

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة سطيف1

UNIVERSITE DE SETIF1

كلية التكنولوجيا

Faculté de Technologie

**Mémoire de Magister**

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme

**De Magister En Electrotechnique**

Option :

**Réseaux électriques**

Par :

**M.LEGHLISSI Walid**

Thème

***Analyse et Commande de la Stabilité de Petits Signaux  
dans les Systèmes Electriques avec Intégration des  
Sources Hybride (PV+éolienne)***

*Soutenu le 08/10/2014 devant la commission d'examen composée de :*

M. BAYADI Abdelhafid	Professeur à l'Université Sétif1	Président
M. GHERBI Ahmed	Professeur à l'Université Sétif1	Directeur de Mémoire
M. SAYAH Samir	M. C. A à l'Université Sétif1	Examinateur
M. BENAICHA Samira	M. C. A à l'Université Sétif1	Examinateur

## *Dédicaces*

---

---

Je dédie ce modeste travail,

- Tout d'abord à ma mère, le symbole d'amour, que Dieu la garde,
- A mon père que Dieu fasse que tu vives à jamais.
- A mes sœurs, mes cousins, mes amis.....
- Je ne peux pas clore mes dédicaces, sans rendre un grand hommage à ma femme

---

## *Remerciements*

---

Je tiens à remercier en tout premier lieu Pr. Ahmed GHERBI, Directeur de ce mémoire, je lui exprime toute ma gratitude pour son expérience, son soutien inconditionnel et ses qualités humaines, son encadrement qui m'a offert la possibilité de réaliser ce travail et qui m'a permis d'élargir mon spectre de connaissances scientifiques.

– Je tiens à remercier également Pr. BAYADI Abdelhafid, Professeur au département d'électrotechnique de l'Université de Sétif qui me fait l'honneur de présider le jury de soutenance du présent mémoire.

– J'adresse mes remerciements aux membres de jury qui ont accepté d'examiner ce mémoire en lui apportant de l'intérêt, Dr. SAYAH Samir, Maître de Conférences au département d'électrotechnique de l'Université de Sétif, Dr. BENAICHA Samira, Maître de Conférences au département d'électrotechnique de l'Université de Sétif.

Finalement, Mes remerciements vont aussi à l'ensemble de mes camarades et mes amis pour leurs soutiens et leurs encouragements tout au long de mon cursus.

W. LAGHLISSI

---

## *Sommaire*

---

INTRODUCTION GENERALE .....	1
<i>Chapitre 01</i> .....	<i>4</i>
STABILITE DU SYSTEME DE PUISSANCE .....	4
1.1. Introduction .....	4
1.2. Méthodes d'analyse de stabilité au sens de Lyapunov .....	4
1.2.1. Première méthode de Lyapunov (méthode indirecte) .....	4
1.2.2. Deuxième méthode de Lyapunov (méthode directe).....	5
1.3. Différents types de la stabilité de système de puissance .....	6
1.3.1. Stabilité de l'angle de rotor .....	8
1.3.2. Stabilité de tension. ....	15
1.3.3. Stabilité de fréquence.....	17
1.4. Etude de la stabilité angulaire aux petites perturbations .....	18
1.4.1. Variation de couple électromagnétique.....	19
1.4.2. Influence du système d'excitation sur la stabilité angulaire .....	21
1.4.3. Différents types d'oscillations à faibles fréquences .....	24
1.4.4. Amortissement.....	27
1.5. Insertion des énergies renouvelable au réseau de distribution .....	27
1.5.1. Eolienne.....	27
1.5.2. Photovoltaïque .....	27
1.6. Conclusion .....	29
<i>Chapitre 02</i> .....	<i>31</i>
MODELISATION LINEAIRE DES SYSTEME DE PUISSANCE POUR L'ETUDE DE LA STABILITE DYNAMIQUE .....	31
2.1. Introduction .....	31
2.2. Représentation des composants du réseau .....	32
2.2.1. Charge statique.....	32
2.2.2. Ligne de transmission .....	33
2.2.3. Machine synchrone.....	34
2.3. Modèle de la machine synchrone.....	35
2.3.1. Modèle du deuxième ordre .....	36
2.3.2. Modèle du troisième ordre.....	36
2.4. Modèle du réseau électrique d'interconnexion.....	38

---

---

2.4.1. Modèle du 2 <sup>ème</sup> ordre d'un réseau électrique multi machine.....	39
2.4.2. Modèle du 4 <sup>ème</sup> ordre d'un réseau électrique multi machine.....	41
2.5. Configurations de l'éolienne.....	48
2.5.1. Eolienne à machine asynchrone à cage.....	49
2.5.2. Eolienne à machine asynchrone à double alimentation.....	49
2.5.3. Modélisation de l'éolienne.....	50
2.6. Linéarisation du modèle.....	52
2.6.1. Modèle absolu linéaire.....	52
2.7. Conclusion.....	54
 <i>Chapitre 03.....</i>	 <i>56</i>
<b>COMMANDE PAR RETOUR D'ETAT STATIQUE.....</b>	<b>56</b>
3.1. Introduction.....	56
3.2. Commande par retour d'état statique.....	56
3.2.1. Commandabilité.....	56
3.2.2. Gain de la commande.....	58
3.3. Conclusion.....	63
 <i>Chapitre 04.....</i>	 <i>64</i>
<b>RESULTATS ET SIMULATION.....</b>	<b>64</b>
4.1. Introduction.....	64
4.2. Configuration du réseau.....	64
4.3. Point d'équilibre.....	65
4.4. Validation du choix du modèle relatif.....	66
4.5. Résultats de simulation.....	66
4.5.1. Réseau non équipé de système hybride.....	67
4.5.2. Réseau équipé de système hybride.....	68
4.6. Résultats de Commande par retour d'état statique.....	72
4.6.1. Commandabilité.....	72
4.6.2. Résultats de comparaison (sans et avec commande).....	74
4.7. Conclusion.....	75
<b>CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES.....</b>	<b>1</b>

