------------------------------------	----

I.4. Les oscillations à faibles fréquences.....	10
--	-----------

I.4.1. Oscillation locale	10
---------------------------------	----

I.4.2. Oscillation interzone	11
------------------------------------	----

I.5. Méthodes d'évaluations de la stabilité.....	11
---	-----------

I.5.1. Evaluation de la stabilité angulaire aux grande perturbations (stabilité transitoire).....	11
---	----

I.5.1.1. Méthodes temporelles liées aux méthodes d'intégration numérique.....	11
---	----

I.5.1.2. Méthodes directes ou méthodes énergétiques	11
---	----

I.5.1.3. Méthodes hybrides.....	12
---------------------------------	----

I.5.1.4. Méthodes stochastiques.....	12
--------------------------------------	----

I.5.2. Evaluation de la stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)	12
---	----

I.5.2.1. Linéarisation des réseaux électriques	12
--	----

I.5.2.2. Analyse des Valeurs propres.....	14
---	----

I.5.2.3. Analyse modale (Résidus)	15
---	----

I.5.2.4. Analyse par simulation.....	16
--------------------------------------	----

I.6. Conclusion	16
------------------------------	-----------

CHAPITRE II

MODELISATION DU RESEAUX ELECTRIQUE POU L'ETUDE DE LA STABILITE	17
---	-----------

II.1. Introduction.....	18
--------------------------------	-----------

II.2. Hypothèses simplificatrices.....	18
---	-----------

II.3. Le modèle général nonlinéaire	18
II.3.1. Modèle du générateur	18
II.3.1.1. Les hypothèses du modèle	19
II.3.1.2. Equations électriques.....	19
II.3.1.3. Equations mécaniques	20
II.3.1.4. Organes de régulation de la machine	22
II.3.2. Modèle de transformateur	24
II.3.3. Modèle des lignes de transmission	24
II.3.4. Modèle des charges	25
II.3.4. Mise en équations du réseau de transport	26
II.3.5. Les équations d'état généralisé du modèle	27
II.4. Modèle linéaire	30
II.4.1. Introduction : Linéarisation du modèle.....	30
II.4.2. Application au système de puissance.....	30
II.5 Conclusion.....	31
 CHAPITRE III	
TECHNIQUES D'AMELIORATION DE LA STABILITE.....	32
III.1.Introduction	33
III.2. Amélioration de la stabilité par les moyens modernes.....	33
III.2.1. Les systèmes FACTS	33
III.2.2. Stabilisateur de système de puissance (Power System Stabilizer (PSS)).....	34
III. 3. Introduction aux contrôleurs PSS.....	34
III. 3.1. Les différentes configurations de PSS	35
III. 3.2. Modèle du PSS.....	36
III. 3.2.1. L'amplificateur	37
III. 3.2.2. Le filtre passe-haut "filtre washout"	37
III. 3.2.3. Bloc de compensation de phase	37
III. 3.2.4. Le limiteur.....	37
III. 3.3. Réglage des paramètres de PSS.....	38
III. 3.3.1. Méthode de compensation de phase	38
III. 3.3.2. Méthode du résidu	40
III.3.3.3. Méthode de placement des pôles.....	41
III.4. Techniques de Commande intelligente	42
III.4.1. Algorithmes Génétiques.....	42
III.4.1.2 Optimisation par essaims de particules	43
III.5. Conclusion.....	45

CHAPITRE IV

RESULTATS ET DISCUSSIONS	46
IV.1. Introduction	47
IV.2. Analyse de la performance et critères de bonne régulation.....	47
IV.3. Réseau étudié.....	48
IV.4. Discussions des résultats d'optimisation.....	49
IV.4.1. Introduction	49
VI.4.2. Le système sans PSS	49
VI.4.3. Le système avec l'intégration du PSS.....	50
VI.4.3.1. Sélection des paramètres du PSS conventionnel (CPSS)	50
VI.4.4. Optimisation des paramètres du PSS par algorithmes génétiques AG	51
IV.4.4.1 Mise en œuvre de l'algorithme génétique AG.....	51
IV.4.4.2 Formulation de la fonction objective.....	51
IV.4.4.3. Optimisation par Optimtool	52
IV.4.4.4. Discussions des résultats.....	53
IV.4.4.4.1 Analyse des valeurs propres	54
V.4.4.4.2 Analyse par simulation temporelles.....	55
IV.4.5. Optimisation des paramètres du PSS Essaim de Particules OEP.....	57
IV.4.5.1. Formulation de la fonction objective.....	57
IV.4.5.2. Choix des paramètres de l'OEP.....	57
VI.4.5.3. Analyse des valeurs propres	59
IV.5. Comparaison entre les trois stabilisateurs CPSS, GA-PSS et PSO-PSS.....	59
IV.6. Conclusion	67
CONCLUSION GENERALE	68
ANNEXE.....	71
BIBLIOGRAPHIE.....	73

Liste des Figures

FigureI.1. Différents types de stabilité d'un système électrique	07
FigureI.2. Variation d'angle de rotor	08
Figure I.3. L'ensemble système-contrôleur en boucle fermée.....	16
Figure.II.1. Diagramme de Phase pour la i ème machine	20
Figure.II.2. Représentation des couples mécanique et électrique.....	21
Figure.II.3. système d'excitation statique ST-1A avec AVR.....	23
Figure.II.4. Modèle simplifié de transformateur	24
Figure.II.5. Modèle de la ligne de transmission	25
Figure.II.6. Modèle de la charge linéaire	25
Figure.II.7. Diagramme de l'ensemble des blocs du système de puissance.....	29
Figure.III.1. Modèle du PSS conventionnel	36
Figure.III.2. Générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini	38
Figure.III.3. Modèle de Heffron-Philips d'un système (monomachine - jeu de barre infini).....	38
Figure.III.4. Déplacement de valeur propre par la rotation du résidu associé.....	40
Figure.III.5. L'ensemble (système-PSS) en boucle fermée	41
Figure.III.6. Concepts de base d'un algorithme génétique	42
Figure.III.7. Organigramme général d'AOEP.....	44
Figure.IV.1. Analyse des oscillations d'un réseau électrique.....	48
Figure.IV.2. Représentation du réseau SMIB.....	48
Figure.IV.3. Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe.....	50
Figure.IV.4. Zone de la stabilité	51
Figure.IV.5. Commande optimisation tool.....	53
Figure.IV.6. Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe.....	55
Figure.IV.7. Variation de vitesse de générateur pour une charge $P_g = 0.9$ et $Q_g = 0.3$	56
Figure.IV.8. Variation de vitesse de générateur pour une forte charge $P_g = 1.0$ et $Q_g = 0.75$	56
Figure.IV.9. Variation de vitesse de générateur pour une faible charge $P_g = 0.5$ et $Q_g = 0.37$	56
Figure.IV.10. Variation de la vitesse angulaire (pu) Cas1 Point de fonctionnement nominal $P_g = 0.9$ et $Q_g = 0.3$	60
Figure.IV.11. Variation de la vitesse angulaire (pu) Cas 2 Pour une forte charge $P_g = 1.0$ et $Q_g = 0.75$	61
Figure.IV.12. Variation de la vitesse angulaire (pu) Cas 3 Pour une faible charge $P_g = 0.5$ et $Q_g = 0.375$	61

Liste des Figures

Figure IV.13. Schéma unifilaire du réseau électrique avec un court circuit.....	62
Figure IV.14. Variation de la vitesse angulaire (pu) (cas 1).....	62
Figure IV.15. Variation de l'angle du rotor (deg) (cas 1).....	63
Figure IV.16. Variation de la tension (pu) (cas 1).....	63
Figure IV.17. Variation de la puissance électrique (pu) (cas 1).....	63
Figure IV.18. Variation de la vitesse angulaire (pu)(cas 2).....	64
Figure IV.19. Variation de l'angle du rotor (deg) (cas 2).....	64
Figure IV.20. Variation de la tension (pu) (cas 2).....	64
Figure IV.21. Variation de la puissance électrique (pu) (cas 2).....	65
Figure IV.22. Variation de la vitesse angulaire(pu) (cas 3).....	65
Figure IV.23. Variation de l'angle du rotor(deg) (cas 3).....	66
Figure IV.24. Variation de la tension (pu) (cas 3).....	66
Figure IV.25. Variation de la puissance électrique (pu) (cas 3).....	67

Liste des Tableaux

Tableau III.1 Choix du type de PSS.....	36
Tableau IV.1. Valeurs propres du système sans PSS.....	49
Tableau IV.2. Les Paramètres du CPSS.....	50
Tableau IV.3. Valeurs propres du système (PSS réglé par la méthode de compensation des phases).....	51
Tableau IV.4. Paramètres d'optimisation AG.....	53
Tableau IV.5. Les Paramètres du PSS optimisés par AG.....	54
Tableau IV.6. Valeurs propres du système (PSS optimisé par AG).....	54
Tableau IV.7. Les Paramètres du PSS optimisés par l'OEP.....	58
Tableau IV.8. Valeurs propres du système (PSS optimisé par OEP).....	59
Tableau IV.9. Valeurs propres du système.....	60

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
PSS	Power System Stabiliser
CPSS	Conventionnel Power System Stabiliser
SMIB	Single Machine Infinity Bus
AVR	Automatic Voltage Regulator
GAPSS	power system stabiliser par les algorithmes génétique
OEPPSS	power system stabiliser par essaim de particules
AG	Algorithmes Génétique OEP
PSO	Optimisation par essaim de particules
LGR	Linear gausse regulator
LQR	Linear quadratique regulator

Symboles

ω	Vitesse relative de rotation électrique de la machine synchrone en	<i>p.u</i>
ω_0	Vitesse nominale de rotation électrique de la machine synchrone	<i>p.u</i>
δ	Angle de puissance (L'angle rotorique) de la machine synchrone	<i>rad</i>
P_e	Puissance électrique active	<i>p.u</i>
Q_e	Puissance électrique réactive	<i>p.u</i>
P_m	Puissance mécanique entrant	<i>p.u</i>
D	Coefficient d'amortissement	<i>p.u</i>
H	Constant d'inertie	<i>s</i>
V_t	Tension mesurée a la sortie de la machine synchrone	<i>p.u</i>
V_q	La composante quadratique de la tension terminale	<i>p.u</i>
V_d	La composante directe de la tension terminale	<i>p.u</i>
I_q	La composante quadratique du courant du stator	<i>p.u</i>
I_d	La composante directe du courant du stator	<i>p.u</i>
V_∞	Tension du noeud infini.	<i>p.u</i>
E_q'	Tension transitoire en quadrature de la machine synchrone	<i>p.u</i>
E_{fd}	Tension d'excitation de la machine synchrone	<i>p.u</i>
$E_{fd,max}$	Limite supérieure de la sortie de l' AVR	<i>p.u</i>
$E_{fd,min}$	Limite inférieure de la sortie de l' AVR	<i>p.u</i>

Listes des Acronymes et Symboles

u_{pss}	Signal de sortie du PSS	<i>p.u</i>
$u_{pss,max}$	Limite supérieure de la sortie du PSS	<i>p.u</i>
$u_{pss,min}$	Limite inférieure de la sortie du PSS	<i>p.u</i>
V_{ref}	Tension de référence	<i>p.u</i>
K_a	Gain de l' AVR	<i>p.u</i>
K_{pss}	Gain du PSS	<i>p.u</i>
T_a	Constante de temps de l' AVR	<i>s</i>
T_W	Constante de temps du régulateur	<i>s</i>
T_1	Constante de temps	<i>s</i>
T_2	Constante de temps	<i>s</i>
T_3	Constante de temps	<i>s</i>
T_4	Constante de temps	<i>s</i>
T'_{do}	Constante de temps transitoire de l'axe directe	<i>s</i>
x_L	Réactance équivalente des lignes de transport	<i>p.u</i>
x_T	Réactance équivalente du transformateur	<i>p.u</i>
x_d	Réactance synchrone directe de la machine synchrone	<i>p.u</i>
x_q	Réactance synchrone en quadrature du générateur	<i>p.u</i>
x'_d	Réactance transitoire directe de la machine synchrone	<i>p.u</i>
x'_q	Réactance transitoire en quadrature de la machine synchrone	<i>p.u</i>

Introduction générale

Introduction générale

Le rôle d'un réseau électrique est de générer et transporter la puissance électrique à la charge, un équilibre entre l'énergie générée et l'énergie consommée doit être maintenue en tout temps d'une manière rapide et flexible dans l'environnement dérégulé, ont conduit à des phénomènes d'instabilité.

D'ailleurs, pour un fonctionnement fiable et sécuritaire, le réseau électrique doit être capable de maintenir la stabilité, suite à plusieurs types de perturbations, comme la foudre, la perte d'une unité de génération, un court-circuit sur une ligne de transmission [1-2],

Les problèmes d'instabilités liés aux oscillations électromécaniques à basses fréquences dus aux réseaux ayant des lignes faiblement interconnectées ou aux réseaux à structure radiale sont devenus des problèmes significatifs [2-4]. Ces oscillations limitent la capacité de transmission de puissance dans les réseaux électriques, elles entraînent une perte de synchronisme ou même un black-out dans le système entier [4-5].

L'utilisation de régulateurs de tensions caractérisés par des réponses rapides et des gains élevés améliore la stabilité transitoire mais augmente la potentialité d'amortissement négatif [6-7]. Pour surmonter à ce problème et améliorer l'amortissement du système, des signaux supplémentaires stabilisateurs sont introduits dans le système d'excitation via son régulateur de tension. Ces signaux stabilisateurs vont produire des couples en phase avec la variation de vitesse de générateur pour compenser le retard de phase introduit par le système d'excitation [8-9].

L'utilisation de signaux d'excitation supplémentaires pour l'amélioration de la stabilité dynamique des systèmes électriques reçus beaucoup d'attention. Des recherches approfondies ont été réalisées sur l'effet du PSS sur la stabilité du système, les signaux d'entrée du PSS, les meilleurs emplacements du PSS, et les techniques d'optimisation du PSS.

Les stabilisateurs de puissance (Power System Stabilizers, PSSs), grâce à leurs avantages en terme de coût économique et d'efficacité, sont les meilleurs moyens, non seulement pour éliminer les effets négatifs des régulateurs de tension, mais aussi pour amortir les oscillations électromécaniques et assurer la stabilité globale du système [7-9].

Dans les dernières décades, les PSS ont été introduits dans les réseaux électriques parce qu'ils ont prouvé leurs rentabilités en matière de contrôle de l'amortissement des oscillations électrodynamiques [11-12].

Pour régler les paramètres du PSS, les équations du modèle non-linéaire du système sont linéarisées autour du point de fonctionnement et les techniques de contrôle linéaire sont ensuite appliquées [1-14]. Les paramètres du PSS sont alors fixés à certaines valeurs correspondant à des conditions de fonctionnement données. Le PSS doit être réglés de façon que la stabilité globale du système soit garantie pour une grande variété de points de fonctionnement [7].

Au début, le dimensionnement des PSS a été basé sur le modèle d'une machine connectée à un noeud infini (Single Machine to Infinite Bus - SIMB), avec l'utilisation du concept des coefficients du couple d'amortissement et de synchronisme.

Phillips et Heffron, ont été les premiers à présenter les petites perturbations en termes de k -constant d'un système mono-machine SMIB (en anglais, single machine infinite bus), pour expliquer la stabilité aux petites perturbations et l'effet du système d'excitation [15].

Larsen et Swann, présentent l'application du PSS en utilisant soit de vitesse, de fréquence ou de puissance comme des signaux d'entrées. Des directives ont été présentées pour le réglage du PSS afin de permettent à l'utilisateur d'obtenir des performances dynamiques désirée avec un moindre effort [16-17-18].

Kundur et M. Klein, décrit les détails de conception d'un delta Omega PSS pour l'unité de génération de l'Ontario Hydro. Deux schémas d'excitation alternatives ont été considéré, l'une avec et l'autre sans réduction de gain transitoire (TGR). Cela a été montré qu'avec la sélection adéquate des paramètres du PSS, les deux schémas fournissent une performance satisfaisante. Un choix approprié de la constante du temps T_w , les limites de sortie de PSS et les paramètres de circuit de compensation d'avance de phase a été démontrée [18].

Ali M.Yousef et Ahmed M.Kassem, utilisent LQR et LQG pour concevoir le PSS [19].

Dans la littérature, plusieurs recherche sur les techniques heuristiques et l'intelligence artificielle ont été proposées et mis en œuvre avec succès pour améliorer la stabilité dynamique du système de puissance [19-20].

Différentes approches utilisant l'algorithme génétique [22-23]. L'avantage des AG par rapport aux autres techniques d'optimisation est leur indépendance par rapport à la complexité des problèmes. De plus, il travaille sur un ensemble de population [24-25].

Aussi, la méthode Particle swarm optimization (PSO) présenté par James Kennedy and Russell Eberhart an 1995. Inspirer par le mouvement des insectes, oiseaux et poissons [26]. Il relit les algorithmes génétiques et la programmation évolutionnaires. L'essaim de particules OEP est une nouvelle classe des algorithmes pour résoudre les problèmes d'optimisations [27].

L'objectif de notre travail est d'assurer un amortissement maximum des oscillations à faible fréquence par l'utilisation du PSS. Pour atteindre cet objectif, nous proposons un réglage optimal des paramètres du PSS. Ceci permet d'assurer un amortissement satisfaisant des oscillations rotoriques et de garantir la stabilité globale du système pour différents points de fonctionnement. Basée sur l'analyse des valeurs propres du système (partie réelle de la valeur propre et facteur d'amortissement), l'optimisation des paramètres du PSS est effectuée dans un premier temps par le biais des Algorithmes Génétiques puis par la méthode des Particules en Essaim.

Au premier chapitre un rappel sur la stabilité des réseaux électriques est abordé. Les différentes méthodes d'amélioration de la stabilité sont présentées.

Le deuxième chapitre de ce travail concerne la modélisation générale d'un système de puissance ajusté à l'étude de la stabilité deux modèles sont présentés, un modèle non linéaire et un modèle linéaire. Il présente également l'analyse par valeurs propres et l'analyse modale basées sur la linéarisation du modèle. L'analyse de la stabilité a été complétée par simulation du modèle non-linéaire originel dans le domaine temporel

Afin d'étudier le comportement du réseau global en régime dynamique, le chapitre III présente un modèle de connaissance du réseau électrique avec le dispositif PSS et un aperçu sur les différentes configurations du PSS.

Nous présentons dans le chapitre IV les résultats de l'application de l'Algorithme Génétique AG à l'optimisation des paramètres du PSS installés dans le système d'étude, il contiendra les résultats de l'application de l'essaim de particules OEP à la détermination des paramètres optimaux du PSS ainsi qu'une étude comparative des résultats obtenus par les deux méthodes d'optimisation.

Enfin, nous terminons cette rédaction par une conclusion et des perspectives à même de compléter ce travail.

Chapitre I

Etude de la Stabilité des réseaux électriques

CHAPITRE I

ETUDE DE LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

1.1. Introduction

L'étude de la stabilité des réseaux électriques est un des aspects les plus importants dans l'analyse des systèmes de puissance. Elle détermine si oui ou non le système peut trouver un nouveau point de fonctionnement après une perturbation.

Durant ces dernières années, les problèmes de stabilité des réseaux électriques ont reçus beaucoup d'attention [28]. Plusieurs études et techniques ont été dirigées et développées pour que le système maintienne la stabilité sous une perturbation quelconque [29-30]. Ces perturbations, peuvent être d'origine diverses ; (petites perturbations : comme les variations continues de charge, grandes perturbations comme les courts circuits et la perte de synchronisme d'un générateur de forte puissance).

Dans ce chapitre on commence par définir la stabilité et par présenter les trois types de stabilité du réseau électrique : stabilité de son angle de rotor, stabilité de fréquence et stabilité de tension. Par la suite, nous allons présenter les différentes méthodes qui permettent d'analyser et d'améliorer la stabilité des réseaux électriques.

1.2. Définition de la stabilité des réseaux

La stabilité des réseaux électriques est généralement définie comme leurs propriétés de maintenir un état de fonctionnement d'équilibre dans les conditions de fonctionnement normales ou de rétablir un état d'équilibre acceptable après avoir subi une perturbation, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact[6].

Comme les réseaux électriques dépendent des alternateurs synchrones de centrales électriques, une condition de fonctionnement est que tous les alternateurs synchrones maintiennent le synchronisme.

1.3. Classification de la stabilité

L'instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d'opération et de la configuration du réseau. . Dans l'analyse des réseaux électriques, la détermination des causes d'instabilité et l'utilisation des méthodes qui peuvent améliorer l'exploitation stable de réseau électrique sont des tâches primordiales. L'étude de la stabilité est basée souvent sur [31] :

- la nature physique de l'instabilité ;
- l'amplitude de la perturbation;
- la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité;
- et les méthodes de calcul et prédiction utilisée pour étudier la stabilité.

La figure (I.1) explique bien les problèmes de la stabilité des réseaux électriques en tenant compte de tous ces paramètres.

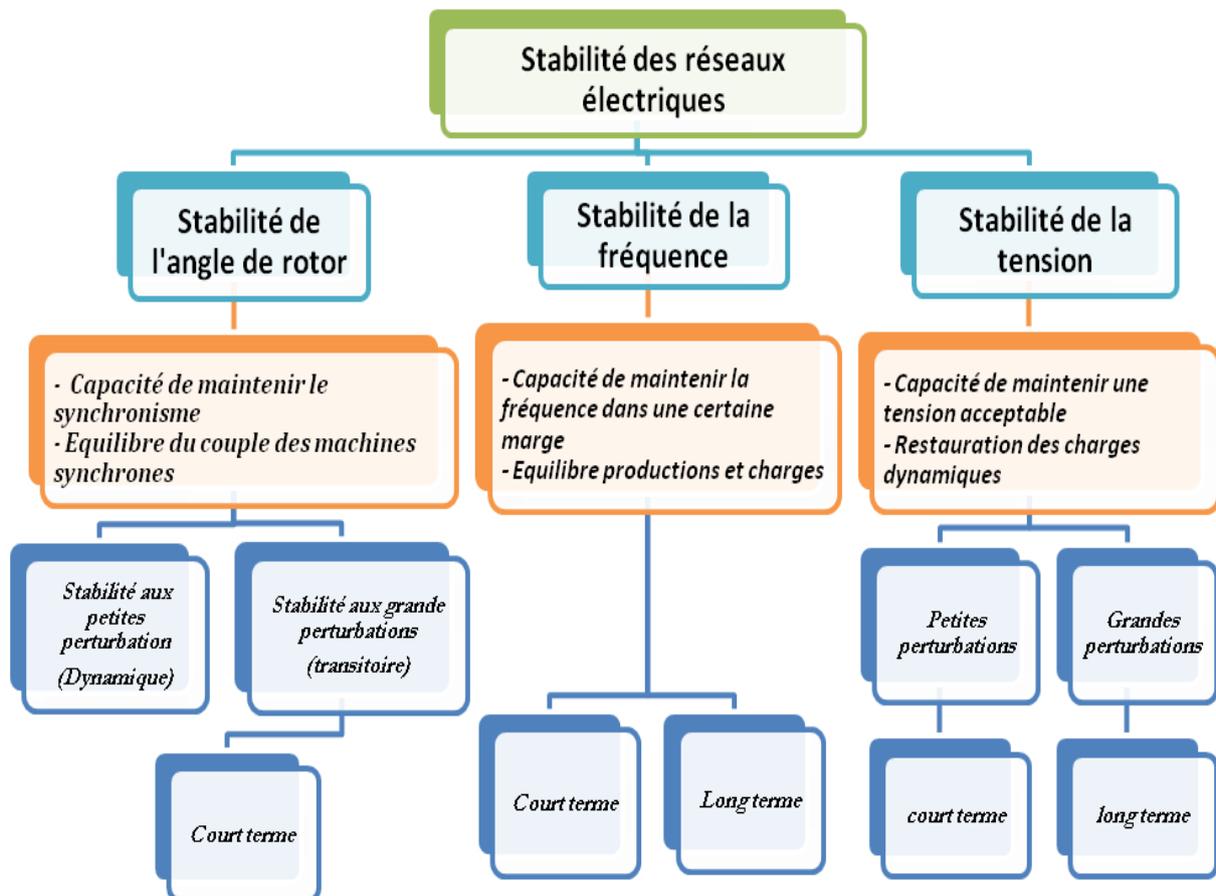


Figure I.1. Différents types de stabilité d'un système électrique

I.3.1. Stabilité de l'angle de rotor

Elle est définie comme la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation [31].

