



République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche
Scientifique



Université Amar Telidji- Laghouat

FACULTE : Technologie

DEPARTEMENT : Electrotechnique

MEMOIRE DE MASTER

Présenté par : BELLI Belkacem

NOURINE Aissa

DOMAINE : Sciences et Technologie

FILIERE : Electrotechnique

OPTION : Réseaux électriques

Thème

**Aperçu et Etude du Stabilisateur de Puissance dans
les Systèmes de Puissances Electriques**

Soutenu devant le jury composé de:

ARIF Salem

Prof

Président

CHETTIH Saliha

Prof

Examinatrice

DOUIDI Brahim

MAA

Rapporteur

Promotion covid 19: 2019-2020

ملخص

هذا العمل يقدم نظرة شاملة ودراسة على مثبتات نظام الطاقة، استنادا إلى قاعدة تحكم تسمى PID. الهدف الرئيسي من هذه الدراسة هو توفير أقصى قدر من تخميد نظام الطاقة لتحسين التذبذب لنظام الطاقة قدر ما أمكن. تصميم وحدة تحكم المقترح وضعت باعتبارها الحل الأمثل وتم تحسينها على الفور باستخدام الخوارزمية الجينية (AG) وهي تقنية البحوث على أساس آلية الانتقاء الطبيعي. وعلم الوراثة والتطور. لاختبار أداء ومثانة واستقرار مثبت القوة المقترح تم اختباره على نظام الطاقة آلة متعددة وهو ما يسمى نظام Kundur التي يشتمل أربع آلات وعشر عقدات.

الكلمات المفتاحية: الخوارزميات الجينية، الأنظمة الكهربائية، استقرار الحركات الصغيرة، مثبتات القوة.

Résumé

Ce travail présente un aperçu et étude de stabilisateur du système de puissance est proposé, basée sur la base de régulateur PID. L'objectif principal de cette étude est de faire une analyse de ce dernier pour fournir amortissement maximale de système de puissance pour améliorer l'oscillation du système de puissance que possible. La conception du régulateur PID proposé est formulée comme un problème d'optimisation et les gains de régulation sont optimisés instantanément en utilisant algorithme génétique (GA), qui est une technique de recherche basée sur le mécanisme de la sélection naturelle, de la génétique et de l'évolution. Afin de vérifier les performances et la robustesse de stabilisateur proposé, il a été testé sur un système de puissance multi machine quatre machines 10 nœuds (Kundur).

Mots-clés : Algorithmes Génétiques, Systèmes Electriques, Stabilité en Petit Mouvement, Stabilisateurs de Puissance.

Abstract

This thesis presents an overview and study on power stabilizers with the use of the genetic algorithms (GA) for the synthesis of power system stabilizer of (PID type) parameters in Multimachine power systems. Adding a power system stabilizer, as a supplementary excitation control for damping electromechanical oscillations, enhance the overall system small signal stability. Thus, the PSS parameters are optimized to ensure a satisfactory damping. For this purpose, an eigenvalue-based small signal stability analysis is performed. This analysis assumes a linearized model of the power system around an operating point. Genetic algorithms consist in search techniques based on the mechanics of natural selection, genetics and evolution. They have proved that they can provide powerful tools for optimization, and they are applied in this study to determine the PSS parameters.

Keywords: Genetic Algorithms, Power Systems, Small Signal Stability, Power System Stabilizers.

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à ceux qui m'ont tout donné sans rien me demander et à qui je dois énormément et qui je ne remercierais jamais assez :

Mon père et Ma maman

Mes frères Ilyes Mohamed Youcef

Mon cher Oncle

Pour les sacrifices et les encouragements qu'ils n'ont pas cessé de me conférer, Qu'Allah puisse les garder éternellement heureux.

Merci du fond du cœur.

A tous mes amis.

A tous qui m'aiment et que j'aime.

Belli Belkacem

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à ceux qui m'ont tout donné sans rien me demander et à qui je dois énormément et qui je ne remercierais jamais assez :

Mon père et Ma maman

Mes frères

Pour les sacrifices et les encouragements qu'ils n'ont pas cessé de me conférer, Qu'Allah puisse les garder éternellement heureux.

Merci du fond du cœur.

A tous mes amis.

A tous qui m'aiment et que j'aime.

Aissa

Remerciements

Avant tout nous remercions notre Dieu qui nous a éclairé la bonne voie et nous a aidé à le parcourir.

Nous remercions nos parents qui se sont sacrifiés pour notre bien et qui nous ont encouragé et soutenu le long de notre vie.

Nous remercions tous ceux qui nous ont aidé à réaliser ce mémoire de fin d'études et n'ont ménagé aucun effort pour répondre à nos questions, chacun dans son domaine. Nous commençons par transmettre nos profonds respects

Remerciements à

Notre encadreur : **Mr. Doudi Brahim** pour ses aides, ses encouragements et ses patiences.

Mr. Chef d'option: **Mr. Arif Salem** pour ses encouragements et ses patiences.

Je remercie notre examinatrice: madame **Chettih Saliha** pour ses encouragements

Je remercie **Mr. Chaib Lakhdar** pour son encouragement et sa patience.

Nous tenons à remercier l'ensemble de nos enseignants.

Nous remercions enfin nos amis et surtout ma famille pour avoir supporté et accepté nos choix

Sommaire

Résumé

Dédicace

Remerciements

SommaireI

Listes des Figures et TableauxIII

Listes des Symboles et AcronymesVI

Introduction Générale.....1

Chapitre I : Etude Des PSSs et Stabilité

I.1 Introduction2

I.2 Stabilisateurs de Puissance (PSS)2

I.3 Aperçu sur les PSSs3

I.3.1 Définition de Stabilisateur de Puissance PSSs4

I.3.2 L'objectif Principal d'un PSS4

I.3.3 La Fonction Transfert du Stabilisateur de Puissance PSSs5

I.3.4 Amélioration de la Stabilité par les PSSs6

I.3.5 Les Différent Types d'Oscillation6

I.4 Les Différents Types de PSSs6

I.4.1 PSS à Avance-Retard de Phase8

I.4.2 PSS PID9

I.4.3 PSS PID Flou10

I.5 Etudes sur les PSSs11

I.5.1 Emplacement Optimal des PSSs11

I.5.2 Etudes de Réglage12

I.5.3 Test des Commandes AVR/PSS12

I.6 Stabilité du System de Puissance.....12

I.7 Définition de la Stabilité des Systèmes de Puissance13

I.8 Classification de la Stabilité des Systèmes de Puissance13

I.8.1 Stabilité de Tension14

I.8.2 Stabilité de Fréquence15

I.8.3 Stabilité d'Angle Rotorique16

I.8.3.1 Stabilité Angulaire aux Grandes Perturbations17

I.8.3.2 Stabilité Angulaire aux Petites Perturbations18

I.9 Variation de Couple électromagnétique18

Sommaire

I.10 Influence sur la Stabilité Dynamique	19
I.11 Influence du Système d'Excitation sur la Stabilité Angulaire	20
I.12 Conclusion	21
Chapitre II : Modélisation du Système de Puissance	
II.1 Introduction	22
II.2 Modèle du Générateur	22
II.3 Equations électriques	23
II.4 Equations Mécaniques	25
II.5 Modèle du Réseau de Transmission	25
II.6 Modèle des transformateurs	25
II.7 Modélisation d'une Charge	26
II.8 Linéarisation d'un Système de Puissance	27
II.9 Conclusion	34
Chapitre III : Résultats et Applications	
III.1 Introduction	35
III.2 Réseau d'application	35
III.3 Algorithme Génétique	36
III.3.1 Fonctionnement des Algorithmes Génétiques	37
III.4 Test et Simulation	39
III.5 Conclusion	51
Conclusion Générale	52
Bibliographie	53

Liste des Figures et Tableaux

-Listes des Figures:

-Chapitre 01

Figure I.1 Block diagram of single machine infinite bus model

Figure I.2 Schéma bloc d'un PSS

Figure I.3 PSS type ΔP

Figure I.4 PSS type $\Delta\omega$

Figure I.5 PSS type Δf (ou $\Delta\omega$)

Figure I.6 PSS à multiples signaux d'entrée Δf (ou $\Delta\omega$) et ΔP

Figure I.7 Schéma bloc d'un PSS à avance-retard de phase

Figure I.8 Structure générale d'un PSS type PID

Figure I.9 Schéma bloc d'un PSS PID flou

Figure I.10 Classification de la stabilité des réseaux électriques

Figure I.11 Variation d'angle de rotor

Figure I.12 Influence du couple d'amortissement sur la stabilité.

-Chapitre 02

Figure II.1 Modèle du générateur

Figure II.2 Modèle en π d'un transformateur

Figure II.3 Schéma équivalent d'une charge

Figure II.4 Etapes de l'analyse de la stabilité en petit mouvement

Figure II.5 Représentation par fonctions de transfert d'un système multi-machine

-Chapitre 03

Liste des Figures et Tableaux

Figure III.1 Schéma unifilaire de Kundur's two-Area System

Figure III.2 Organigramme simple d'un algorithme génétique

Figure III.3 Croisement multipoints ($p = 2$) en codage binaire

Figure III.4 Mutation dans le cas d'un codage binaire

Figure III.5 Déviations des vitesses sans PID

Figure III.6 Résultat du GA tool pour le cas d'un seul PID.

Figure III.7 Evolution de la fonction objective pour 50 générations (1PID) G_2

Figure III.8 Déviation des vitesses avec 1PID Installer dans G_2

Figure III.9 Résultat du GA tool pour le cas de 2 PID G_2 G_4

Figure. III.10 Evolution de la fonction objective pour 50 générations (2PID) G_2 et G_4

Figure III.11 Déviation des vitesses avec 2PID Installer dans G_2 et G_4

Figure III.12 Résultat du GA tool pour le cas de 3 PID G_2 G_3 G_4 .

Figure III.13 Evolution de la fonction objective pour 100 générations (3PID) G_2 G_3 G_4

Figure III.14 Déviation des vitesses avec 3PID Installer dans G_2 , G_3 et G_4

Figure III.15 Résultat du GA tool pour le cas de 4 PID G_1 G_2 G_3 G_4

Figure III.16 Evolution de la fonction objective pour 80 générations (4PID) G_1 G_2 G_3 G_4

Figure III.17 Déviation des vitesses avec 4PID Installer dans G_1 , G_2 , G_3 et G_4

-Liste des Tableaux:

Tableau III.1 Paramètres de l'AG pour le cas d'un seul PID

Tableau III.2 Résultats d'optimisation pour un seul PID

Tableau III.3 Paramètres de l'AG pour le cas de deux PID

Tableau III.4 Résultats d'optimisation pour deux PID Simulation et résultat

Liste des Figures et Tableaux

Tableau III.5 Paramètres de l'AG pour le cas de trois PID

Tableau III.6 Résultats d'optimisation pour trois PID

Tableau III.7 Paramètres de l'AG pour le cas de quatre PID

Tableau III.8 Résultats d'optimisation pour quatre PID

Listes des symboles et acronymes

-Listes des symboles et acronymes :

AGC : Automatic Génération Control

AVR : Régulateur de tension automatique

PSS : Power System Stabiliser

SMIB : Single Machine Infinite Bus

PSO : Particle swarm optimization

AG : Algorithmes Génétiques

PID: Proportion Integral Dérivée

IEEE: Institute of Electrical and Electronics Engineers

ω : Vitesse angulaire

ω_0 : Vitesse de synchronisme

T_e : Couple électrique

f : Fréquence

T_m : Couple mécanique

$T1...T4$: Constantes de temps du PSS

S : Opérateur de Laplace

K : Gain du PSS

D : Coefficient d'amortissement

T_w : Constante de temps du filtre du PSS

K_C : : Un amplificateur

K_P : Un proportionnel

K_I : Un intégral

Listes des symboles et acronymes

K_D : Un dérivé

CF-PD : Le contrôleur flou avec Action Proportionnelle Dérivée

CF-PI : Le Contrôleur Flou avec Action Proportionnelle Intégrale

U : Vecteur de Commande

P_e : Puissance Electrique Active

Q_e : Puissance Electrique Réactive

P_m : Puissance Mécanique

V : Tension Terminale du Générateur

T_a : Constante de Temps de l'AVR

K_S : Coefficient de Couple Synchronisant

K_A : Coefficient de Couple d'Amortissent

T_s : Constante de Temps de Stator

δ : Angle du Rotor

P_{mi}, P_{ei} : Puissances Mécanique et Electrique Respectivement en pu

H_i : Constante d'Inertie en Seconde

D_i : Constante d'Amortissement en pu

R_{imt} : Résistance du Transformateur Placé entre les i et m.

X_{imt} : Réactance du Transformateur Placé entre les Nœuds i et m

Y_{CK} : Admittance de la Charge au Nœud i.

P_{CK} : Puissance Active Injectée au Nœud i.

Q_{CK} : Puissance Réactive Injectée au Nœud i.

V_{CK} : Module de la Tension au Nœud i.

Listes des symboles et acronymes

A : Matrice d'Etat du Système

B : Matrice de Commande

X : Vecteur d'Etat

H : Constante d'Inertie

E_q : F.é.m. Transitoire d'Axe en Quadrature

E_{fd} : Tension d'Excitation

I : Courant d'Armature du Générateur

Introduction générale

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

Les systèmes de puissance doivent faire face à des défis très importants, depuis la libération du marché de l'électricité. L'augmentation permanente de la demande de l'énergie électrique les sociétés modernes, implique un fonctionnement des systèmes de puissance à 100% de leur capacité avec une sûreté maximale. En outre, la qualité de la puissance électrique est devenue actuellement un grand souci pour les consommateurs et les fournisseurs. Par conséquent, des critères rigoureux de développement et de fonctionnement sont de plus en plus exigés. Dans ces conditions, la stabilité des systèmes de puissance devient une des préoccupations majeures pour les producteurs d'électricité. Ces systèmes doivent rester stables surtout face aux petites variations au voisinage des points de fonctionnement ainsi que pour des conditions sévères. Les nouvelles méthodes et techniques permettant d'améliorer la stabilité des systèmes font par conséquent l'objet de travaux de recherche extrêmement important.

L'objectif essentiel du présent travail est de faire une étude sur les PSSs pour la stabilité des réseaux d'énergies électriques et déterminé ces limites au moyen d'un contrôleur PID. Pour atteindre ces objectifs, ce mémoire est organisé en trois chapitres :

Le 1^{er} chapitre parle beaucoup plus sur les généralités et historique des PSSs. On va également rappeler les différents types des PSSs. Ensuite, nous allons présenter quelque études sur les PSSs comme emplacement optimal des PSSs et le réglage de ce dernier. On parlera aussi sur la stabilité et sa classification.

Dans le 2ème chapitre, on exposera la modélisation générale d'un système de puissance adapté à l'étude de la stabilité angulaire aux petites perturbations.

Dans le 3ème chapitre, on commencera par une définition de l'algorithme génétique avec une étude pour le contrôleur proposé pour améliorer sa stabilité ; ensuite nous exposerons les résultats de simulation obtenus par la technique appliquée. Enfin, nous terminerons ce mémoire par une discussion sur les résultats de l'étude par une conclusion générale.

Chapitre I

Etude des PSSs et Stabilité

I.1 Introduction

Les problèmes liés à la stabilité transitoire pour le fonctionnement synchrone sont devenus une préoccupation. Le problème a été résolu en utilisant une excitation à gain élevé et à action rapide du système de contrôle. L'excitation statique commandée par thyristor alimentée était de plus en plus utilisée de telle sorte que le régulateur de tension a fourni un couple de synchronisation suffisant éliminant pratiquement l'effet de la réaction d'induit sur la réduction de la synchronisation de couple. Cependant, il a été constaté que l'action du régulateur de tension introduisait un couple d'amortissement de puissance de sortie élevée et conditions par de longues lignes aériennes de transmission, une situation de fonctionnement très courante dans les systèmes d'alimentation aux États-Unis et au Canada. L'amortissement négatif a donné lieu à un problème d'instabilité oscillatoire. La performance contradictoire de commande a été résolue en modulant l'entrée de référence du régulateur de tension grâce à un signal supplémentaire, qui devait produire un amortissement couple le circuit de commande produisant ce signal a été appelé un système d'alimentation stabilisateur (PSS).

I.2 Stabilisateurs de Puissance (PSS)

Dans les années 1960's, la stabilité et la fiabilité du système d'alimentation ont été prise en compte comme des questions très importantes dans le contexte du système d'alimentation moderne [1]. Les conditions d'exploitation stressées et les enjeux commerciaux concurrentiels ont montré des défis pour les ingénieurs pour la conception efficace et une utilisation optimale. Le problème de stabilité du système a été classé comme le problème lié à la stabilité transitoire, mais, les petites oscillations de rang 0,2-2 Hz n'étaient pas une considération majeure. Pour assurer la stabilité transitoire à action rapide, des régulateurs automatiques de tension (AVR) ont été employés avec des générateurs. Cependant, plus tard en 1960, Concordia et.al. à découvert que ces régulateurs à gain élevé sont les principaux coupables de l'introduction de l'amortissement négatif dans le système [2].

Le système sous amorti a une réponse oscillatoire; c'est pourquoi il inculque l'instabilité oscillatoire dans le système de puissance. Les oscillations de petite ampleur sont nocives pour la stabilité d'un système d'alimentation. Ces oscillations peuvent provoquer l'effondrement du système si elles ne sont pas manipulées avec précision [3]. Pour trouver une solution potentielle et rentable à ce problème, les travaux initiaux sur le stabilisateur du système de puissance (PSS) ont été proposés par E.V. Larsen et. [2]. L'AVR et le PSS sont des instruments dynamiquement

Interconnectés; l'un augmente la stabilité transitoire et l'autre complète la petite stabilité de signal.

La capacité de contrôle de la stabilité angulaire de la machine synchrone à travers le système d'excitation a été identifiée avec l'avènement de la haute vitesse exciteurs et régulateurs de tension à action continue. Au milieu des années 1960, plusieurs auteurs avaient ajouter des commentaires supplémentaires à l'amortissement des oscillations du rotor. Depuis le début des années 1960, les stabilisateurs du système de puissance ont été considérés comme des éléments faisant partie intégrante de l'excitation systèmes installés sur tous les grands générateurs de système hydroélectrique de l'Ontario. L'utilisation de ces unités PSS continue de produire des millions de dollars de prestations annuelles. À ce jour, près de 100 unités PSS ont été installées sur le système, représentant plusieurs années d'expériences d'exploitation. En raison de la grande base installée, Ontario Hydro possède une expérience unique en matière de leurs avantages et fiabilité de ces unités [4].

I.3 Aperçu sur les PSSs

Depuis les années 1960s, Ontario Hydro compte sur des systèmes d'excitation de réponse initiale élevée équipés avec stabilisateurs du système d'alimentation (PSS) comme un moyen efficace pour améliorer la stabilité globale du système. Cela a contribué de manière significative à l'augmentation et la flexibilité dans la conception et le fonctionnement du système de puissance.