---

## Liste des figures

Figure 1.1. Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.....	7
Figure 1.2. Variation d'angle de rotor .....	10
Figure 1.3. Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.....	10
Figure 1.4. Relation puissance-angle de rotor.....	11
Figure 1.5. Variation angle de rotor. ....	12
Figure 1.6.(a :puissance-angle. b :vareation d'angle de rotor) du générateur suite à un défaut de transmission.....	13
Figure 1.7. La relation (puissance-angle) du générateur et le coefficient de couple synchronisant. ....	20
Figure 1.8. Influence du système d'excitation.....	22
Figure 1.9. Influence du couple d'amortissement sur la stabilité.....	23
Figure 1.10. Classification de la stabilité de l'angle de rotor.....	24
Figure 1.11. Système de puissance simple à deux régions. ....	26
Figure 2.1. Modèle de la charge linéaire.....	33
Figure 2.2. Modèle de la ligne de transmission.....	34
Figure 2.3. Schéma équivalent d'une machine synchrone en régime transitoire.....	34
Figure 2.4. Couple mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur.....	35
Figure 2.5. Diagramme de phase d'une machine synchrone.....	37
Figure 2.6. Système d'excitation (IEEE type1) .....	42
Figure 2.7. Caractéristique $E_{fd}, I_{fd}$ .....	42
Figure 2.8. Diagramme vectoriel d'un système électrique multimachine.....	44
Figure 2.9. Eolienne à MAS piloté au stator.....	49
Figure 2.10. Eolienne à MADA piloté au rotor .....	50
Figure 3.1. Configuration du système en boucle fermée .....	57
Figure 4.1. Réseau électrique à trois machines .....	64
Figure 4.2. Déviation de l'angle du rotor.....	67
Figure 4.3. Déviation de la vitesse angulaire du rotor .....	67
Figure 4.4. Déviation de la tension derrière la réactance transitoir.....	67
Figure 4.5. Déviation de la tension d'excitation .....	67
Figure 4.6. Comparaison de déviation de l'angle du rotor entre deux cas .....	71
Figure 4.7. Comparaison de déviation de la vitesse angulaire du rotor entre deux cas.....	72
Figure 4.8. Déviation de l'angle du rotor (sans et avec commande).....	674
Figure 4.9. Déviation de la vitesse angulaire du rotor (sans et avec commande) .....	674
Figure 4.10. Déviation de la tension derrière la réactance transitoir (sans et avec commande).....	75

Figure 4.11.Déviatiion de la tension d'excitation (sans et avec commande) .....75

---

## *Liste des tableaux*

---

Tableau 4.1. Résultat de répartition de puissance au point d'équilibre.....	65
Tableau 4.2. Valeurs propre de modèle absolu <b>A1</b> .....	66
Tableau 4.3. Valeurs propre de modèle relatif <b>A2</b> .....	66
Tableau 4.4. Valeur propre de Test N°1 .....	68
Tableau 4.5. Valeur propre de Test N°2 .....	69
Tableau 4.6. Valeur propre de Test N°3 .....	69
Tableau 4.7. Valeur propre de Test N°4 .....	70
Tableau 4.8. Valeur propre de Test N°5 .....	71
Tableau 4.9. Valeurs propres après la commande.....	73

## Listes des Acronymes et Symboles

### Acronymes

MAS	Machine asynchrone à cage
MADA	Machine asynchrone double alimentation
ER	Energie renouvelable
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
HT/MT	Haute Tension/Moyne Tension
MLI	Linear Matrix Inequality
LQR	Linear Quadratic Regulator

### Symboles

$P_e$	Puissance électrique de générateur
$P_m$	Puissance mécanique fournie au générateur
$H$	Constante d'inertie
$w_0$	La vitesse de synchronisant
$T_s$	Couple synchronisant
$T_A$	Couple d'amortissement
$K_S$	Coefficient de couple synchronisant
$K_A$	Coefficient de couple d'amortissement
$T_m$	Couple mécanique
$T_e$	Couple électromagnétique
$K_D$	Coefficient d'amortissement mécanique
$W_r$	Position angulaire du rotor
$f_0$	Fréquence de base
$T'_d$	Constant de temps transitoire du circuit ouvert en seconde
$E'_q$	Tension derrière la réactance transitoire
$E_{fd}$	Tension d'excitation
$X_d$	Composante direct de la réactance statorique
$X'_d$	Composante direct de la réactance statorique transitoire

# INTRODUCTION GENERALE

---

Le problème majeur dans le monde entier est de répondre à la demande sans cesse croissante en énergie. En effet, l'augmentation rapide de l'activité industrielle dans les pays développés et l'investissement des entreprises dans les pays a accru très rapidement la demande mondiale d'énergie. Cet accroissement se traduit, en réalité, par une augmentation des prix du pétrole qui représente la source la plus importante de l'énergie dont la réserve diminue de plus en plus dans les années qui suivent.

L'utilisation des sources conventionnelles est alors limitée ou n'est pas encouragée pour des raisons liées à l'environnement. Pour toutes ces raisons le monde se dirige vers les sources renouvelables, telles que le soleil, le vent, les courants sous-marins... et d'autres pour produire de l'électricité. Actuellement, l'électricité renouvelable ne représente qu'une petite portion de l'énergie produite. Les sources d'énergie renouvelable, vu leurs puissances et leurs installations dans les réseaux de distribution, sont appelées aussi la production décentralisée ou la génération d'énergie dispersée.

La production décentralisée basée sur des unités de production traditionnelle, renouvelable ou cogénération, s'installe de plus en plus dans les réseaux de distribution. Les générateurs électriques avec des turbines à combustion, les micro-turbines à combustion, les éoliennes, les hydroliennes, les photovoltaïques et d'autres générateurs se trouvent en cogénération dans un seul réseau. Le réseau de distribution est devenu un réseau presque complet composé des producteurs, des consommateurs et de la transmission. L'écoulement de puissances et le niveau de tension ne dépendent plus des consommateurs mais aussi des producteurs. Le problème de la stabilité bien connu dans les réseaux de transport est alors nouveau dans les réseaux de distribution. Ainsi, la stabilité angulaire, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence doivent être revues, ce qui signifie que la stabilité est toujours un problème actuel. L'intérêt d'étudier la stabilité dans les réseaux de distribution électrique est d'estimer l'impact de la production décentralisée sur les comportements dynamiques du réseau et d'essayer de trouver des solutions pour les améliorer.

La propriété des machines synchrones interconnectées est qu'elles tournent à la même vitesse de synchronisme. C'est ce qu'on appelle la stabilité de l'angle du rotor de la machine synchrone. Le système électrique multi-machine est stable s'il est capable de conserver le synchronisme de ces machines lorsqu'une perturbation apparaît. Dans le cas où la perturbation est forte, la stabilité est appelée transitoire. Le système multi-machine est décrit par des équations différentielles non linéaires.

Cette stabilité peut être analysée par la méthode directe de LYAPUNOV. Par contre, pour une faible perturbation, c'est le terme stabilité dynamique qui désigne le phénomène de synchronisation.

La stabilité dynamique est autrement appelée la stabilité des petites oscillations vu l'amplitude des oscillations produites dans le système. Ces oscillations ont pour origine une variation d'une charge connectée sur le réseau. Dans ce cas, le système électrique multi machine peut être décrit par des équations linéaires et commandé par une méthode de commande linéaire pour améliorer ces comportements dynamiques, [2] et [3].