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques : soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de

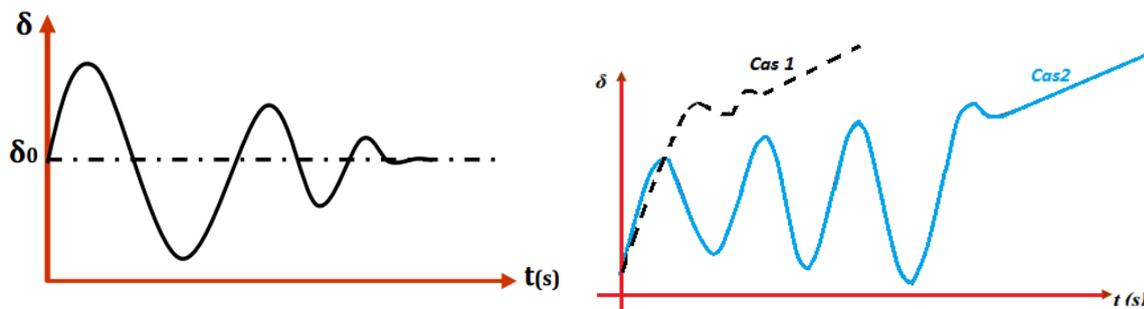
survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système [6,32].

Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) ou de la stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).

1.3.1.1. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. L'instabilité transitoire se manifeste par les grandes variations apériodiques des angles du rotor et dépend de la relation non linéaire couples angles.

Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation, elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas 1, figure (I.2)), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes, comme elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas 2, figure(I.2)) [6-33].



Cas 1 : instabilité de première oscillation. **Cas 2** : instabilité de multi-oscillations

Figure I.2 : Variation d'angle de rotor

1.3.1.2. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité dynamique d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une petite perturbation. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor [1].

La stabilité angulaire aux petites perturbations est caractérisée par les oscillations électromécaniques des rotors, La stabilité aux petites perturbations sera associée à la présence d'un couple d'amortissement à la suite de la première oscillation. Si ce couple est suffisant, les oscillations s'amortiront (amortissement positif). Par ailleurs, si l'amortissement n'est pas suffisant, les oscillations vont continuer, ou même elles vont augmenter (amortissement négatif c.-à-d. manque de couple d'amortissement) [34].

La perte de synchronisme peut avoir lieu entre une machine et le reste du système (provoquant une instabilité locale), ou bien entre des groupes des machines, dans lesquels chaque groupe peut garder son synchronisme (désignant une instabilité globale).

Les générateurs modernes sont équipés d'un système d'excitation ayant une réponse rapide et une action "puissante", ces systèmes d'excitation aussi connues par AVR (Automatic Voltage Regulators), peuvent augmenter le couple synchronisant. Ceci améliore donc la stabilité transitoire. Mais cet avantage peut être contrebalancé par l'impact négatif du système d'excitation sur l'amortissement des oscillations en diminuant couple d'amortissement [35].

1.3.2. Stabilité de tension

La stabilité de tension implique une échelle de temps plus longue que la stabilité angulaire. Cette catégorie de stabilité représente la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, suite à des perturbations. La stabilité de tension est étroitement liée à la caractéristique des charges électriques.

Par exemple après la perte d'une ligne d'interconnexion importante, si la demande de puissance réactive des charges n'est pas réduite, les générateurs doivent augmenter leurs puissances générées. Cette augmentation des transits de puissance rend le réseau plus affaibli et, par conséquent, les tensions continuent à baisser. Le mécanisme ci-dessus amène à un écroulement de tension, une des principales causes des black-out dans les réseaux électriques.

Enfin, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations [36].

Stabilité de tension aux petites perturbations se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables après avoir subi des petites perturbations telles que la variation de la charge du système.

Stabilité de tension aux Grandes perturbations correspond à la capacité du système à maintenir des tensions stables après avoir subi des grandes perturbations telles que perte de production, ou un court circuit.

1.3.3. Stabilité de fréquence

Ce type de stabilité représente la capacité du système de puissance de maintenir sa fréquence nominale (50Hz ou 60Hz) suite à des perturbations. L'instabilité de fréquence peut être causée par la perte d'un générateur important, suivie par un rejet de production ou un délestage de charge inefficace [37].

1.4. Les oscillations à faibles fréquences

Les problèmes des oscillations à faibles fréquences ont toujours été un sujet de préoccupation.

Ces oscillations sont typiquement dans la gamme de fréquences de 0,2 à 2 Hz [4], peuvent être excitées par des petites perturbations dans le système ou, dans certains cas, peuvent même prendre naissance spontanément.

Ces oscillations limitent la capacité de transmission de la puissance et, parfois, peuvent même causer la perte de synchronisme et un effondrement de l'ensemble du système. Dans la pratique, les oscillations doivent être atténuées le plus rapidement possible dès leurs apparitions.

Comme les réseaux électriques doivent fonctionner de plus en plus près de leurs limites de stabilité, l'amélioration de l'amortissement des oscillations devient de plus en plus importante. Le sujet de cette recherche est l'amortissement des oscillations électromécaniques, ou des oscillations de puissance (dans ce travail, ces deux termes sont synonymes). Les oscillations électromécaniques peuvent être divisées en deux catégories [1,6].

1.4.1. Oscillation locale

Les oscillations locales ont des fréquences entre 0,7 et 2 Hz, dans laquelle le rotor d'une machine oscille contre le reste du réseau [34,38].

1.4.2. Oscillation interzone

Dans laquelle un groupe des générateurs oscillent contre un autre groupe dans une autre région. Les oscillations interzones, ayant les fréquences entre 0,1 et 0,8 Hz, sont plus difficiles à stabiliser, car elles impliquent des générateurs dans des régions différentes. De plus, la structure de ces oscillations peut changer, dépendamment de la structure du réseau d'interconnexion et de la demande des charges. Ces oscillations, si elles sont mal amorties, persistent dans une longue période et limite la capacité de transmission de puissance [38].

1.5. Méthodes d'évaluations de la stabilité

1.5.1. Evaluation de la stabilité angulaire aux grande perturbations (stabilité transitoire)

L'étude de la stabilité transitoire se révèle très importante, Plusieurs méthodologies existent pour étudier la stabilité. Elles se différencient entre elles par les hypothèses adoptées et les techniques de modélisation. Elles peuvent être classées en trois familles [33] ;

- Méthodes temporelles liées aux méthodes d'intégration numérique ;
- Méthodes directes ou méthodes énergétiques;
- Méthodes hybrides ;
- Méthodes stochastiques.

On va se limiter dans ce mémoire de donner un aperçu général de ces méthodes:

1.5.1.1. Méthodes temporelles liées aux méthodes d'intégration numérique

Consiste à trouver un modèle mathématique capable de représenter le réseau et la dynamique des machines durant trois phases importantes : avant, pendant et après une perturbation quelconque. Les équations différentielles sont résolues dans le domaine temporel en se servant des méthodes d'intégration numérique. Les plus utilisées sont la méthode d'Euler modifiée et la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4.

Les résultats de simulations peuvent directement être interprétés par les utilisateurs et les mécanismes d'instabilité peuvent être examinés en détail [33].

1.5.1.2. Méthodes directes ou méthodes énergétiques

Ces méthodes utilisent des techniques se basant sur la méthode directe de Lyapunov. Et le critère des aires égales est aussi très utilisé en raison de son efficacité et sa simplicité.

1.5.1.3. Méthodes hybrides

Les méthodes hybrides s'appuient sur une combinaison de différentes méthodes directes pour la détermination des machines critiques et de la marge de stabilité, lesquels paramètres servent à décrire la stabilité du système [33].

1.5.1.4. Méthodes stochastiques

Ces méthodes utilisent beaucoup plus les données statistiques, différentes méthodes ont été développées pour procéder à des analyses stochastiques dans le but de maintenir la stabilité transitoire du réseau électrique. Une approche basée sur les probabilités appliquant la méthode de Monte Carlo et la reconnaissance des formes est notamment développée.

1.5.2. Evaluation de la stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité peut être évaluée par différentes méthodes, L'analyse des valeurs propres et l'analyse modale du système de puissance linéarisé sont des outils "puissants" pour étudier les propriétés dynamiques du système. Ces méthodes sont des techniques qui sont utilisées pour déterminer si le système est stable ou instable. Les sections suivantes décrivent ces techniques en détails [39].

1.5.2.1. Linéarisation des réseaux électriques

La méthode de linéarisation du réseau électrique est adaptée pour analyser les problèmes de stabilité avec une petite perturbation.

Les équations d'état généralisées sont représentées comme suit :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (I.1)$$

$$y = g(x, u) \quad (I.2)$$

Nous décrivons maintenant la procédure de linéarisation de l'équation (I.1),

$$\dot{x}_0 = f(x_0, u_0) = \quad (I.3)$$

Ou:

x_0 : Est le vecteur des variables d'état correspondantes au point d'équilibre.

u_0 : Est le vecteur d'entrée correspondant au point d'équilibre.

En appliquant une petite perturbation Δ aux valeurs d'équilibre

$$\begin{aligned} x &= x_0 + \Delta x & u &= u_0 + \Delta u \\ \dot{x} &= \dot{x}_0 + \Delta \dot{x} \\ &= f[(x_0 + \Delta x), (u_0 + \Delta u)] \end{aligned} \quad (I.4)$$

Puisque ces perturbations sont petites, l'équation (I.4) peut être développée en série de Taylor

Alors, nous obtenons pour chaque variable d'état:

$$\dot{x}_i = \dot{x}_{i0} + \Delta \dot{x}_i = f_i(x_0, u_0) + \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (I.5)$$

Avec $i = 1, 2, \dots, n$

Etant donné que, $\dot{x}_{i0} = f_i(x_0, u_0)$, on obtient

$$\Delta \dot{x}_i = \frac{\partial f_i}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial f_i}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial f_i}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (I.6)$$

On applique les mêmes étapes de linéarisation sur l'équation (I.2).

$$\Delta y_j = \frac{\partial g_j}{\partial x_1} \Delta x_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial x_n} \Delta x_n + \frac{\partial g_j}{\partial u_1} \Delta u_1 + \dots + \frac{\partial g_j}{\partial u_r} \Delta u_r \quad (I.7)$$

Avec $j = 1, 2, \dots, n$, donc le modèle d'état linéaire des équations (I.1) et (I.2) sont :

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (I.8)$$

$$\Delta y = C \Delta x + D \Delta u \quad (I.9)$$

Avec:

$$A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}, \quad B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (I.10)$$

$$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial x_m} \end{bmatrix}, \quad D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \dots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix} \quad (I.11)$$

Où:

A: matrice d'état ($n \times n$).

B : matrice d'entrée ($n \times r$).

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

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

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

Le nombre r des variables d'entrées choisies définit la longueur du vecteur d'entrée Δu et le nombre de colonnes des matrices B et D.

Le nombre des variables de sorties choisies m définit la longueur du vecteur de sortie Δy et le nombre de lignes des matrices C et D .

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

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

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

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

1.5.2.2. Analyse des Valeurs propres

Considérons un système linéaire défini par le modèle d'état (I.8), (I.9) Par l'utilisation de la transformée de Laplace les équations ci-dessus, et les équations d'état dans le domaine fréquentiel peuvent être obtenus [6]:

$$s\Delta x(s) = A \Delta x(s) + B \Delta u(s) \quad (I.12)$$

$$\Delta y(s) = C \Delta x(s) + D \Delta u(s) \quad (I.13)$$

Et donc la solution formelle du système d'état est :

$$\Delta y(s) = C(sI - A)^{-1}B\Delta u(s) + D \Delta u(s) \quad (I.14)$$

Où I est la matrice d'identité

L'équation :

$$\det(\lambda I - A) = 0 \quad (I.15)$$

Est l'équation caractéristique de la matrice A et les valeurs de λ qui satisfaisant cette équation sont les valeurs propres de la matrice d'état.

Elle est représentée généralement par le nombre complexe suivant :

$$\lambda = \sigma \pm j \omega \quad (I.16)$$

Où : σ est la partie réelle de la valeur propre (abscisse de convergence).

ω est la pulsation propre d'oscillation (rad/s).

La caractéristique de stabilité du système dépend des valeurs propres de la matrice d'état comme suit:

- Une valeur propre réelle correspond un mode non-oscillatoire. si la valeur propre réelle est négative, les exponentielles apparaissant dans la réponse temporelle sont des fonctions décroissantes du temps.

- Par contre, si la valeur propre réelle est positive, le mode présente une instabilité aperiodique
- Les valeurs propres complexes, en paires conjuguées, La partie réelle de la valeur propre représente l'amortissement, et la composante imaginaire représente la fréquence d'oscillation.

La fréquence naturelle d'oscillation (Hz) est donnée par la relation suivante :

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \quad (\text{I.17})$$

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

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (\text{I.18})$$

Une partie réelle négative représente une oscillation amorties qui tend le système soit stable, tandis que si elle est positive, elle représente par l'augmentation de l'amplitude des oscillations, donc le système est instable.

1.5.2.3. Analyse modale (Résidus)

Cette méthode est provenue de la relation entre la fonction de transfert et le modèle d'état. Pour déterminer la relation entre la fonction de transfert et le modèle d'état, nous prenons les équations (I.12) et (I.13) pour un système monovariante, et nous considérons la fonction de transfert entre les variables y et u.

Supposons que $D = 0$, les équations d'état s'écrivent comme suit :

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad (\text{I.19})$$

$$\Delta y = C \Delta x \quad (\text{I.20})$$

La fonction de transfert $\frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)}$ s'écrit de la façon suivante:

$$G(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = C (sI - A)^{-1} B \quad (\text{I.21})$$

Pour un système en boucle ouverte, la fonction $G(s)$ peut être décomposée en éléments simples comme suit :

$$G(s) = \frac{R_1}{(s-\lambda_1)} + \frac{R_2}{(s-\lambda_2)} + \dots + \frac{R_n}{(s-\lambda_n)} = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(s-\lambda_i)} \quad (\text{I.22})$$

Où :

s : L'opérateur de Laplace.

$\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$: Les pôles de $G(s)$ - les valeurs propres du système.

R_1, R_2, \dots, R_i : les résidus de $G(s)$

La figure (I.3) montre un système $G(s)$ équipé d'un contrôleur en contre-réaction de fonction de transfert $H(s)$.

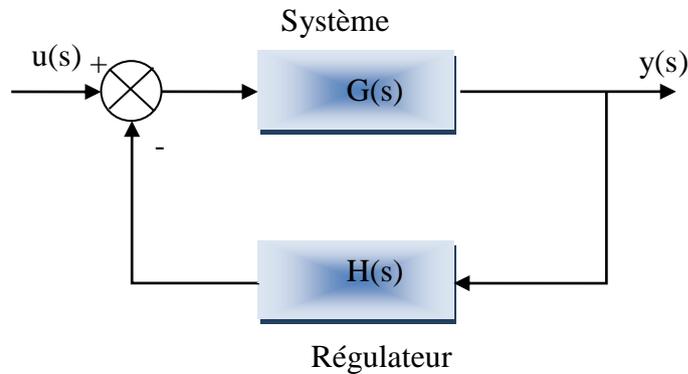


Figure I.3. L'ensemble système-contrôleur en boucle fermée.

Lorsqu'on ferme la boucle par un régulateur $H(s)$, les valeurs propres du système initial $G(s)$ vont se déplacer. Le déplacement de ces valeurs propres peut être calculé par l'équation suivante [2]:

$$\Delta\lambda_i = R_i H(\lambda_i) \quad (I.23)$$

Cette équation montre que le déplacement des valeurs propres, créé par le contrôleur, est proportionnel aux amplitudes des résidus correspondants.

1.5.2.4. Analyse par simulation

C'est une méthode d'analyse dans le domaine de temps. Les oscillations dans le réseau électrique peuvent être directement observées, ceci fournit de l'information plus exacte sur l'amplitude des oscillations et leur amortissement que les autres méthodes.

Cependant, cette méthode demande un grand nombre de travaux de modélisation, de l'information et des données du réseau électrique étudié.

1.6. Conclusion

La stabilité doit être étudiée attentivement car elle permet d'assurer la continuité du service sur un réseau électrique après d'éventuelles perturbations. La stabilité dépend du type de la perturbation, de la durée de la perturbation, du point de fonctionnement avant défaut, des systèmes de protection et des caractéristiques dynamiques des éléments du réseau (générateurs, charges, régulateurs,...). Dépendant des techniques de simulation utilisées, la stabilité peut être analysée et évaluée par diverses méthodes.

Chapitre II

Modélisation du Réseaux Electrique pou l'Etude de la Stabilité

CHAPITRE II

MODELISATION DU RESEAU ELECTRIQUE POUR L'ETUDE DE LA STABILITE

II.1. Introduction

Pour étudier la stabilité d'un réseau électrique nous avons besoin d'un modèle mathématique assez représentatif, pour établir un modèle de réseau électrique pour les études dynamiques, on tient compte uniquement des équipements en activité pendant la plage temporelle du phénomène dynamique considéré. Le résultat est donc un modèle composé d'équations différentielles ordinaires non-linéaires et d'équations algébriques [40]

Dans ce chapitre, le modèle d'état du système électrique sera discuté. Le modèle non linéaire sera linéarisé et écrit sous la forme d'état linéaire ce qui permettra dans les chapitres suivant de concevoir une commande linéaire pour améliorer les comportements dynamiques du système.

II.2. Hypothèses simplificatrices

Afin de simplifier la représentation mathématique, nous avons adopté les hypothèses suivantes [6]:

- La fréquence reste constante ce qui permet de conserver la notion de réactance des éléments du réseau.
- Le comportement du réseau triphasé est équilibré et par conséquent il est possible de travailler avec la représentation monophasée du réseau.
- Les éléments du réseau ne présentent pas entre eux d'impédance mutuelle.
- Les lignes de transport sont représentables par des circuits en π , et les transformateurs par un circuit série (admittances linéaires).
- Nous admettons que les charges alimentées par le réseau sont toutes passives et linéaires, assimilables à des impédances.

II.3. Le modèle général nonlinéaire

II.3.1. Modèle du générateur

Les générateurs synchrones participent de façon extrêmement importante aux phénomènes dynamiques et à la qualité globale de l'alimentation en énergie. Il est donc nécessaire de développer des modèles pratiques et réalistes des machines synchrones. Dans ce chapitre, nous présenterons et discuterons un modèle adapté à l'analyse de la stabilité dynamique.

II.3.1.1. Les hypothèses du modèle

Les hypothèses considérées pour établir des modèles de machines synchrones sont basées sur la négligence de l'influence [6] :

- des résistances rotoriques et statoriques.
- des enroulements amortisseurs.
- du champ de saturation.
- des phénomènes transitoires dans le stator.
- De l'effet de la variation de vitesse dans les équations de tensions du stator (ainsi, $\omega_r = \omega_o = 1$ [p.u]), cette supposition est faite pour compenser l'effet de l'annulation des Phénomènes transitoires dans le stator).
- de l'effet des amortissements produit par les courants de Foucault dans le corps du rotor (on suppose que la f.é.m. transitoire suivant l'axe d, à savoir E'_d , est constante). Ainsi, comme il n'y a aucun enroulement sur l'axe en quadrature pour représenter le corps du rotor, nous aurons:

$$E'_d = 0 \quad , \quad X'_q = X_q$$

- E'_d : f.é.m. du générateur induite suivant l'axe d, en p.u.
- X'_q : réactance synchrone d'axe q, en p.u.
- X_q : réactance transitoire d'axe q, en p.u.

L'angle de rotor δ (position angulaire du rotor par rapport à la référence tournante au synchronisme) coïncide avec l'angle de la tension interne du générateur.

Le modèle final obtenu est un système d'équations différentielles de troisième ordre, communément appelé modèle à deux axes.

II.3.1.2. Equations électriques

Le diagramme de phase d'un réseau multimachines peut être décrit dans la figure II.1. Les variables de la $i^{\text{ème}}$ machine définies par rapport aux axes d_i et q_i peuvent être exprimés pour toutes machines suivant un système unique d'axes D et Q.

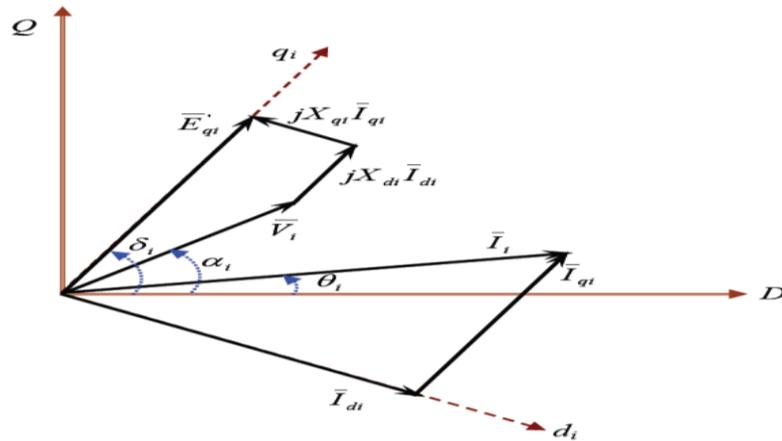


Figure II.1. Diagramme de Phase pour la $i^{\text{ème}}$ machine

D'après la figure I.1, on a :

$$\bar{V}_i = \bar{E}'_{qi} - jX'_{di}\bar{I}_{di} - jX'_{qi}\bar{I}_{qi} \quad (\text{II.1})$$

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

$$\begin{cases} V_{di} = X'_{qi}I_{qi} \\ V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di}I_{di} \end{cases} \quad (\text{II.2})$$

$$(\text{II.3})$$

Les puissances électriques (apparente, active et réactive) de la $i^{\text{ème}}$ machine sont données par :

$$\bar{S}_i = P_{ei} + jQ_{ei} = \bar{V}_i \bar{I}_i^* = (V_{di} + jV_{qi})(I_{di} - jI_{qi}) \quad (\text{II.4})$$

$$\bar{I}_i = \bar{I}_{di} + \bar{I}_{qi} \quad (\text{II.5})$$

Donc :

$$\begin{cases} P_{ei} = V_{di}I_{di} + V_{qi}I_{qi} \\ Q_{ei} = V_{qi}I_{di} - V_{di}I_{qi} \end{cases} \quad (\text{II.6})$$

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. Ainsi $Tei = Pei$.

II.3.1.3. Equations mécaniques

L'équation du mouvement du rotor décrit les propriétés mécaniques des machines synchrones. Cette équation présente une importance fondamentale dans l'étude des oscillations électromécaniques.

Le couple mécanique \mathbf{Tm} est de même sens que le sens de la rotation que la vitesse synchrone. Dans ce cas, la machine synchrone produit 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 ce couple équilibre le couple mécanique [2], figure (II.2).