Le développement et l'application initiaux des PSSs étaient au début des années 1960 sur quatre centrales hydrauliques sur la rivière Moose, dans le Nord de l'Ontario. La variation de la vitesse de l'arbre (Delta-Omega) ont été pris comme signaux d'entrée et appliqués avec succès à ces unités et par la suite l'intégration des PSSs a été appliqué à plusieurs autres unités hydrauliques. Quatorze d'entre eux sont actuellement en service. En 1969, des stabilisateurs Delta-Omega c.a.d leur entrée et la variation de vitesse ($\Delta\omega$) ont été développés pour les centrales thermiques. En 1978, les PSSs, qui utilisent la vitesse de l'arbre et l'énergie électrique comme signaux d'entrée. La conception de contrôle et les procédures de mise en œuvre des stabilisateurs de puissance ont une influence très importante sur l'efficacité d'amélioration de la stabilité globale du système de puissance tel que le réseau électrique. Les progrès de la conception matérielle et méthodes de dérivation des signaux d'entrée ont été

améliorés par des techniques analytiques et des procédures de réglage. Ces derniers ont contribué à la réussite de l'application des stabilisateurs sur les générateurs des réseaux électriques pour résoudre les problèmes de stabilité introduits par l'évolution des caractéristiques du système de puissance [5].

I.3.1 Définition de Stabilisateur de Puissance PSSs

Le stabilisateur de puissance PSS (Power System Stabiliser) est utilisé pour améliorer la stabilité et amortir les oscillations électromécaniques observées sur le rotor. Comme on l'a déjà signalé, connecté dans la boucle de retour du système d'excitation, il permet d'améliorer considérablement la stabilité de l'ensemble du système, d'où l'équilibre entre la puissance électrique et la puissance d'entrée mécanique. Le problème majeur de cette action c'est le choix des paramètres du PSS lors de sa conception, qui révèle une étude précise de la dynamique du système [7].

Pratiquement, on trouve plusieurs types de PSS conventionnels, dont la conception dépend du signal d'entrée (parmi les signaux d'entrée on trouve, la déviation de vitesse $\Delta\omega$ couramment utilisée, la variation de fréquence Δf et la variation du couple électrique ΔT_e [8]).

La tâche principale d'un correcteur PSS est de donner un couple d'amortissement en phase avec le mode d'oscillation dans le réseau ou, dans le cas d'une oscillation locale, en phase avec la machine concernée. Le réglage d'un PSS consiste à trouver une bonne compensation de phase qui reste variable sur la plus grande plage de points de fonctionnement possibles du réseau. Ce réglage doit donc être efficace et robuste. Un grand nombre de méthodes de réglage des correcteurs PSS ont été proposées et appliquées dans les réseaux électriques dans le monde. Ces méthodes ont chacune leur propre détermination de la compensation de phase, quelle que soit la configuration de la machine et de son réseau [9].

I.3.2 Objectif Principal du PSS

L'objectif principal d'un PSS est d'introduire un composant de couple dans le rotor de la machine synchrone qui est proportionnel à l'écart de la vitesse réelle à partir de la vitesse synchrone. Lorsque le rotor oscille, cela le couple agit comme un couple d'amortissement pour contrer l'oscillation. Pour comprendre le fonctionnement d'un PSS, considérez le schéma fonctionnel de la figure I.1 Ce diagramme a été développé par Heffron et Phillips [Heffron et Phillips, 1952] pour représenter la dynamique d'un générateur synchrone unique connecté à la grille par une ligne. Le modèle de générateur électromécanique simple avec l'oscillation

mécanique et la dynamique du flux de champ ont été utilisées. La dynamique de la tension du régulateur était représentée comme un bloc de fonction de transfert EXC (s). De Mello et Concordia ont adopté ce modèle dans leur article [De Mello et Concordia, 1969] pour développer une compréhension du mécanisme des oscillations en termes de couple d'amortissement et de synchronisation [10].

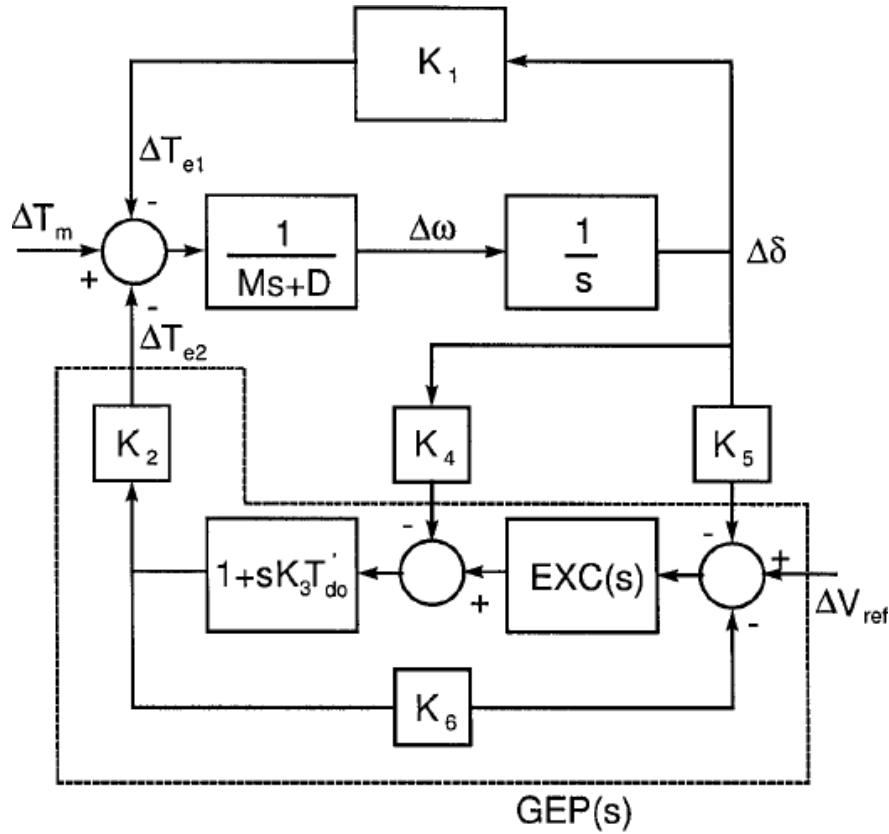


Figure I.1. Schéma block d'un réseau mono machine avec nœud infini [Heffron-Phillips]

I.3.3 La Fonction de Transfert du Stabilisateur de Puissance PSSs

La fonction de transfert du PSS est présentée comme suit :

$$G_{PSS}(S) = \frac{\Delta U(S)}{\Delta \omega(S)} = k_c \frac{sT_\omega}{1+sT_\omega} \left(\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right) \left(\frac{1+sT_3}{1+sT_4} \right) \quad (1. 1)$$

Schéma bloc d'un PSS Figure I.2 :

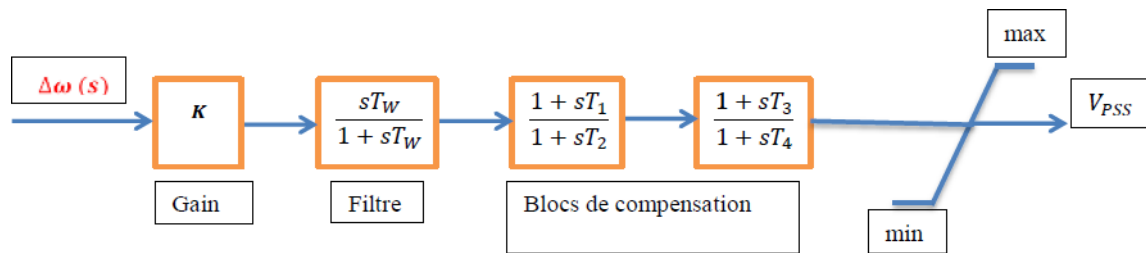


Figure I.2. Schéma bloc d'un PSS

I.3.4 Amélioration de la Stabilité par les PSSs

Les PSSs sont des contrôleurs ajoutés à la boucle de régulation de l'excitation des alternateurs. Ils détectent toute variation dans la vitesse pour générer un signal amortisseur qui se traduit par un couple d'amortissement sur l'arbre du générateur [11].

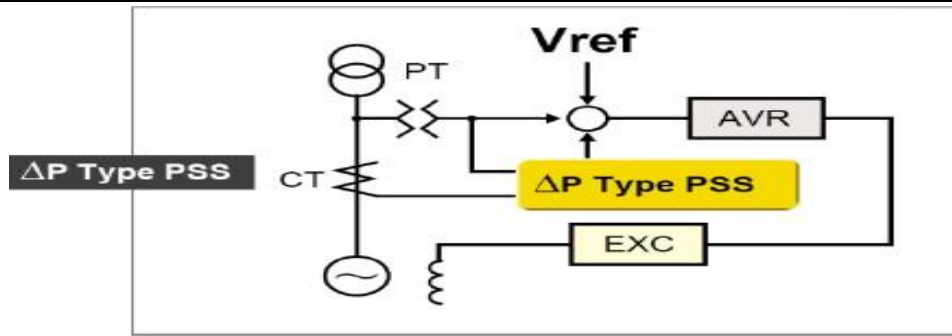
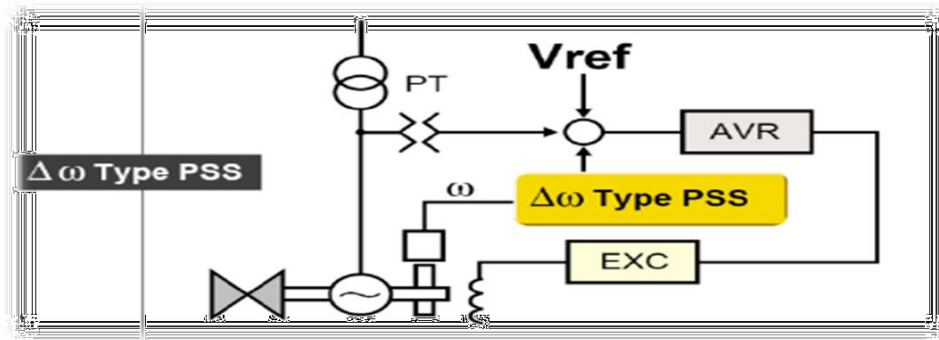
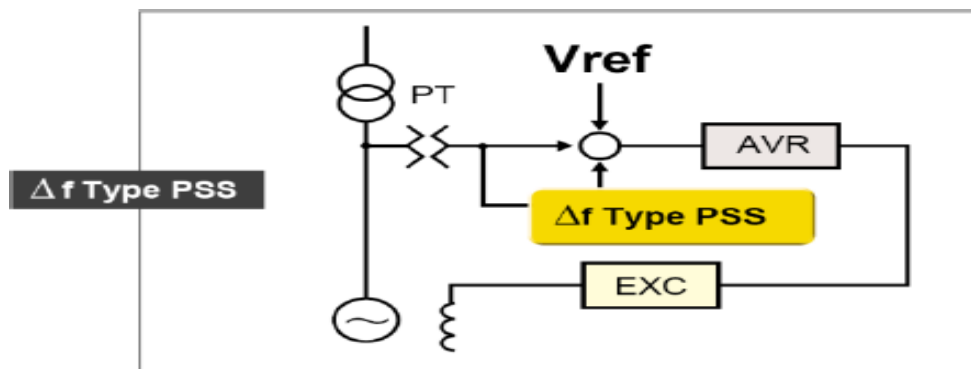
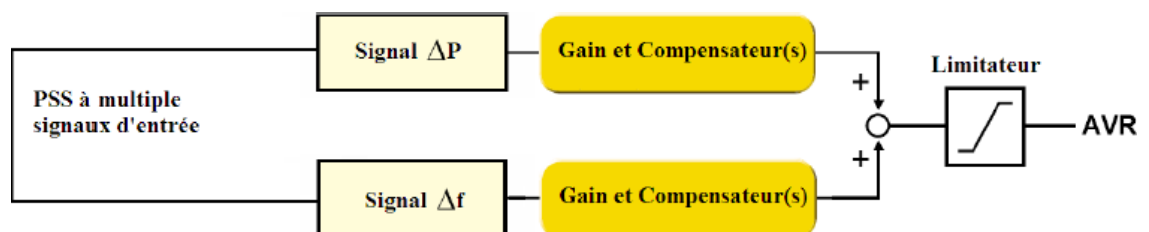
La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système

I.3.5 Les Différents Types d'Oscillation

Le système d'alimentation interconnecté a différents types d'oscillations. Il existe principalement deux types de systèmes oscillations comme oscillation en mode local. La perturbation du mode local a une plage de fréquence s'allant de 1,0 à 2,0 Hz. Le deuxième type des oscillations est associé à l'oscillation de nombreuses machines. Ces oscillations sont appelées mode interzone Oscillations. La perturbation des modes interzones a une fréquence de 0,2 à 1,0 Hz. [12].

I.4 Les Différents Types de PSSs

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 [13].

Figure I.3. PSS type ΔP [13]Figure I.4. PSS type $\Delta\omega$ [13]Figure I.5. PSS type Δf [13]Figure I.6. PSS à multiples signaux d'entrée Δf (ou $\Delta\omega$) et ΔP [13]

Pratiquement, on trouve plusieurs types de PSSs conventionnels, dont la conception dépend

du signal d'entrée, parmi les signaux d'entrée on trouve, la déviation de vitesse $\Delta\omega$ couramment utilisée, la variation de fréquence Δf et la variation du couple électrique.

On cite principalement:

- 1) le PSS à avance retard de phase (lead-lag PSS).
- 2) le PID (Proportionnel Intégral Dérivateur).
- 3) le PSS flou (type PID).

I.4.1 PSS à avance-retard de phase

Ce type de PSS est constitué des trois blocs essentiels suivants [14] [15] :

- un gain amplificateur K_c .
- un filtre passe-haut caractérisé par sa constante de temps T_w , dont le rôle est d'atténuer Les fréquences qui sont inférieures à (0.1Hz) du signal d'entrée, sa fonction de transfert est donnée par :

$$G_{\text{filtre}} = \frac{sT_w}{1+sT_w} \quad (1. 2)$$

Des blocs de compensation de phase dont la fonction de transfert est donnée par :

$$G_e = \left[\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right]^k \quad (1. 3)$$

Où $k=1$ ou 2 et $T_1 > T_2$.

Généralement on prend $k=2$, puisque plusieurs études à ce sujet ont démontré qu'un seul bloc de compensation est insuffisant pour garantir la stabilité du système. On peut écrire alors [14] [15] :

$$G_c = \left(\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right) \left(\frac{1+sT_3}{1+sT_4} \right) \quad (1.4)$$

Un limiteur de tension de sortie de PSS est nécessaire afin d'éviter la saturation du circuit magnétique de la machine électrique et par conséquent l'affectation de la régulation de la tension surtout durant la phase transitoire.

Donc, le schéma final de ce type des PSSs à avance retard de phase est le suivant [16] :

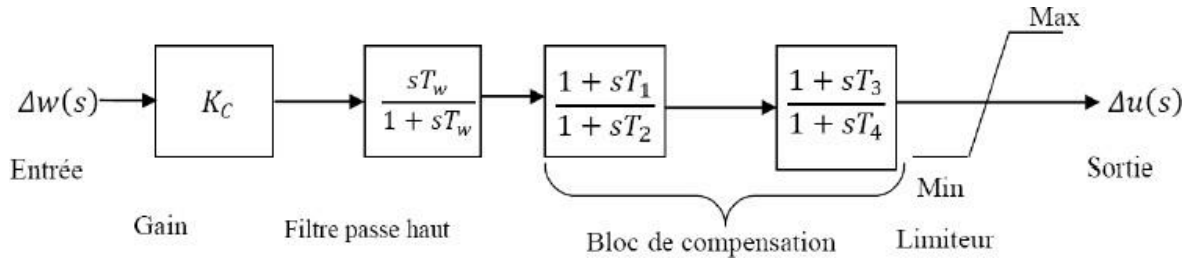


Figure I.7. Schéma bloc d'un PSS à avance-retard de phase

Récrivons la fonction de transfert précédente du PSS à avance-retard de phase sous la forme suivante:

$$G_{PSS}(S) = \frac{\Delta U(S)}{\Delta \omega(S)} = k_c \frac{sT_w}{1+sT_w} \left(\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right) \left(\frac{1+sT_3}{1+sT_4} \right) \quad (1.5)$$

Pour des raisons de simplification, on prend, en général, $T_1=T_3$ et $T_2=T_4$. ($T_1 > T_2$)

I.4.2 PSS PID

La structure générale d'un PSS de type PID est donnée par la figure I.8. Ce PSS est la combinaison de trois actions qui sont:

- une amplification d'un gain K_p (proportionnel), l'effet d'une augmentation de ce gain entraîne une diminution de l'erreur statique, et rend le système plus rapide, mais en revanche, il approche le système de l'instabilité ;
- une intégration caractérisée par son gain K_i dont le rôle est d'annuler l'erreur statique, pour une entrée en échelon, son intérêt principal est de corriger et d'améliorer la précision ;
- et une dérivation caractérisée par le coefficient K_d dont l'intérêt principal est l'effet stabilisant qui s'oppose aux grandes variations de l'erreur (donc aux oscillations), ce qui permet

de stabiliser le système et d'améliorer le temps de réponse.

L'association de ces trois blocks permet d'améliorer à la fois la précision, la rapidité et la stabilité.

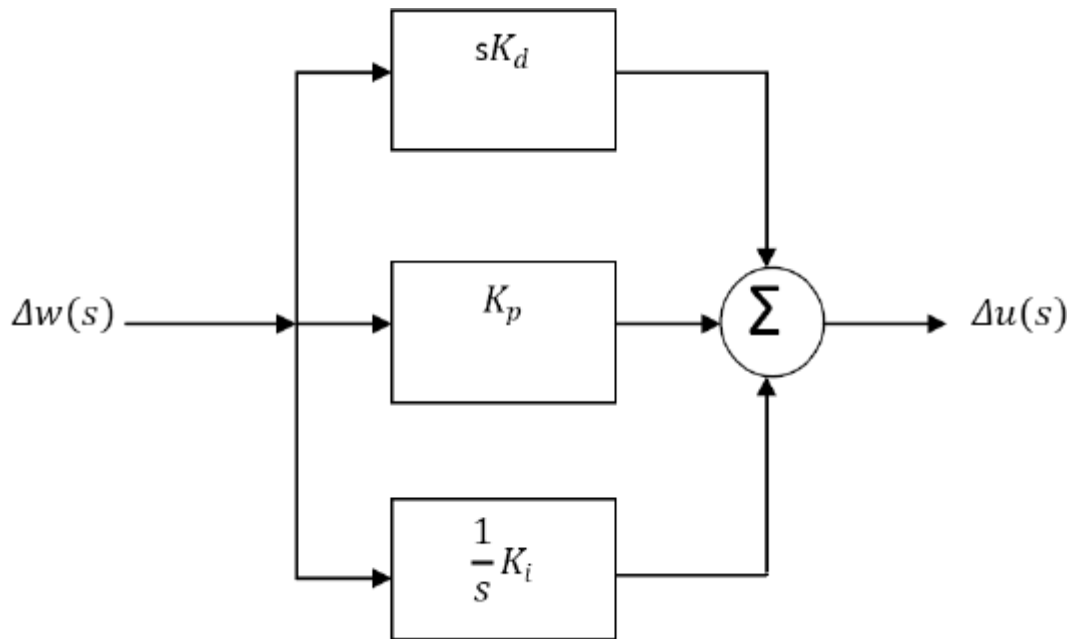


Figure I.8. Structure générale d'un PSS type PID

Récrivons la fonction de transfert précédente du PSS à PID sous la forme suivante :

$$\Delta u = (K_p + sK_d + \frac{1}{s}K_i)\Delta\omega \quad (1.6)$$

Le problème réside dans la détermination des paramètres. Plusieurs techniques ont été développées pour dimensionner les PID, telles que la méthode de placement des pôles, celle de Zigler Nichols...etc.