Dans ce travail, le réseau de distribution se compose de plusieurs générateurs synchrones alimentant des charges. L'éolienne sera considérée comme une source active équipée par un générateur asynchrone de type (MAS) et les photovoltaïques sont considérés comme une source passive qui injecte une puissance dans le réseau. Le système en entier constituera un système hybride. L'objectif du présent travail consiste en l'analyse et la commande de la stabilité de petits signaux dans les systèmes électriques avec intégration des sources hybrides (PV+éolienne).

Pour cela, le mémoire est structuré comme suit :

Dans le premier chapitre, on présentera les définitions de la stabilité au sens de LYAPUNOV. On exposera les méthodes d'analyse de la stabilité d'un système linéaire (1<sup>ère</sup> méthode de LYAPUNOV) et d'un système non-linéaire (2<sup>ème</sup> méthode de LYAPUNOV). Puis, les définitions et les principales caractéristiques des différents types de la stabilité d'un système de puissance et l'étude de la stabilité angulaire aux grandes et petites perturbations ainsi que l'influence des énergies renouvelable sur la stabilité dynamique de réseau électrique seront suffisamment éclairées.

Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation d'un réseau de distribution multi machine. Une grande masse d'équations seront exposées afin de permettre au lecteur de comprendre le modèle complet du réseau. Le modèle non linéaire sera d'abord établi, ensuite, le modèle sera linéarisé et exprimé dans l'espace d'état. Selon le choix des variables d'état, surtout en ce qui concerne les angles des rotors, deux modèles seront distingués. Un modèle classique basé sur l'angle absolu et un modèle basé sur l'angle relatif des machines.

Le troisième chapitre aura pour objectif d'améliorer les comportements dynamiques du réseau par une commande par retour d'état globale. Le principe de la commande par retour d'état statique sera abordé; par la minimisation d'un critère énergétique dont le fameux problème du choix des matrices de pondération d'état et de commande seront discutés.

Dans le quatrième chapitre, on présentera l'application de l'étude théorique développée au cours du troisième chapitre sur un exemple d'un réseau de distribution. On décrira la conception de

commande par retour d'état. Une étude comparative entre différentes situations (réseaux non-équipés de système hybride et avec système hybride) avec différents taux d'énergie produite par l'éolienne et on prendra en considération la production des panneaux photovoltaïques, pour avoir l'influence d'intégration du système hybride sur la stabilité dynamique de système. Différentes simulations numériques seront présentées pour montrer l'influence de l'intégration d'énergie renouvelable sur la stabilité de système ainsi que la performance de la commande sur l'amortissement des oscillations.

# Chapitre 01

## STABILITE DU SYSTEME DE PUISSANCE

---

### 1.1. Introduction

La bonne performance d'un système de puissance dépend de sa capacité de fournir à tout moment la puissance demandée dans des conditions de qualité satisfaisantes, en maintenant les niveaux de tension et de fréquence dans des limites acceptables. La stabilité est considérée comme l'étude la plus complexe des systèmes de puissance, tant en termes de modélisation que de méthodes de recherche des solutions. La stabilité d'un système de puissance est définie comme étant la capacité du système, pour des conditions initiales données, de retrouver un point d'équilibre suite à une perturbation. Ainsi, la stabilité est une condition d'équilibre entre des "forces" opposées et l'instabilité résulte d'une perturbation menant à un déséquilibre important entre les "forces" opposées.. L'analyse des problèmes de stabilité implique l'identification des facteurs essentiels contribuant à l'instabilité et le développement de méthodes pouvant améliorer la stabilité du système[1]

Une contribution majeure aux études de stabilité fut apportée par A.M. LYAPUNOV en 1892, dont les travaux ont été connus dans les années 1960. Il a introduit la majorité des concepts et définitions de base concernant la stabilité des systèmes représentés par des systèmes différentiels arbitraires mais a aussi fourni les principaux résultats théoriques. La stabilité au sens de LYAPUNOV est une théorie générale valable pour tout système décrit par des équations différentielles linéaires ou non-linéaires[4].

Ce chapitre traite de la stabilité du système de puissance. Il est divisé en trois grandes parties. La première partie rappelle les principes de la stabilité au sens de LYAPUNOV. Dans la deuxième partie, nous rappelons les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. La troisième partie s'intéresse plus particulièrement à la stabilité angulaire aux petites perturbations.

### 1.2. Méthodes d'analyse de stabilité au sens de Lyapunov

#### 1.2.1. Première méthode de Lyapunov (méthode indirecte)

La première méthode de LYAPUNOV se base sur l'analyse du comportement du système linéarisé autour de son point d'équilibre. Plus précisément, on examine les valeurs propres  $\lambda_i$  du système de la matrice Jacobienne (la matrice d'état)  $A$  évaluée au point d'équilibre  $x_e$ :

$$A = \left. \frac{\partial f}{\partial x} \right|_{x = x_e} \quad (1.1)$$

On les rappelle ci-dessous :

- si toutes les valeurs propres de la matrice d'état sont à partie réelle strictement négative ( $\forall_i, \text{Réel}(\lambda_i(A)) < 0$ ), le système est exponentiellement stable à son point d'équilibre. Dans ce cas, on a :

$$\lim_{t \rightarrow \infty} x(t) = X_e.$$

- si la matrice d'état possède au moins une valeur propre à partie réelle strictement positive

( $\exists_i, \text{Réel}(\lambda_i(A)) > 0$ ), le système est instable. Dans ce cas, on a :  $\lim_{t \rightarrow \infty} x(t) = \infty$ .

La première méthode est simple à appliquer mais étant donné que cette méthode repose sur une linéarisation du système, sa validité est alors limitée à un certain voisinage du point d'équilibre. Lorsque la linéarisation du système n'est pas possible ou lorsqu'on veut analyser le système sans le résoudre explicitement, on utilise la deuxième méthode de LYAPUNOV [4].

### 1.2.2. Deuxième méthode de Lyapunov (méthode directe).

La deuxième méthode de LYAPUNOV s'appuie sur une observation physique fondamentale : Si l'énergie totale d'un système, linéaire ou non-linéaire, est continûment dissipée (on parle de système dissipatif), alors le système doit tendre finalement vers un point d'équilibre. Ainsi, l'idée de LYAPUNOV, pour étudier la stabilité d'un système donné, est d'examiner la variation d'une seule fonction scalaire (appelée la fonction de LYAPUNOV) dépendant de l'énergie totale du système. Autrement dit, cette méthode est basée sur la définition d'une fonction de LYAPUNOV décroissante le long des trajectoires du système à l'intérieur du domaine d'attraction. Cette méthode s'énonce comme suit [4] :

« Le point d'équilibre  $x_e$  est stable s'il existe dans un certain voisinage  $\Omega$  de ce dernier une fonction de LYAPUNOV  $V(x)$  telle que :

- $V(x_e) = 0$

- $V(x) > 0$  pour tout  $x$  dans  $\Omega$

- $\frac{d}{dt} V(x) \leq 0$  dans  $\Omega$ »

Les deux premières conditions expriment la présence de surfaces fermées entourant le point d'équilibre  $x_e$ . La troisième condition exprime que les trajectoires du système soit restent sur ces surfaces, soit coupent les surfaces en entrant à l'intérieur d'elles, d'où la stabilité du point d'équilibre.