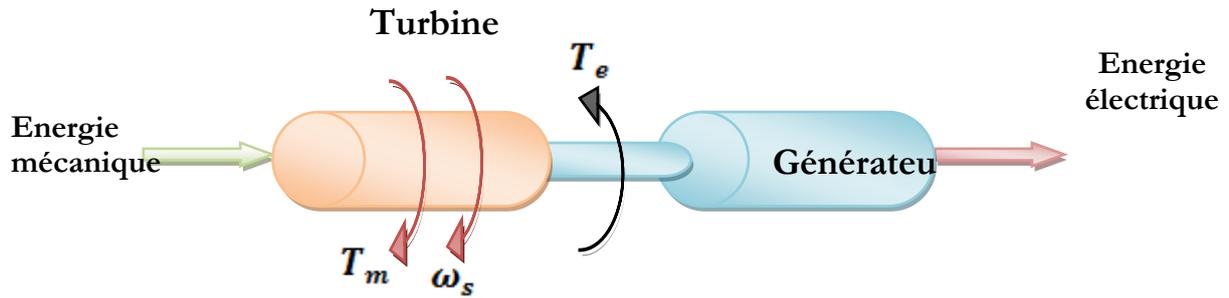


Figure II.2 Représentation des couples mécanique et électrique

Dans un système électrique et dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique.

Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés [2].

L'équation du mouvement de l' i ème machine est comme suit:

$$\Delta \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (T_{mi} - T_{ei} - D_i(\Delta \omega_i - 1)) \quad (\text{II.7})$$

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

D_i : coefficient d'amortissement.

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

$$\dot{\delta}_i = \omega_0(\Delta \omega_i - 1) \quad (\text{II.8})$$

Avec :

$\Delta \omega_i$: 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. ($\omega_0 = 2\pi f$, 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,

$$(T_{ei} = \frac{P_{ei}}{\omega_i}, \text{ en pu})$$

δ : Angle de rotor, en [rad].

$i = 1, \dots, n$

II.3.1.4. Organes de régulation de la machine

Le choix de ces organes de commande peut non seulement améliorer le comportement statique mais avoir un effet important sur le comportement transitoire de la machine. Aussi le réglage primaire de la tension permet de contenir les variations aléatoires de la charge et éviter des changements de topologie suite à des chutes de tension et par suite améliorer le comportement dynamique du système d'énergie.

II.3.1.4.1 Modèle de régulateur de tension et du système d'excitation

Le système d'excitation du générateur est constitué d'un régulateur automatique de tension (AVR) et de l'excitatrice. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau [28,40]

Il existe plusieurs types de système d'excitation pour les réseaux électriques :

a)- Les systèmes d'excitation à courant continu -CC- : Pour l'excitatrice à courant continu, la tension d'excitation provient d'un générateur auxiliaire à courant continu avec collecteur comme source de puissance du système d'excitation.

b)-Les systèmes d'excitation à courant alternatif -CA- : L'excitatrice à courant alternatif est composée d'une génératrice à courant alternatif dont la sortie est redressée par un convertisseur CA-CC.

c)- Les systèmes d'excitation statiques (systèmes ST) : il y a l'excitatrice statique dans laquelle la tension aux bornes du générateur est directement redressée puis utilisée comme tension d'excitation.

Nous avons choisi dans cette étude d'utiliser le modèle du système IEEE-ST1A, modèle le plus utilisé dans la littérature [28,41].

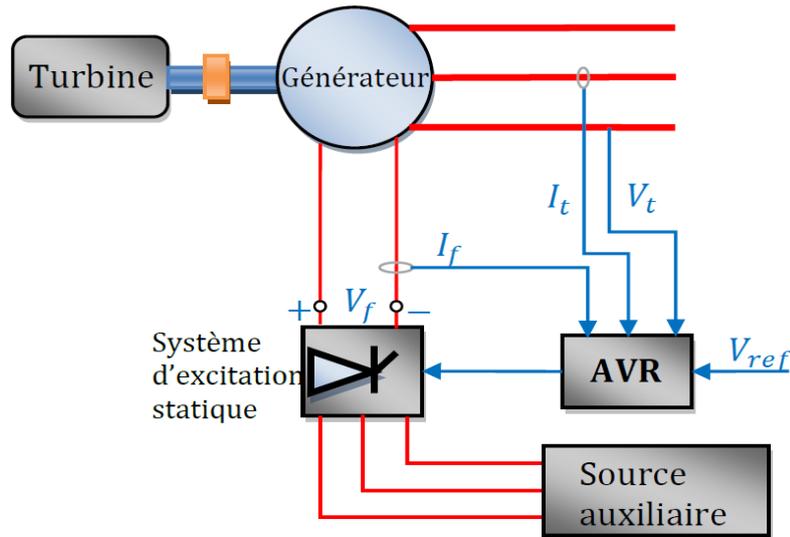


Figure II.3 système d'excitation statique ST-1A avec AVR

Ce type de système d'excitation se caractérise par sa rapidité et sa sensibilité (IEEE, 2003) :

- sa constante de temps T_a est faible, normalement de l'ordre de quelques millisecondes
- son gain K_a est élevé, généralement entre 200 et 400 per-unit.

La figure suivante montre le modèle du système d'excitation et de son régulateur de tension utilisé.

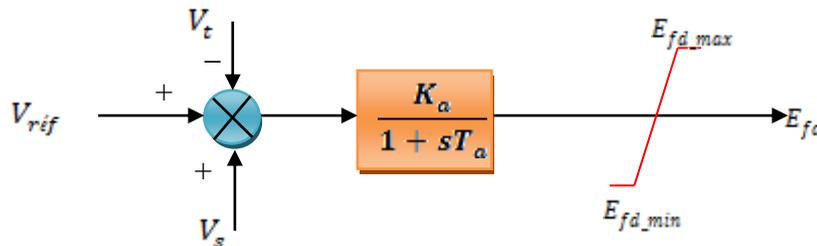


Figure II.3. Modèle simplifié du système d'excitation IEEE-type ST1A.

La grandeur V_{ref} , est la consigne de tension déterminée pour satisfaire les conditions de l'état équilibré. Le régulateur de tension compare le signal V_t (un signal continu proportionnel à la valeur efficace de la tension alternative du générateur) à la tension de consigne V_{ref} . Un signal complémentaire V_s peut être ajouté au nœud de comparaison : il s'agit d'un signal issu de certains dispositifs spécifiques de commande comme les stabilisateurs de puissance (PSS). Ensuite, le signal d'erreur est amplifié pour donner la tension d'excitation demandée E_{fd} . La constante de temps et le gain de l'amplificateur sont respectivement T_a et K_a . Les valeurs

extrémales de la tension d'excitation (E_{fd_max} , E_{fd_min}) sont fixées par un système de limitation.

La relation suivante décrit, tous calculs faits, le fonctionnement du modèle :

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_a} (K_a (V_{r\acute{e}f} - V_t + V_s) - E_{fd}) \quad (\text{II.9})$$

La relation entre la tension d'excitation E_{fdi} et la tension interne du générateur E'_{qi} est donnée comme suit :

$$T'_{d0i} \dot{E}'_{qi} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) I_{di} + E_{fdi} \quad (\text{II.10})$$

II.3.2. Modèle de transformateur

La figure II.4. Représente le schéma équivalent en π du transformateur sans circuit magnétique ZT correspond à l'impédance équivalente totale vue du primaire.

Si N1 est le nombre de spires côté haute tension et N2 est le nombre de spires côté basse tension, le rapport de transformation M est défini par :

$$M = \frac{N_1}{N_2} \quad (\text{II.11})$$

La relation entre la tension du côté primaire V1 et la tension du côté secondaire V2 à vide est :

$$V_2 = \frac{V_1}{M} \quad (\text{II.12})$$

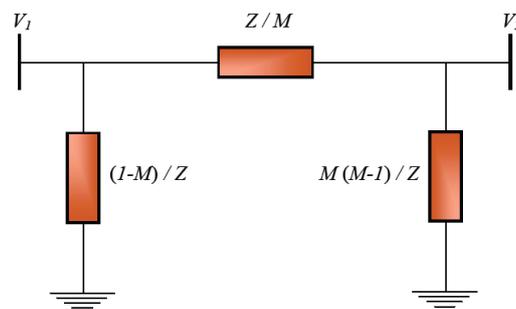


Figure II.4. Modèle simplifié de transformateur

Dans cette étude, les régleurs en charge ne sont pas modélisés : ainsi le rapport de transformation reste fixe pendant les simulations dynamiques.

II.3.3. Modèle des lignes de transmission

Les modèles des lignes de transmission sont habituellement classés en trois groupes, en fonction des longueurs des lignes, (longues, moyennes, courtes). Les moyennes et longues lignes sont

représentées par un circuit π , voir la figure II.5. Il se caractérise par trois paramètres principaux [3]:

- une résistance série R .
- une réactance X .
- une réactance capacitive.

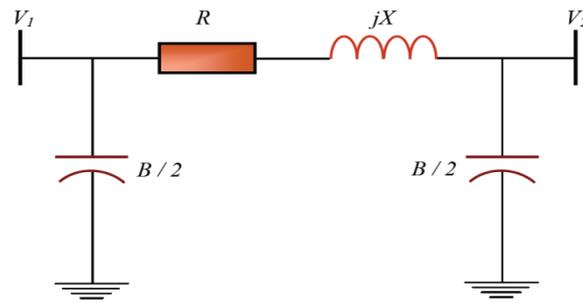


Figure II.5. Modèle de la ligne de transmission

II.3.4. Modèle des charges

Pour les études de stabilité dans lesquelles la gamme de temps considérée est de l'ordre de 10 secondes après la perturbation, les modèles de charges les plus utilisés sont généralement des modèles statiques. Le caractère statique est lié à la description de la charge par des équations purement algébriques.

La charge statique dans un réseau électrique peut être linéaire ou non linéaire [1], dans cette étude nous allons considérer la charge linéaire comme illustré à la figure II.6.

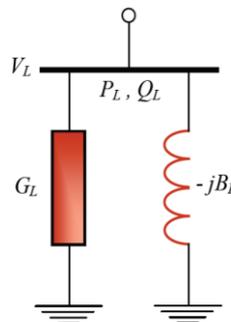


Figure II.6. Modèle de la charge linéaire

Où :

$$G_L = \frac{P_L}{V_L^2} \quad ; \quad B_L = -\frac{Q_L}{V_L^2} \quad (\text{II.15})$$

$$Y_L = G_L + j B_L$$

Y_L = Admittance de la charge en $p.u.$

P_L = Puissance active de la charge en $p.u.$

Q_L = Puissance réactive de la charge en $p.u.$

V_L = Amplitude de la tension en $p.u.$

II.3.4. Mise en équations du réseau de transport

Les équations algébriques représentant les interconnexions entre les générateurs et l'ensemble des transformateurs, des lignes de transmission et des charges du système peuvent être décrit sous la forme matricielle suivante :

$$[I] = [Y]. [V] \quad (II.13)$$

Où :

$[I]$: le vecteur des courants injectés aux noeuds du réseau.

$[V]$: le vecteur des tensions aux noeuds du réseau.

$[Y]$: la matrice d'admittance du réseau de transport.

L'équation (II.13) peut être écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_n \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & \dots & Y_{nr} \\ \dots & \dots & \dots \\ Y_{rn} & \dots & Y_{rr} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_n \\ \dots \\ V_r \end{bmatrix} \quad (II.14)$$

Où :

n : l'indice des noeuds de générateurs.

r : l'indice des noeuds restants.

m : l'indice de tous les noeuds du réseau

En décomposant l'équation (II.14), nous obtenons :

$$[I_n] = [Y_{bus}]. [V_n] \quad (II.15)$$

$$[Y_{bus}] = [Y_{nn}] - [Y_{nr}]. [Y_{rr}]^{-1}. [Y_{rn}] \quad (II.16)$$

Où : $[Y_{bus}]$ est la matrice d'admittance réduite du réseau électrique, car la dimension de cette matrice a été ramenée de $m \times m$ à $n \times n$.

En introduisant l'équation (II.1) dans l'équation (II.15), nous obtenons :

$$[I_n] = [Y_m]. [[E'_q][e^{j\delta}] + j[X'_d - X'_q][I_q][e^{j\delta}]] \quad (II.17)$$

$$[Y_m] = [[Y_{bus}]^{-1} + j[X'_d]]^{-1} \quad (II.18)$$

Où : $[Y_m]$ est la matrice d'admittance réduite total du réseau électrique

Le courant de la ième machine du réseau à n machines s'écrit dans le référentiel (D-Q) comme suit :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{mij} e^{j\beta_{ij}} (E'_{qj} e^{j\delta_j} + j(X'_{dj} - X'_{qj}) I_{qj} e^{j\delta_j}) \quad (\text{II.19})$$

y compris le terme $j = i$.

Dans le référentiel (d-q)_i de la ième machine, cette dernière équation devient :

$$I_{dqi} = I_i e^{j(\beta_{ij} + \delta_{ij})} (jE'_{qj} + (X_{qj} - X'_{di}) I_{qj}) \quad (\text{II.20})$$

$$\delta_{ij} = \delta_j - \delta_i$$

En décomposant l'équation (II.20) suivant les axes directs et en quadrature, nous obtenons :

$$I_{di} = \sum_{j=1}^n Y_{mij} - S_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{di}) C_{ij} I_{qj} \quad (\text{II.21})$$

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^n Y_{mij} - C_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{di}) S_{ij} I_{qj}$$

Avec :

$$C_{ij} = \cos(\beta_{ij} + S_{ij}) \quad (\text{II.22})$$

$$S_{ij} = \sin(\beta_{ij} + S_{ij})$$

Ces équations représentent les équations de la partie algébrique du modèle d'état général du réseau électrique.

II.3.5. Les équations d'état généralisé du modèle

Un système de puissance peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles et algébrique exprimée comme suit :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (\text{II.23})$$

$$y = g(x, u) \quad (\text{II.24})$$

Dont :

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \vdots \\ \dot{x}_n \end{bmatrix} \quad x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \quad y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} \quad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix} \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}$$

x : vecteur d'état du système de n variables.

\dot{x} : Vecteur dérivé du vecteur x par rapport au temps.

u : vecteur de r signaux d'entrée du système.

f : vecteur de n fonctions non-linéaires reliant les variables d'état x_i et les signaux d'entrée u_i aux dérivées des variables d'état \dot{x}_i .

y : vecteur de m signaux de sortie du système.

g : vecteur de m fonctions non-linéaires reliant les signaux d'entrée u_i et les variables d'état x_i aux variables de sortie y_i .

Les équations différentielles correspondent aux fonctionnements dynamiques des générateurs, des systèmes d'excitation et des autres éléments du système. Les équations algébriques correspondent aux équations des réseaux de transport et des stators des générateurs. La solution de ces deux groupes d'équations détermine l'état électromécanique du système à chaque instant.

Nous rappelons ci-dessous les équations décrivant le modèle déduit du système de puissance :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (T_{mi} - T_{si} - D_i(\Delta\omega_i - 1)) \quad (\text{II.25})$$

$$\dot{\delta}_i = \omega_0(\Delta\omega_i - 1) \quad (\text{II.26})$$

$$T'_{d0i}\dot{E}'_{qi} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \quad (\text{II.27})$$

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_a} (K_a(V_{réf} - V_t + V_s) - E_{fdi}) \quad (\text{II.28})$$

$$T_{si} = E'_{qi}I_{qi} + (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi} \quad (\text{II.29})$$

$$V_{di} = X'_{qi}I_{qi} \quad (\text{II.30})$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di}I_{di} \quad (\text{II.31})$$

$$V_{ti} = \sqrt{V_{di}^2 + V_{qi}^2} \quad (\text{II.33})$$

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}(-C_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) S_{ij} I_{qj}) \quad (\text{II.34})$$

$$I_{di} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}(-S_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) C_{ij} I_{qj}) \quad (\text{II.35})$$

La figure (II.7) représente les éléments du modèle du système de puissance avec leurs interactions

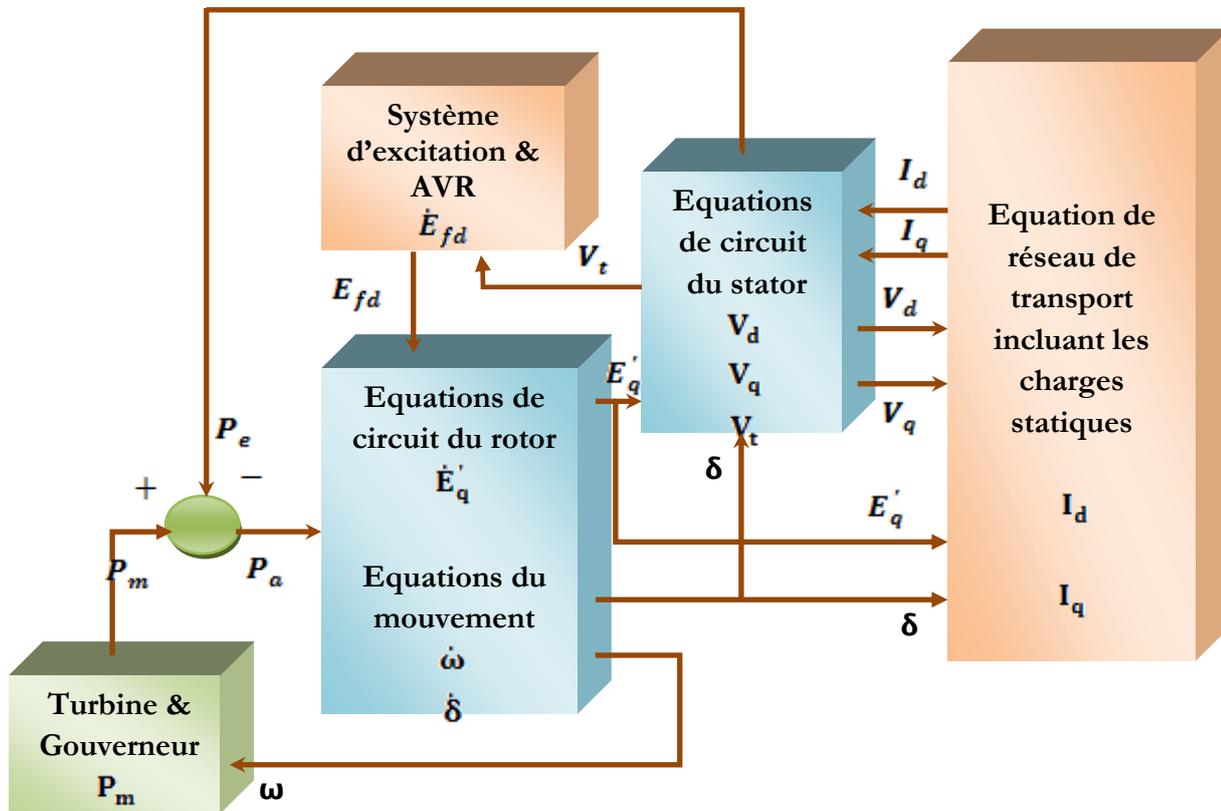


Figure II.7. Diagramme de l'ensemble des blocs du système de puissance

Les variables d'état permettent de décrire complètement l'évolution dynamique du système par n équations différentielles de premier ordre. L'état et la sortie du système peuvent ainsi être calculés, à tout instant, pour des conditions initiales quelconques.

Quand les dérivées des variables d'état x sont égales à zéro, (c.-à-d. $\dot{x} = 0$), le système est à l'équilibre. Ainsi, ce point d'équilibre est le point auquel toutes les variables d'état sont constantes et le fonctionnement du système autour de ce point est dit linéaire. La détermination de modèle linéaire fait l'objet du paragraphe suivant.

II.4. Modèle linéaire

II.4.1. Introduction : Linéarisation du modèle.

La quasi-totalité des systèmes dynamiques réels possède des caractéristiques non-linéaires. Le comportement dynamique d'un système de puissance peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles et algébriques (EDA). Compte tenu que le système de puissance, évolue généralement autour d'un point de fonctionnement donné lors des petites perturbations, il est possible de linéariser ses équations EDA autour de ce point comme il est montré dans la section (I.4.2.1).

II.4.2. Application au système de puissance.

Les variables d'état proposées pour le système de puissance étudié de n machines, représenté par l'ensemble des équations (II.25) à (II.28), sont :

$$\Delta x_i = [\Delta \omega_i, \Delta \delta_i, \Delta E'_{qi}, \Delta E_{fdi}]^T, \quad i=1, \dots, n \quad (\text{II.36})$$

Le développement du modèle linéaire du système, exprimé dans l'annexe B, nous donne l'ensemble des équations suivantes :

$$\Delta \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (-D_i \Delta \omega_i - \sum_{j=1}^n (K_{1ij} \Delta \delta_j) - \sum_{j=1}^n (K_{2ij} \Delta E'_{qj})) + \frac{1}{2H_i} \Delta T_{mi} \quad (\text{II.37})$$

$$\Delta \dot{\delta}_i = \omega_0 \Delta \omega_i \quad (\text{II.38})$$

$$\Delta \dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T_{doi}} (-\sum_{j=1}^n (K_{4ij} \Delta \delta_j) - \sum_{j=1}^n (K_{3ij} \Delta E'_{qj}) + \Delta E_{fdi}) \quad (\text{II.39})$$

$$\Delta \dot{E}'_{fdi} = \frac{1}{T_{ai}} (-K_{ai} \sum_{j=1}^n (K_{5ij} \Delta \delta_j) - K_{ai} \sum_{j=1}^n (K_{6ij} \Delta E'_{qj}) + \Delta E_{fdi}) + \frac{K_{ai}}{T_{ai}} \Delta U_{si} \quad (\text{II.40})$$

Les constantes de linéarisation $K_{1ij} \dots K_{6ij}$ sont des matrices carrées d'ordre n. Les valeurs de ces constantes dépendent des paramètres des générateurs, du réseau de transport et des conditions initiales du système. Les éléments diagonaux des matrices des constantes déterminent les propriétés dynamiques des machines, tandis que les éléments non-diagonaux représentent les interactions dynamiques entre les machines [28].

Ce modèle d'état linéaire sera donc utilisé pour analyser la stabilité du système.

II.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation du réseau électrique en vue de l'étude de la stabilité. Nous avons aussi présenté la linéarisation avec l'analyse modale du modèle linéaire du système. Les points d'étude principaux de ce chapitre sont présentés ci-dessous :

- Le modèle choisi pour chaque machine synchrone du système est du troisième ordre. Les équations différentielles de la machine sont décrites par les trois variables d'état : δ , ω et E'_q . Ce modèle convient bien pour les études de stabilité angulaire aux petites perturbations.
- Le système d'excitation et la turbine et leurs régulateurs sont aussi modélisés.
- Le modèle généralisé du réseau de transport et des charges est déterminé. Dans ce modèle, les circuits de stators des machines, les transformateurs, les lignes de transmission et les charges sont représentées sous forme d'équations algébriques.
- le système est représenté par un ensemble d'équations, couplées, différentielles et algébriques. Ce modèle décrit le comportement non-linéaire du système de puissance.
- Le système de puissance est souvent soumis à des petites perturbations qui se produisent continuellement sous l'influence de faibles variations de charges et des sources. Ces perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour permettre de linéariser les équations du modèle général du système. La représentation d'état du système est ensuite déduite.

Chapitre III

Techniques d'Amélioration de la Stabilité

CHAPITRE III

TECHNIQUES D'AMELIORATION DE LA STABILITE

III.1.Introduction

Dans l'évaluation de la stabilité, la plus grande attention est portée au comportement du réseau face à de petites ou de grandes perturbations. Après l'élimination d'une perturbation, le réseau sera stable s'il continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs.

L'instabilité d'un réseau peut avoir différentes origines et se manifester de plusieurs façons.

Dans l'analyse des réseaux électriques, l'identification des causes d'instabilité et la connaissance des méthodes qui peuvent améliorer l'exploitation stable du réseau sont très importantes.