I.4.3 PSS PID Flou

Un contrôleur flou ne demande pas de modèle du système à régler. Les décisions sont prises sans avoir recours au modèle analytique. Les algorithmes de réglage se basent sur des règles linguistiques de la forme [17].

La figure I.9. illustre le schéma bloc d'un stabilisateur fluide de type PID. Il est conçu en combinant deux contrôleurs de base :

Le contrôleur fluide avec action proportionnelle dérivée (CF-PD) et le contrôleur fluide avec action proportionnelle intégrale (CF-PI).

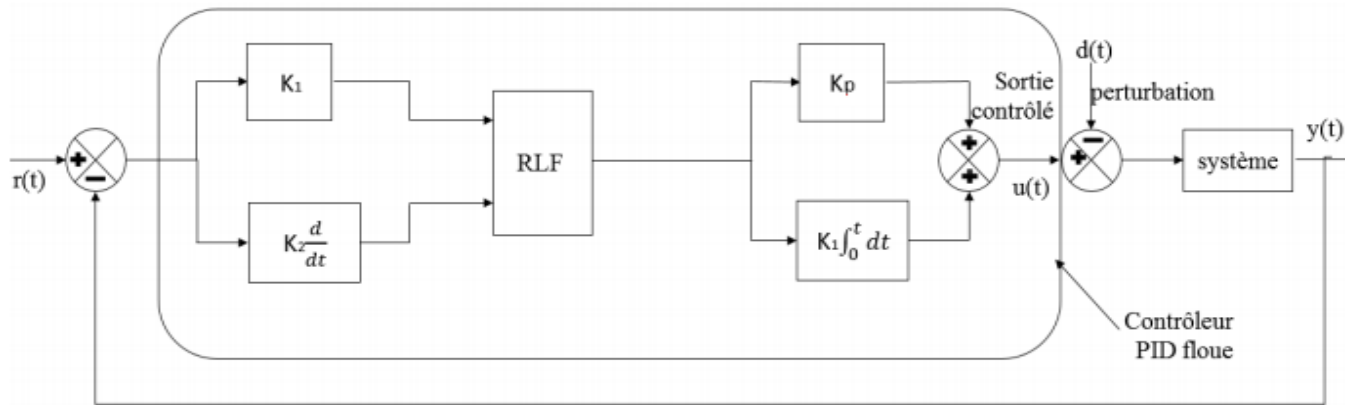


Figure I.9. Schéma bloc d'un PSS PID fluide

I.5 Etudes sur les PSSs

I.5.1 Emplacement Optimal des PSSs

Tous les générateurs du système ne participent pas aux modes dominants : tous les générateurs n'ont donc pas besoin d'être équipés de PSSs. En outre, il faut tenir compte des interactions négatives entre les PSSs qui augmentent avec le nombre de ces derniers. Enfin, il faut tenir compte des critères économiques. Les approches les plus efficaces proposées sont basées sur l'analyse modale du système linéarisé :

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

Comme nous l'avons vu, les amplitudes des résidus associés aux modes dominants de la fonction de transfert du système en boucle ouverte peuvent être utilisées pour déterminer les placements les plus efficaces pour installer les PSSs. Les amplitudes des facteurs de participation ou du mode Shape permettent de déterminer l'influence de chaque variable d'état dans les modes oscillatoires associés. Ces méthodes peuvent donc nous fournir des indications importantes sur l'emplacement optimal des PSSs dans le système pour réaliser un meilleur amortissement par rapport à des critères donnés. Sachant que des emplacements différents des PSSs entraînent des oscillations totalement différentes, des PSSs "mal placés" peuvent donc ne pas répondre aux objectifs. Pour cela, il faut bien choisir la méthode qu'il faut appliquer pour déterminer le bons

Emplacement des PSSs [18].

I.5.2 Etudes de Réglage

Le PSS fournit la modulation de la tension de champ qui amortit la puissance et les oscillations de vitesse par le contrôle normal d'AVR. L'étude de réglage détermine les paramètres PSS optimaux, basés sur le générateur particulier, les paramètres AVR et les caractéristiques du système. Des modèles détaillés à usage spécial sont utilisés pour cette analyse. Nos études déterminent l'ajustement clé de la rémunération de phase PSS. Pour compléter cette offre, nous effectuons également le criblage d'interaction PSS/Torsion pour les turbines à vapeur avec de basses fréquences modales. Ces études sont effectuées pour déterminer si un filtre de torsion est nécessaire.

I.5.3 Test des Commandes AVR/PSS

L'essai du PSS est normalement effectué pendant la mise en service de l'usine. L'état d'essai de PSS est à la production de charge de base ou près de la base de l'usine. Les essais de systèmes d'excitation modernes sont facilités par l'utilisation d'enregistrements de données internes et de signaux d'essai.

Les types de tests de base habituellement effectués sont donnés dans la liste suivante:

1. Test d'étape dans la référence AVR (charge de base - sans PSS).
2. Test de marge de gain pour déterminer le gain PSS à utiliser.
3. Test d'étape dans la référence AVR (charge de base avec PSS).

Les tests supplémentaires facultatifs pour les nouvelles unités de conception ou les exigences par client sont les :

- Fonction de transfert non compensée AVR.
- Fonction de transfert PSS.

I.6 Stabilité du System de Puissance

L'augmentation énorme de la demande de l'énergie électrique conduit à l'exploitation des réseaux électriques vers leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques provoque un grand problème dans le bon fonctionnement de ces derniers dans le monde entier. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de

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

I.7 Définition de la Stabilité des Systèmes de Puissance

Pendant plusieurs années beaucoup de recherches étaient effectuées juste pour comprendre et résoudre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. Y'en a plusieurs définitions de la stabilité des systèmes de puissance. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat des recherches d'un groupe de travail IEEE. La stabilité d'un système de puissance est définie en général par sa capacité, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après l'apparition d'une petite perturbation ou d'une grande perturbation.

I.8 Classification de la Stabilité des Systèmes de Puissance

Pour analyser les problèmes de l'instabilité dans les systèmes de puissance électriques, il est obligé de citer les différents types de la stabilité.

Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes [19].

- La nature physique de l'instabilité résultante;
- L'amplitude de la perturbation.
- La plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
- Les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

Comme il est présent dans la figure I.10 la stabilité des systèmes de puissance sont divisée en trois catégories [20]:

- La stabilité de l'angle de rotor (ou puissance).
- La stabilité de tension.
- La stabilité de fréquence.

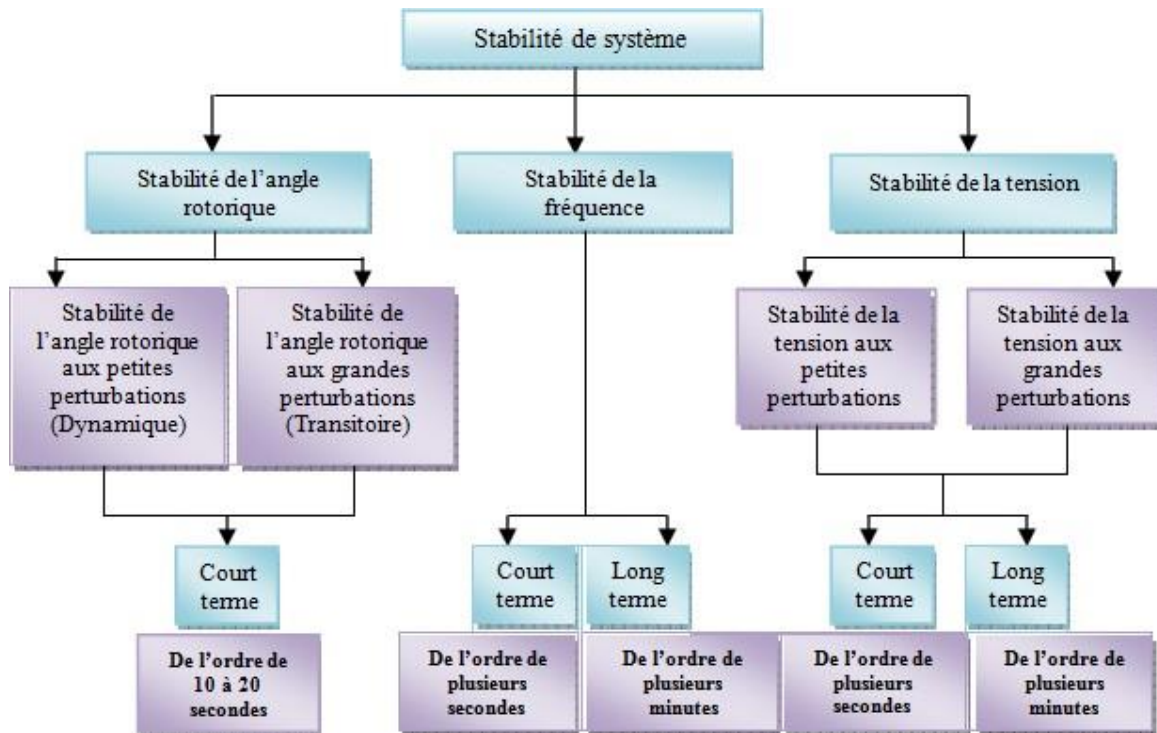


Figure I.10. Classification de la stabilité des réseaux électriques

I.8.1 Stabilité de Tension

La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tensions à quelques nœuds. Suite à une perturbation, certaines charges ont tendance à restaurer la puissance consommée avant perturbation. C'est le cas des moteurs asynchrones, des charges dont la tension est contrôlée par un régulateur en charge automatique, des chauffages électriques commandé par thermostat...etc. Il existe une puissance maximale transmissible entre les centres de production et ceux de consommation. Cette puissance maximale disponible dépend non seulement des caractéristiques du réseau de transport (distances électriques) mais également de celles des générateurs (possibilité de maintenir la tension grâce à une réserve de puissance réactive suffisante). Par conséquent, si la puissance que les charges tendent à restaurer

devient supérieure à la puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des charges va contraindre le réseau haute tension en augmentant la puissance réactive consommée et en faisant donc baisser progressivement la tension du réseau jusqu'à des valeurs inacceptables [21]. Généralement, l'instabilité de tension se produit lorsqu'une perturbation entraîne une augmentation de puissance réactive demandée au-delà de la puissance réactive possible.

Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension, ce sont par exemple :

- une augmentation de charge.
- des générateurs, des condensateurs synchrones,
- une tentative d'un régulateur automatique en charge ayant échoué de restaurer la tension de charge à son niveau initial avant la perturbation.
- une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne.
- une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones,...).

La plupart de ces changements ont des effets significatifs sur la production, la consommation et la transmission de puissance réactive, ainsi sur la stabilité de tension. Par conséquent, des mesures peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité de tension, tels (IEEE, 2002) :

- un contrôle automatique des condensateurs shunts.
- un blocage des régulateurs en charge automatique.
- une nouvelle répartition de la génération.
- une replanification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de commande.
- une régulation de tension secondaire.
- un plan de délestage [22].

I.8.2 Stabilité de Fréquence

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produites et consommées. Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes). Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produites consommée peut- être

déséquilibré, ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence. L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera significatif avec des graves conséquences (effondrement complet du système), [22].

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomènes à court terme et à long terme. Dans un grand système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système. Les générateurs de chaque sous réseau résultant essaient de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme [23].

1.8.3 Stabilité d'Angle Rotorique

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 [24].

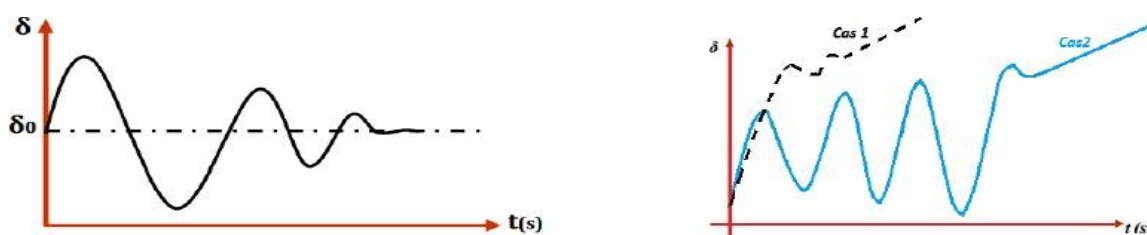
L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotorique, soit d'une machine et de reste du système, soit d'un groupe de machines et du reste du système. Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système [25]. 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).

I.9.3.1 Stabilité Angulaire aux Grandes Perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (ou la stabilité transitoire) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme après une perturbation importante. La réaction du système implique de grandes excursions des angles des rotors des générateurs et est influencée par la relation non-linéaire de la puissance par rapport à l'angle. La stabilité transitoire dépend de l'état initial du système et de la sévérité de la perturbation. L'instabilité est habituellement sous forme d'une séparation angulaire périodique en raison du couple de synchronisation insuffisant, se manifestant comme une instabilité sur la première oscillation. Cependant, dans les grands systèmes électriques, l'instabilité transitoire ne se produit pas toujours comme une instabilité sur la première oscillation qui serait liée à un seul mode. C'est parfois le résultat de la superposition d'un mode d'inter régions d'oscillation lent et d'un mode d'oscillation local de centrale causant une grande excursion d'angle rotorique avec dépassement de la limite de stabilité à la première oscillation [19].

Il peut également être un résultat des effets non linéaires affectant un seul mode et causant l'instabilité après la première oscillation. Le cadre de temps de la dynamique généralement observée de la stabilité transitoire est de l'ordre de 3 secondes à 5 secondes après la perturbation. Il peut se prolonger à 10-20 secondes pour les grands systèmes ayant des oscillations dominantes d'inter régions [26].

Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation, elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instabilité), (cas 1, Figure I.11), 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.11) [27].



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

Figure I.11. Variation d'angle de rotor [27].

I.9.3.2 Stabilité Angulaire aux Petites Perturbations (stabilité dynamique)

La stabilité des systèmes électriques apparaît sous différentes formes. Dans le cadre de cette étude, nous nous intéressons beaucoup plus à la stabilité en petit mouvement, sujet de ce présent chapitre. On définit la stabilité en petit mouvement d'un système électrique, ou sa stabilité statique, comme sa capacité de retrouver, après avoir subi n'importe quelle « petite perturbation », un état d'équilibre identique ou très proche de son état initial. La stabilité en petit mouvement s'étudie principalement par les techniques d'analyse linéaire appliquées au modèle mathématique préalablement linéarisé autour du point de fonctionnement du système électrique [28].

Les problèmes de stabilité d'angle rotorique de petite perturbation peuvent être locaux ou globaux en nature. Les problèmes locaux impliquent une petite partie du système électrique, et sont habituellement associés aux oscillations d'angle rotorique d'une centrale par rapport au reste du système électrique. Ces oscillations s'appellent les oscillations locales de mode de centrale. La stabilité (l'amortissement) de ces oscillations dépend des caractéristiques du système de transport vu de la centrale, des systèmes d'excitation du générateur et de son niveau de production. Les problèmes globaux sont provoqués par des interactions entre de grands groupes de générateurs et ont des effets répandus. Ils impliquent des oscillations d'un groupe de générateurs dans une région contre un groupe de générateurs dans une autre région [29].

La première étape dans l'analyse de la stabilité en petit mouvement est donc de déterminer les conditions initiales d'équilibre du système électrique à travers le calcul d'écoulement de puissance. Ensuite, le modèle mathématique non linéaire décrivant son comportement est linéarisé autour de ces conditions d'équilibre et la représentation d'état du système est formée. Enfin, la matrice d'état permettra de calculer les vecteurs propres et les valeurs propres du système. Ces derniers nous informeront sur la stabilité du système [29].

I.9 Variation de Couple Electromagnétique

Dans un système de puissance, l'écoulement de puissance est lié aux positions angulaires des rotors de générateurs. Les positions des rotors doivent être réglées à tout

moment pour faire face à tout changement de conditions de fonctionnement (variations de charge, de puissance de sortie de turbine,...). Un déséquilibre entre les couples mécanique et électromagnétique agissant sur le rotor, provoque une variation du mouvement du rotor, par rapport à une référence synchrone tournante. Ainsi, le couple électromagnétique joue un rôle important dans la stabilité angulaire.

Ce couple est généralement produit par les interactions entre les trois circuits du stator de générateur, le circuit d'excitation et d'autres circuits tels les enroulements amortisseurs [30]

$$\Delta T_e = T_S + T_A = K_S \cdot \Delta\delta + K_A \cdot \Delta\omega \quad (1.7)$$

K_S : coefficient de couple synchronisant.

K_A : Coefficient de couple d'amortissent.

a) Couple Synchronisant T_S :

Il représente la variation de couple électromagnétique en phase avec la variation d'angle de rotor $\Delta\delta$. Le couple synchronisant est produit par les interactions entre les enroulements du stator et la composante fondamentale du flux de l'entrefer.

Ce couple tend à accélérer ou décélérer le rotor pour le ramener à sa position initiale. Il agit comme un couple de rappel d'un ressort d'un système mécanique [30].

$$T_S = K_S \cdot \Delta\delta \quad (1.8)$$

b) Couple d'Amortissement T_A :

Il représente la variation de couple électromagnétique en phase avec la variation de vitesse de rotor $\Delta\omega$ [30].

$$T_A = K_A \cdot \Delta\omega \quad (1.9)$$

I.10 Influence sur la Stabilité Dynamique :

L'action puissante et rapide du système d'excitation pour améliorer la stabilité transitoire a malheureusement une contribution négative importante sur l'amortissement des oscillations du système. Le courant d'excitation, qui agit pour améliorer le couple synchronisant, est toujours en retard sur les caractéristiques

temporelles correspondantes aux parties électriques du générateur et aux autres parties électriques du système. A partir du moment de l'identification du changement désiré d'excitation, le système d'excitation subit donc un temps de retard inévitable. Pendant ce temps, l'état du système oscillant va changer en impliquant un nouvel ajustement du courant d'excitation. Le système d'excitation reste donc en retard, par rapport au changement nécessaire. Par conséquent, le système d'excitation va introduire l'énergie demandée à contre temps. Les courants ainsi induits dans les circuits du rotor s'opposeront aux courants induits initiés par l'écart de vitesse du rotor ($\Delta\omega$). Le couple d'amortissement diminuera pouvant atteindre des valeurs négatives : le comportement oscillatoire du générateur va donc augmenter et une perte de stabilité peut avoir lieu [23].

La figure (I.12) illustre l'influence du couple d'amortissement sur la stabilité aux petites perturbations.