La deuxième méthode de LYAPUNOV permet, outre l'analyse de stabilité d'un point d'équilibre du système, de déterminer une partie de son domaine d'attraction en ce sens que  $\Omega$  est inclus dans  $D$ .

### 1.3. Différents types de la stabilité de système de puissance

nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail conjoint [4] qui s'énonce comme suit :

« La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact ».

Ainsi un système de puissance possédant un état d'équilibre est considéré comme stable, si suite à une perturbation, le système peut encore retrouver une position d'équilibre. Le système est également considéré comme stable s'il tend vers une autre position d'équilibre située dans la proximité du point d'équilibre initial. Cela correspond aux propriétés de la stabilité du point d'équilibre au sens de LYAPUNOV.

La stabilité d'un système électrique représente la propriété du mouvement du système autour d'un état d'équilibre (c.-à-d. les conditions de fonctionnement initiale). Dans un état d'équilibre, toutes les différentes forces opposées sont égales :

- soit instantanément : c'est le cas des points d'équilibre,
- soit périodiquement : c'est le cas des variations périodiques lentes en raison des petites fluctuations continues sur les charges ou la génération.

Ainsi, la stabilité d'un système de puissance dépend non seulement des conditions de fonctionnement initiales elle dépend également de la nature physique et de l'amplitude de la perturbation. En raison de la taille, de l'importance et de la complexité des problèmes de stabilité, il est très intéressant de faire des simplifications et des hypothèses appropriées pour représenter analytiquement le système.

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, il est indispensable de regrouper les différents groupes de stabilité. Cette classification de la stabilité est basée sur les considérations suivantes[3]:

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

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

- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

La figure (1.1) présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories.

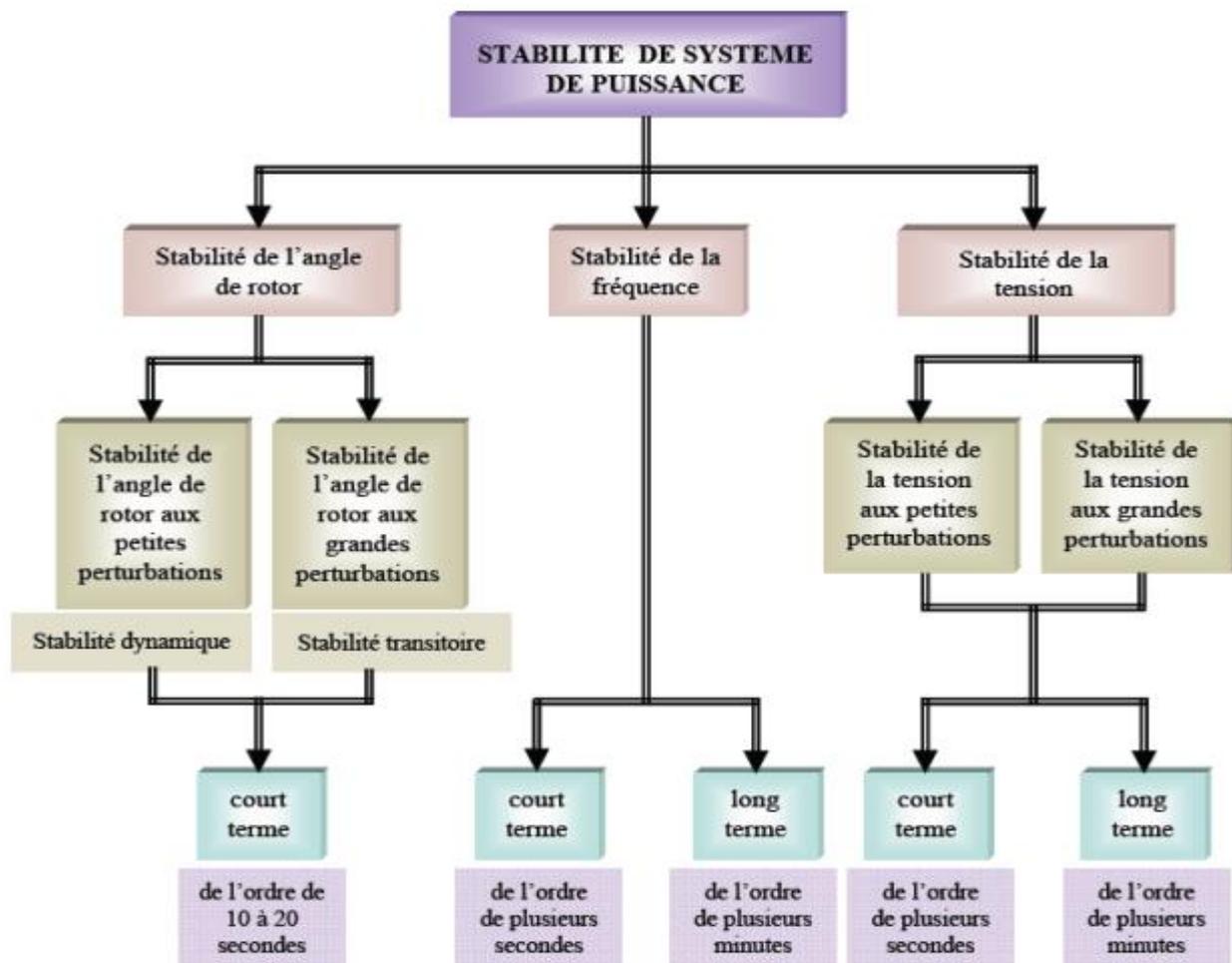


Figure 1.1. Classification des différents types de la stabilité de système de puissance[3]

Traditionnellement, le problème de la stabilité a été de maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, pour avoir une production satisfaisante de la puissance électrique, toutes les machines synchrones du système doivent fonctionner en synchronisme. Cet aspect de la stabilité est influencé par les dynamiques de l'angle de rotor de générateur et de la relation puissance-angle.