Nous allons présenter, dans ce chapitre, les différentes techniques d'amélioration de la stabilité par les PSS (Power System Stabilizers) et par les FACTS, en particulier le PSS qui fera l'objet de notre étude. Les techniques de commande intelligente telles que l'AG (Algorithme Génétique) et l'OEP (Optimisation par Essaims de Particules) seront également présentées dans cette partie.

III.2. Amélioration de la stabilité par les moyens modernes

La stabilité peut être, considérablement, améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important était effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs.

Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- **l'utilisation d'un contrôleur côté générateur** : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- **l'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission** : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS (Flexible AC Transmission System).

III.2.1. Les systèmes FACTS

Qui sont des dispositifs basés sur les récentes avancées en électronique de puissance, peuvent être modifiés pour participer à l'amortissement des oscillations électromécaniques. Les systèmes FACTS (tels SVC (Static VAR Compensator), TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), SSSC (Static Synchronous Series Compensator),...) sont principalement placés dans le système de puissance pour différentes raisons, (tels le contrôle des transits de puissance, des échanges de puissance réactive, les tensions de réseau, ...). Toutefois, un contrôleur et un signal

de stabilisation supplémentaires peuvent être ajoutés pour améliorer la stabilité. Outre ces principaux rôles, les FACTS peuvent alors satisfaire les problèmes de la stabilité (Rogers, 2000; Sadeghzadeh, 1998) [37].

Ces systèmes restent très chers pour être installés uniquement pour une raison d'amortissement des oscillations.

III.2.2. Stabilisateur de système de puissance (Power System Stabilizer (PSS))

Le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations [36].

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

III. 3. Introduction aux contrôleurs PSS

Le contrôle supplémentaire d'auxiliaire du système d'excitation AVR, vaguement connu sous le nom du Stabilisateur type PSS (Power System Stabiliser) est devenu le moyen le plus répandu pour l'amélioration de l'amortissement des oscillations basse fréquence dans les réseaux électriques (*i.e.* 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 [42].

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur. Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants [43] :

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

- les interactions avec les phénomènes de hautes fréquences dans le système de puissance telle la résonance dans le réseau de transport.
- les instabilités locales dans la bande de l'action désirée du système de contrôle.
- être suffisamment robuste pour permettre au système de contrôle d'assurer ses objectifs pour divers points de fonctionnement probables du système de puissance.

D'ou, plusieurs approches basées sur les commandes modernes ont été appliqués pour la conception du PSS . Aussi comprend control optimal, control adaptative, control à structure variable et control intelligent lesquels sont développés dans [44,45,46].

Malgré ces nouvelles techniques de commande moderne avec les différentes structures, les exploiters de système de puissance préfère l'avance/retard PSS conventionnel (CPSS) à cause de sa structure simple et fiable.

III. 3.1. Les différentes configurations de PSS

Le type d'un PSS peut être identifié par la nature de son signal d'entrée. Les plus répandus sont ceux ayant comme signal d'entrée la variation de la puissance ΔP . Cependant, récemment, des signaux d'entrée comme $\Delta\omega$ (variation de la vitesse) et/ou Δf (variation de la fréquence) sont, adoptés pour améliorer la stabilité des modes interzones vu l'augmentation sans cesse grandissante des interconnexions dans les réseaux électriques.

Le choix du type de PSS à adopter est en fonction des oscillations et modes à amortir. Le Tableau III.1 résume ces cas d'application. Lorsqu'il s'agit de modes locaux, c'est le PSS type ΔP qui est recommandé, sinon s'il s'agit de modes interzones c'est le PSS type $\Delta\omega$ qui doit être inséré [28,42].

Mode	Nature du mode	Type du PSS
Local	La machine oscille seule avec l'intégrité du réseau Fréquence au voisinage de 1 Hz	PSS à entrée unique (Δf (ou $\Delta \omega$) et ΔP) Mais le plus recommandé est PSS type ΔP
Interzone (à cycle long)	Deux ou plusieurs zones oscillent avec une transite de puissance très grande. Fréquence entre 0,2 à 0,5 Hz	PSS à entrée unique (Δf (ou $\Delta \omega$) ou ΔP) Mais le plus recommandé est PSS type Δf (ou $\Delta \omega$)
Complexe	Des modes de nature locale et interzone	PSS à entrée multiple (Δf (ou $\Delta \omega$) et ΔP)

Tableau III.1 Choix du type de PSS

III. 3.2. Modèle du PSS

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs, figure (III.1) [6,47] :

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

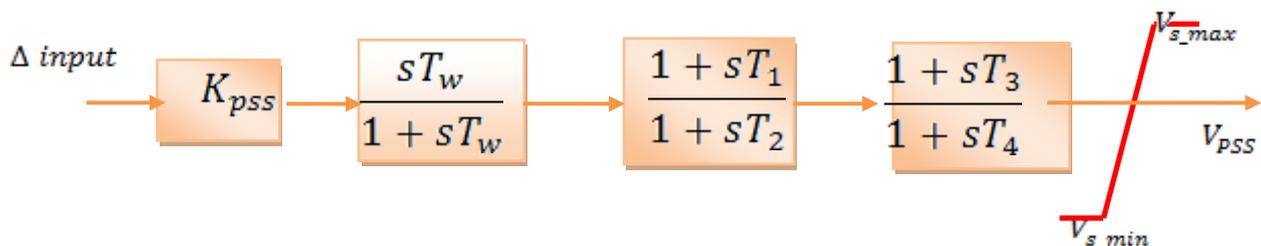


Figure III.1 Modèle du PSS conventionnel

III. 3.2.1. L'amplificateur

K_{PSS} varie de 0.01 à 50, idéalement sa valeur (K_{PSS}) doit correspondre à l'amortissement maximal. La valeur du gain doit satisfaire l'amortissement des modes dominants du système sans risquer de dégrader la stabilité des autres modes ou la stabilité transitoire [9].

III. 3.2.2. Le filtre passe-haut "filtre washout"

Il élimine les oscillations à très basse fréquence. La constante de temps de ce filtre (T_w) doit être suffisamment grande pour permettre aux signaux, dont la fréquence est située dans la bande utile, d'être transmis sans atténuation. Mais, elle ne doit pas être trop grande pour éviter de mener à des variations indésirables de tension de générateur pendant les conditions d'ilotage. Généralement, T_w varie de 1 à 20 secondes [2,35]. T_w fixée à 10 secondes.

III. 3.2.3. Bloc de compensation de phase

Composé de deux avance/retard de phase compensateurs comme montre la figure (III.1). L'avance de phase est utilisé pour compenser le retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur et l'entrée du système d'excitation. Les constantes de temps d'avance (T_1, T_3) et de retard (T_2, T_4) étant réglables. La gamme de chaque constante de temps s'étend généralement de 0.01 à 6 secondes.

III. 3.2.4. Le limiteur

Le PSS est d'un limiteur afin de réduire son influence indésirable durant les phases transitoires. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de ± 0.02 à 0.1 per-unit [9]

La fonction du transfert du PSS est décrite comme suit :

$$V_{PSS} = K_{PSS} \frac{sT_w (1+sT_1) (1+sT_3)}{1+sT_w (1+sT_2) (1+sT_4)} \Delta input \quad (III.1)$$

Où :

V_{PSS} : Signale de sortie du correcteur ;

K_{PSS} : Gain du correcteur ;

T_w : Constante de temps du filtre passe haut ;

T_1, T_2, T_3, T_4 : Constante de temps avance-retard ;

$\Delta input$: Signale d'entrée du correcteur.

III. 3.3. Réglage des paramètres de PSS

III. 3.3.1. Méthode de compensation de phase

Considérons un système simple consistant en un générateur connecté à un jeu de barre infini. Pour expliquer le réglage des paramètres de PSS par la méthode de compensation de phase, figure (III.2).

Le modèle linéaire de ce système peut être graphiquement illustré par la représentation de Heffron-Philips, comme le montre la figure (III.3).

Les termes K_1, \dots, K_6 sont les constantes de linéarisation [3].

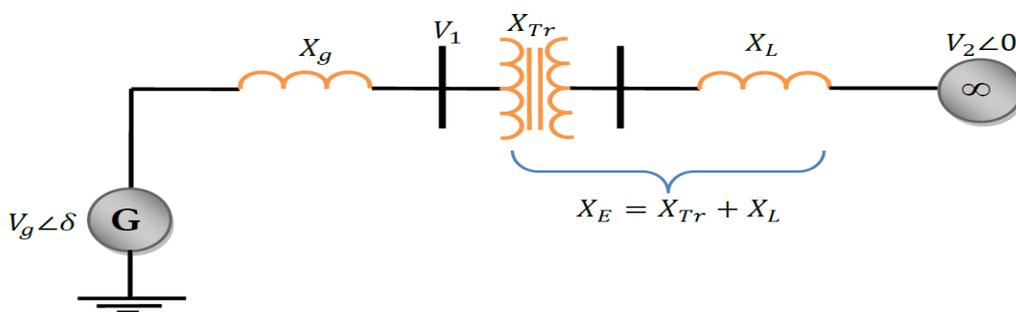


Figure III.2 Générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini

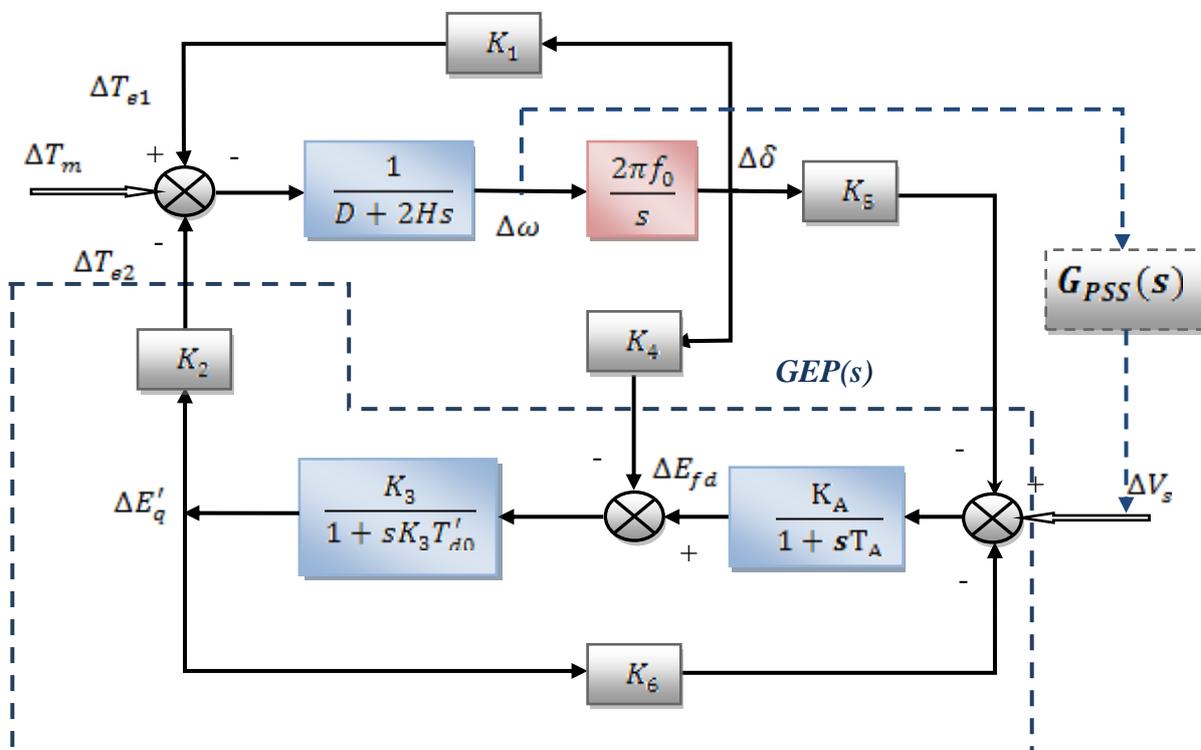


Figure III.3 Modèle de Heffron-Philips d'un système (monomachine - jeu de barre infini).

La fonction de transfert GEP(s) et le retard de phase de la boucle électrique peuvent être dérivés du modèle de Heffron-Philips. Ils sont donnés par les deux relations suivantes [6] :

$$GEP(s) = \frac{K_a K_3 K_2}{(1+sT_a)(1+sT_{d0}K_3)+K_a K_3 K_6} \Big|_{s=\lambda=\sigma+j\omega} \quad (III.2)$$

$$phi_{GEP} = GEP(s) \Big|_{s=\lambda=\sigma+j\omega} \quad (III.3)$$

Pour simplifier, nous considérons que les paramètres à régler du PSS sont le gain K_{PSS} et les constantes de temps T_1 et T_3 (avec $T_1 = T_3$) ; les autres paramètres sont fixés (avec $T_2 = T_4$).

Ainsi, la fonction de transfert de PSS peut se réécrire comme suit :

$$G_{PSS}(s) = K_{PSS} \frac{sT_w}{1+sT_w} \left(\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right)^2 \quad (III.4)$$

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

$$T_1 = T_3 = \frac{\tan(\beta)}{\omega - \sigma \cdot \tan(\beta)} \quad (III.5)$$

$$\text{Avec, } \beta = \frac{1}{2} \left(-phi_{GEP} - \tan^{-1} \left(\frac{\omega}{\sigma} \right) + \tan^{-1} \left(\frac{\omega T_w}{1+\sigma T_w} \right) + 2 \tan^{-1} \left(\frac{\omega T_2}{1+\sigma T_2} \right) \right) \quad (III.6)$$

Le gain du PSS, quant à lui, est donné par la relation suivante (Yu, 1983) :

$$K_{PSS} = \frac{4 \omega_n \xi H}{K_2 |GEP(s)| |G_f(s)|} \Big|_{s=\lambda=\sigma+j\omega} \quad (III.7)$$

$$\text{Avec, } \omega_n = \sqrt{\frac{\omega_0 K_1}{2H}} \quad (III.8)$$

ω_0 : la vitesse de synchronisme du système, en rad/s.

ω_n : la pulsation naturelle d'oscillation en rad/s.

La valeur ω_n représente la solution de l'équation caractéristique de la boucle mécanique elle est définie par l'équation suivante (coefficient d'amortissement D négligée).

$$2Hs^2 + \omega_0 K_1 = 0, \text{ avec, } s = \pm j\omega_n \quad (III.9)$$

III. 3.3.2. Méthode du résidu

Le filtre avance/retard du PSS est utilisé pour compenser le retard de phase de la fonction de transfert GEP(s). En déterminant la valeur du retard de phase, nous pouvons ainsi calculer les constantes de temps (avance/retard) nécessaires pour assurer la compensation demandée. Pour ce faire, l'angle de phase de résidu peut être utilisé.

Considérons la forme suivante de la fonction de transfert du PSS pour un système à une entrée/une sortie :

$$H(s) = K_{PSS} \frac{sT_W}{1+sT_W} \left(\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right)^m \quad (III.10)$$

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

La figure (III.8) montre l'effet du résidu sur le déplacement de valeur propre dans la partie gauche du plan complexe.

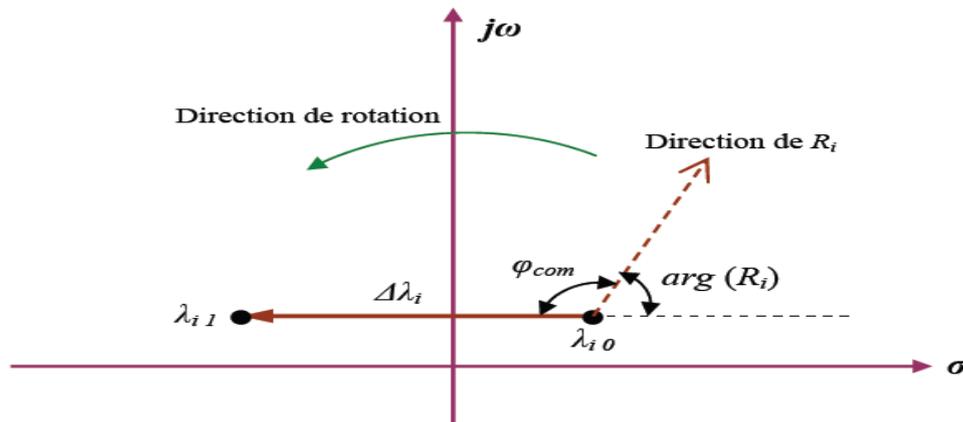


Figure III.4 Déplacement de valeur propre par la rotation du résidu associé

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

$$\varphi_{com} = 180^\circ - \arg(R_i) \quad (III.11)$$

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

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

$$T_1 = \alpha \cdot T_2 \quad , \quad T_2 = \frac{1}{\omega_i \cdot \sqrt{\alpha}} \quad (III.12)$$

$$\alpha = \frac{1 - \sin\left(\frac{\varphi_{com}}{m}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\varphi_{com}}{m}\right)} \quad (III.13)$$

Ou :

ω_i : est la fréquence du mode λ_i en rad/sec.

Pour calculer le gain KPSS, nous pouvons réécrire la fonction transfert du PSS comme suit :

$$H(s) = K_{PSS} \cdot H_f(s) \quad (III.14)$$

Le déplacement des valeurs propres est donné par l'équation ci-dessous :

$$\Delta\lambda_i = |\lambda_{i1} - \lambda_{i0}| = R_i H(\lambda_i) \quad (III.15)$$

En remplaçant l'équation (III.14) dans la dernière équation, nous obtenons pour gain K_{PSS} la valeur littérale suivante :

$$K_{PSS} = \left| \frac{\lambda_{i1} - \lambda_{i0}}{R_i H_f(\lambda_i)} \right| \quad (III.16)$$

III.3.3.3. Méthode de placement des pôles.

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

Considérant la représentation du système suivant :

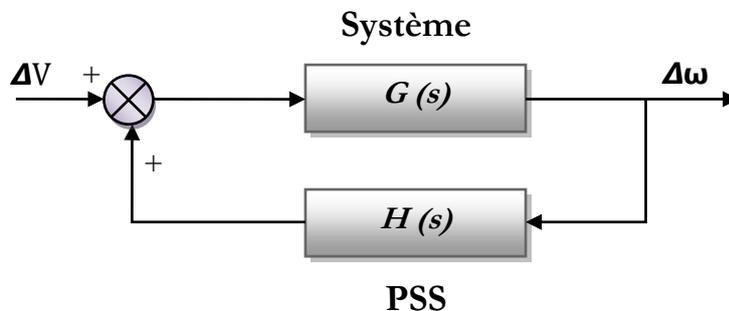


Figure III.5 L'ensemble (système-PSS) en boucle fermée.

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

$H(s)$: fonction de transfert de PSS.

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

$$F(s) = \frac{G(s)}{1 - G(s)H(s)} \quad (III.17)$$

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

$$1 - G(s).H(s) = 0 \tag{III.18}$$

$$\implies H(s) = \frac{1}{G(s)} \tag{III.19}$$

Si $\lambda_i, i=1,2,\dots,n$ sont les valeurs propres spécifiées préalablement, l'équation (III.19) peut ainsi se réécrire comme suit :

$$H(\lambda_i) = \frac{1}{G(\lambda_i)} \tag{III.20}$$

\implies

$$K_{PSS} \cdot \frac{\lambda_i T_w}{1+\lambda_i T_w} \cdot \frac{1+\lambda_i T_1}{1+\lambda_i T_2} \cdot \frac{1+\lambda_i T_3}{1+\lambda_i T_4} = \frac{1}{G(\lambda_i)} \tag{III.21}$$

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

III.4. Techniques de Commande intelligente

Il existe une grande variété de techniques de commande intelligente. Notre intérêt se portera sur les Algorithmes Génétiques et les Essaims de Particules.

III.4.1. Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques (AG) sont des techniques de recherche et d'optimisation dérivées de la génétique et des mécanismes de la sélection naturelle et de l'évolution développés par John Holland (1975) [48].

Le principe des AG est présenté en figure III.6

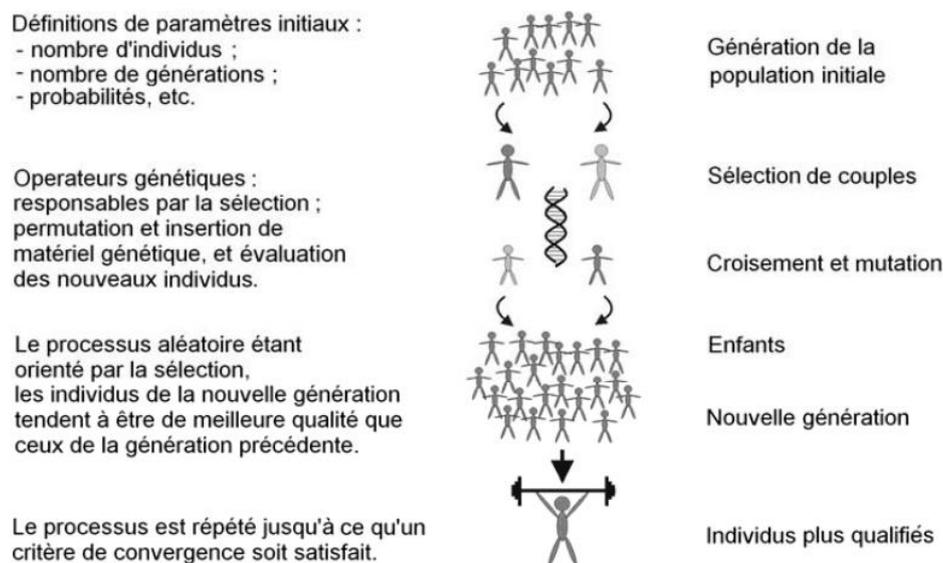


Figure III.6 Concepts de base d'un algorithme génétique.

1- Population initiale :

Les AGs nécessitent une population initiale pour commencer le processus de recherche. La méthode appliquée fait générer aléatoirement un ensemble de solutions dans les contraintes proposées pour la population entière.

2- Sélection :

Après génération de la population initiale, la performance de chaque individu est évaluée : la performance mesure la qualité de la solution probable pour comparer les différentes solutions. Nous avons pris la valeur associée à la fonction objective comme indice de performance. Après calcul de cet indice pour chaque individu, le mécanisme de sélection est appliqué pour copier les individus sélectionnés. Les individus ayant des performances élevées ont plus de probabilité d'être reproduits dans la génération suivante

3- Croisement :

Après l'étape de sélection, le croisement est appliqué. Dans cette étape, les individus sont regroupés aléatoirement par paire (parents). Le croisement se fait ensuite pour créer les enfants avec une probabilité P_c , sinon les parents ne changent pas. Cet opérateur sert à explorer des nouvelles régions dans l'espace de recherche.

4- Mutation :

Pour introduire une certaine diversification dans la population et éviter ainsi une convergence prématurée en un optimum local, l'opérateur de mutation est appliqué. Les bits subissent la mutation sont choisis aléatoirement avec une probabilité P_m

L'Application des AG à la conception des contrôleurs pour l'amélioration de la stabilité des systèmes de puissance a été l'objet de plusieurs travaux [10,11,12].

III.4.1.2 Optimisation par essaims de particules

L'optimisation par essaim de particules (OEP) est une technique d'optimisation parallèle développée par Kennedy et Eberhart, et inspirée du comportement social des individus qui ont tendance à imiter les comportements réussis qu'ils observent dans leur entourage, tout en y apportant leurs variations personnelles. A la différence des algorithmes génétiques, qui miment les mécanismes génétiques de l'évolution, l'OEP s'inspire plutôt de la formation d'une culture. Dans l'ouvrage, se trouve les racines sociales de l'OEP ainsi que les techniques mathématiques mises en œuvre pour la modélisation. L'algorithme OEP est initialisé par une population de solutions potentielles aléatoires, interprétées comme des particules se déplaçant dans l'espace de recherche. Chaque particule est attirée vers sa meilleure position découverte par le passé ainsi que

vers la meilleure position découverte par les particules de son voisinage (ou de tout l'essaim, dans la version globale de l'algorithme).