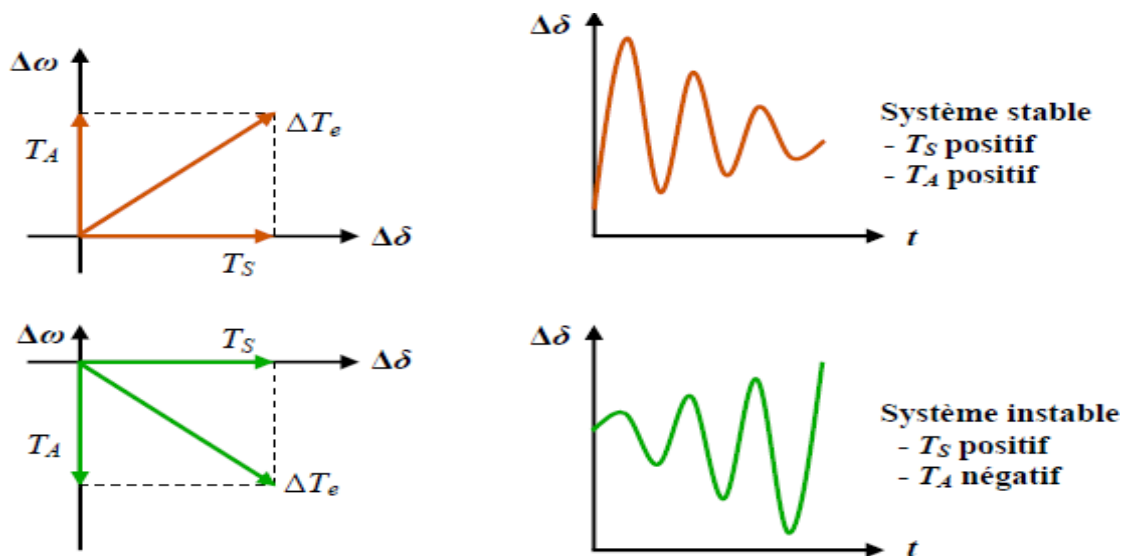


Figure I.12. Influence du couple d'amortissement sur la stabilité.

I.11 Influence du Système d'Excitation sur la Stabilité Angulaire

Le système d'excitation avec son régulateur de tension a une influence importante sur le couple d'amortissement T_A et le couple synchronisant T_S ; lorsqu'il y a des variations de tension, les deux puissances active et réactive transmissibles dans le réseau de transport vont varier. Cela entraîne des interactions indésirables entre les régulateurs de fréquence (puissance active) et de tension (puissance réactive).

Les systèmes d'excitation modernes, ayant une réponse rapide et une action "puissante", 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 [23].

I.12 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons cité les différents types des PSSs (power system stabiliser) et comment sont évalués. Nous avons aussi montré quelques généralités et définitions sur les PSSs. Ce premier chapitre nous a aidés à découvrir comment les PSSs améliorent la stabilité du système de puissance. Les PSSs sont largement utilisés dans les zones de productions car il est très important pour la stabilité. Dans ce chapitre, on a aussi défini la stabilité d'une façon générale et on a spécifié la stabilité dynamique des petites perturbations.

Chapitre II

Modélisation du Système de Puissance

Modélisation du Système de Puissance

II.1 Introduction

Étape importante, lorsqu'on veut analyser et commander un système d'énergie électrique, consiste à trouver un bon modèle mathématique. Généralement, un modèle, dans l'analyse des systèmes, est un ensemble d'équations ou de relations, qui décrit convenablement les interactions entre les différentes variables étudiées, dans la gamme de temps considérée et avec la précision désirée, pour un élément ou un même système physique, peut donner lieu à des modèles différents.

II.2 Modèle du Générateur

Dans le calcul des réseaux électriques, un générateur est représenté par une source de tension constante comme le montre la figure suivante :

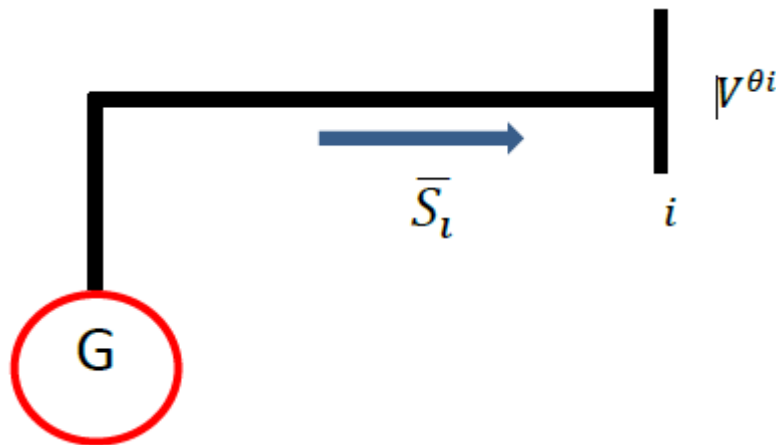


Figure II.1. Modèle du générateur.

$$V_i = |V| e^{j\theta_i}$$

$$S_i = P_i + jQ_i \quad (2.1)$$

Ce générateur assez rapide pour assurer une tension constante à ces bornes. Du point de vue réseaux électriques le générateur est un convertisseur électromécanique qui à partir de l'énergie mécanique fournie par une turbine, renvoie dans le réseau de l'énergie électrique sous forme triphasé. Il joue un rôle prédominant dans les phénomènes de stabilité des réseaux.

Le générateur est modélisé dans cette étude dans le cadre des hypothèses simplificatrices suivantes [31], [32]:

- Les résistances sont négligées
- L'effet de l'enroulement amortisseur n'est pas considéré ;
- Le courant d'excitation au rotor génère un flux suivant l'axe (d), par conséquent la f.é.m. induite aura une seule composante dans la direction de l'axe (q) ;
- L'angle mécanique du rotor coïncide avec l'angle de la tension interne du générateur.

II.3 Equations Electriques

On considère la i ème machine d'un système électrique multi-machine. Le repère (dq) i concerne la machine i seule, alors que le repère (DQ) est commun à toutes les machines du système. L'angle δ_i représente la position du repère (dq) de la machine i par rapport au repère commun (DQ).

$$\bar{V}_i = \bar{E}_{qi} - jX_{di} \bar{I}_{di} - jX_{qi} \bar{I}_{qi} \quad (2.2)$$

Par rapport au repère (DQ), on peut écrire :

$$V_i e^{j\alpha_i} = E_{qi} e^{j\delta_i} - X_{di} I_{di} e^{j\delta_i} - X_{qi} I_{qi} e^{j(\delta_i + 90^\circ)} \quad (2.3)$$

Qui devient après arrangement :

$$V_i e^{-j(\delta_i - \alpha_i)} = E_{qi} - X_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi} \quad (2.4)$$

$$\begin{cases} V_i \sin(\delta_i - \alpha_i) = X_{qi} I_{qi} = V_{di} \\ V_i \cos(\delta_i - \alpha_i) = E_{qi} - X_{di} I_{di} = V_{qi} \end{cases} \quad (2.5)$$

Lors d'une perturbation, le système d'équations (2.4) n'est plus valable, car il faut prendre en compte la réactance et la f.é.m. transitoires [33]. Supposons que la machine est à

l'état stable avant qu'elle ne subisse une perturbation causant des oscillations au niveau du rotor. Les courants et tensions deviennent alors (l'exposant 0 indique l'état stable) :

$$I_{di} = I_{di}^0 + \Delta I_{di} \quad (2.6)$$

$$I_{qi} = I_{qi}^0 + \Delta I_{qi} \quad (2.7)$$

Et

$$V_{di} = V_{di}^0 + \Delta V_{di} = X_{qi} I_{qi} \quad (2.8)$$

$$V_{qi} = V_{qi}^0 + \Delta V_{qi} = E_{qi} - X_{di} I_{di}^0 - X'_{di} \Delta I_{di} \quad (2.9)$$

$$V_{qi} = E_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) I_{di}^0 - X'_{di} \Delta I_{di} = E'_{qi} - X'_{di} \Delta I_{di} \quad (2.10)$$

On en déduit que :

$$E'_{qi} = E_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) I_{di}^0 \quad (2.11)$$

Les puissances électriques sont données par :

$$\begin{aligned} \bar{S}_i &= P_{ei} + jQ_{ei} = \bar{V}_i \bar{I}_i = (V_{di} + jV_{qi})(I_{di} - jI_{qi}) \\ &= (V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi}) + j(V_{qi} I_{di} - V_{di} I_{qi}) \\ P_{ei} &= V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi} \\ Q_{ei} &= V_{qi} I_{di} - V_{di} I_{qi} \end{aligned}$$

Ainsi, la puissance électrique active s'écrit :

$$P_{ei} = E'_{qi} I_{qi} + (X_{qi} - X'_{di}) I_{di} I_{qi} \quad (2.12)$$

II.4 Equations Mécaniques

Le fonctionnement de la machine synchrone en générateur implique la conversion d'une énergie mécanique en une énergie électrique. L'énergie mécanique provient d'une turbine qui, solidaire de l'arbre de la machine.

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (P_{mi} - P_{ei} - D_i(\omega_i - 1)) \quad (2.13)$$

$$\dot{\delta}_i = \omega_0(\omega_i - 1) \quad (2.14)$$

Avec :

ω : Vitesse angulaire du rotor de la $i^{\text{ème}}$ machine en pu.

ω_0 : Vitesse de synchronisme (vitesse de base) en rad/s.

P_{mi}, P_{ei} : Puissances mécanique et électrique respectivement en pu.

H_i : Constante d'inertie en seconde.

D_i : Constante d'amortissement en pu.

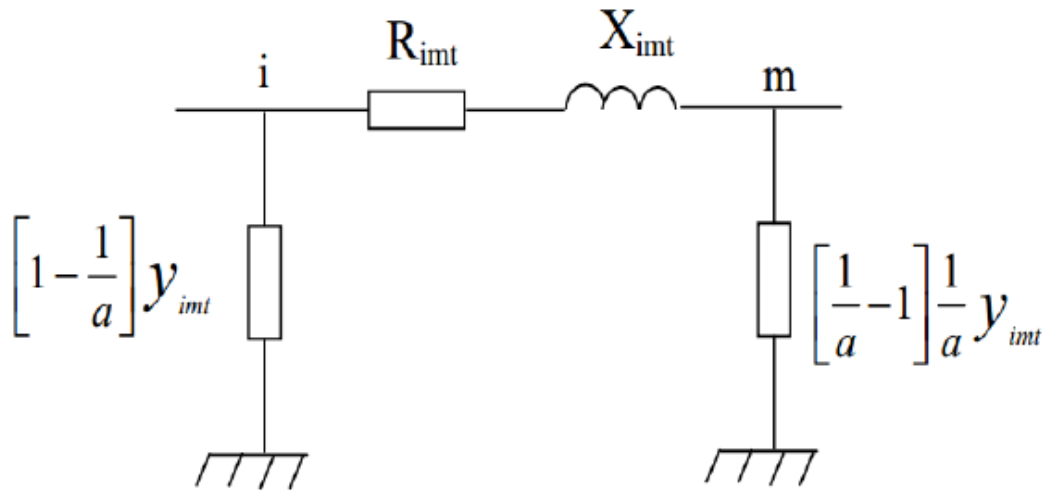
II.5 Modèle du Réseau de Transmission

Dans cette section, nous allons établir le modèle du réseau de transmission. Celui-ci comprend le modèle des transformateurs, le modèle des lignes de transmission et les admittances équivalentes aux charges. Connaissant les tensions terminales aux nœuds générateurs et la matrice admittance réduite Y du réseau, le réseau de transmission est décrit par l'équation [33].

$$\bar{I} = \bar{Y}_r \bar{V} \quad (2.15)$$

II.6 Modèle des Transformateurs

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, coté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution. Chaque transformateur peut être modélisé par une résistance en série avec une réactance comme elle indique la (Figure II.2) [34].

Figure II.2. Modèle en π d'un transformateur [34].

L'admittance de transformateur est exprimée par :

$$Y_{imt} = \frac{1}{R_{imt} + jX_{imt}} \quad (2. 16)$$

a : rapport de transformation.

R_{imt} : Résistance du transformateur placé entre les nœuds i et m .

X_{imt} : Réactance du transformateur placé entre les nœuds i et m .

En négligeant les pertes, le transformateur peut être représenté par la réactance X_{imt} .

II.7 Modélisation d'une Charge

Les charges du réseau sont représentées par des admittances (ou impédances) passives reliées à la terre. Elles donnent la relation suivante :

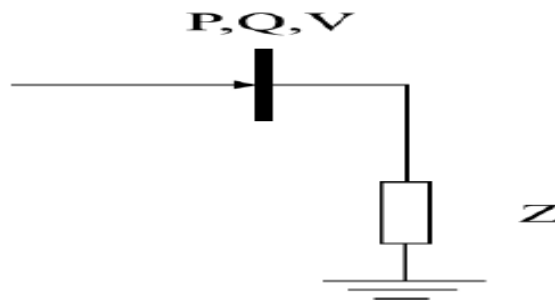


Figure II.3. Schéma équivalent d'une charge.

$$y_{ck} = \frac{P_{ck} - jQ_{ck}}{|V_k|^2} \quad (2.17)$$

Où :

Y_{ck} : Admittance de la charge au nœud i .

P_{ck} : Puissance active injectée au nœud i .

Q_{ck} : Puissance réactive injectée au nœud i .

V_{ck} : Module de la tension au nœud i .

Les valeurs P_{ck} , Q_{ck} et V_{ck} : sont obtenues par l'étude de la répartition de puissance en régime permanent.

Nous développerons un modèle linéaire du système électrique à partir des équations établies ci-dessus.

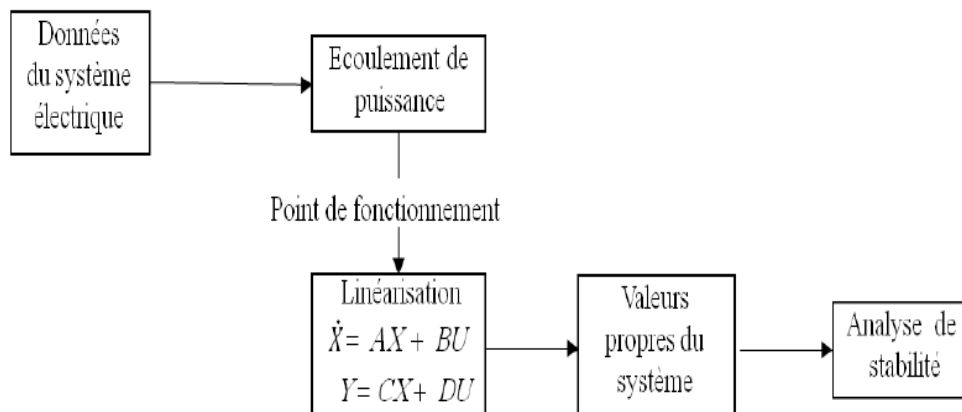


Figure II.4. Etapes de l'analyse de la stabilité en petit mouvement.

II.8 Linéarisation du Système de Puissance

Les équations différentielles et algébriques du réseau électrique, déjà vu, montrent le non linéarité du système. Lorsque le système subit des perturbations rapides, et qu'il reste proche du point de fonctionnement, on peut alors linéariser ces équations autour de ce point de fonctionnement.

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (\Delta Tm - \Delta Tei - D\Delta \omega_i) \\ \Delta \dot{\delta}_i = \omega_0 \cdot \Delta \omega_i \\ \Delta \dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{d0}} (\Delta E_{fdi} - \Delta E'_{qi} (X_{di} - X'_{di}) \Delta I_{di}) \\ \Delta \dot{E}'_{fdi} = \frac{1}{T'_{di}} (-K_{ai} (\Delta V_{réf} - \Delta U_i) - \Delta E_{fdi}) \end{array} \right. \quad (2.18)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{ei} = E'_{qi} I_{qi} X_{qi} X'_{di} I_{di} I_{qi} \\ I_{di} = Re(\overline{I_{dq}}) = \sum_{j=1}^n Y_{mij} (-S_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) C_{ij} I_{qj}) \\ I_{qi} = Im(\overline{I_{dq}}) = \sum_{j=1}^n Y_{mij} (C_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) S_{ij} I_{qj}) \\ V_{di} = X_{qi} I_{qi} \\ V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di} I_{di} \\ V = \sqrt{V_{di}^2 + V_{qi}^2} \end{array} \right. \quad (2.19)$$

Afin de former l'équation d'état du système, les équations du système (2. 20) doivent s'exprimer uniquement en fonction des variables d'état.

A partir de l'équation du courant d'axe direct du système (2. 19) et après linéarisation nous obtenons :

$$\Delta I_d = N_d \Delta \delta + O_d \Delta E'_q + M_d \Delta I_q \quad (2.21)$$

Avec :

$$N_{dij} = -Y_{mij} (C_{ij}^0 E'_{qj} + S_{ij}^0 (X_{qi} X'_{dj} I_{qj}^0$$

$$N_{dii} = - \sum_{j \neq i}^n N_{dij}$$

$$O_{dij} = -Y_{mij} S_{ij}^0$$

$$M_{dij} = Y_{mij} C_{ij}^0 (X_{qj} - X'_{dj})$$

(L'exposant 0 indique les conditions initiales). De même pour le courant d'axe en quadrature nous avons :

$$\Delta I_q = N_q \Delta \delta + O_q \Delta E'_q + M_q \Delta I_q \quad (2.22)$$

Qui devient :

$$L_q \Delta I_q = N_q \Delta \delta + O_q \Delta E'_q \quad (2.24)$$

Avec :

$$N_{qij} = Y_{mij}(-S_{ij}E_{qj}^{'0} + C_{ij}(X_{qj}X_{dj}'I_{qj}^0$$

$$N_{qii} = - \sum_{j \neq i}^n N_{qij}$$

$$O_{qij} = Y_{mij}C_{ij}$$

$$M_{qij} = Y_{mij}S_{ij}(X_{qj} - X_{dj}')$$

$$L_q = 1 - M_q \quad \text{ou } 1 = \text{matrice identité}$$

Remplaçons (2.23) dans (2.21) :

$$\begin{cases} \Delta I_d = (N_d + M_d L_q^{-1} N_q) \Delta \delta + L_q^{-1} N_q \Delta \delta + (O_d + M_d L_q^{-1} O_q) \Delta E'_q \\ \Delta I_q = L_q^{-1} N_q \Delta \delta + L_q^{-1} O_q \Delta E'_q \end{cases} \quad (2.23)$$

On pose :

$$F_q = L_q^{-1} N_q$$

$$Y_q = L_q^{-1} O_q$$

$$F_d = N_d + M_d F_q$$

$$Y_d = M_d Y_q$$

Enfin, nous aurons :

$$\begin{aligned}\Delta I_d &= F_d \Delta \delta + Y_d \Delta E'_q \\ \Delta I_q &= F_q \Delta \delta + Y_q \Delta E'_q\end{aligned}\tag{2. 26}$$

A partir de l'expression de la puissance électrique active nous obtenons :

$$\Delta P_e = K_1 \Delta \delta + K_2 \Delta E'_q\tag{2. 27}$$

Avec :

$$\begin{aligned}K_1 &= O_t F_q + W_t F_d \\ K_2 &= O_t Y_q + W_t Y_d + [I_q^0] \\ O_t &= [X_q - X'_d][I_d^0] + [E_q'^0] \\ W_t &= [X_q - X'_d][I_q^0]\end{aligned}$$

A partir de la dynamique d'E2q nous avons :

$$(1 + [T'_{d0}]S)\Delta E'_q = \Delta E_{fd} - [X_d - X'_d]\Delta I_d\tag{2. 28}$$

Nous remplaçons ΔI_d par son expression (2. 26), l'équation (2. 28) s'écrit :

$$(1 + [T'_{d0}]S)\Delta E'_q = \Delta E_{fd} - [X_d - X'_d](F_d \Delta \delta + Y_d \Delta E'_q)\tag{2. 29}$$

Développons (2. 28) pour la i ème machine :

$$(1 + (X_{di} - X'_{di})Y_{di} + sT'_{d0i})\Delta E'_{qi} = \Delta E_{fdi} - (X_{di} - X'_{di})\{\sum_{j=1}^n F_{dij} \Delta \delta_j - \sum_{j \neq i}^n Y_{dij} \Delta E'_{dj}\}\tag{2. 30}$$

Et nous posons :

$$\begin{aligned}K_{3ij} &= (X_{di} - X'_{di})F_{dij} \\ K_{4ij} &= 1 + (X_{di} - X'_{di})Y_{dii} \\ K_{4ij} &= (X_{di} - X'_{di})Y_{dij}\end{aligned}$$

A partir des équations des tensions :

$$\begin{cases} V_{di} = X_{qi} I_{qi} \\ V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di} I_{di} \end{cases} \rightarrow \begin{cases} \Delta V_{di} = X_{qi} \Delta I_{qi} \\ \Delta V_{qi} = \Delta E'_{qi} - X'_{di} \Delta I_{di} \end{cases} \quad (2.31)$$

$$V_i = \sqrt{V_{di}^2 + V_{qi}^2} \rightarrow \Delta V_i = \frac{1}{V^0} (V_{di}^0 \Delta V_{di} + V_{qi}^0 \Delta V_{qi}) \quad (2.32)$$

Nous aurons enfin :

$$\Delta V = K_5 \Delta \delta + K_6 \Delta E'_q \quad (2.33)$$

Avec :

$$K_5 = D_v [X_q] F_q - O_v [X'_d] F_d$$

$$K_6 = D_v [X_q] Y_q - O_v [X'_d] Y_d + O_v$$

$$D_v = \left[\frac{1}{V^0} \right] [V_d^0]$$

$$O_v = \left[\frac{1}{V^0} \right] [V_q^0]$$

Ainsi, les équations différentielles décrivant la dynamique de la machine sont réécrites sous une forme linéaire.