L'instabilité peut également avoir lieu sans perte de synchronisme. Par exemple, un système composé d'un générateur alimentant un moteur à induction peut devenir instable en raison de l'effondrement de la tension de la charge. Dans ce cas, c'est la stabilité et le contrôle de la tension qui créent le problème, plutôt que le maintien du synchronisme. Ce type d'instabilité peut aussi se produire dans le cas de charges couvrant une vaste zone dans un grand système.

Un autre type d'instabilité peut avoir lieu : dans l'éventualité d'un fort écart entre la puissance de la charge et la puissance de la génération, les contrôleurs principaux des générateurs et de la charge deviennent importants. S'ils ne sont pas bien coordonnés, il est possible que la fréquence du réseau devienne instable. Des unités de générations et/ou de charges peuvent finalement être déclenchées entraînant une panne du système. Dans ce cas, les générateurs peuvent rester en synchronisme mais le système devient instable.

### **1.3.1. Stabilité de l'angle de rotor**

Etant donné que la génération de puissance électrique dépend principalement des machines synchrones, un aspect important est le fonctionnement de ces générateurs au synchronisme [4]. Au synchronisme, les rotors de chaque machine synchrone du système tournent à la même vitesse électrique et les angles entre les champs magnétiques, rotoriques et statoriques, restent constants.

En fonctionnement nominal équilibré, la puissance électrique fournie par le générateur aux charges est égale, en négligeant les pertes, à la puissance mécanique fournie par la turbine. Quand le système est perturbé, la puissance électrique de la machine varie rapidement, mais la variation de puissance mécanique fournie à la machine est relativement lente. En raison de cette différence de vitesse de réponse, un écart temporaire d'équilibre de puissance a lieu. Par conséquent, ce déséquilibre de puissance entraîne une variation des couples agissant sur le rotor. Ceci entraîne une accélération ou décélération du rotor selon le sens du déséquilibre, voire un glissement du champ de synchronisme entraînant une perte de synchronisme du générateur avec le reste du système [5]. Si l'équilibre de puissance n'est pas rétabli, la machine est mise hors service par une protection de survitesse ou de perte de synchronisme, et la stabilité du système est mise en danger.

Suite à une perturbation au système, le facteur principal qui détermine l'évolution de l'état du système est l'écart entre les angles de rotor. (Les angles sont mesurés par rapport à une référence tournante au synchronisme). Nous pouvons dire que les angles de rotor d'un système de puissance peuvent évaluer selon deux scénarios [6] :

- Soit, les angles de rotor s'accroissent ensemble et oscillent à l'unisson. Ils peuvent éventuellement atteindre de nouvelles valeurs stables. Tant que les écarts entre les angles de rotor restent constants, le système reste stable et il demeure au synchronisme.
- Soit, un ou plusieurs angles de rotor s'accroissent plus rapidement que les autres. Alors, les écarts entre les angles de rotor divergent dans le temps. Le système devient par conséquent instable et il perd le synchronisme.

Pour conclure, on peut dire que : La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs.

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous-catégories :

### ***1.3.1.1. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)***

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles.

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas 1, figure (1.2)), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. 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 (1.2)). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

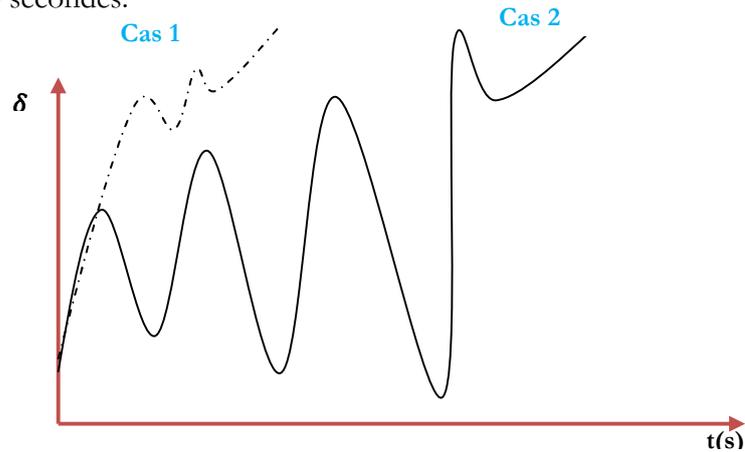


Figure 1.2. Variation d’angle de rotor[6]

Cas1 : instabilité de première oscillation. Cas2 : instabilité de multi oscillations.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d’égalité des aires (en anglais, Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l’équation du mouvement et la courbe  $(P - \delta)$  traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l’angle de rotor [4].

Pour expliquer cette approche, on considère un système de puissance simple constitué d’un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission, figure (1.3). Le générateur est modélisé par une source de tension idéale  $E_g$  en série avec une réactance  $X_g$  (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance  $X_F$ .

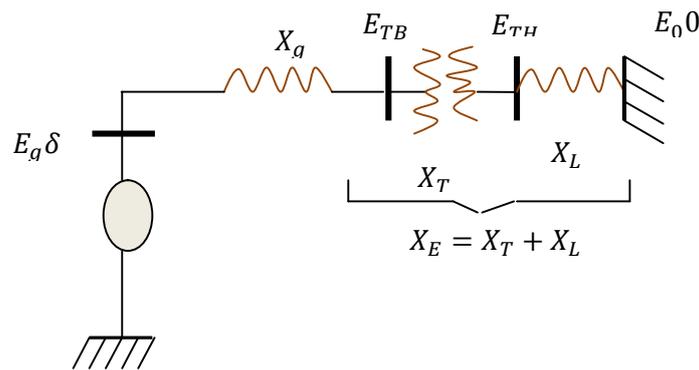


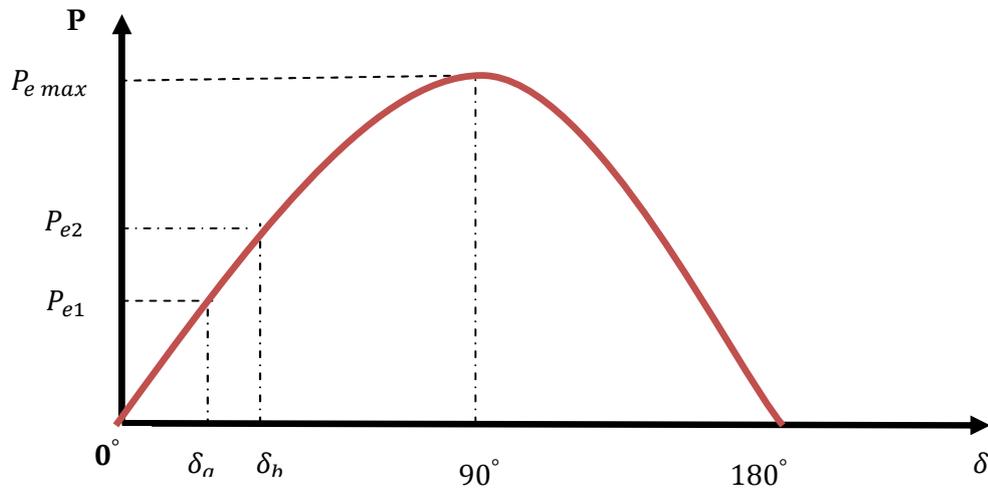
Figure 1.3. Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini[6]

**a. Relation  $P=f(\delta)$**

Dans l’état équilibré, la puissance produite par le générateur  $P_e$  est donnée par l’équation suivante:

$$P_e = \frac{E_g \cdot E_0}{X_g + X_E} \cdot \sin \delta \tag{1.2}$$

Où,  $\delta$ , l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur ( $E_g$ ) et la tension du jeu de barre infini ( $E_0$ ). L'équation (1.3) est représentée graphiquement à la figure (1.4).