L'algorithme OEP comprend plusieurs paramètres de réglage qui permettent d'agir sur le compromis exploration – exploitation. L'exploration est la capacité de tester différentes régions de l'espace à la recherche de bonnes solutions candidates. L'exploitation est la capacité de concentrer la recherche autour des solutions prometteuses afin de s'approcher le plus possible de l'optimum. Le choix des paramètres reste en grande partie empirique[6,49].

En plus des avantages issus des méthodes traditionnelles d'optimisation, l'OEP possède les qualités suivantes :

Contrairement aux (AGs) et à d'autres Algorithmes heuristiques, l'OEP possède une grande flexibilité de contrôle qui permet de balancer entre l'exploration globale et locale de l'espace de recherche.

- L'OEP utilise des règles de transition probabilistiques, et non pas déterministes. Cela permet d'obtenir une recherche dans des domaines considérés compliqués et incertains. Cet avantage confère à l'OEP une grande robustesse et une flexibilité qui dépassent celles des méthodes conventionnelles d'optimisation.

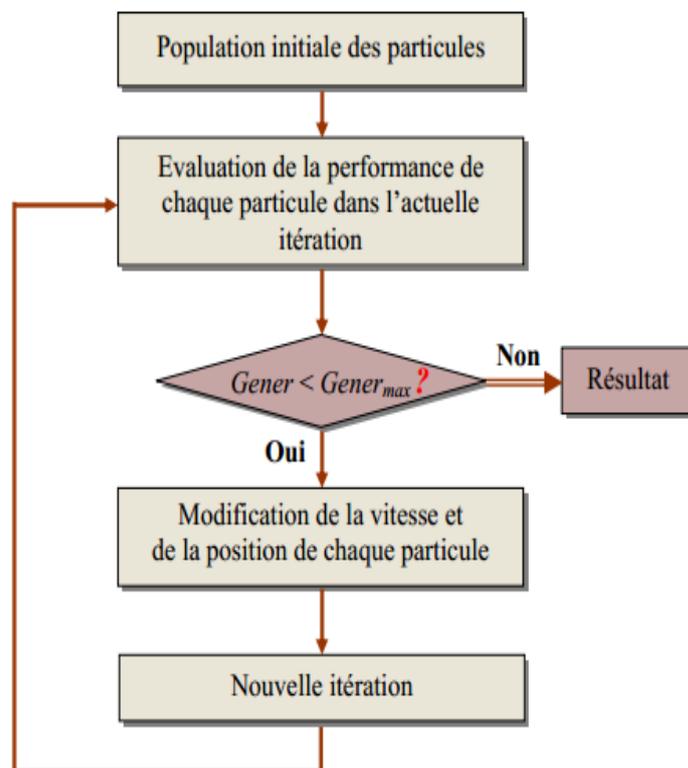


Figure III.7. Organigramme général d'AOEP

III.5. Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre les différentes techniques d'amélioration de la stabilité des réseaux électriques. L'utilisation des dispositifs FACTs et en particulier les PSS a été également discutée.

Les stabilisateurs de puissance (PSSs), par leur efficacité et leur coût réduit, sont les moyens habituels non seulement pour éliminer les effets négatifs des régulateurs de tension, mais aussi pour amortir les oscillations électromécaniques du système. En outre, l'amortissement assuré par les PSSs permet au système de fonctionner au-delà même de la limite de la stabilité à l'état équilibré.

Le réglage des paramètres des PSSs et leurs emplacements sont des facteurs critiques pour pouvoir assurer convenablement le bon fonctionnement des PSSs. Nous avons également introduit les deux techniques de commande intelligente que sont l'Algorithme Génétique et les Particules en Essaim en vue de leur application dans l'optimisation des paramètres des PSS.

Chapitre IV

Résultats et Discussions

CHAPITRE IV

RESULTATS ET DISCUSSIONS

IV.1. Introduction

L'objectif de ce chapitre est de trouver des paramètres optimaux de PSS par des méthodes métaheuristiques pour assurer un amortissement satisfaisant des oscillations rotoriques et garantira la stabilité du système quelle que soit la perturbation qui apparaît sur le système.

Dans ce chapitre, nous allons analyser le modèle linéaire du système en examinant ces valeurs propres, la stabilité peut être identifiée (système stable ou instable), pour cela nous avons développé un programme sur MATLAB.

Nous allons aussi valider par simulations en utilisant le logiciel MATLAB / Simulink du modèle non-linéaire du système l'efficacité d'un stabilisateur de système de puissance (PSS) à base des Algorithmes génétiques et un stabilisateur à base Essaim de particule.

Une étude comparative a été faite, avec des stabilisateurs classiques, tel que un stabilisateur conventionnel à avance-retard de phase (CPSS), un stabilisateur à base d'algorithme génétique (GAPSS), et un stabilisateur à base essaim particule (PSOPSS), pour montrer la méthode la plus performantes. Une série de deux tests a été effectuées qui consistent principalement en un court-circuit triphasé au niveau de la ligne et un changement de la puissance mécanique.

Enfin, pour montrer la robustesse des PSS proposées plusieurs points de fonctionnement ont été concédérés.

IV.2. Analyse de la performance et critères de bonne régulation

L'analyse du modèle linéaire du système semble un moyen idéal pour étudier profondément les oscillations électromécaniques et les problèmes associés. En examinant les valeurs propres du système la stabilité et les caractéristiques de chaque mode peuvent être identifiées.

L'analyse du modèle linéaire complétée par des simulations en domaine temporel du modèle non-linéaire représente la procédure la plus efficace pour bien étudier et analyser les oscillations de système de puissance. Les étapes pour une étude systématique des oscillations sont comme suit, figure (IV.1) :

Étape 1 : examen des valeurs propres du système. Il indique la présence des modes mal ou non amortis.

Étape 2 : réalisation des simulations du système non-linéaire dans le domaine temporel. Cela confirme les résultats de l'analyse du modèle linéaire et montre en plus l'influence de la non-linéarité du système sur les oscillations.

Étape 3 : le réglage du contrôleur est fait au point de fonctionnement nominal du système, il est nécessaire de vérifier la robustesse du réglage, la robustesse signifie que l'amortissement est suffisant et que les oscillations s'amortissent rapidement lors des simulations temporelles du système pour toutes les perturbations probables et pour tous les points de fonctionnement significatifs.

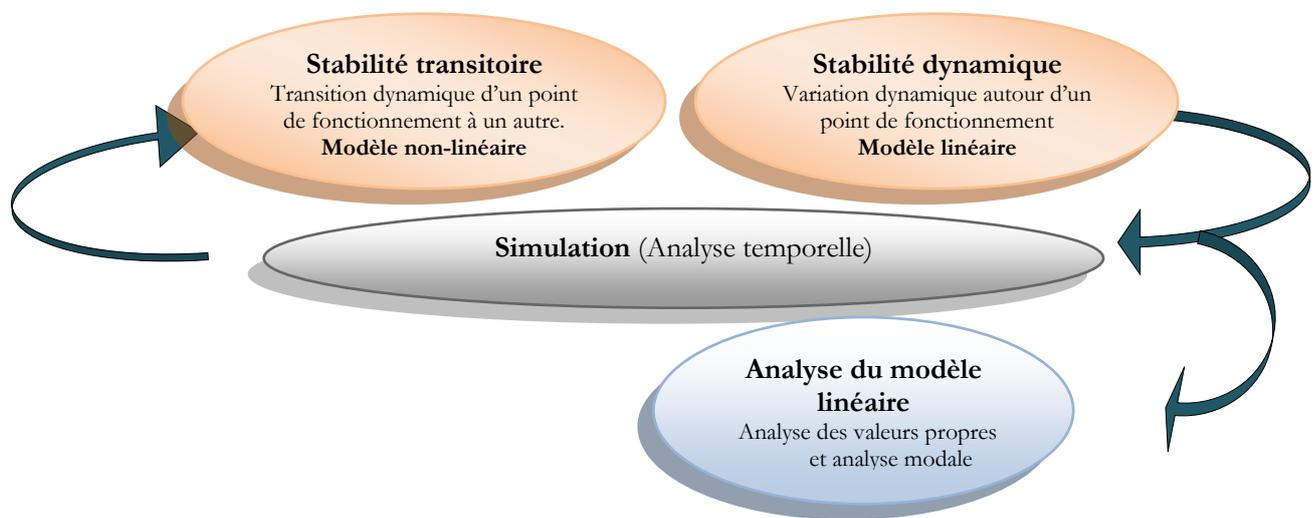


Figure IV.1. Analyse des oscillations d'un réseau électrique

IV.3. Réseau étudié

Le modèle du réseau d'étude considéré dans notre étude est représenté dans la Figure IV.2.

Le système comporte une seule machine synchrone de 220 MVA connectée à un jeu de barres infini à travers deux lignes de transport parallèles et une source de tension infinie [28]. Les paramètres décrivant les éléments du système sont donnés dans l'annexe A.

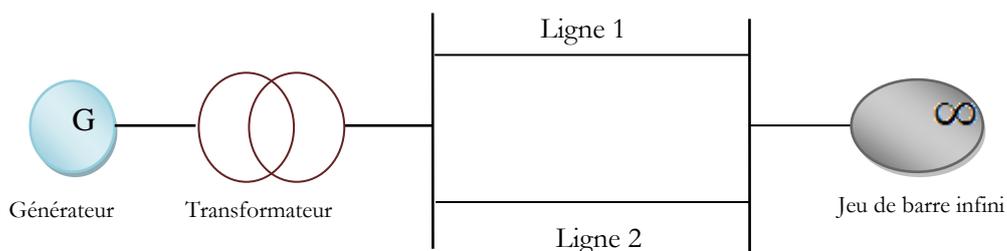


Figure IV.2. Représentation du réseau SMIB

IV.4. Discussions des résultats d'optimisation

IV.4.1. Introduction

Dans la partie suivante, un certain nombre de perturbation sont appliquées au système de puissance.

Deux scénarios seront considérés lors de notre conception.

N° scénario	Configuration de scénario
1	- Un changement de la puissance mécanique P_m - Ligne 2 hors service
2	-Court circuit au niveau de la ligne 1

Les résultats obtenus seront analysés et discutés :

- Nous commençons avec l'analyse du système sans l'utilisation du PSS.
- Nous présentons, par la suite, les résultats de l'application du premier cas destiné à optimiser les paramètres du PSS du système par l'AG.
- Aussi, nous présentons les résultats de l'application du deuxième cas destiné à optimiser les paramètres du PSS du système par essaim de particules PSO.
- Dans chaque perturbation, le stabilisateur de puissance à base des algorithmes GA_PSS et le stabilisateur de puissance à base essaim de particule GA_PSO ont été comparés avec un stabilisateur de puissance conventionnel CPSS et sans stabilisateur de puissance SPSS.

VI.4.2. Le système sans PSS

Nous étudions en premier lieu le fonctionnement du système sans PSS. L'analyse des valeurs propres et leur répartition dans le plan complexe révèle que le réseau est instable sans PSS (tableau (IV.2) et figure (IV.3 (a))).

λ	ξ	f [rad/s]
0.5048 + 7.2106i	- 0.07	7.23
0.5048 - 7.2106i	- 0.07	7.23
-31.2295	1	31.23
-20.2029	1	20.20

Tableau IV.1. Valeurs propres du système sans PSS.

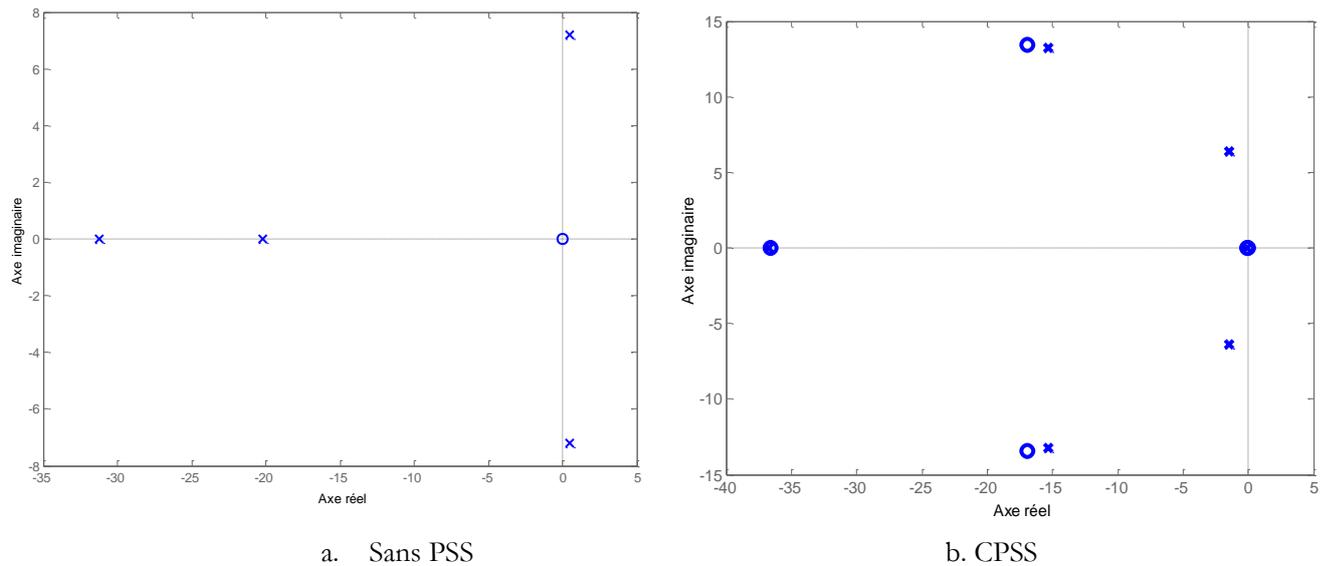


Figure IV.3. Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe

Pour rétablir la stabilité du système et améliorer son amortissement global, un PSS est maintenant ajouté au générateur. Le réseau avec PSS doit être stable et suffisamment amorti.

VI.4.3. Le système avec l'intégration du PSS

Le PSS (Power System Stabiliser) peut amortir les oscillations du rotor d'une machine synchrone par le contrôle de leur excitation. Ce contrôleur détecte les variations de la vitesse $d\omega$ de rotor et applique un signal, adapté, à l'entrée d'excitation de la machine synchrone.

Maintenant, on fait l'intégration d'un PSS sur le système électrique représenté dans la figure (IV.1) afin de

VI.4.3.1. Sélection des paramètres du PSS conventionnel (CPSS)

La méthode classique utilisée pour le réglage des paramètres du PSS conventionnel est la méthode de compensation de phase dont les étapes sont décrites dans le paragraphe (III.3.3.1)

Le PSS conventionnel a été conçu au point de fonctionnement nominal en utilisant la technique de compensation dont les paramètres sont spécifiés dans le tableau IV.2.

K_{PSS}	T_1	T_2
9.83	0.282	0.1

Tableau IV.2. Les Paramètres du CPSS.

Les paramètres du PSS conventionnel sélectionnés assurent la stabilité du système au point de fonctionnement nominale comme montre l'analyse des valeurs propres (tableau IV.3, figure IV.3 (b)).

Point de fonctionnement nominal $P_g = 0.9$ et $Q_g = 0.3$

λ	ξ	f [rad/s]
-0.101	1	0.101
-1.50 + 6.42i	0.228	6.59
-1.50 - 6.42i	0.228	6.59
-15.3 + 1.32i	0.757	20.30
-15.3 - 1.32i	0.757	20.30
-36.70	1	36.70

Tableau IV.3. Valeurs propres du système
(PSS réglé par la méthode de compensation des phases)

VI.4.4. Optimisation des paramètres du PSS par algorithme génétiques AG

Nous allons procéder à l'implantation d'un dispositif PSS dans un réseau électrique. Nous utilisons les AGs pour optimiser les paramètres du PSS. L'objectif de ce réglage est de trouver les valeurs optimales des paramètres du PSS qui lui permette un amortissement satisfaisant des oscillations électromécaniques. Pour atteindre cet objectif, les valeurs propres du système doivent se placer dans la partie gauche de plan s.

IV.4.4.1 Mise en œuvre de l'algorithme génétique AG

IV.4.4.2 Formulation de la fonction objective

Notre objectif est d'arriver, via la procédure d'optimisation par les AGs, à un amortissement suffisant des oscillations, nous considérons que l'amortissement des oscillations est suffisant si tous les modes du système présentent des facteurs d'amortissement plus grands que $\zeta_{cr}=0.25$. [24]. Par conséquent, toutes les valeurs propres seront dans la zone D de stabilité figure IV.4.

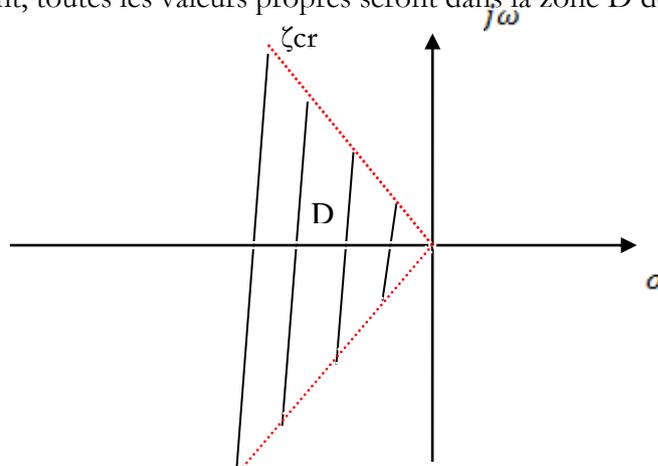


Figure IV.4. Zone de la stabilité

La fonction de transfert qui correspond au PSS est la suivante :

$$G_{PSS} = K_{PSS} \left(\frac{sT_w}{1 + sT_w} \right) \cdot \left(\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right)^n \quad (IV.1)$$

n : nombre d'étage

Les trois paramètres à optimiser sont : Le gain et les deux constantes de temps, soumises aux contraintes suivantes :

$$10 \leq K_{PSS} \leq 40$$

$$0.001 \leq T_1 \leq 0.2$$

$$0.001 \leq T_2 \leq 0.2$$

Avec $T_w = 10$.

Soit : λ_j la $j^{\text{ème}}$ valeur propre du système avec PSS et ξ_j le facteur d'amortissement associé défini par :

$$\begin{cases} \lambda_j = \sigma_j + \omega_j i \\ \xi_j = -\frac{\sigma_j}{\sqrt{\sigma_j^2 + \omega_j^2}} \end{cases} \quad j=1, \dots, m \quad (IV.2)$$

m : représente l'ordre du système.

On regroupe tous les facteurs d'amortissement ξ_j relatif à un point de fonctionnement p donné, dans le vecteur Γ_p

Pour être résolu par les AGs, le problème d'optimisation peut s'écrire sous la forme suivante :

$$\max F = \min (\min(\Gamma_p)) \quad p=1, \dots, r \quad (IV.2)$$

Ou r représente le nombre total des points de fonctionnement pris en considération.

IV.4.4.3. Optimisation par Optimtool

La boîte à outils optimization tool est un GUI pour résoudre les problèmes d'optimisations implantée sur MATLAB à cause de son utilisation simple et facile. Sélectionner la méthode d'optimisation à partir de la liste puis introduire la fonction objective à partir du fichier m-file.

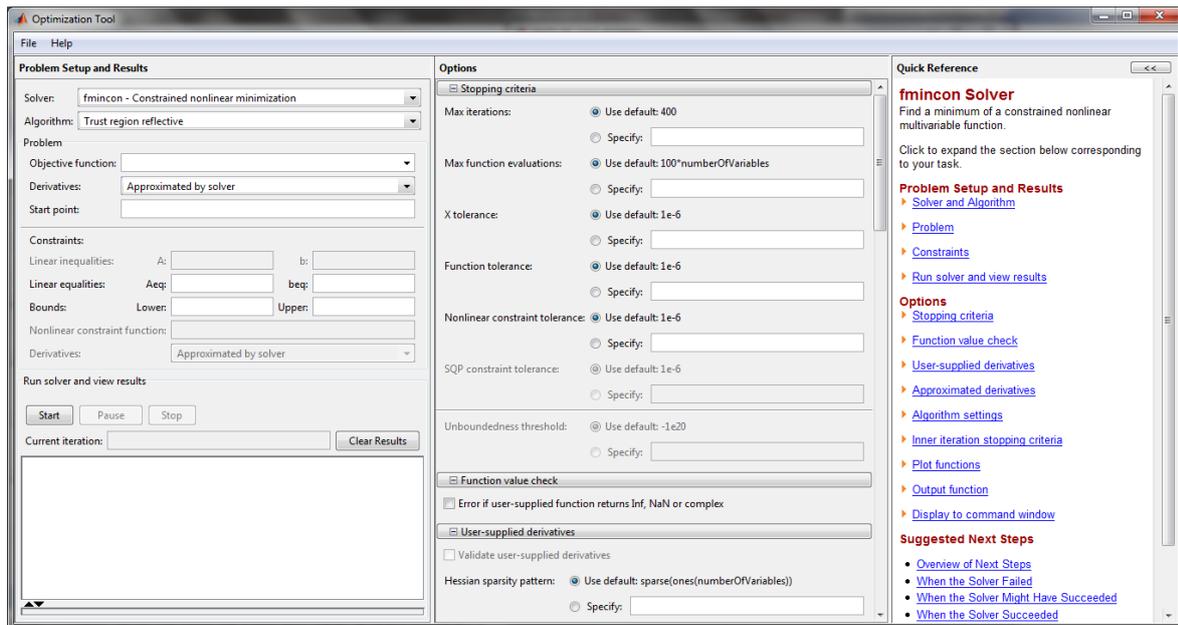


Figure IV.5. Commande optimisation tool

Les paramètres d’optimisation par les algorithmes génétiques ainsi que la définition de l’espace de recherche, sont donnés par le tableau IV.4.

Population size	75
Creation function	Use constraint dependent default
Scaling function	Rank
Selection function	Roulette
Crossover fraction	0.7
Mutation function	Use constraint dependent default
Crossover function	Single point
Migration direction	Forward
Number of generations	300

Tableau IV.4. Paramètres d’optimisation AG

IV.4.4.4. Discussions des résultats

Scénario 1 : un changement de la puissance mécanique P_m

Nous appliquons une petite perturbation normalisée en échelon de 1% sur le couple mécanique du générateur.

IV.4.4.4.1 Analyse des valeurs propres

Le tableau IV. 5 présentes les paramètres du PSS obtenus par le biais de l'optimisation par les AGs, Afin de tester la robustesse du dispositif PSS optimisé par l'Algorithme Génétique, nous avons proposé deux cas de figures :

- Une forte charge égale à 1.1 de la charge nominale.
- Une faible charge égale à 0.5 de la charge nominale.

K_{PSS}	T_1	T_2
37.982	0.056	0.03

Tableau IV.5. Les Paramètres du PSS optimisés par AG.

Les valeurs propres du système et leur répartition dans le plan complexe sont données respectivement dans les tableaux (2,3,4) et à la figure (3,4,5) :

Point de fonctionnement nominal $P_g = 0.9$ et $Q_g = 0.3$

λ	ξ	f [rad/s]
-0.566	1	0.566
-10.3 + 3.38i	0.95	10.8
-10.3 - 3.38i	0.95	10.8
-14.5+ 5.77i	0.93	15.6
-14.5- 5.77i	0.93	15.6
-48.3	1	48.3

Tableau IV.6. Valeurs propres du système (PSS optimisé par AG).