A partir des équations (2. 26), (2. 27) et (2. 33) le système (2. 21) devient :

$$\begin{cases} \Delta \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} [-D_i \Delta \omega_i - \sum_{j=1}^n (K_{1ij} \Delta \delta_{ij}) - \sum_{j=1}^n (K_{2ij} \Delta E'_{qi})] + \frac{1}{2H_i} \Delta T_{mi} \\ \Delta \dot{\delta}_i = \omega_0 \cdot \Delta \omega_i \\ \Delta \dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{d0}} [-\sum_{j=1}^n (K_{4ij} \Delta \delta_j) - \sum_{j=1}^n (\frac{1}{K_{3ij}} \Delta E'_{qj}) + \Delta E_{fdi}] \\ \Delta \dot{E}'_{fdi} = \frac{1}{T_{ai}} [-K_{ai} \sum_{j=1}^n (K_{5ij} \Delta \delta_j) - K_{ai} \sum_{j=1}^n (K_{6ij} \Delta E'_{qi}) - \Delta E_{fdi}] + \frac{K_{ai}}{T_{ai}} \Delta U_i \end{cases} \quad (2.34)$$

Le système d'équations (2. 33) est la représentation d'état de la $i^{\text{ème}}$ machine d'un système multi machine. Pour un système électrique à n générateurs l'équation d'état s'écrit sous la forme :

$$\frac{d}{dt}X(t) = A.X(t) + B.U(t) + L.P(t) \quad (2.35)$$

Les vecteurs $X(t)$, $U(t)$ et $P(t)$ sont les vecteurs d'état, de commande et de perturbation respectivement, avec :

$$X(t) = [\Delta\omega_1 \Delta\omega_2 \dots \Delta\omega_n \quad \Delta\delta_1 \Delta\delta_2 \dots \Delta\delta_n \quad \Delta E'_{q1} \Delta E'_{q2} \dots \Delta E'_{qn} \quad \Delta E_{fd1} \Delta E_{fd2} \dots \Delta E_{fdn}]^T$$

$$U(t) = [\Delta U_1 \Delta U_2 \dots \Delta U_n]^T, P(t) = [\Delta P_{m1} \Delta P_{m2} \dots \Delta P_{mn}]^T$$

A est la matrice d'état de dimension $4n \times 4n$, B la matrice de commande de dimension $4n \times n$ et la matrice de perturbation de dimension $4n \times n$, avec :

$$A = \begin{bmatrix} \frac{-D_1}{2H_1} & 0 & 0 & \frac{-K_{1l1}}{2H_1} & \dots & \frac{-K_{1ln}}{2H_1} & \frac{-K_{2l1}}{2H_1} & \dots & \frac{-K_{2ln}}{2H_1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \frac{-D_n}{2H_n} & \frac{-K_{nl1}}{2H_n} & \dots & \frac{-K_{nlm}}{2H_n} & \frac{-K_{2nl}}{2H_n} & \dots & \frac{-K_{2nm}}{2H_n} & 0 & \dots & 0 \\ \hline \omega_0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \omega_0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline 0 & \dots & 0 & \frac{-K_{3l1}}{T'_{d01}} & \dots & \frac{-K_{3ln}}{T'_{d01}} & \frac{-K_{4l1}}{T'_{d01}} & \dots & \frac{-K_{4ln}}{T'_{d01}} & \frac{1}{T'_{d01}} & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \frac{-K_{3nl}}{T'_{d0n}} & \dots & \frac{-K_{3nm}}{T'_{d0n}} & \frac{-K_{4nl}}{T'_{d0n}} & \dots & \frac{-K_{4nm}}{T'_{d0n}} & 0 & 0 & \frac{1}{T'_{d0n}} \\ \hline 0 & \dots & 0 & \frac{-K_{a1}K_{s1}}{T_{a1}} & \dots & \frac{-K_{a1}K_{sn}}{T_{a1}} & \frac{-K_{a1}K_{61}}{T_{a1}} & \dots & \frac{-K_{a1}K_{6n}}{T_{a1}} & \frac{-1}{T_{a1}} & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \frac{-K_{an}K_{s1}}{T_{an}} & \dots & \frac{-K_{an}K_{sn}}{T_{an}} & \frac{-K_{an}K_{61}}{T_{an}} & \dots & \frac{-K_{an}K_{6n}}{T_{an}} & 0 & 0 & \frac{-1}{T_{an}} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline \frac{K_{a1}}{T_{a1}} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{K_{a2}}{T_{a2}} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{K_{an}}{T_{an}} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \Gamma = \begin{bmatrix} \frac{1}{2H_1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{2H_2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{2H_n} \\ \hline 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 \end{bmatrix}$$

La figure II.5 est la représentation du système (2. 34) sous la forme de fonctions de transfert. Elle met en évidence l'interaction qui existe entre les différentes machines du système électrique à travers les matrices K . Ces matrices sont des matrices carrées d'ordre n . Les éléments diagonaux de $K_1...K_6$ expriment les dynamiques des machines alors que les éléments hors-diagonaux expriment l'interaction entre les machines.

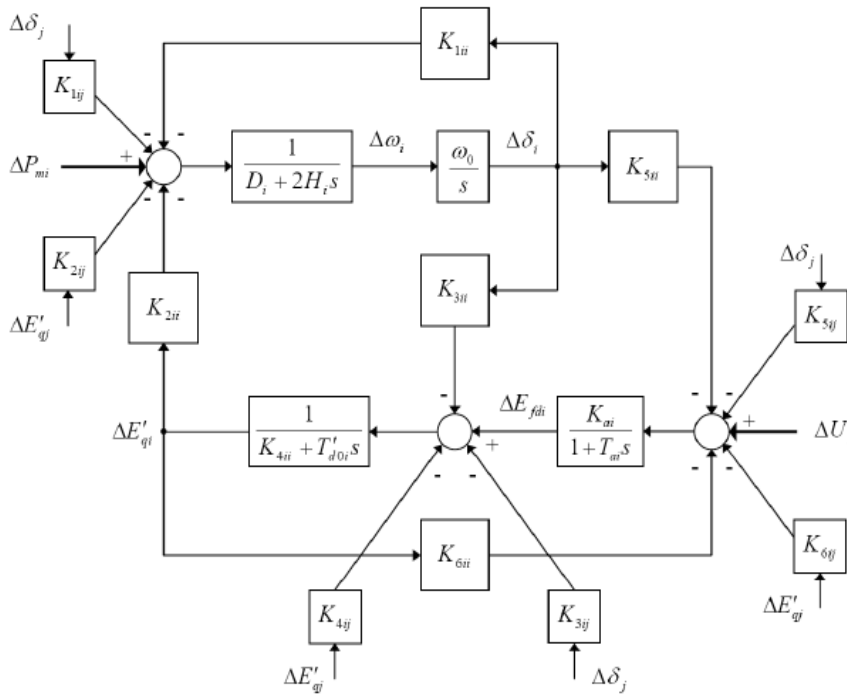


Figure II.5. Représentation par fonctions de transfert d'un système multi-machine.

II.9 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation des principaux différents constituants d'un système de puissance ce qui nous a permis de trouver le modèle du système.

Ensuite, nous avons décrit en détail la linéarisation de ce modèle autour d'un point de fonctionnement. Ce dernier nous a aidés dans la partie de l'analyse de la stabilité dynamique pour calculer les valeurs propres du système ainsi que les facteurs de participations et les résidus pour déterminer les modes critiques du système qui nous permettent de décider le bon des contrôleurs PSSs.

CHAPTER III

Résultats et Applications

III.1 Introduction

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre proche après avoir subi une perturbation physique. Généralement, lorsque les PSSs sont mal réglés, ils peuvent produire des effets sévèrement nuisibles au système de puissance.

Dans ce chapitre, un algorithme d'optimisation, basé sur les algorithmes génétiques sera implémenté et appliqué pour optimiser les paramètres des stabilisateurs de puissance du système. Cette opération a pour but de trouver les paramètres optimaux des stabilisateurs de puissance, qui assurent un amortissement satisfaisant des oscillations rotoriques.

L'objectif principal de ce travail est l'amélioration de la stabilité du système de puissance en utilisant un contrôleur PID dans le réseau de la boucle d'excitation du générateur. Le problème de conception de contrôleur proposé (PID) est converti en un problème d'optimisation pour minimiser critère d'erreur qui apparaît dans l'écart de vitesse.

III.2 Réseau d'Application

Le système électrique multi machine utilisé est le système de deux zones et chaque zone contient deux générateurs, comme le montre la Figure(III.1). Le système multi machine reliées par des lignes de transmission de 220 km. La tension nominale du système utilisé est de 230 kv. Chaque zone possède deux générateurs synchrones avec une capacité égale à 900 MVA à une tension de 20 kv. Chaque générateur dans les deux zones (G1, G2, G3 et G4) est connecté aux transformateurs de puissance (T1, T2, T3 et T4).

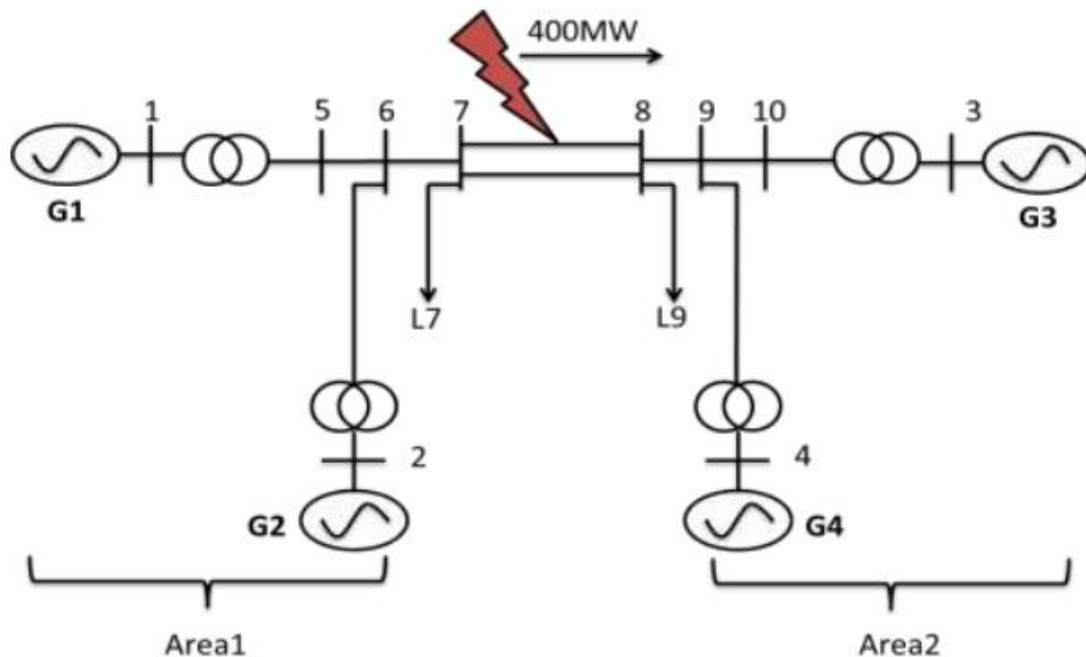


Figure. III.1 Schéma de Kundur deux zones

III.3 Algorithme Génétique

Dans les années 60 le chercheur John Holland de l'université du Michigan a commencé à s'intéresser à ce qui allait devenir les algorithmes génétiques. Ses travaux ont trouvé un premier aboutissement en 1975.

Les Algorithmes génétiques sont basés sur des techniques de recherche et d'optimisation stochastiques dérivées de la génétique et des mécanismes de la sélection naturelle et de l'évolution. Leurs champs d'application sont très vastes : économie, finance, optimisation de fonction, planification, et bien d'autres domaines. La raison de ce grand nombre d'application est claire : simplicité et efficacité. De plus, ils produisent des solutions de haute qualité et, donc recommandées pour la résolution des problèmes complexes [35].

Un algorithme génétique est constitué d'une population de solutions appelées individus, dont l'adaptation à leur environnement est mesurée grâce à une fonction d'aptitude qui retourne une valeur réelle, appelée fitness.

-Individu: solution potentielle du problème.

-Chromosome: solution potentielle du problème sous une forme codée, c.-à-d. une suite (chaîne) de caractères.

-Population: ensemble fini d'individus (de solutions).

-Gène: partie élémentaire (caractère) non divisible d'un chromosome.

-Fitness: terme anglo-saxon qui désigne la fonction d'évaluation d'un individu. Cette fonction est liée à la fonction à optimiser et permet de définir le degré de performance d'un individu (donc d'une solution) vis-à-vis du problème.

III.3.1 Fonctionnement des algorithmes génétiques

Un algorithme génétique fait évoluer une population dans le but d'en améliorer les caractéristiques des individus. Autrement dit, l'information obtenue lors de l'évaluation des points déjà testés à l'étape précédente est exploitée.

La première étape d'un algorithme génétique est la création du design initial. Ensuite, on peut découper l'itération d'un AG en cinq parties :

- 1) L'évaluation des individus/points choisis.
- 2) La sélection des individus/points qui vont participer à la reproduction.
- 3) La création de nouveaux points par exploitation de l'information et par exploration de l'espace des possibles.
- 4) La sélection des points que l'on garde pour la suite de l'algorithme.
- 5) La réitération du processus à partir de l'étape numéro 2[35].

Dans ce qui suit, nous allons décrire plus en détail les différentes étapes du simple algorithme génétique de la Figure III.2.

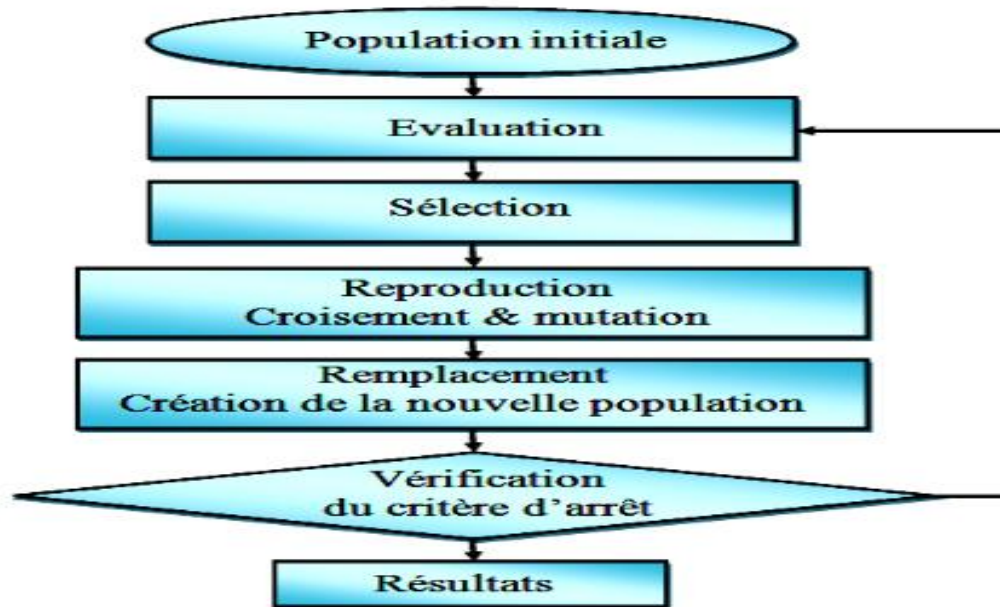


Figure III.2. Organigramme simple d'un algorithme génétique [36].

L'évaluation

Evaluation de l'adaptabilité $f(x)$ de chaque chromosome (Fitness ou fonction objective).

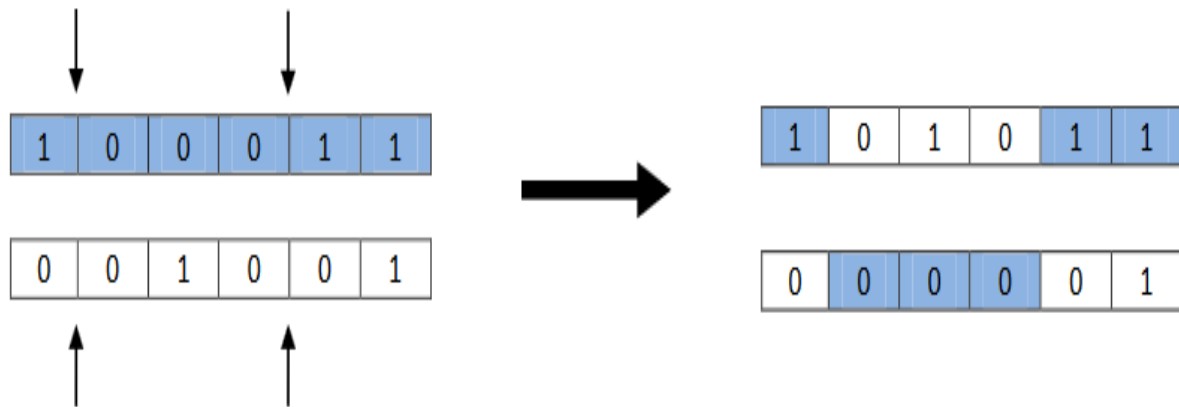
La sélection

C'est le choix des individus en fonction du niveau d'adaptation.