**Figure 1.4.** Relation puissance-angle de rotor[6]

Lors de l'équilibre, la puissance électrique  $P_{e1}$  est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$ . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$  figure (1.4). Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de  $\delta_a$  à  $\delta_b$ , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle  $\delta_b$  soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle  $\delta_b$  jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération. L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, figure (1.5)), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure (1.5)).

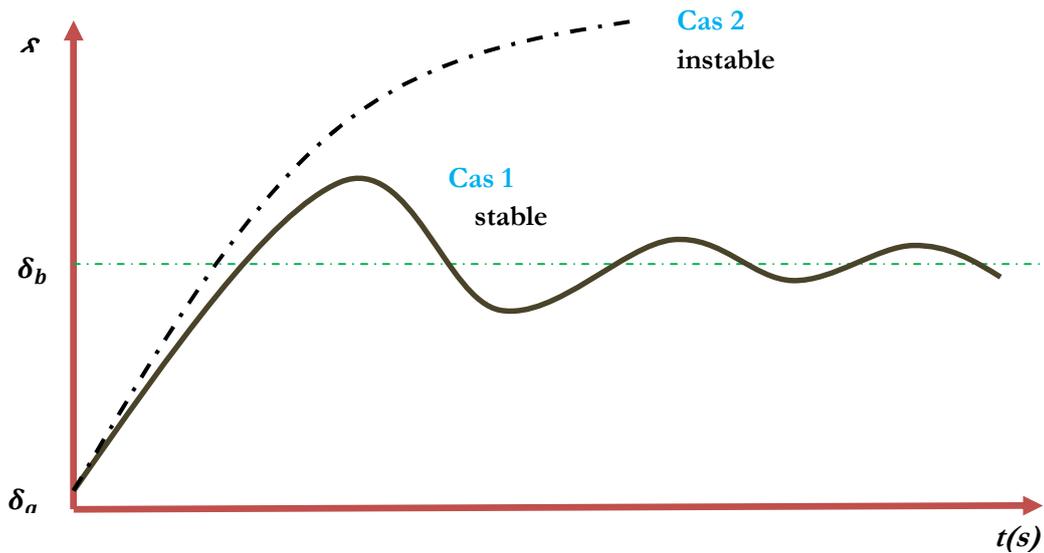


Figure 1.5. Variation angle de rotor [6]

### b. Critère d'égalité des aires

Considérons un défaut, tel un défaut sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques périodes du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle de rotor  $\delta$ . figure (1.6) illustre la courbe (P- $\delta$ ) en tenant compte de ce défaut, En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones, [7] :

- La première zone (zone  $A_1$ , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor ( $\delta_0$  et  $\delta_1$ ) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération :
 
$$P_m > P_e$$
- La deuxième zone (zone  $A_2$ , zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor :

$$P_m < P_e \quad (1.3)$$

Si le rotor peut rendre dans la zone  $A_2$  toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone  $A_2$  ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme.

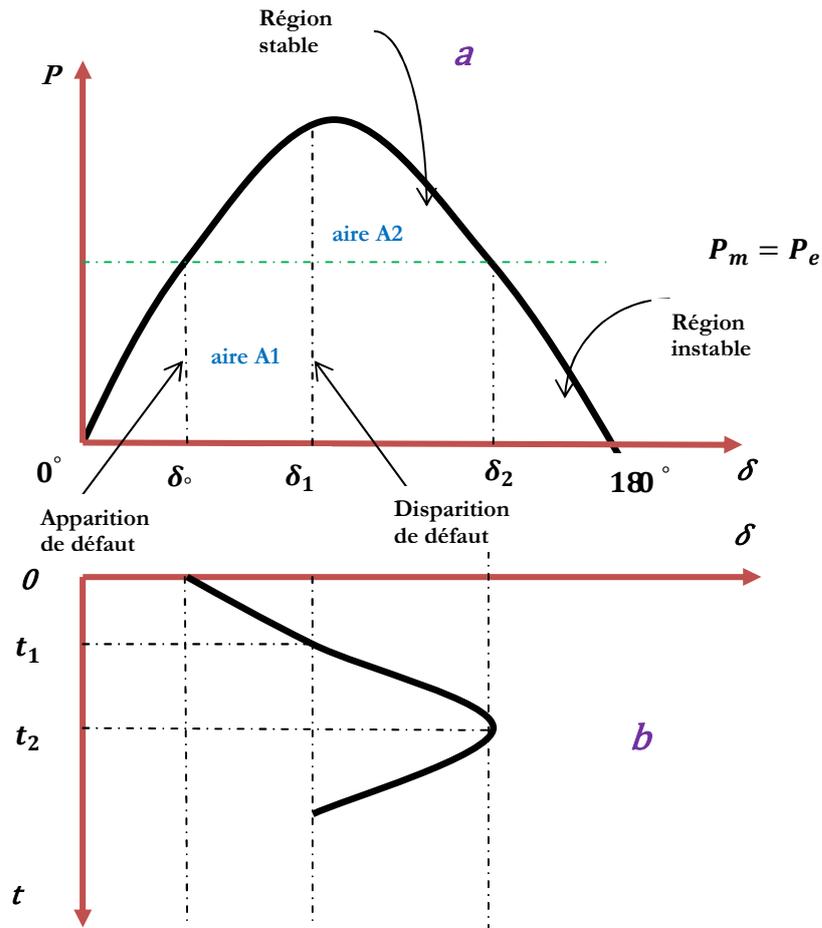


Figure 1.6.(a) :puissance-angle. (b) :variation d'angle de rotor) du générateur suite à un défaut de transmission[6]

La relation entre les aires des zones ( $A_1$  et  $A_2$ ) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

L'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (1.5)$$

$H$  : la constante d'inertie.

$\omega_0$  : la vitesse de synchronisme.