Le tracé des valeurs propres dans le plan complexe, présenté par les figures IV.6 (a,b,c), traduit le comportement du réseau (avec CPSS et avec PSS optimisé par AG) vis-à-vis des différentes perturbations simulées.

Nous constatons que dans le cas du réseau sans PSS, une partie des valeurs propres est localisée à la droite du plan complexe car le système est instable. Les cas du CPSS et PSS optimisé par AG voient la totalité de leurs valeurs propres repoussées vers la partie négative du plan complexe avec un amortissement nettement supérieure à 0.25 pour le PSS optimisé par AG . Nous obtenons donc une amélioration de la stabilité du système, qui est d'autant plus perceptible avec le PSS optimisé par les algorithmes génétiques.

Point de fonctionnement nominal $P_e = 0.9$ et $Q_e = 0.3$

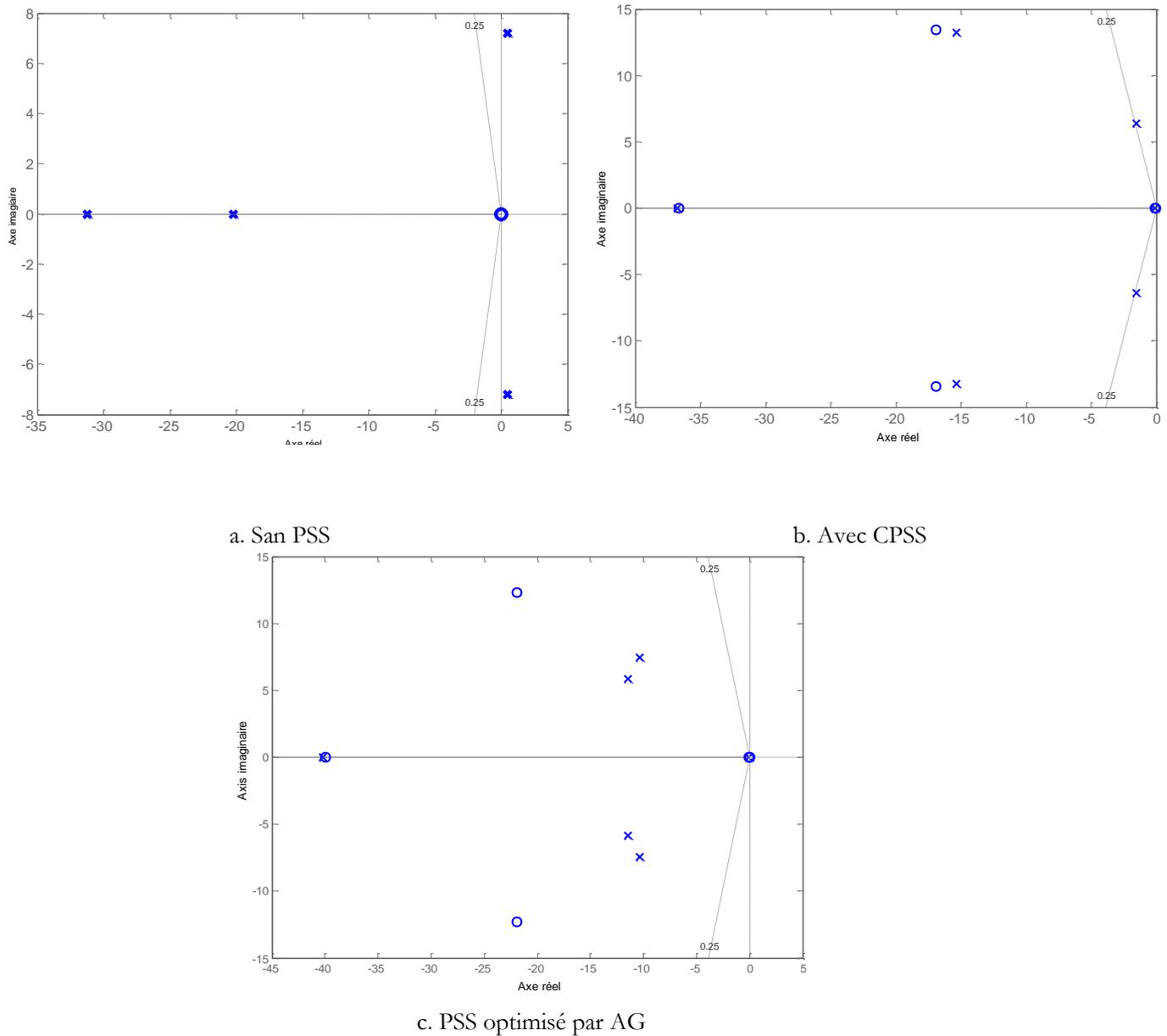


Figure IV.6. Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe

IV.4.4.4.2 Analyse par simulation temporelles

Les figures IV.7, IV.8, IV.9 comparent les différentes variations de la vitesse $\Delta\omega$ qui fait suite à une petite perturbation en échelon de 1% sur le couple mécanique du générateur. Ces résultats indiquent que l'amortissement est plus important lorsque les paramètres du PSS sont optimisés.

La stabilité du système est nettement améliorée.

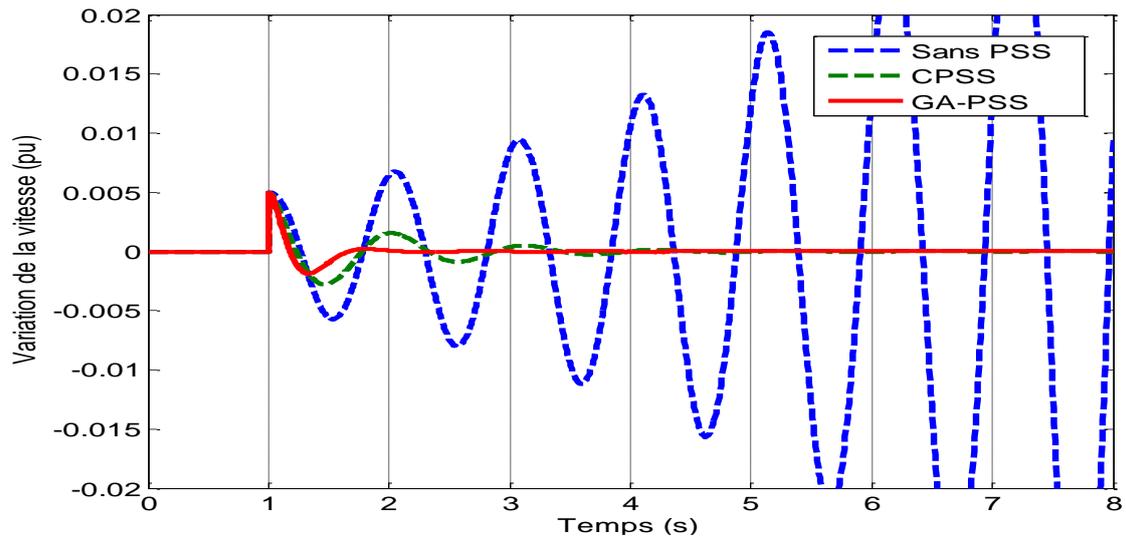


Figure IV.7. Variation de vitesse de générateur pour une charge $P_g = 0.9$ et $Q_g = 0.3$

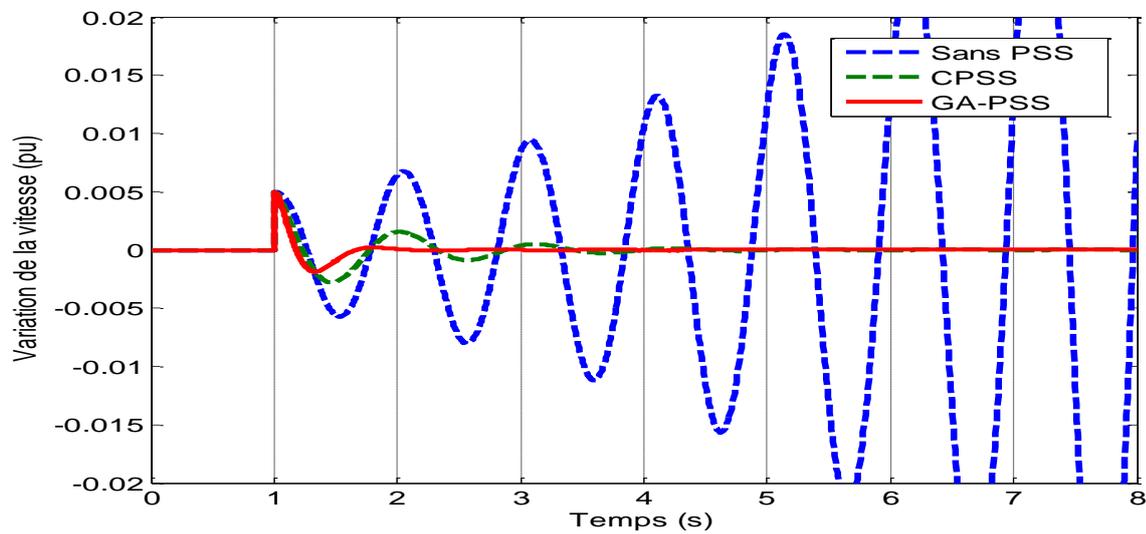


Figure IV.8. Variation de vitesse de générateur pour une forte charge $P_g = 1.0$ et $Q_g = 0.75$

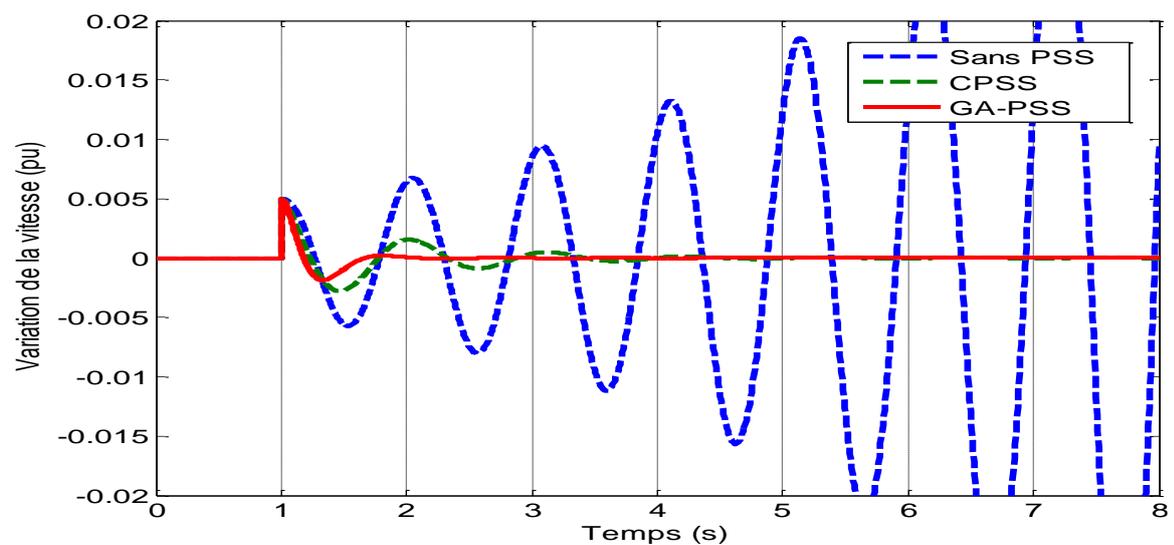


Figure IV.9. Variation de vitesse de générateur pour une faible charge $P_g = 0.5$ et $Q_g = 0.375$

L'application du PSS a rendu le système stable et cela sans réglage précis des paramètres. Cette stabilité sera considérablement améliorée par le biais de l'optimisation des paramètres du PSS par les algorithmes génétiques. Le problème de l'instabilité dans les systèmes électriques pouvait être traduit sous la forme d'un simple problème d'optimisation, avec une fonction objective basée sur le facteur d'amortissement des modes d'oscillations.

L'algorithme proposé permet de déterminer les paramètres du PSS de manière à augmenter l'amortissement du système, quelles que soient les conditions de son fonctionnement ou de sa topologie.

Les résultats de simulation montrent que grâce à cette technique la stabilité dynamique du réseau d'énergie électrique est améliorée. Les algorithmes génétiques ont facilité la procédure d'optimisation parce qu'ils utilisent directement la fonction objective et non une de ses dérivées ou autres connaissances relatives. L'avantage est que l'on peut aisément modifier la fonction objective en y ajoutant d'autres contraintes.

IV.4.5. Optimisation des paramètres du PSS Essaim de Particules OEP

Comme l'Optimisation par Essaims de Particules appartient à la famille des Algorithmes Evolutionnaires, nous allons procéder à l'optimisation des paramètres du PSS placé dans un réseau similaire à celui utilisé dans la figure IV.2 dans le but de faire une étude comparative des deux techniques. Il sera aussi question de vérifier l'impact d'une pareille optimisation sur la stabilité du réseau.

IV.4.5.1. Formulation de la fonction objective

Notre objectif est d'arriver, via la procédure d'optimisation par l'OEP, à un amortissement de plus de $\xi_{cr} = 0.25$ pour tous les modes. La procédure d'optimisation se portera sur les paramètres du PSS définis dans l'équation IV.2.

De manière identique à celle présentée au paragraphe IV.4.4.1 précédent, la fonction objective est similaire à celle de l'équation (IV.3). Nous présentons dans la section suivante, la solution de ce problème par l'optimisation des paramètres du PSS par essaims de particules

IV.4.5.2. Choix des paramètres de l'OEP

L'algorithme de l'OEP utilisé dans cette section a été détaillé dans le chapitre III. Nous pouvons modifier la position de chaque agent par le concept de vitesse. La vitesse modifiée de chaque agent s'écrira de la manière suivante :

$$v_i^{k+1} = w.v_i^k + C_1.rand_1.(pbest_i - x_i^k) + C_2.rand_2.(gbest_i - x_i^k) \quad (IV.4)$$

$$x_i^{k+1} = x_i^k + v_i^{k+1} \quad (\text{IV.5})$$

$$w = w_{max} - \frac{w_{max} - w_{min}}{iter_{max}} \cdot iter \quad (\text{IV.6})$$

Avec :

v_i^k : vitesse actuelle de la i ème particule à la k ème itération.

w : fonction de pondération.

C_1, C_2 : coefficients de pondération.

rand: nombre aléatoire entre 0 et 1.

x_i^k : position actuelle de la i ème particule à la k ème itération.

pbest: pbest de la i ème particule.

gbest: gbest de la population.

np: nombre des particules dans la population.

w_{max} : poids maximum.

w_{min} : poids minimum.

iter: nombre actuel d'itérations.

$iter_{max}$: nombre maximum d'itérations.

Les valeurs choisies des paramètres de l'AOEP sont données comme suit :

Iteration =50;

swarm_size=20;

c1=2.0; c2=2.0;

w=0.5;

Le tableau V.7 présente les paramètres du PSS obtenus par le biais de l'optimisation par l'OEP.

Afin de tester la robustesse du dispositif PSS optimisé par l'OEP, nous avons proposé deux cas de figures :

- Une forte charge égale à 1.1 de la charge nominale.
- Une faible charge égale à 0.5 de la charge nominale.

K_{PSS}	T_1	T_2
39.339	0.1403	0.0087

Tableau IV.7. Les Paramètres du PSS optimisés par l'OEP.

VI.4.5.3. Analyse des valeurs propres

La figure V.1 et le tableau IV.8 représentent les valeurs propres du système obtenus pour chaque cas de variation des paramètres de l'OEP cité plus haut et ce pour une charge nominale. Nous constatons que le cas OEP présente des valeurs propres qui s'éloignent de l'axe imaginaire. Cette constatation nous permet d'affirmer que les paramètres définis dans le cas OEP donnent les meilleurs résultats d'optimisation et seront utilisés pour tester la robustesse de la méthode OEP. Nous procéderons aussi dans la section suivante à une comparaison des résultats d'optimisation par AG avec ceux obtenus par l'OEP.

Le point de fonctionnement nominal : $P= 0.9$ pu, $Q=0.3$ pu

λ	ξ	f [rad/s]
-0.530	1	0.530
-5.79	1	5.79
-0.978+ 8.88i	0.109	8.94
-0.978 + 8.88i	0.109	8.94
-20.4	1	20.4
-31.9	1	31.9

Tableau IV.8. Valeurs propres du système (PSS optimisé par OEP).

Il apparaît clairement que l'optimisation par essais de particules présente une parfaite robustesse, bien que les conditions de fonctionnement donnant ces résultats n'ont pas été pris en considération dans la procédure d'optimisation utilisée par l'OEP.

IV.5. Comparaison entre les trois stabilisateurs CPSS, GA-PSS et PSO-PSS

Les résultats d'optimisation par OEP ainsi que ceux obtenus par AG nous permettent de faire une étude comparative des deux méthodes de manière à déterminer la méthode qui produit la meilleure optimisation des paramètres du PSS.

Le tableau IV.9 présente les valeurs propres du PSS optimisés par les deux méthodes étudiées.

Sans PSS	CPSS
0.5048 ± 7.2106i	-1.66 ± 6.30i
-31.2295	-11.2 ± 9.64i
-20.209	-0.512
-----	-34.70

GA_PSS	PSO_PSS
-9.47 ± 5.08i	-0.978 ± 8.88i
-14.2 ± 7.66i	-0.530
-0.102	-5.79
-44.2	-20.4
	-31.9

Tableau IV.9. Valeurs propres du système.

Scénario 1 : un changement de la puissance mécanique P_m

Nous appliquons une petite perturbation normalisée en échelon de 1% sur le couple mécanique du générateur. Les figures IV.10, IV.11 et IV.12 présentent les différentes déviations de la vitesse $\Delta\omega$ pour différent point de perturbation. Ces résultats indiquent que l'amortissement est amélioré lorsque les paramètres du PSS sont optimisés par l'OEP. Le système tend vers son état initial.

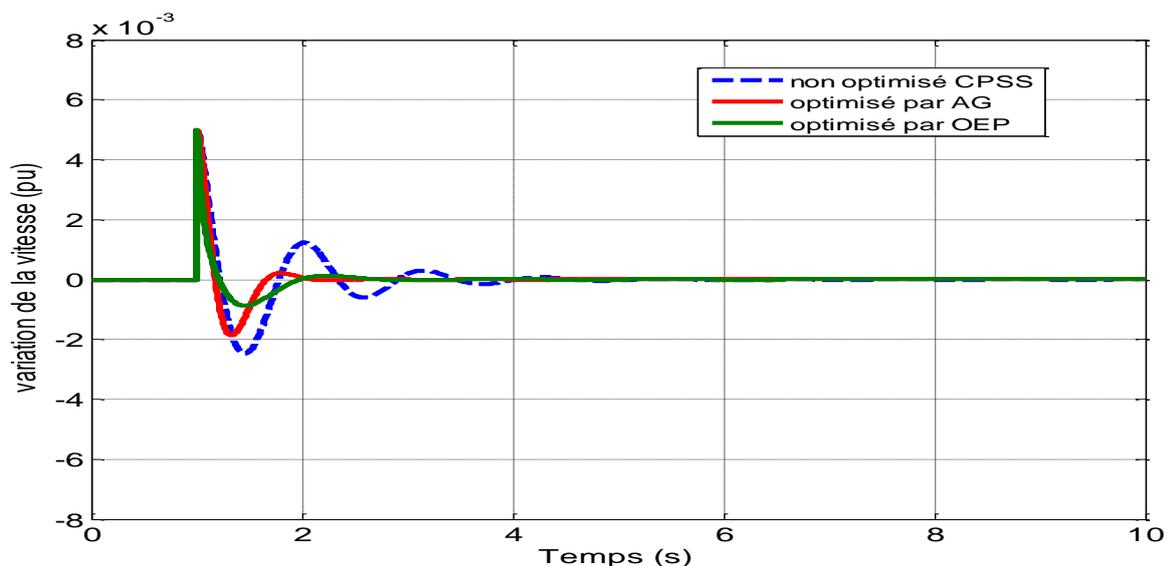


Figure IV.10. Variation de la vitesse angulaire (pu)

Cas1 Point de fonctionnement nominal $P_e = 0.9$ et $Q_e = 0.3$

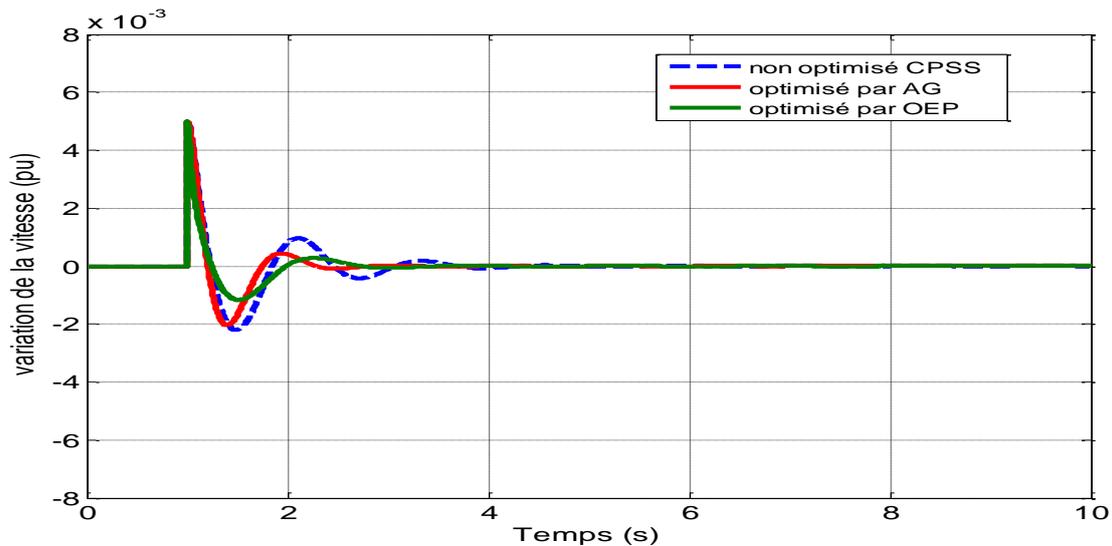


Figure IV.11. Variation de la vitesse angulaire (pu)

Cas 2 Pour une forte charge $P_e = 1.0$ et $Q_e = 0.75$

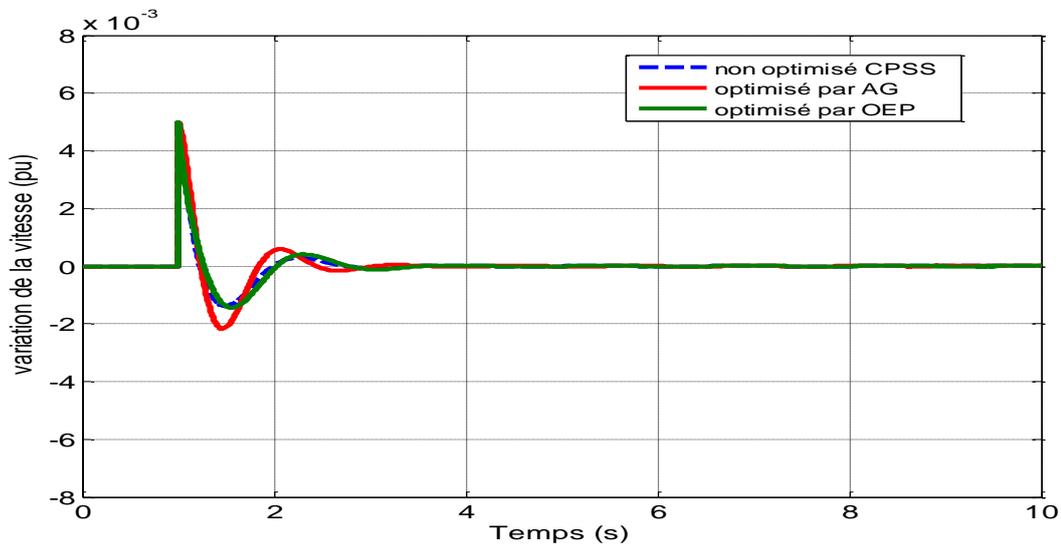


Figure IV.12. Variation de la vitesse angulaire (pu)

Cas 3 Pour une faible charge $P_e = 0.5$ et $Q_e = 0.375$

L'optimisation par AG présente une meilleure robustesse que l'OEP dans l'amélioration de la stabilité dynamique vis-à-vis des variations de niveaux de charge et de la topologie du réseau d'application. Toutefois, l'OEP présente les avantages suivants :

- ✓ Convergence plus rapide ;
- ✓ Population plus réduite ;
- ✓ Nombre d'itérations plus petit.