Croisement

Le phénomène de croisement est une propriété naturelle de l'ADN. C'est par analogie qu'ont été conçus les opérateurs de croisement dans les Algorithmes Génétiques. Une fois la génération intermédiaire formée, les chromosomes des parents sont copiés et recombinaison afin de former deux descendants dont les caractéristiques sont issues des deux parents, ceci mène à la formulation de la génération $t+1$. L'opérateur de croisement permet de créer de nouvelles combinaisons des paramètres des composants. L'individu sélectionné ne subit pas obligatoirement l'opération du croisement, cette dernière s'effectue avec une certaine probabilité et plus cette probabilité est grande plus la population subira des changements [37].

Il existe différents types de croisement, les plus connus sont le croisement multipoints (voir figure) et le croisement uniforme.

Figure III.3. Croisement multipoints ($p = 2$) en codage binaire. [37]

Mutation

La mutation est définie comme étant l'inversion d'un bit dans un chromosome. On modifiera par conséquent aléatoirement la valeur d'un paramètre du dispositif.

Les mutations préservent la diversité dans la population et permettent d'assurer une recherche aussi bien globale que locale. De plus, elles garantissent mathématiquement que l'optimum global peut être atteint.

Le choix de la meilleure probabilité de mutation P_m est délicat. En effet, P_m dépend la fois de la taille N de la population et de la longueur l des individus. De plus, si P_m décroît avec le temps, les performances de l'algorithme sont meilleures.

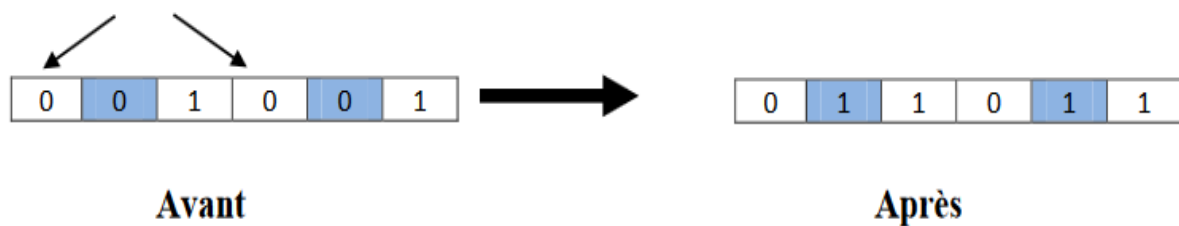


Figure III.4. Mutation dans le cas d'un codage binaire [38].

III.4 Test et simulation

À l'instant $t = 1s$ jusqu'à $t=1.2s$ un défaut triphasé 200(ms) entre le nœud 7 et le nœud 8 ; ce qui provoque directement l'ouverture de la ligne 7-8. Après avoir appliqué le court-circuit, nous allons faire une amélioration de la stabilité par la méthode d'optimisation GA sous la fonction objectif $F_{obj} = \int \Delta\omega^2 dt$ avec des contrôleurs PID.

La simulation du défaut c'était par la toolbox du logiciel de Matlab pour les cas suivants :

- 1- Sans aucun contrôleur PID
- 2- Avec un seul contrôleur PID
- 3- Avec deux contrôleurs PID
- 4- Avec trois contrôleurs PID
- 5- Avec quatre contrôleurs PID

1-Cas sans PID

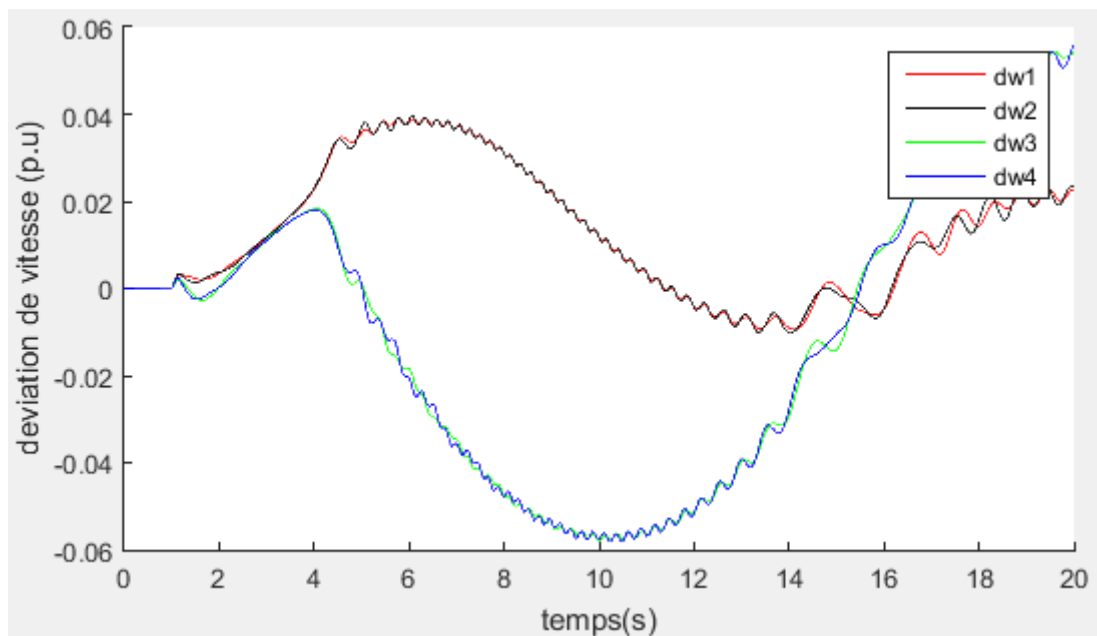


Figure III.5. Déviations des vitesses sans PID.

Dans la figure III.5 on voit clairement qu'on a un système perturbé d'une grande manière.

2-Cas d'un seul contrôleur PID

La figure III.7 présente l'évolution de la fonction objective pour 50 générations, dans le cas d'installation d'un seul contrôleur PID au niveau du générateurs G2

Paramètres de l'AG pour le cas d'un seul PID

Paramètres de l'AG	1PID
Nombre de générations	50
Taille de population	6
Probabilité de croisement	0.8
Probabilité de mutation	0.001

Tableau III.1 Paramètres de l'AG pour le cas d'un seul PID.

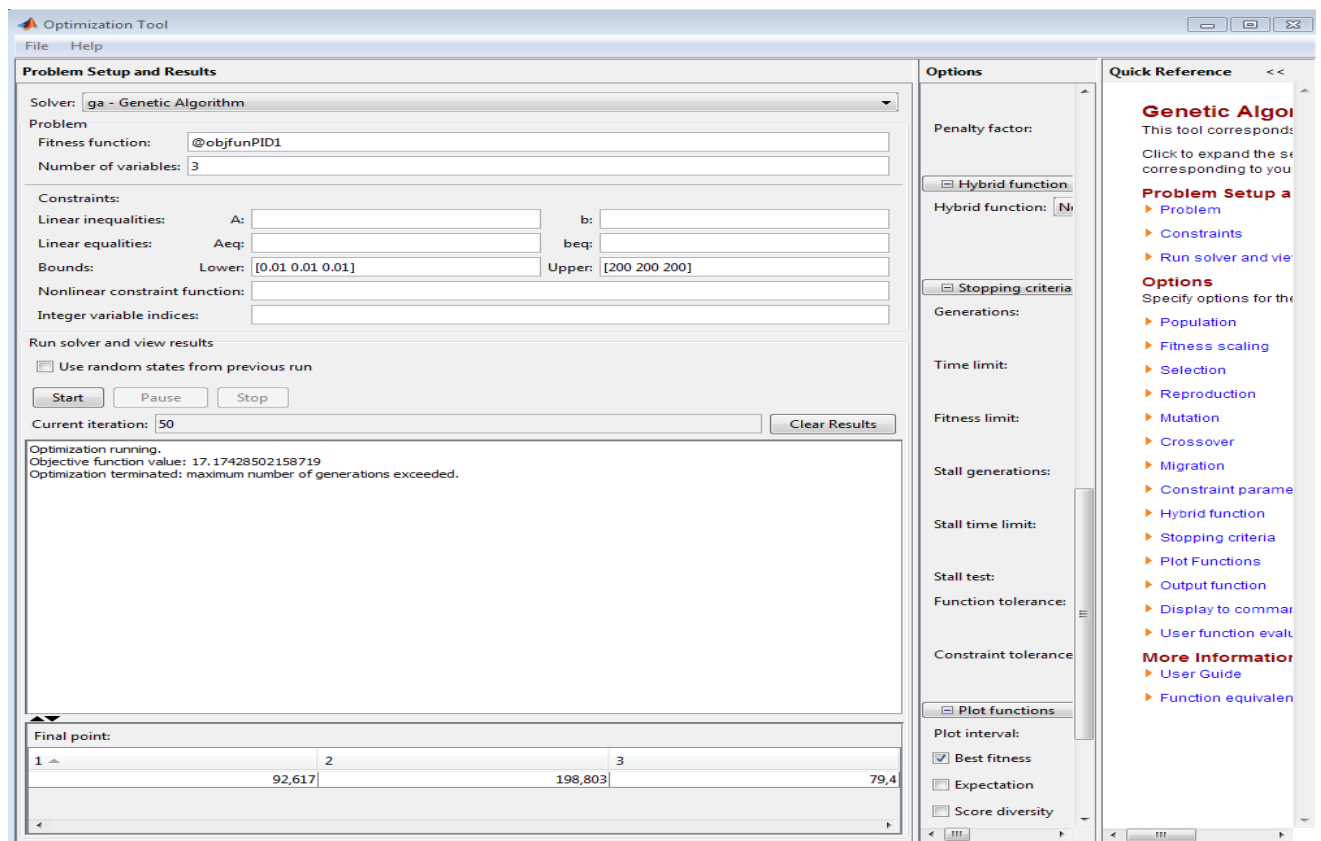


Figure III.6. Résultat du GA tool pour le cas d'un seul PID.

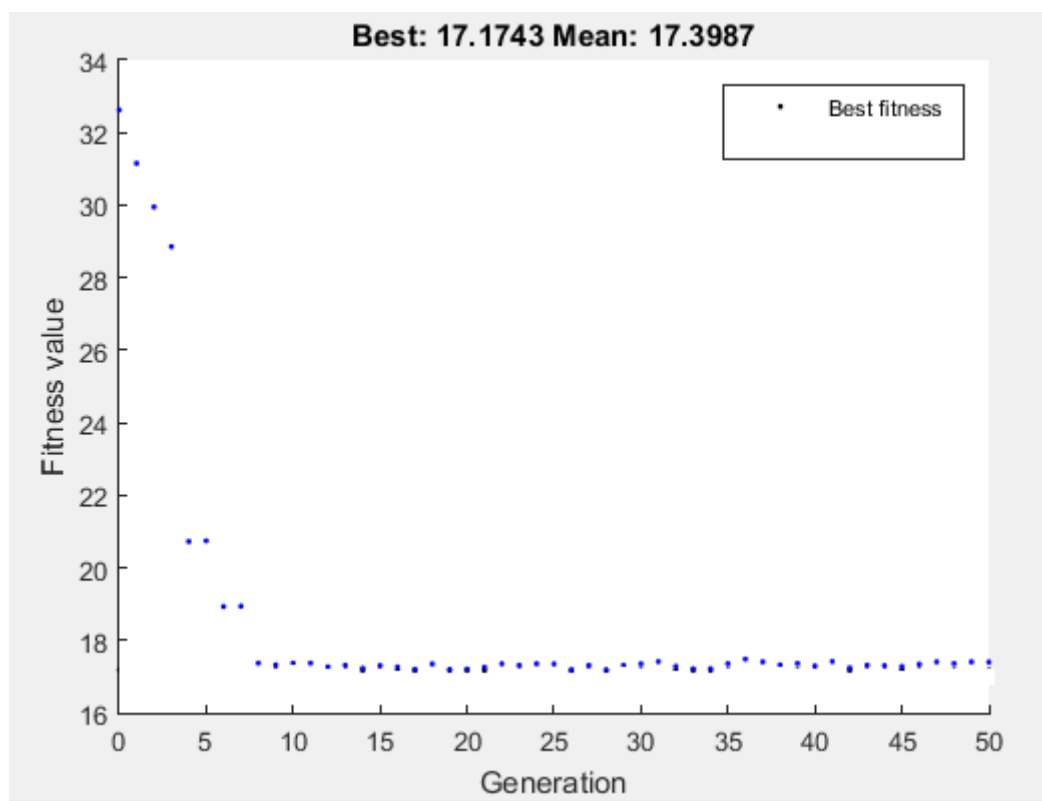


Figure. III.7 Evolution de la fonction objective pour 50 générations (1PID) $G2$

Résultats d'optimisation pour d'un seul PID dans $G2$

Cas 1PID dans $G2$	$G2$
K_p	92.617
K_i	198.803
K_d	79.4

Tableau III.2 Résultats d'optimisation pour un seul PID

Simulation et résultat

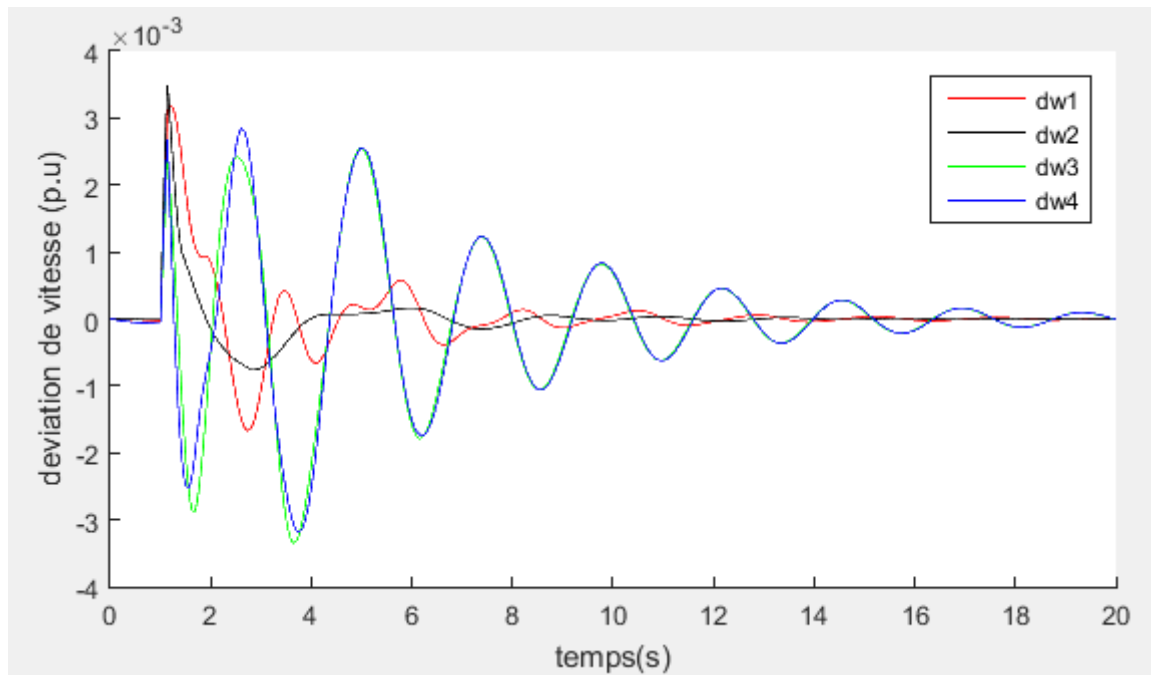


Figure III.8 Déviation des vitesses avec 1PID installé au niveau du G2

On peut voir dans (Figure III.8) qu'après l'installation d'un seul contrôleur PID dans G2 on remarque que le système devient stable mais il est mal amorti surtout pour le Générateur 4.

3-Cas de deux contrôleurs PID

La figure III.10 présente l'évolution de la fonction objective pour 50 générations, dans le cas d'installation deux contrôleurs PID au niveau des générateurs G2 G4.

Paramètres de l'AG pour le cas de deux PID

Paramètres de l'AG	2PID
Nombre de générations	50
Taille de population	12
Probabilité de croisement	0.8
Probabilité de mutation	0.001

Tableau III.3 Paramètres de l'AG pour le cas de deux PID.

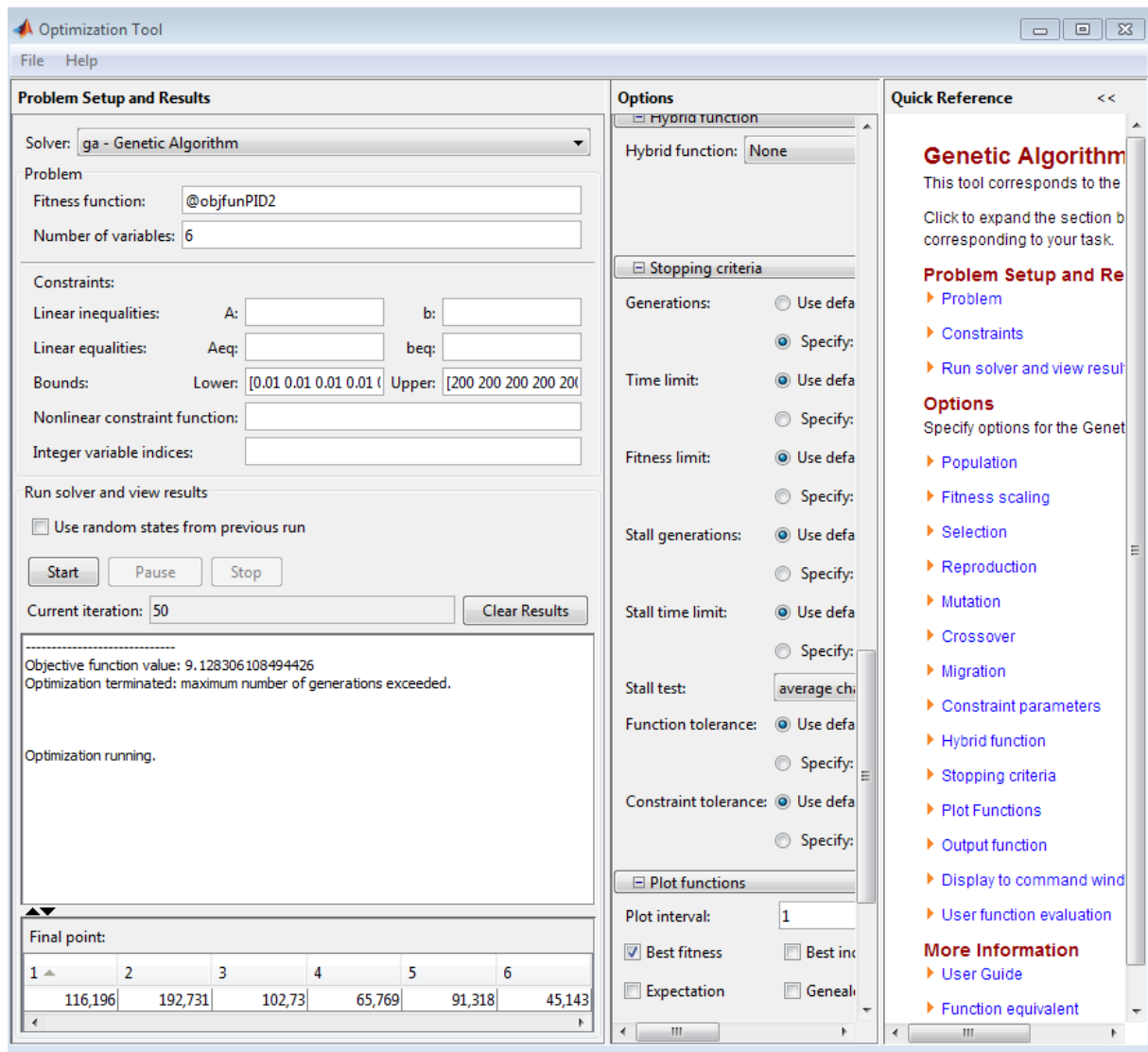


Figure III.9. Résultat du GA tool pour le cas de 2 PID G2 G4.