$P_m$  : la puissance mécanique fournie au générateur.

$P_e$  : la puissance électrique du générateur.

En multipliant cette équation par  $2 \cdot \frac{d\delta}{dt}$ , en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables, nous obtenons :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + \text{cte} = \int_{\delta_1}^{\delta_2} \frac{W_0}{H} (P_m - P_e) \cdot d\delta \quad (1.6)$$

$\delta_0$ : L'angle de rotor, initial, à l'instant de l'application de défaut.

$\delta_2$ : L'angle de rotor à la fin de la période transitoire.

Ainsi, lorsque :  $t = 0 \Rightarrow \delta = \delta_0$ ,  $\frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow$  la cte = 0.

Après l'élimination du défaut, l'angle  $\delta$  va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque,  $\frac{d\delta}{dt} = 0$

Par conséquent, l'équation (91) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) \cdot d\delta = 0 \Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) \cdot d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) \cdot d\delta = 0 \quad (1.7)$$

Où :  $\delta_1$  est l'angle de rotor à l'instant de l'élimination de défaut.

$$\Rightarrow A_1 - A_2 = 0$$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone  $A_1$  et de la zone  $A_2$  : cette condition est appelée critère d'égalité des aires.

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone  $A_1$ ), soit en augmentant la zone de décélération (zone  $A_2$ ). Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique.

En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et d'un régulateur de tension possédant une action "puissante" et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire [4]. Enfin, une amélioration significative de la stabilité transitoire est obtenue avec des systèmes très rapides de détection des défauts et de disjoncteurs.

### **1.3.1.2. Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)**

Elle se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor.

La stabilité aux petites perturbations dépend du point de fonctionnement d'équilibre initial du système ainsi que des caractéristiques dynamiques du système. Contrairement à la stabilité transitoire, elle ne dépend pas de niveaux de perturbations, car celles-ci sont arbitraires et infiniment petites [4]

La relation puissance-angle (1.3) est une relation non-linéaire en sinus. Mais pour des petites perturbations, la variation de puissance reste approximativement proportionnelle à la variation de l'angle  $\delta$ . Des exemples typiques des petites perturbations peuvent être donnés par des variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine du système ou sur sa charge [6]

La stabilité transitoire, comme nous l'avons vu, est associée à la présence d'un couple synchronisant suffisant, immédiatement après la perturbation. Si le système est transitoirement stable, 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).

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). L'instabilité aux petites perturbations se manifeste à court terme, la gamme de temps associée étant de l'ordre de 10 à 20 secondes.

### **1.3.2. 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 régleur en charge automatique, des chauffages électriques commandé par thermostat, ... . 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 [4]

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, ou des SVCs (Static Var Compensator Systems) qui atteignent les limites de puissance réactive.
- 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 [4]:

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

La gamme de temps de l'instabilité de tension s'étend de quelques secondes à plusieurs minutes. Ainsi, l'instabilité de tension peut être considérée comme un phénomène à court terme (de l'ordre de plusieurs secondes) ou, dans l'autre cas limite, comme un phénomène à long terme (de l'ordre de plusieurs minutes).

Pour l'instabilité de tension à court terme l'effondrement de tension se produit immédiatement après la perturbation. Dans ce type d'instabilité, les charges et les dispositifs, qui ont des caractéristiques spéciales de puissance réactive tels les moteurs asynchrones sont souvent impliqués. Les moteurs asynchrones consomment, juste après la perturbation, beaucoup de puissance réactive pour assurer leur stabilité vis-à-vis leurs charge. D'autres éléments peuvent aussi participer à cette instabilité : les charges commandées électroniquement, les convertisseurs HVDC.

L'instabilité de tension à long terme se développe lors d'un manque graduel de puissance réactive d'un nœud ou une partie du système. Elle implique, quant à elle, des équipements ayant une action plus lente tels les régleurs en charge automatique, les charges commandées thermostatiquement. Il est aussi important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre.

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

- Stabilité de tension aux grandes perturbations. Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation.

La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système [8].

- Stabilité de tension aux petites perturbations. Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées.

### 1.3.3. 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 consommées 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), [9].

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.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections [4].

Dans cette partie, nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Le concept général de la stabilité peut se synthétiser en trois groupes (stabilité de l'angle de rotor, de la tension et de la fréquence).

Cette classification est nécessaire pour mieux comprendre les mécanismes :

- des phénomènes de l'instabilité du système.
- des dispositifs nécessaires pour assurer la stabilité du système.

Historiquement, les chercheurs et les ingénieurs des systèmes électriques mettaient l'accent sur la stabilité de l'angle de rotor. Or, les opérateurs des systèmes de puissance se trouvent actuellement souvent obligés de faire fonctionner leurs systèmes aux limites de la stabilité. L'amélioration de la stabilité angulaire aux petites perturbations, en particulier l'amortissement des oscillations interrégionales, est donc devenue un objectif prioritaire : elle sera développée dans la partie suivante de ce chapitre.

#### **1.4. Etude de la stabilité angulaire aux petites perturbations**

Les problèmes des oscillations à faibles fréquences ont toujours été un sujet de préoccupation. Mais pendant plusieurs décennies, les ingénieurs des systèmes de puissance se sont préoccupés beaucoup plus de la stabilité transitoire. Les origines de cette dernière étaient faciles à identifier et des mesures correctives ont été mises au point. Les oscillations, qui sont typiquement dans la gamme de fréquences de 0,2 à 2 Hz, 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, en

plus d'assurer la stabilité, le système doit être bien amorti : c.-à-d. les oscillations doivent être atténuées le plus rapidement possible dès leurs apparitions. La stabilité angulaire aux petites perturbations peut être améliorée en faisant varier une grandeur électrique :

- physiquement : de manière à augmenter le couple d'amortissement agissant sur le rotor des machines synchrones.
- mathématiquement: de manière à déplacer vers la partie gauche du plan complexe les valeurs propres complexes correspondant à une oscillation instable ou mal amortie.

Parmi les grandeurs que l'on peut moduler dynamiquement nous nous intéressons au signal supplémentaire injecté dans l'entrée de l'AVR par le stabilisateur de puissance (PSS). Il agit à travers le régulateur sur le couple électromagnétique de manière à renforcer sa composante d'amortissement.

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous allons détailler les éléments importants de la stabilité aux petites perturbations tels:

- le rôle de la variation du couple électromagnétique.
- l'influence du système d'excitation.
- les différents types d'oscillations à faibles fréquences.

#### 1.4.1. Variation de couple électromagnétique.

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 [6].