L'analyse de ces valeurs montre le facteur d'amortissement minimum est $\zeta_{\min} = 10.90\%$ et la comparaison avec les résultats obtenus par l'AG montre que les résultats obtenus par l'AOEP sont inférieurs.

Pour compléter les informations sur les performances de régulation obtenues avec le modèle linéaire, des simulations temporelles du modèle non-linéaire sont nécessaires.

Scénario 2: un court-circuit triphasé d'une durée de 0.06sec a été appliqué au système de puissance à l'instant $t = 1$ sec (figure IV.13). Pour différents points de fonctionnement, les réponses du système obtenues sont illustrées sur les figures suivantes :

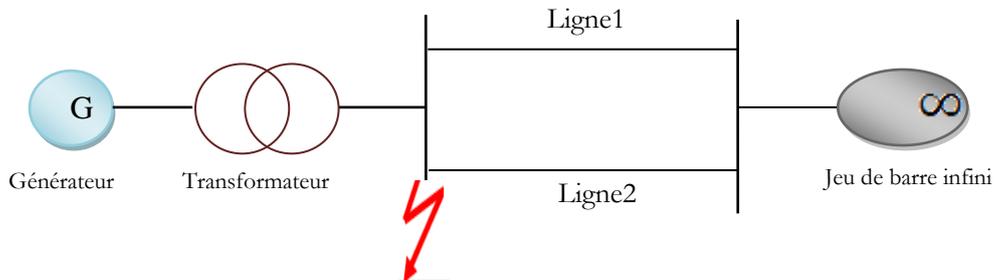


Figure IV.13. Schéma unifilaire du réseau électrique avec un court circuit

Cas1 Point de fonctionnement nominal $P=0.9$ pu , $Q= 0.3$ pu

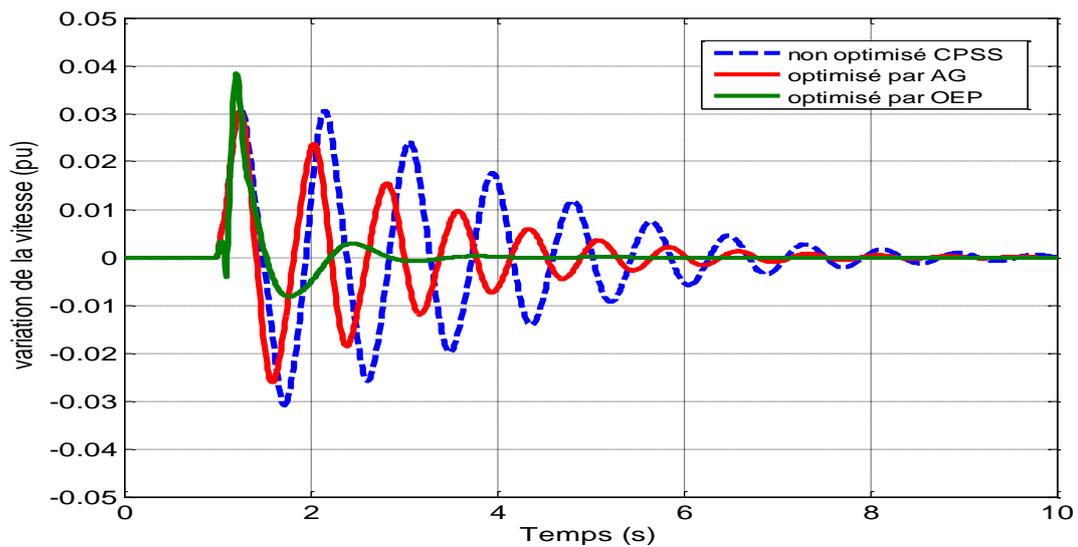


Figure IV.14. Variation de la vitesse angulaire (pu)

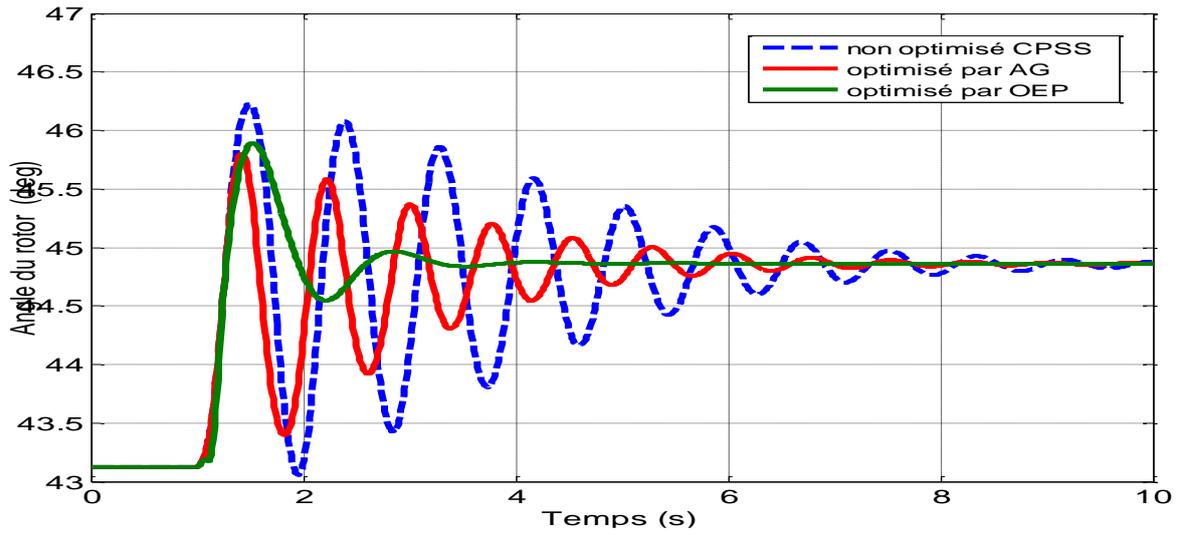


Figure IV.15. Variation de l'angle du rotor (deg)

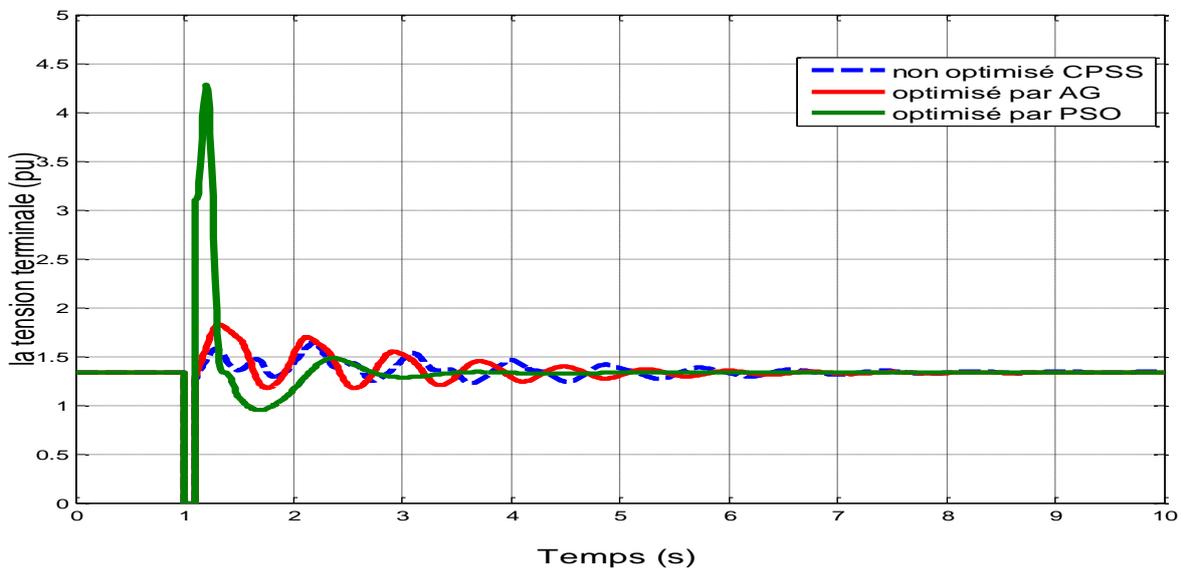


Figure IV.16. Variation de la tension (pu)

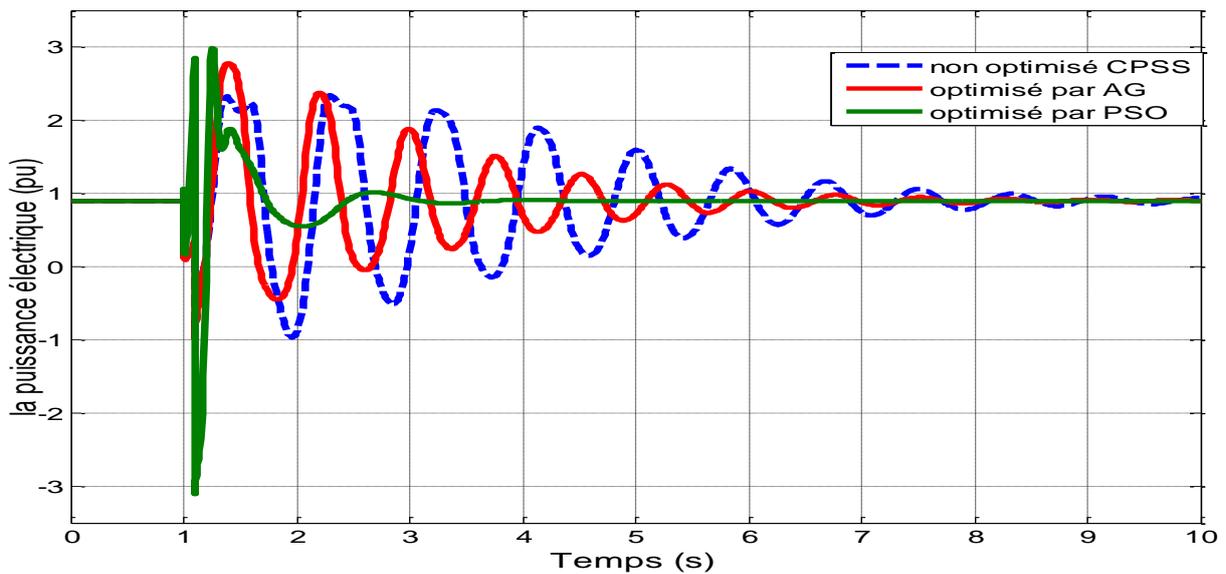


Figure IV.17. Variation de la puissance électrique (pu)

Cas 2 Pour une forte charge $P_e = 1.0$ et $Q_e = 0.75$

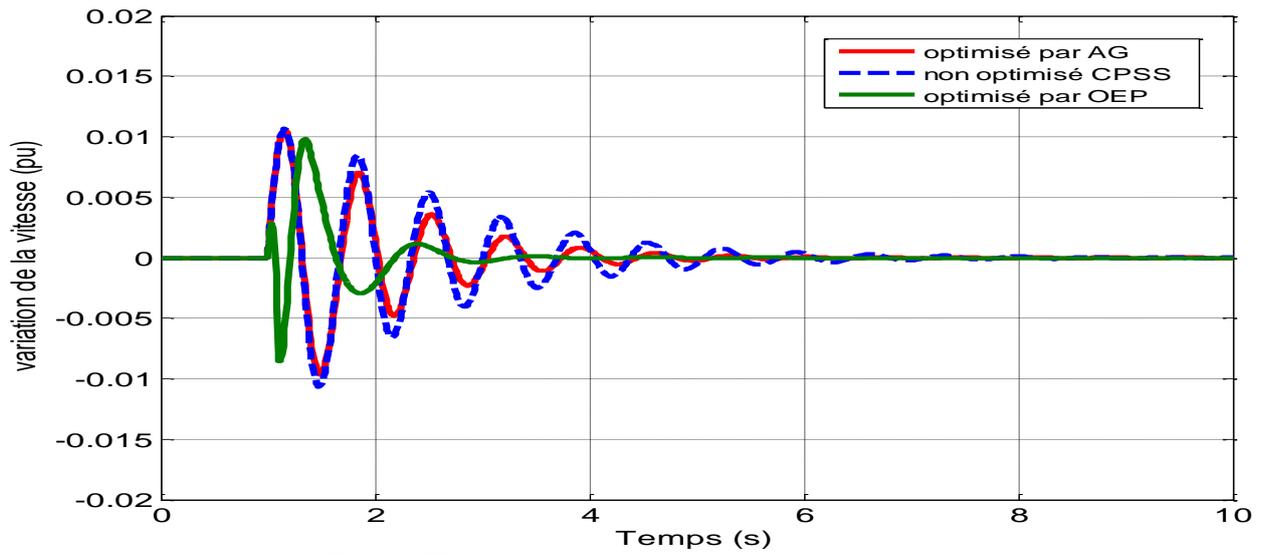


Figure IV.18. Variation de la vitesse angulaire (pu)

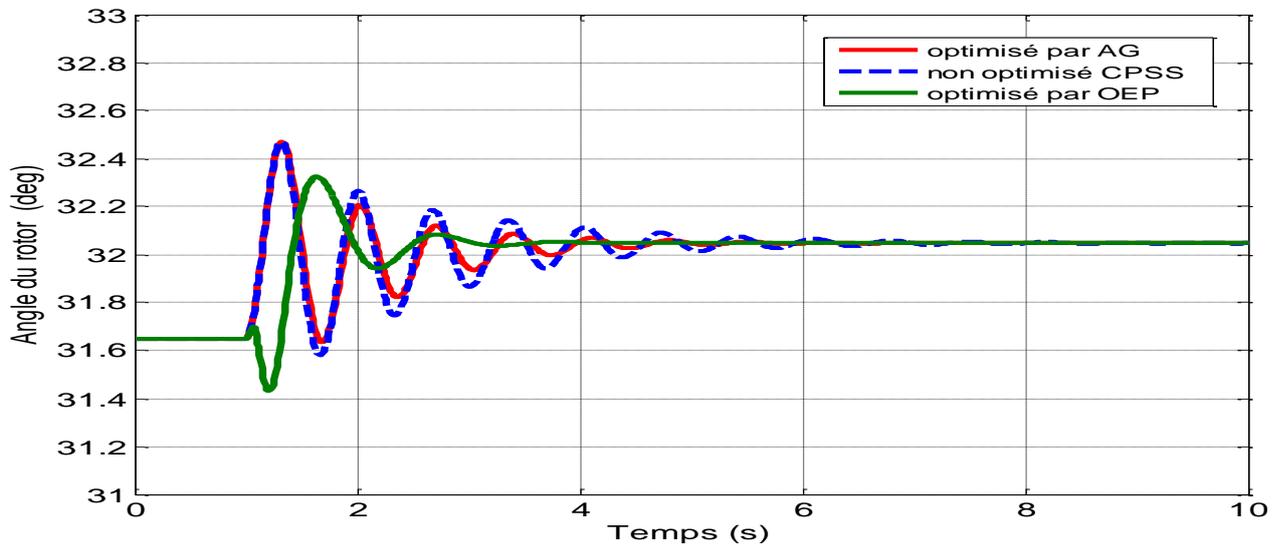


Figure IV.19. Variation de l'angle du rotor (deg)

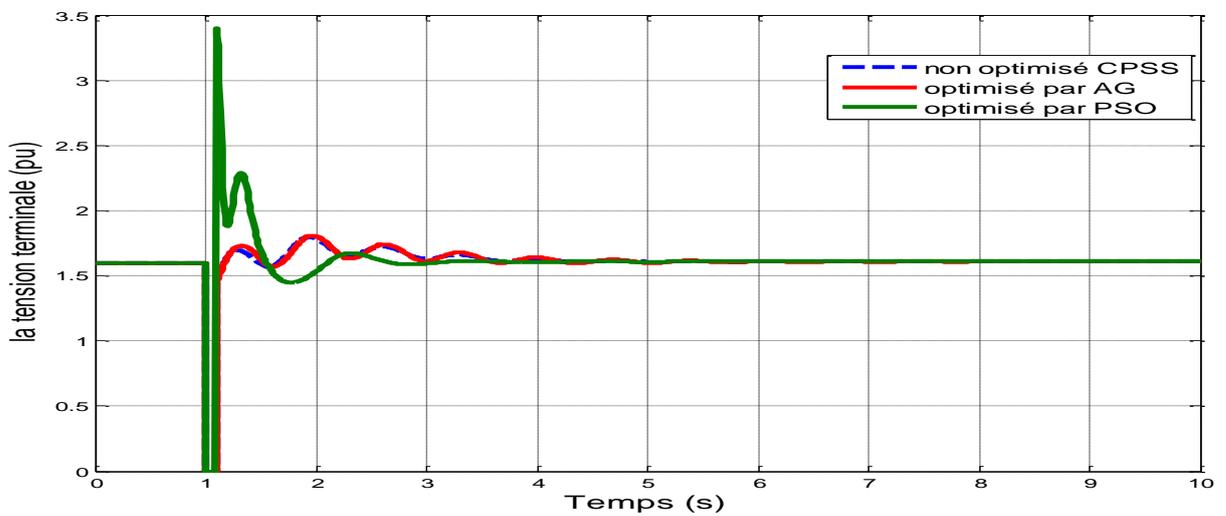


Figure IV.20. Variation de la tension (pu)

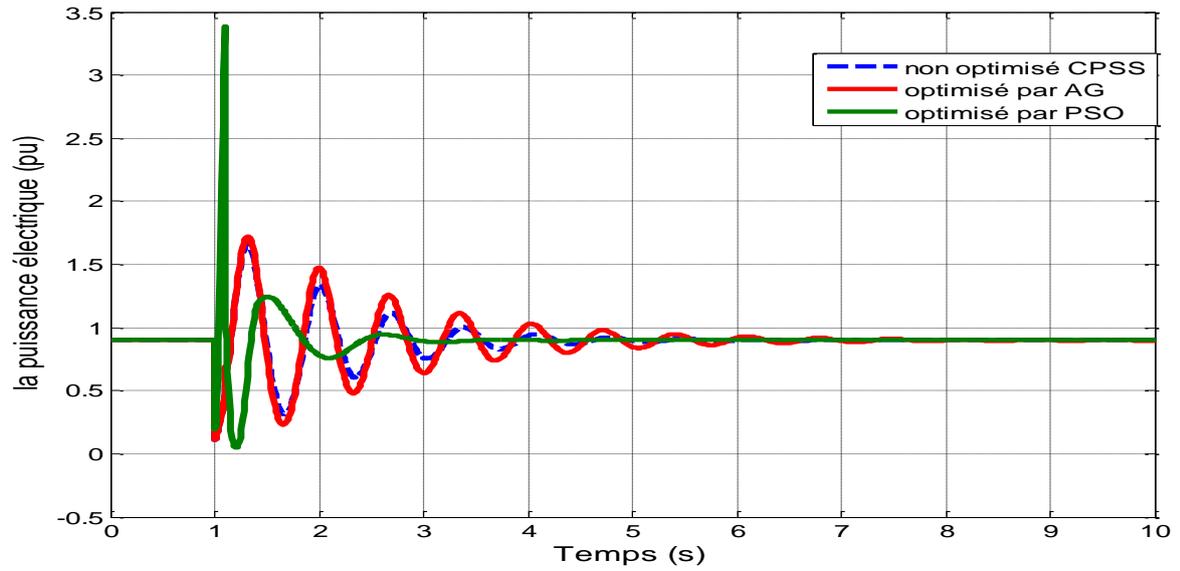


Figure IV.21. Variation de la puissance électrique (pu)

Cas 3 Pour une faible charge $P_e = 0.5$ et $Q_e = 0.375$

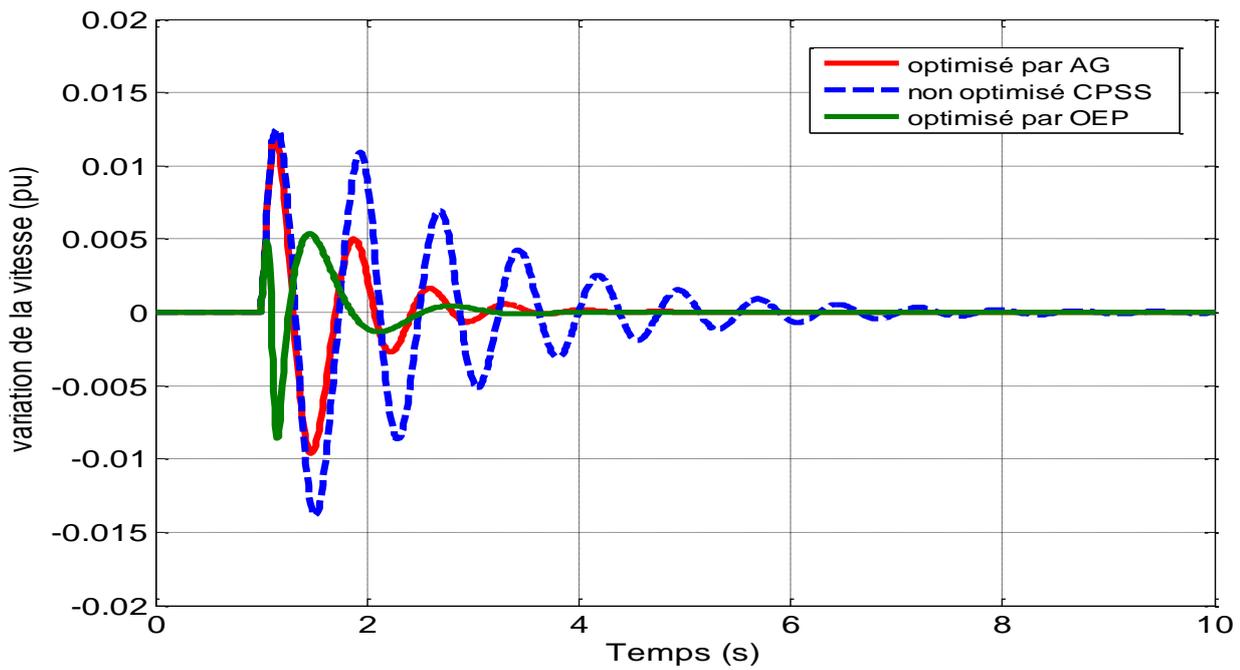


Figure IV.22. Variation de la vitesse angulaire (pu)