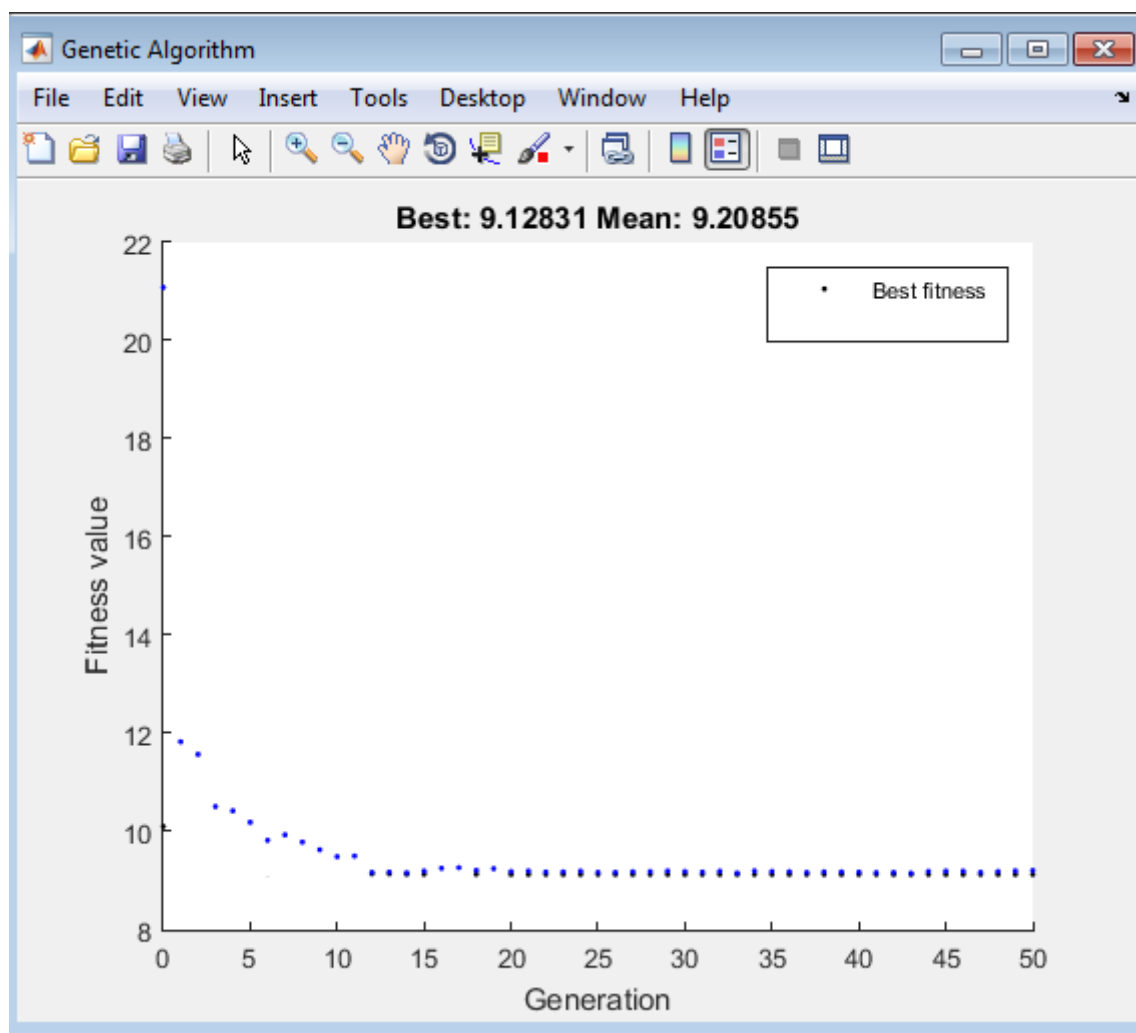


Figure. III.10 Evolution de la fonction objective pour 50 générations (2PID) $G2$ et $G4$

Résultats d'optimisation pour deux PID dans $G2$, $G4$

Cas 2PID dans $G2$, $G4$	$G2$	$G4$
K_p	116.196	65.769
K_i	192.731	91.318
K_d	102.73	45.143

Tableau III.4 Résultats d'optimisation pour deux PID sur $G2$ $G4$

Simulation et résultat

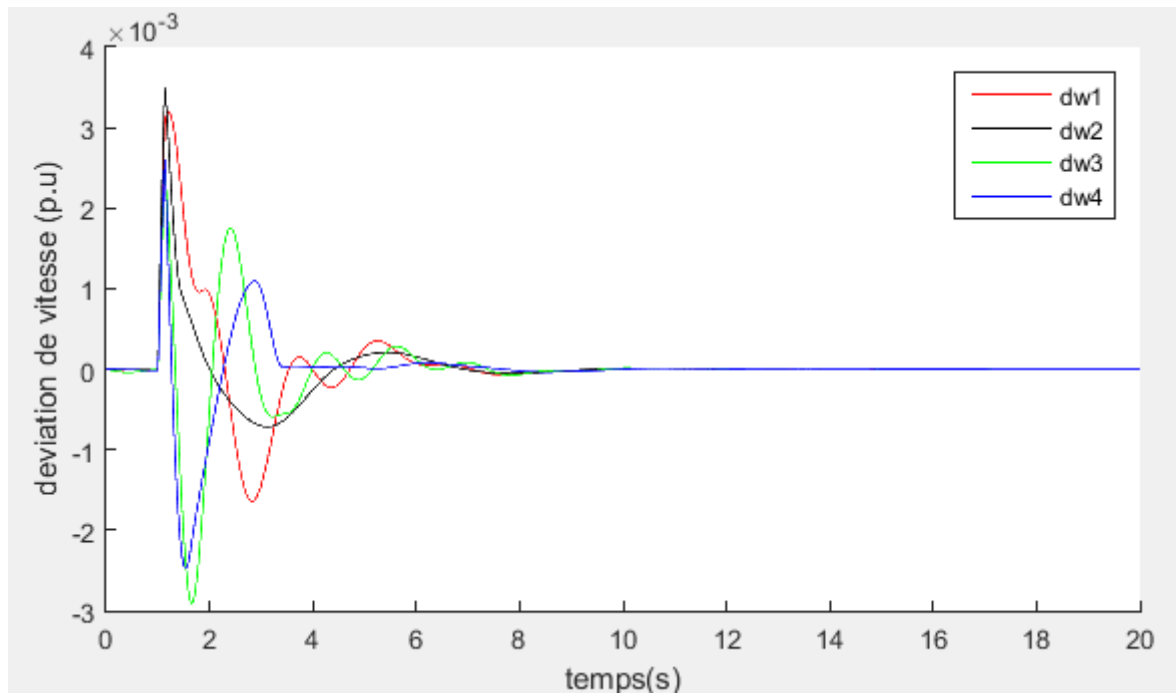


Figure III.11 Déviation des vitesses avec 2PID installées aux niveaux de G2 et G4.

On peut voir dans (Figure III.11) qu'après l'installation de deux contrôleurs PID sur G2 et G4 la stabilité a été obtenue après 4(s) après application de défaut.

4-Cas de trois contrôleurs PID

La figure III.13 présente l'évolution de la fonction objective pour 100 générations, dans le cas d'installation des 3 PID dans les générateurs G2 G3 G4.

Paramètres de l'AG pour le cas de trois PID

Paramètres de l'AG	3PID
Nombre de générations	100
Taille de population	18
Probabilité de croisement	0.8
Probabilité de mutation	0.001

Tableau III.5 Paramètres de l'AG pour le cas de trois PID.

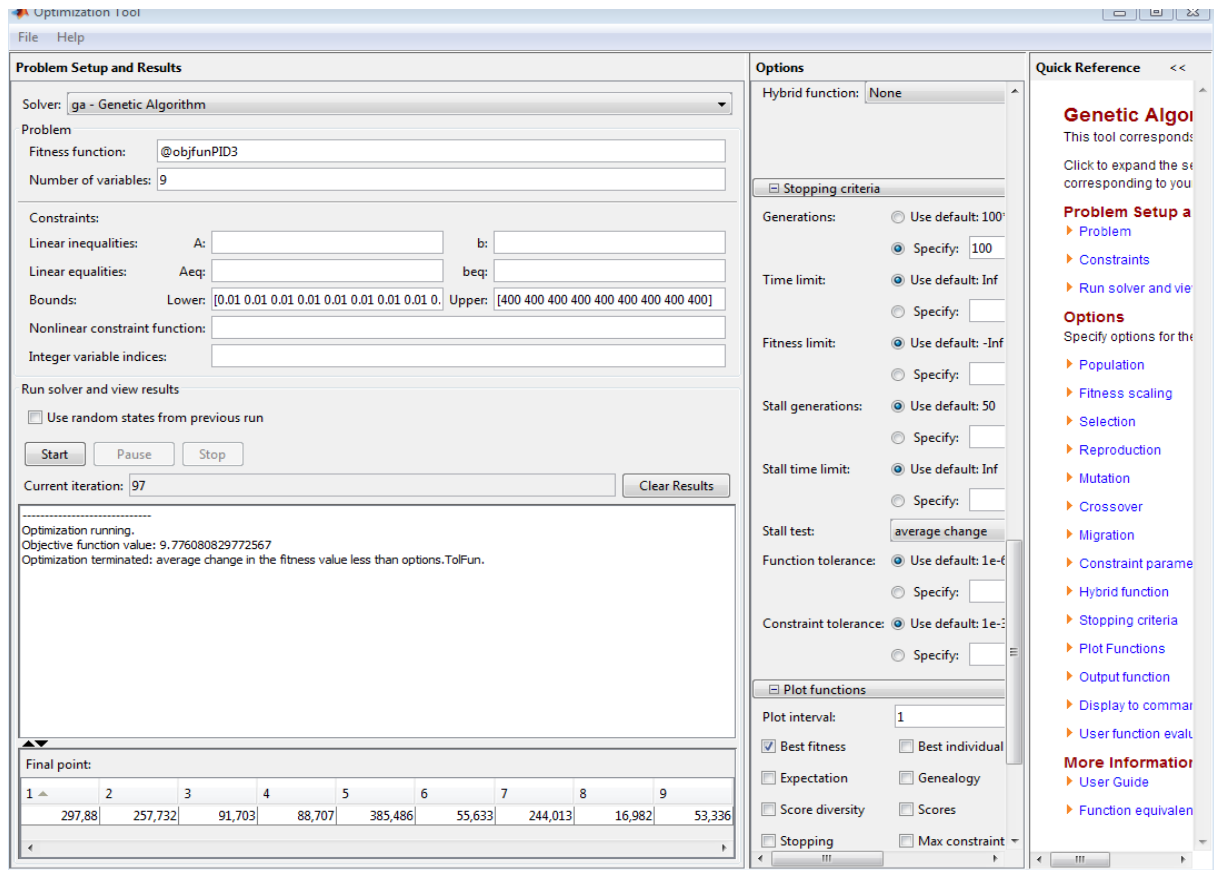


Figure III.12. Résultat du GA tool pour le cas de 3 PID G2 G3 G4.

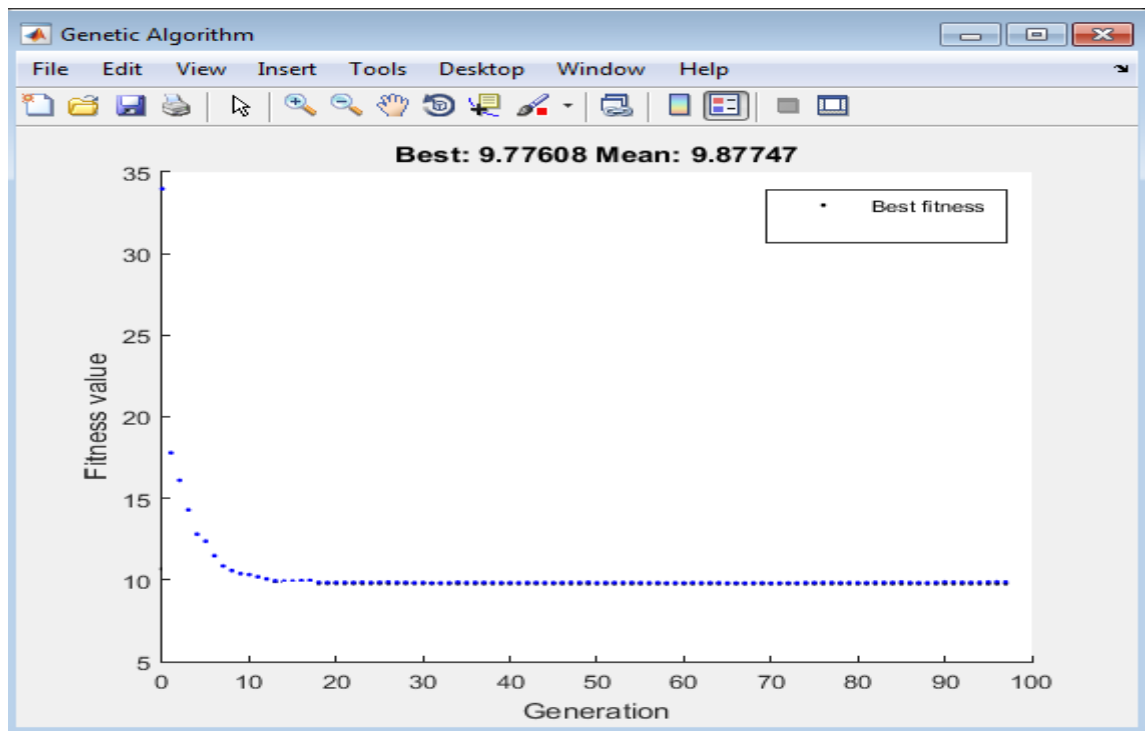


Figure. III.13 Evolution de la fonction objective pour 100 générations (3PID) G2 G3 G4

Résultats d'optimisation pour trois PID dans $G2$, $G3$, $G4$

Cas 3PID dans $G2$, $G3$, $G4$	$G2$	$G3$	$G4$
K_p	297.88	88.707	244.013
K_i	257.732	385.486	16.982
K_d	91.703	55.633	53.336

Tableau III.6 Résultats d'optimisation pour trois PID $G2$ $G3$ $G4$

Simulation et résultat

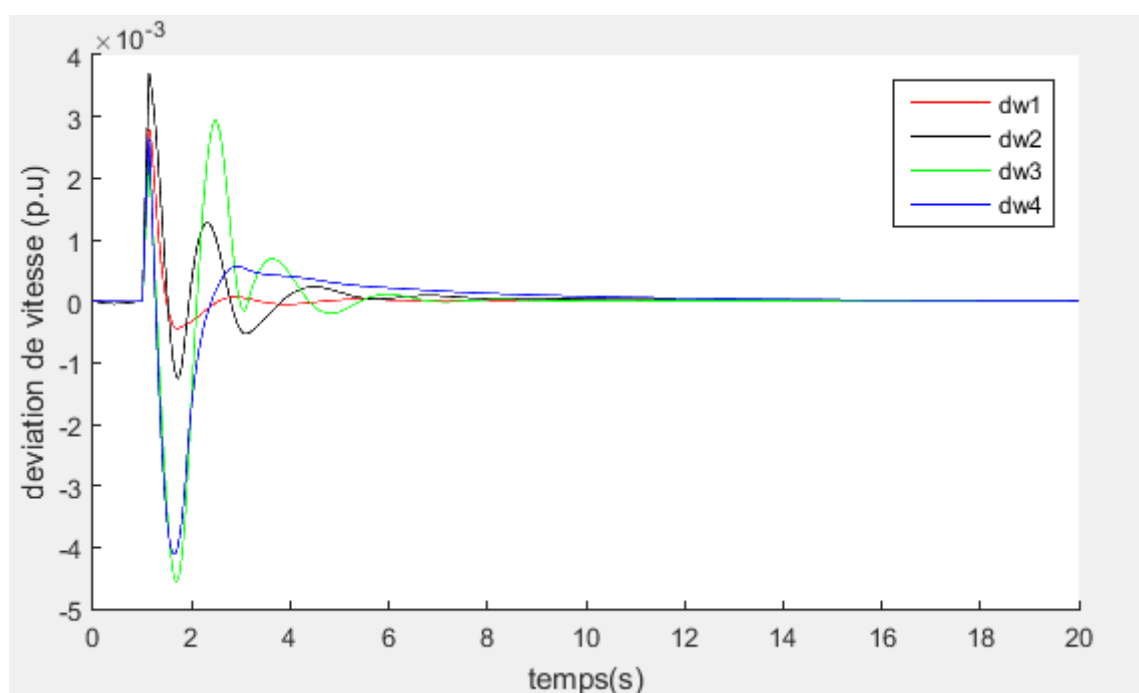


Figure III.14 Déviation des vitesses avec 3PID Installer dans $G2$, $G3$ et $G4$

On peut voir dans (Figure III.14) qu'après l'installation des trois contrôleurs PID dans $G2$, $G3$ et $G4$ que la stabilité a été obtenue après 4(s).

5-Cas de quatre contrôleurs PID

La figure III.16 présente l'évolution de la fonction objective pour 80 générations, dans le cas d'installation des 4 PID dans les générateurs $G1$ $G2$ $G3$ $G4$.

Paramètres de l'AG pour le cas de quatre PID

Paramètres de l'AG	4PID
Nombre de générations	80
Taille de population	24
Probabilité de croisement	0.8
Probabilité de mutation	0.001

Tableau III.7 Paramètres de l'AG pour le cas de quatre PID.