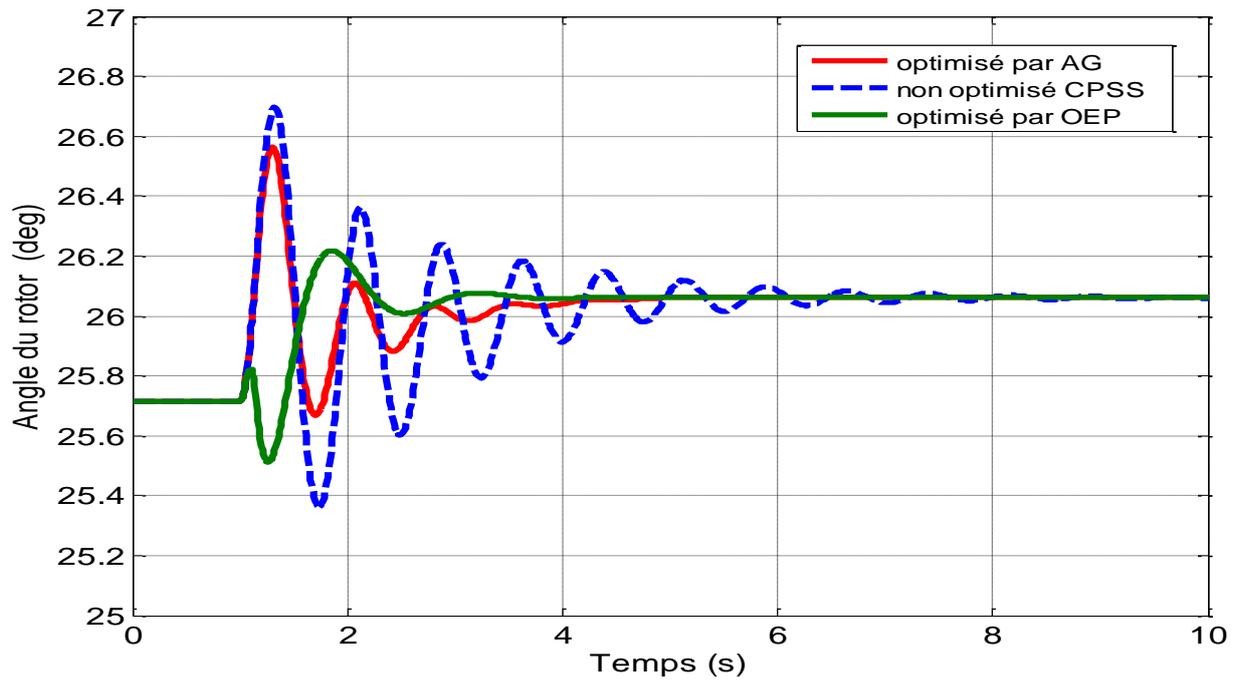


Figure IV.23. Variation de l'angle du rotor (deg)

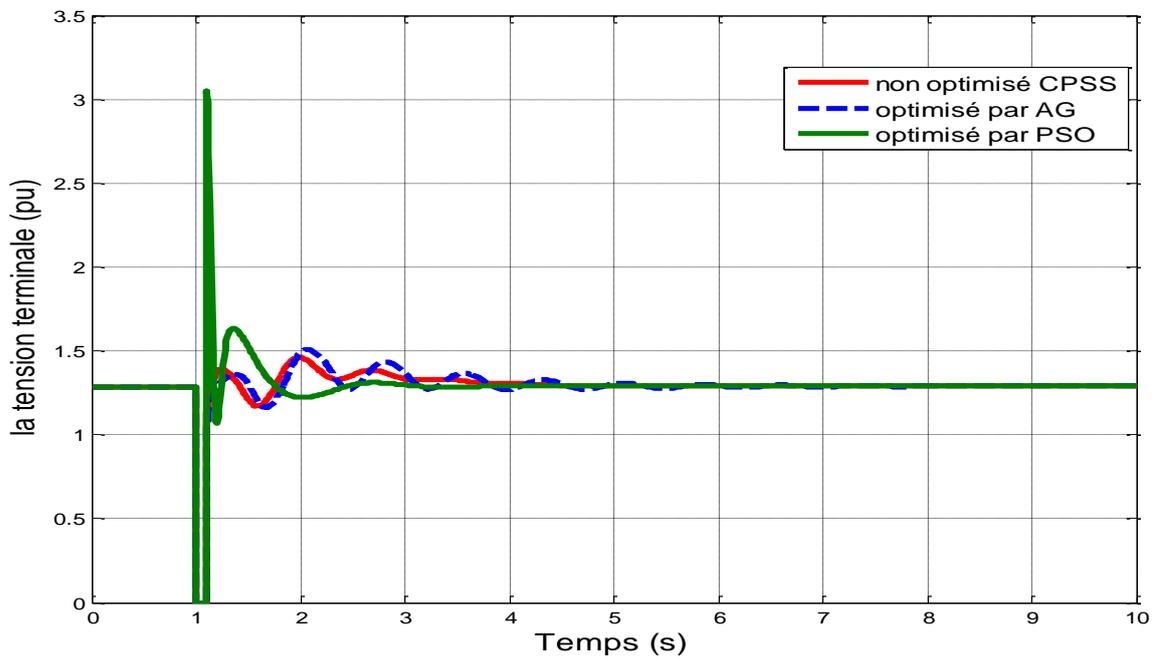


Figure IV.24. Variation de la tension (pu)

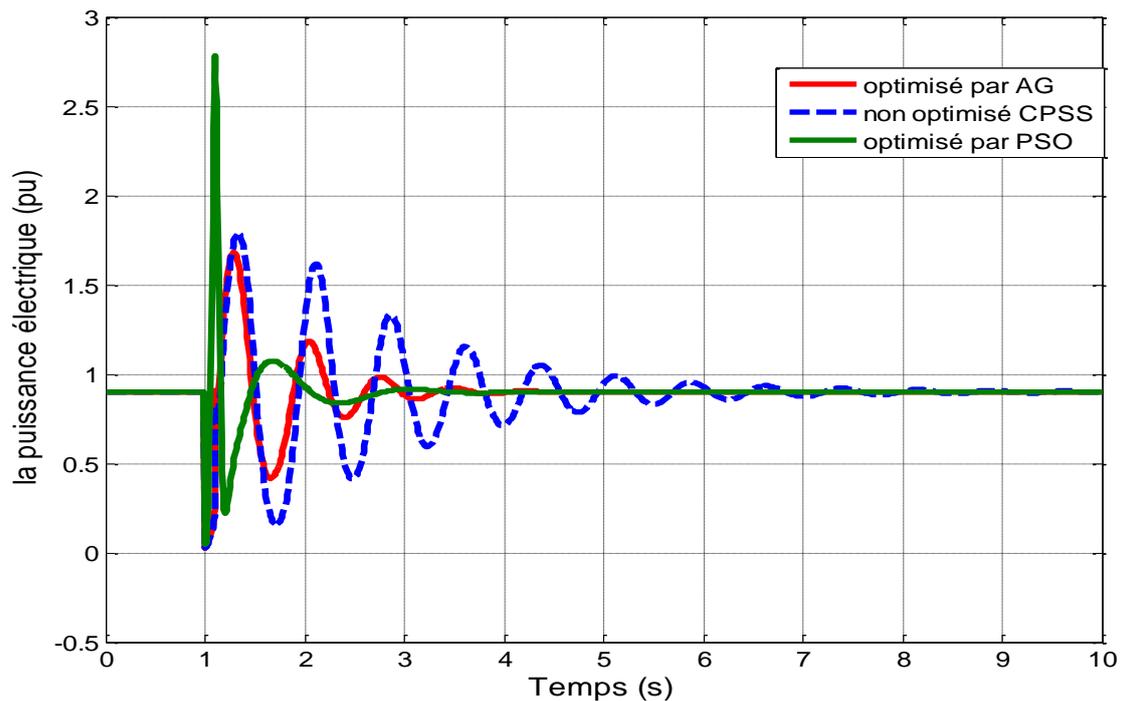


Figure IV.25. Variation de la puissance électrique (pu)

Dans ce scénario et à partir des figures de simulation, les réponses du stabilisateur optimisé par PSO sont mieux amorties que celles non optimisé et optimisé par AG. Le temps de réponse donnée par PSO-PSS est meilleur que celui du stabilisateur à base d'algorithme génétique et le stabilisateur conventionnel, il est alors plus robuste que les deux autres stabilisateurs.

IV.6. Conclusion

Dans ce chapitre, une étude paramétrique a été élaborée pour déterminer les paramètres de l'algorithme OEP qui donnent les meilleurs résultats d'optimisation. Ainsi, chaque problème d'optimisation peut avoir ses propres paramètres et ses propres choix. L'application de l'optimisation par essaims de particules a rendu le système plus stable et cela pour un nombre de population et d'itérations réduit. Les résultats de simulation montrent que, grâce à cette technique, la stabilité du réseau d'énergie électrique est améliorée et la commande proposée présente une bonne robustesse vis-à-vis des conditions de fonctionnement du réseau.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'étude présentée dans ce mémoire porte sur, l'application des algorithmes génétiques et de l'essaim de particules dans la synthèse et l'optimisation des paramètres du dispositif stabilisateur du système de puissance PSS. Le rôle de ces derniers est d'apporter l'amortissement nécessaire aux oscillations électromécaniques des générateurs, lorsque le système subit des perturbations autour de son point de fonctionnement.

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

D'abord, comme dans toute étude des systèmes dynamiques réels, une modélisation du système électrique est développée en vue d'étudier sa stabilité, deux modèles sont présentés un modèle non linéaire pour étudier sa stabilité vis-à-vis des grandes perturbations tel qu'un court circuit et un modèle linéaire étudier sa stabilité vis-à-vis des petites perturbations. Dans cette partie du travail, nous avons effectué une linéarisation des équations du système autour d'un point de fonctionnement afin d'obtenir la représentation d'état du système. La méthode d'analyse de la stabilité est basée sur la répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe. Nous avons considéré qu'une bonne stabilité est assurée pour tous les modes d'oscillation ayant un amortissement supérieur à 25%.

Nous avons montré l'action du PSS, dont les paramètres étaient non optimisés, sur un réseau mono machine SMIB (single machine infinite bus). Ce dernier constitue un exemple typique de problèmes d'oscillations électromécaniques des générateurs. Nous avons constaté, que les résultats présentent une amélioration certaine de la stabilité dynamique par rapport au cas du système sans PSS, qui demeure toutefois mal amorti.

Dans une seconde étape, nous avons abordé la synthèse des paramètres du PSS en utilisant les algorithmes génétiques. L'objectif principal dans la procédure d'optimisation est d'obtenir un PSS suffisamment robuste vis-à-vis d'éventuels changements dans les conditions de fonctionnement du système électrique. L'algorithme génétique proposé, permet de considérer différents points de fonctionnement ou topologies, afin d'assurer, à tout moment, une stabilité satisfaisante de l'ensemble du système.

La dernière étape consiste à appliquer l'optimisation par essaims de particules pour la synthèse des paramètres du PSS, avec la même fonction objective et sous les mêmes conditions de fonctionnement décrites pour l'AG. Les résultats obtenus montrent que pour les deux techniques d'optimisation, le système présente de bonnes performances dynamiques avec un meilleur amortissement observé dans le cas de l'optimisation par AG.

Nous avons testé la robustesse du PSS dimensionnés moyennant les deux techniques d'optimisation, en considérant différents points de fonctionnement et changements de topologie. Nous avons obtenu les mêmes performances dynamiques pour les deux méthodes comme l'atteste l'analyse des valeurs propres et les réponses temporelles obtenues. Il reste toutefois à souligner que l'OEP possède des avantages certains sur l'AG qui se résument comme suite :

- Convergence plus rapide.
- population inférieure à celle exigée par l'AG.
- nombre réduit d'itérations, inférieur à celui de l'AG.

Perspectives

Cette étude, nous a permis de concevoir une procédure d'optimisation des paramètres du PSS, basée les algorithmes génétiques et les essaims de particules. Nous avons pu atteindre les objectifs tracés en obtenant un PSS performants et robustes. Il reste encore beaucoup de voies à explorer mais il nous semble prioritaire de poursuivre une étude plus approfondie sur les deux thématiques suivantes :

- ✓ Appliquer ces techniques d'optimisation dans un système multimachines.
- ✓ Il serait intéressant de comparer à d'autres variantes de l'OEP telle que l'OEP hybride et coopérative en les appliquant sur le même système de puissance.
- ✓ Appliquer ces techniques pour l'optimisation multi-objective simultanée des PSS et de leurs localisations en considérant les critères tels la minimisation du temps de réponse.

Annexe A

Réseau mono-machine avec jeu de barre infini

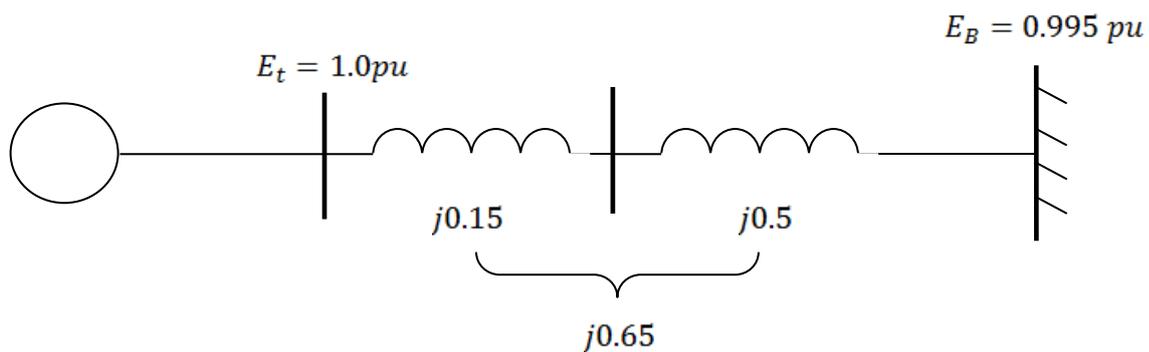
A.1. Paramètres du générateur en père unité (pu)

X_d	X_q	X'_d	X_l	R_a	T'_{do}	H	K_D
1.81	1.6	0.3	0.16	0.003	8	3.5	0

A_{sat}	B_{sat}	Ψ_{T1}	L_{ads}	L_{aqs}	L_l	R_{fd}	L_{fd}
0.031	6.93	0.8	1.65	1.6	0.16	0.0006	0.153

Tableau A.1 paramètres du générateur utilisé dans cette étude

A.2. Paramètres du réseau



R_E	0 pu
X_E	0.65 pu

Bibliographie

Bibliographie

- [1] P. Kundur, Power system control and stability, McGraw-Hill Inc., 1994.
- [2] P.M. Anderson and A.A. Fouad, “Power system control and stability”, IEEE Press, New York, 1993.
- [3] YU Y. N., Electric power system dynamics, Academic Press Inc., India, 1983.
- [4] S.Mohammad Sadeghzadeh, “Amélioration de la stabilité transitoire et de l'amortissement des oscillations d'un réseau électrique à l'aide de SMES et de SSSC”, Thèse de doctorat, de L'institut National Polytechnique De Grenoble, 13 mars 1998.
- [5] Huy Nguyen Duc, “Amélioration De L’amortissement Des Oscillations De Puissance Du Réseau Electrique Avec Les Dispositifs Facts Et Les Mesures A Distance”, Thèse de doctorat, Ecole de technologie Supérieure université du Québec, le 24 Janvier 2011.
- [6] Alkhatib H, “Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électrique : optimization de la régulation par une méthode métaheuristique”, Thèse de doctorat, Université Paul Cezanne D’aix-Marseille Faculté des Sciences et Techniques, 5 décembre 2008.
- [7] Javad Morsali, Hossein Morsali, “Novel Coordination of Dual-channel PSS, AVR and TCSC Damping Controller to Enhance Power System Overall Stability”, 20th Iranian Conference on Electrical Engineering, (ICEE2012), May 15-17, Tehran, Iran.
- [8] P. Kundur, M. Klein, G.J. Rogers and M.S. Zywno, “ Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, May 1989, pp. 614-626.
- [9] Ziad Bouchama, “ Stabilisateurs Synergétiques des Systèmes de Puissance”, Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas– Setif 1, Faculté de Technologie, 12 décembre 2013.
- [10] M. A. Abido, Y. L. Abdel-Magid, “Dynamic Stability Enhancement Of East-Central System In Saudi Arabia Via PSS Tuning”, The Arabian Journal for Science and Engineering, Volume 32.
- [11] G.Y.Rajaa Vikhram, S.Latha “Design of Power System Stabilizer for Power System Damping Improvement with Multiple Design Requirements”. International Journal of Soft Computing and Engineering (IJSCE) ISSN: 2231-2307, Volume-2, Issue-5, November 2012.
- [12] E. Z. Zhout, O. P. Malik, and G. S. Hope, “Theory and method for selection of power system stabilizer location”, IEEE Trans, on Energy Conversion, 6(1)(1991) 170-176.

- [13] C. Vournas, E. Potamianakis, C. Moors,; T.V. Cuseum, “An educational simulation tool for power system control and stability”, IEEE Trans., on Power Syst.,19(1)(2004)48-55.
- [14] Kjetil Uhlen, Stefan Elenius, Ian Norheim, Jussi Jyrinsalo, Jarmo Elovaara, Erkki Lakervi, “Application of Linear Analysis for Stability Improvements in the Nordic Power Transmission System”, 2003 IEEE.
- [15] F.P.demello, C.Concordia, “Concepts Of Synchronous Machine Stability As Affected By Excitation Control,” IEEE Trans. On Power system and apparatus, Vol-PAS-88, No.4, April 1969,pp. 316-329.
- [16] E.V. Larsen and D.A. Swann, “Applying power system stabilizers” Part I: General concepts; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-100, June 1981, pp. 3017-3024.
- [17] E.V. Larsen and D.A. Swann, “Applying power system stabilizers” Part II: Performance objectives and tuning concepts; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-100, June 1981, pp. 3025-3033.
- [18] E.V. Larsen and D.A. Swann, “Applying power system stabilizers” Part III: Practical considerations,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems Vol. PAS-100, June 1981, pp. 3034-3046.
- [19] Balwinder Singh Surjan, Ruchira Garg P, “Power System Stabilizer Controller Design for SMIB Stability Study” International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT), ISSN: 2249 – 8958, Volume-2, Issue-1, October 2012.
- [20] F.S.Al-Ismail, M.A.Abido “The Impact of STATCOM Based Stabilizers on Power System Stability, Using Intelligent Computational Optimization Approach”, 2011 IEEE.
- [21] Ali M.Youcef, Ahmed M.Kassem “Optimal Power System Stabilizer Based Enhancement Of Synchronizing And Damping Torque Coefficient”, Vol7, April 2012.
- [22] Sidhartha Panda and Narayana Prasad Padhy “MATLAB/SIMULINK Based Model of Single- Machine Infinite-Bus with TCSC for Stability Studies and Tuning Employing GA”, International Journal of Electrical and Electronics Engineering 2007.
- [23] Ali H. Ahmad, Ahmed A. Abdelqader “Power System Stabilizer Design Using Real-Coded Genetic Algorithm”, 2011 2nd International Conference on Control, Instrumentation and Automation.
- [24] M.A.Abido,Y.L.Abdel-Magid “Analysis And Design Of Power System Stabilizers And Fact Based Stabilizers Using Genetique Algorithms”,devilla,24-28 June 2002.
- [25] A.Al-Hinai, Membre,IEEE “Dynamique Stability Enhencement Using Genetic Algorithm Power System Stabilizer”, 2010 IEEE.

- [26] Mahdiyeh Eslami, Hussain Shareef and Azah Mohamed, "Optimal Tuning of Power System Stabilizers Using Modified Particle Swarm Optimization", Proceedings of the 14th The International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Cairo University, Egypt, December 19-21, 2010, Paper ID 184.
- [27] M. A. Abido, "optimal design of power-system stabilizers using particle swarm optimization", IEEE Trans, On Energy Conversion, 17(3) (2002)406-413.
- [28] Nesmat Abu-Tabak, "Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines: Modélisation, commande, observation et simulation", Thèse de doctorat, L'école Doctorale Electronique, Electrotechnique, Automatique De Lyon, le 19 Novembre 2008.
- [29] Gholipour E., Shahraki "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques", thèse de Doctorat, U.F.R. Sciences & Techniques : S.T.M.I.A Nancy-1, octobre 2003.
- [30] Mokhnache Madiha, "Etude de la stabilité d'une ferme éolienne connectée à un réseau électrique avec des dispositifs FACTS", Thèse de magister, Université Ferhat Abbas–Setif 1, Faculté de Technologie, 08 janvier 2012.
- [31] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T.V. Cutsem, and V. Vittal, "Definition and classification of power system stability", IEEE Trans, actions on Power Syst., 19(2)(2004)1387-1401.
- [32] IEEE Task Force on Power System Stabilizers, "Overview of power system stability concepts", IEEE Trans. On Power Syst, (2003)1762-1768.
- [33] Hamadou Zakaria, "Optimisation des paramètres d'un FACTS shunt pour l'amélioration de la stabilité transitoire d'un système électrique", thèse de magistère En Electrotechnique, Université Ferhat Abbas– Setif 1, Faculté de Technologie, 12 décembre 2013.
- [34] A. Alfi, M. Khosravi, "optimal power system stabilizer design to reduce low Frequency oscillations via an improved swarm Optimization algorithm", IJTPE Journal, June 2012 Issue 11 pages 24-33.
- [35] IEEE Standard 421.2-1990, IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 1990.
- [36] Bendecheche Nora, "Influence combinée des UPFC et des PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques" Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas– Setif 1, Faculté de Technologie, 12 décembre 2013.

- [37] Lamia Kartobi, “Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques”, Thèse de magister, Laboratoire de Recherche en Electrotechnique de l’ENP, 29 Novembre 2006.
- [38] Tshina Mulumba, “Optimal Tuning Of Power System Stabilizers Based On Evolution Algorithm”, Department of Electrical Engineering, University of Cape Town, 13th May 2008.
- [39] Okou Aimé Francis, “Commande Non Linéaire Adaptative Des Réseaux Electriques Multi-Machines”, Thèse de doctorat, école de technologie supérieure, université du québec, Montréal, Le 15 Janvier 2002.
- [40] Tarik ZABAIUO, “Coordination Des Régulateurs Conventionnels Des Machines Synchrones Et Des Compensateurs Statiques (SVCS) ”, Thèse de doctorat, école de technologie supérieure, Université Du Québec, Montréal, Le 21 Décembre 2010.
- [41] B. Pal and B. Chaudhuri, “Robust control in power systems”, Springer Science and Business Media, Inc, 2005.
- [42] E.V. Larsen and D.A. Swann, Applying power system stabilizers part-II: Performance Objectives and Tuning Concepts, IEEE Trans. Power App. Sys, 100 (6)(1981) 3025-3033.
- [43] Anders Hammer, “Analysis of IEEE Power System Stabilizer Models”, Master of Science in Electric Power Engineering, Norwegian University of Science and Technology Department of Electric Power Engineering, June 2011.
- [44] Antonio L. B. do Bomfim, Glauco N. Taranto, Member, IEEE, and Djalma M. Falcão, Senior Member, IEEE, “Simultaneous Tuning of Power System Damping Controllers Using Genetic Algorithms”, IEEE transactions on power systems, vol. 15. No. 1, February 2000.
- [45] Sidhartha Panda and Narayana Prasad Padhy, “Power System with PSS and FACTS Controller: Modelling, Simulation and Simultaneous Tuning Employing Genetic Algorithm”, International Journal of Electrical and Electronics Engineering 2007.
- [46] Ali H.Ahmad, Ahmed A.Adelkader ‘Power system stabiliser design using real-coded Genetic Algorithm’ 2011 IEEE.
- [47] Z. Rafiee, S. Ganjefar, A. F. Meyabadi, “A New PSS Tuning Technique Using ICA and PSO Methods with the Fourier Transform”, I.EEE.20110101.04, 2011.
- [48] Y. L. Abdel-Magid, M. A. Abido, S. AI-Baiyat, A. H. Mantawy, “Simultaneous Stabilization Of Multimachine Power Systems Via Genetic Algorithms”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, November 1999.

- [49] Rabah Benabid, “Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques”, Thèse de magister, Faculté des Sciences, Université Amar Telidji, Laghouat, 04 Septembre 2007.