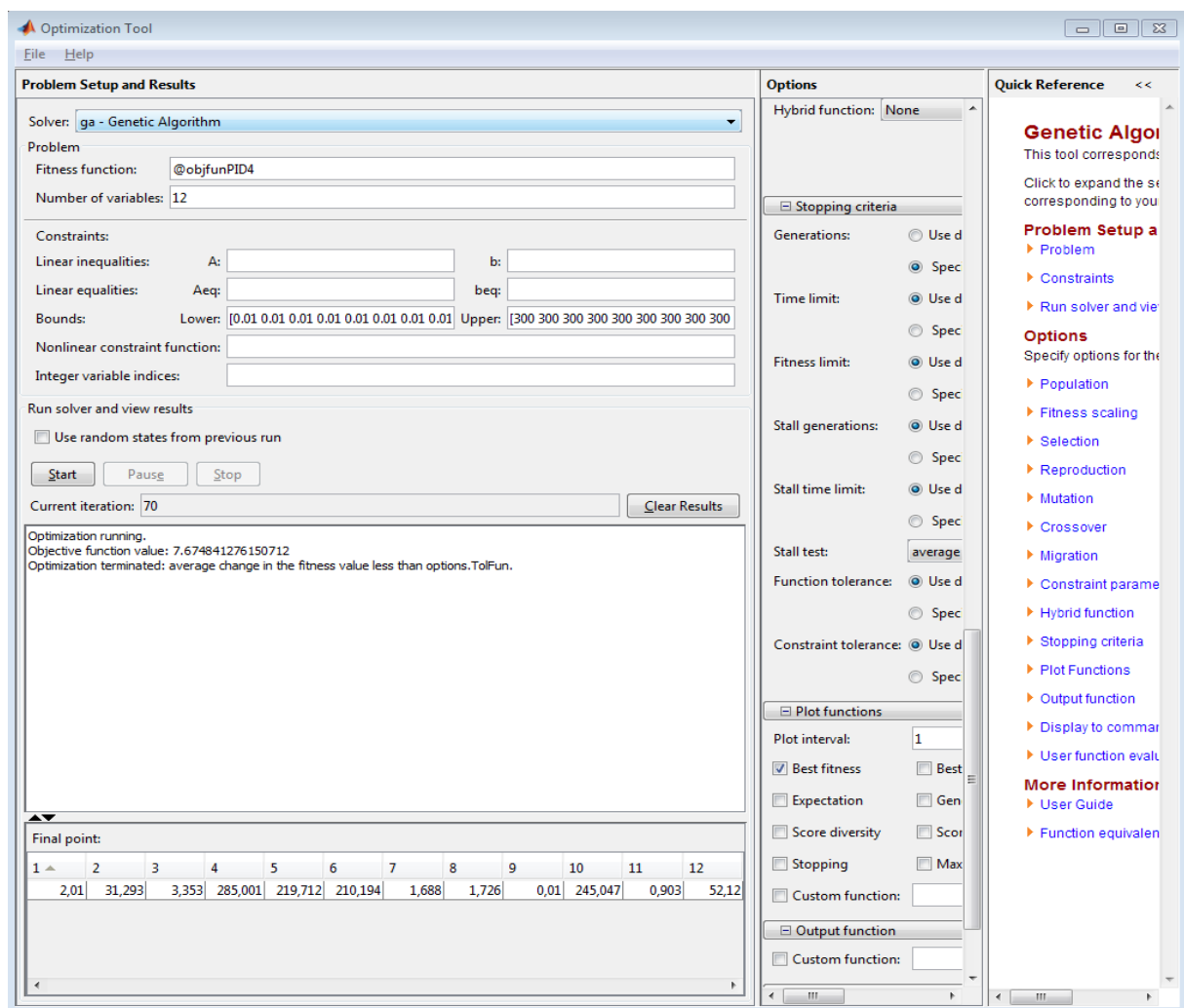


Figure III.15. Résultat du GA tool pour le cas de 4 PID $G1$ $G2$ $G3$ $G4$.

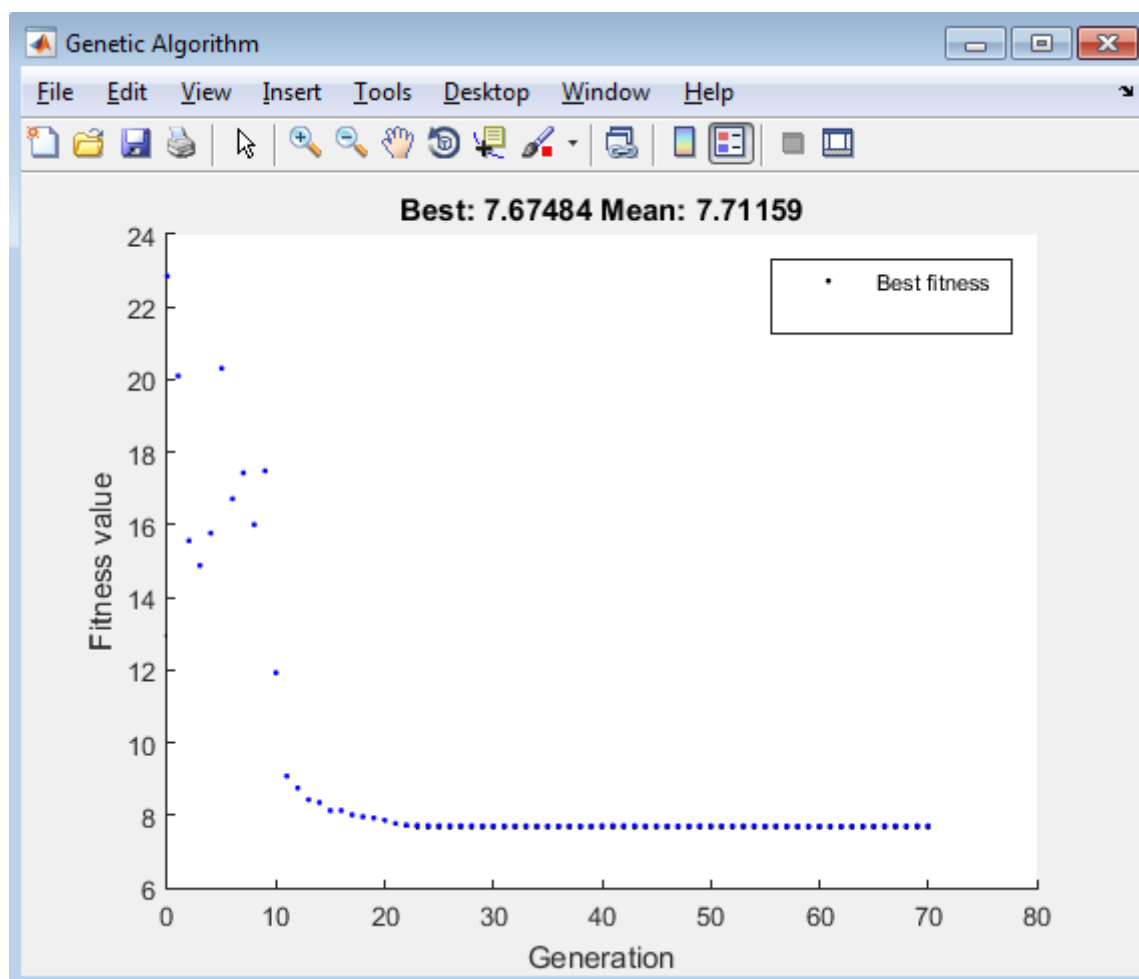


Figure. III.16 Evolution de la fonction objective pour 80 générations (4PID) $G1$ $G2$ $G3$ $G4$

Cas 4PID dans $G1, G2, G3, G4$	$G1$	$G2$	$G3$	$G4$
K_p	2.01	285.001	1.688	245.047
K_i	31.293	219.712	1.726	0.903
K_d	3.353	210.194	0.01	52.12

Tableau III.8 Résultats d'optimisation pour quatre PID

Simulation et résultat

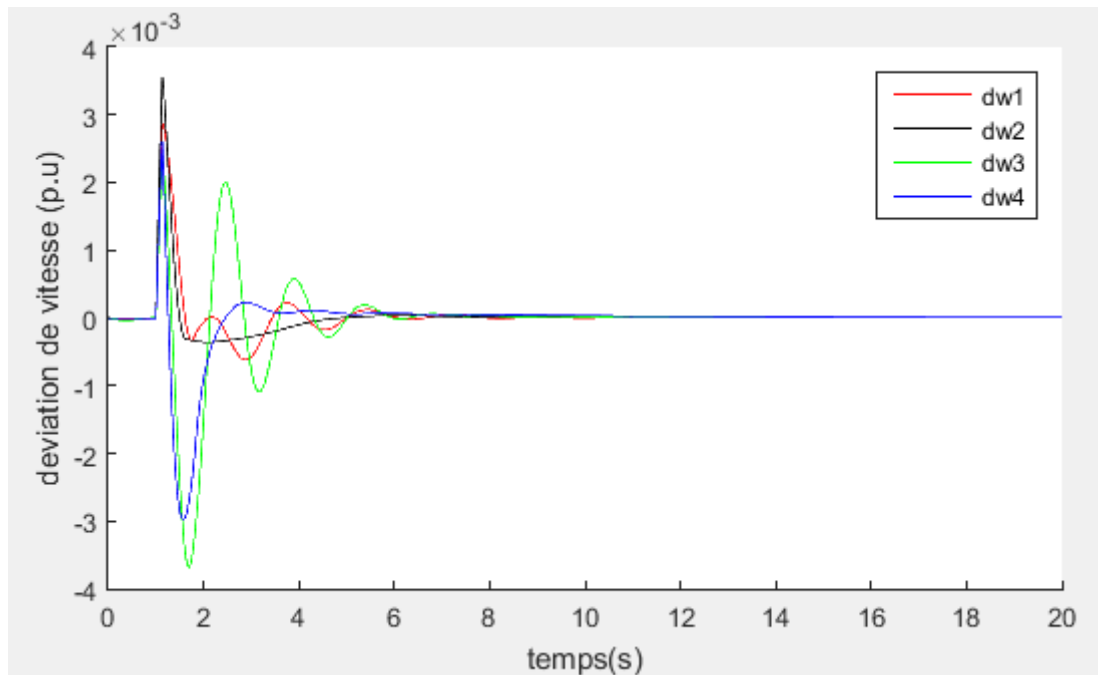


Figure III.17 Déviation des vitesses avec 4PID Installer aux niveaux de $G1$, $G2$, $G3$ et $G4$

On peut voir dans (Figure III.17) qu'après l'installation des quatre contrôleurs PID dans $G1$, $G2$, $G3$ et $G4$ que la stabilité a été obtenue après 3(s) de l'application du défaut.

Nous observons la stabilité du système, après 3 secondes avec une réponse rapide dans le cas de quatre PID mais cela n'aide pas le côté économique, ce qui nous conduit à utiliser trois (PID) pour stabiliser notre réseau.

III.5 Conclusion

Ce chapitre considéré comme une étude et une partie expérimentale sur les stabilisateurs de puissance de type PID, Cette étude a été testé sur le réseau Kundur (04 machines 10 nœuds).

Le but de notre travail ou bien notre étude c'est d'avoir assuré la stabilité et le bon fonctionnement après avoir appliqué un défaut tout en assurant la minimisation des coûts d'argents.

A partir des résultats obtenus ce n'est pas obligé d'installer des stabilisateurs dans chaque machine pour que le système soit stable le coût sera très élevé il suffit d'installer que trois stabilisateurs de puissance pour que le système soit stable.

Conclusion Générale

-Conclusion Générale

Notre mémoire porte sur un aperçu et étude du stabilisateur de Puissance dans les Systèmes de Puissances Electriques.

Le premier chapitre parle beaucoup plus sur les types des stabilisateurs de puissance, le deuxième chapitre considérer comme une modélisation et une linéarisation.

Dans le dernier chapitre, un régulateur PID est appliqué dans un système multi machine pour fournir un meilleur amortissement à la stabilité du système électriques, une fonction objective basée sur un critère d'erreur est minimisée en utilisant l'algorithme génétique (AG) pour trouver les paramètres optimaux des stabilisateurs a fin d'amortir les oscillations qui apparaissent lors de l'application d'un défaut (court-circuit) appliqué entre le nœud 7 et 8 et qui prend 200ms. Le régulateur PID a été testé sur un système multi machine de quatre machines pour différents scenarios.

Les scenarios :

- 1- Sans aucun contrôleur PID
- 2- Avec un seul contrôleur PID
- 3- Avec deux contrôleurs PID
- 4- Avec trois contrôleurs PID
- 5- Avec quatre contrôleurs PID

Les résultats de simulation obtenus montrent l'efficacité d'amortissement des oscillations qui apparaissent lors de la présence du court-circuit de ce fait nous pouvons conclure que notre objective est atteint et sa donne de bonne résultats qui montrent l'efficacité et la fiabilité de l'implémentation des PSSs sur notre réseau électrique 04 machines 10noeuds.

Bibliographies

- [1] F. P. deMello and C. Concordia, "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control," IEEE Trans. Power Appar. Syst., vol. PAS-88, pp. 316–329, 1969.
- [2] E. V. Larsen, and D. A. Swann, "Applying power system stabilizers, parts I, II & III," IEEE Trans. Power App. & Sys., vol. PAS-100, no. 6, pp. 3025-3046, June 1981.
- [3] Michael J. Basler, Richard C. Schaefer, "Understanding power system stability", 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, 2005, Volume , Issue , 5-7 April 2005, pp. 46-67.
- [4] Practical Utility Experience with Application of Power System Stabilizers.
- [5] P. Kundur, Fellow IEEE and M. Klein and G.J. Rogers, Member IEEE and M.S. Zywno application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability Transactions on Power Systems, Vol. 4, No. 2, May 1989
- [6] J.H. Holland, Adaptation in Natural and Artificial Systems, University of Michigan Press, 1975.
- [7] T. V. Cutsem, « *Systèmes Electrique de Puissance* », Cours, Université de LIEGE (Belgique), 2002.
- [8] M. A. Abido, « *Robust Design of Multimachine Power System Stabilizers Using Simulated Annealing* », IEEE Transactions on Enrgy Conversion, Vol.15, No. 3, 2000.
- [9] M.Grappe, « *Commande et Régulation des Réseaux Electriques* », Paris, Hermès Science Publication, ISBN2- 7462- 4, France 2003.
- [10] M. A. Pai and Alex Stankovic power electronics and power systems 2004.
- [11] R. A. Ramos, "Stability analysis of power systems considering AVR and PSS output limiters," Electrical Power and Energy Systems, vol. 31, p. 153–159, 2009.
- [12] T. Hussein, M. S. Saad, A. L. Elshafei, A. Bahgat, "Damping Inter-area Modes of Oscillation Using an Adaptive Fuzzy Power System Stabilizer", 16th Mediterranean Conference on Control and Automation.IEEE 2008.
- [13] K. Sebaa «*Commande Intelligente pour L'amélioration de la Stabilité Dynamique des Réseaux d'Energie Electrique*», Thèse de doctorat Université des Sciences & des Technologies Houari Boumediene, 2008.
- [14] Mekhanet. M. «*Amortissement des oscillations électromécanique d'un réseau électrique par des PSSs neuro-flou-génétique*" mémoire de magister en électrotechnique, Laghouat, 2007.
- [15] Douidi. Mokrani. choucha. "Modélisation et stabilité en petit mouvement d'un réseau électrique multi-machine", 1ere Edition, Imprimerie Bensalem- Laghouat, 2009.

Bibliographies

- [16] Bouras.M.. Aziez .F. " Commande floue neuronale d'une machine asynchrone triphasée à flux rotorique orienté", diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique, Laghouat, 2008.
- [17] Fillah S. Belmadani H." étude d'un régulateur flou pour la stabilité d'un réseau électrique mono-machine", diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique, Laghouat, 2011
- [18] Mlle Aliouat Hadjer et Mme Gaci Asma, *Coordination entre PSS et SVC pour améliorer la stabilité des réseaux électriques* Mémoire de Master université de bouira
- [19] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw Hill Inc., New York.
- [20] J. J. Machowski and W. Bialek, *Power system dynamics and control*. Second Edition, WILEY
- [21] T.V. Custem «Systèmes Electriques de Puissance», II. Cours ELEC 047, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.
- [22] G. Andersson «Modeling and Analysis of Electric Power Systems», Lectures 227-526, Eeh power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.
- [23] Hassan Alkhatib, Etude de la Stabilité aux petites perturbations dans Les grands Réseaux électriques: Optimisation de la Régulation par une méthode Meta heuristique, université Paul Cézanne d'Aix Marseille (Aix Marseille III), thèse de doctorat, 2008
- [24] P. Kundur, J. Paserba, v. Ajjarapu, et al «Definition and Classification of Power System Stability», IEEE Trans, actions on Power Syst., (19/2/ 2004)1387-1401.
- [25] IEEE Task Force on Power System Stabilizers, «Overview of Power System Stability Concepts», IE Graw Hill, 1994. EE Trans. On Power Syst, (2003)1762-1768.
- [26] L. Wei «Le Délestage Optimal pour la Prévention des Grandes Pannes D'électricité», page 17-18 thèse pour obtenir le grade de Docteur de L'institut Polytechnique de Grenoble présentée et soutenue publiquement par le 6 Juillet 2009
- [27] H. Zakaria « Optimisation des Paramètres d'un FACTS Shunt pour L'amélioration de la Stabilité Transitoire d'un Système Electrique», Mémoire de magistère en Electrotechnique, Université Ferhat Abbas– Sétif 1, Faculté de Technologie, 12 décembre 2013.
- [28] B. Meyer, M. Jerosolimski et M. Stubbe «Outils de Simulation Dynamique des Réseaux Electriques», document Techniques de l'Ingénieur, D4-120, Traité Génie Electrique, 1998.
- [29] V. Singhvi «Small Signal Stability of An Unregulated Power System», Master's These, Department of Electrical and Computer Engineering, Mississippi, December2002
- [30] (Anderson *et al.*, 2003).Anderson P.M. and Fouad A.A., *Power System Control and Stability*, IEEE. Press. 2003.
- [31] Tolba A. “Commande des Systèmes d'Energie de Puissance par des Approches Heuristiques Modernes”, Mémoire de magister, ENP Alger, 2005.

Bibliographies

- [32] Adrian A. “On Power System Stabilizers: Genetic Algorithm Based Tuning and Economic Worth as Ancillary Services” Göteborg, Sweden, 2004.
- [33] G. Andersson, Dynamics and Control of Electric Power Systems, Lectures 35-528, Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2003.
- Mémoire de magister en automatique ,2005
- [34] «Amélioration de la Stabilité de Petites Perturbations d’un Réseau Electrique en Utilisant un Système FACTS-POD», Mémoire de Master, Faculté de Technologie Université Amar Telidji Laghouat, 2013/2014.
- [35] C. Monin «Optimisation Multi objectif de l’Allocation Stratégique par un Algorithme Génétique», Mémoire, Université Claude Bernard –Lyon 1, 2014.
- [36] Delassi Abdelmoumene «Etude et Amélioration de la Stabilité Angulaire aux Petites Perturbations d’un Réseau Electrique en Utilisant le Logiciel PSAT», Mémoire de Master, Université Amar Telidji Laghouat 2013.
- [37] Y. Chabane «Commande Hybride Logique Floue_ Algorithmes Génétiques pour l’Amortissement de Perturbations dans les Réseaux Electriques», Mémoire de Magister ENP-Alger 2006
- [38] M. Lahdeb «Théorie et Applications de Méthodes Meta heuristiques dans les Réseaux Electriques», Mémoire de Magister. U.A.T. Laghouat 2007.