Suite à une perturbation, les variations du couple électromagnétique peuvent s'exprimer en fonction des variations d'angle de rotor  $\Delta\delta$  et de vitesse  $\Delta\omega$ , suivant l'équation (1.8),[4]:

$$\Delta T_e = T_s + T_e = K_s \cdot \Delta\delta + K_A \cdot \Delta\omega \quad (1.8)$$

$K_s$  : Coefficient de couple synchronisant.

$K_A$  : Coefficient de couple d'amortissement.

### 1.4.1.1. Couple synchronisant $T_s$

Donné par la composante,  $T_s = K_s \cdot \Delta\delta$  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, masse-ressort [4].

Pour des petites déviations du point de fonctionnement, le coefficient de couple synchronisant  $K_s$  est représenté par la pente de la courbe de la relation (puissance - angle), comme le montre la figure (1.7).

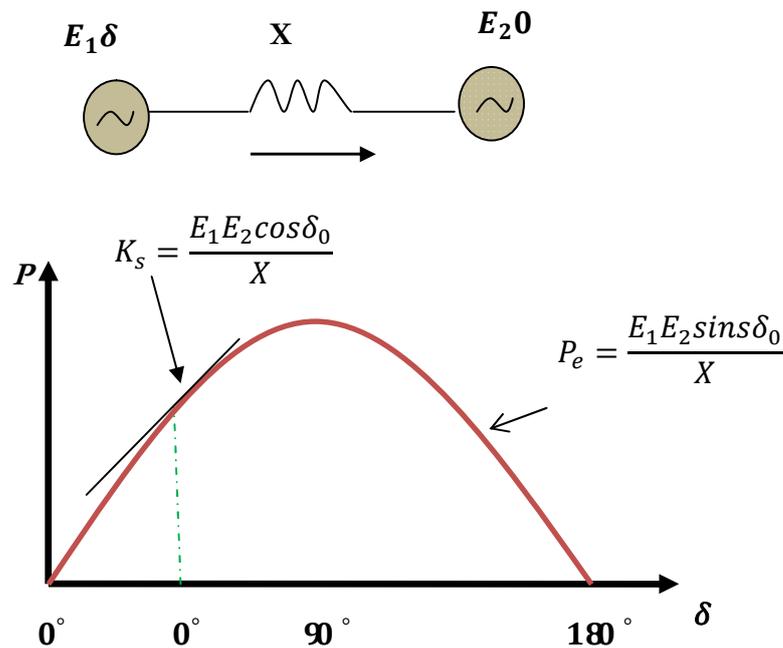


Figure 1.7. La relation (puissance-angle) du générateur et le coefficient de couple synchronisant. [6]

Si  $\delta_0$  est l'angle de puissance à l'état équilibré, entre la tension interne du générateur ( $E_1$ ) et la tension du jeu de barre infini ( $E_2$ ), la pente de courbe à  $\delta_0$  est simplement la dérivée de la fonction puissance - angle :

Le couple synchronisant détermine alors la capacité du système de supporter une grande perturbation sans perdre le synchronisme : il est un facteur important pour la stabilité transitoire. En cas des petites perturbations, le couple synchronisant détermine la fréquence des oscillations.

### 1.4.1.2. Couple d'amortissement $T_A$

Donné par la composante  $T_A = K_A \cdot \Delta\omega$ , il représente la variation de couple électromagnétique en phase avec la variation de vitesse de rotor  $\Delta\omega$ . Ce couple résulte généralement des interactions entre la

séquence positive du flux de l'entrefer et les enroulements du rotor, plus particulièrement les enroulements amortisseurs.

Comme nous l'avons déjà vu, une variation de l'angle de rotor  $\delta$  entraîne une variation de vitesse de rotor,  $\Delta\omega$ . D'après la loi de Faraday, la f.é.m. induite est proportionnelle à la variation de vitesse. Le courant induit par cette f.é.m. interagit avec le champ électromagnétique du générateur, en produisant par conséquent un couple d'amortissement naturel. Ce couple tend à amortir les oscillations électromécaniques de la machine en particulier suite à la première oscillation résultant d'une grande perturbation [6]. Ainsi, il est essentiel pour la stabilité aux petites perturbations, où le taux d'amortissement des oscillations de rotor est primordial. Mais souvent, ce couple est faible et parfois négatif surtout en présence de contrôleurs tels les contrôleurs de tension (ces derniers sont pratiquement les seules sources d'amortissement négatif). Un couple négatif conduit à une croissance spontanée des oscillations jusqu'à la perte de synchronisme.

Actuellement, les problèmes de stabilité angulaire aux petites perturbations sont considérés associés à l'amortissement insuffisant des oscillations.

#### **1.4.2. Influence du système d'excitation sur la stabilité angulaire**

La stabilité angulaire dépend des deux composantes du couple électromagnétique  $T_s, T_A$ , pour chaque machine synchrone du système. La littérature montre qu'une insuffisance de couple synchronisant conduit à une instabilité aperiodique ou non-oscillatoire, alors qu'un manque de couple d'amortissement conduit à une instabilité dynamique [4].

De même, la littérature montre que le système d'excitation avec son régulateur de tension a un impact important sur les deux couples et par conséquent sur la stabilité. Généralement, 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 [10].

Ainsi, le fonctionnement du système d'excitation est perturbé par le conflit entre les contraintes du contrôle durant les quelques premières périodes du réseau après la perturbation et le laps de temps suivant. Pour cela, nous distinguons deux types d'effet du système d'excitation, à savoir : l'influence sur la stabilité transitoire et l'influence sur la stabilité aux petites perturbations.

### 1.4.2.1. Influence sur la stabilité transitoire

Comme déjà expliqué, l'objectif principal de la stabilité transitoire est de maintenir le synchronisme pendant et suivant une perturbation sévère. La durée qui nous intéresse est relativement courte (quelques secondes au maximum), la première oscillation ayant une importance déterminante. Durant cette phase, le générateur est soumis à une variation considérable de sa puissance électrique et ainsi à une accélération (ou décélération) de son rotor. Un système d'excitation rapide et puissante peut faire varier très rapidement la tension interne du générateur, durant cette phase. Ceci va augmenter la puissance électrique et le couple synchronisant produits pendant la première oscillation. Par conséquent, la puissance électromagnétique disponible va entraîner une diminution importante de l'accélération du rotor et de l'angle de rotor bien avant d'atteindre la limite de la stabilité transitoire : la marge de stabilité sera donc augmentée.

Pour montrer clairement l'effet positif d'un système d'excitation rapide et puissante sur la stabilité transitoire, reprenons le système précédent (machine synchrone connecté à un jeu de barre infini, figure (1.3)). La figure (1.8) montre les effets de deux types de système d'excitation, à savoir :

- un système lent et peu puissant correspondant à la courbe A.
- un système rapide et puissant correspondant à la courbe B, sur un défaut de transmission [5].

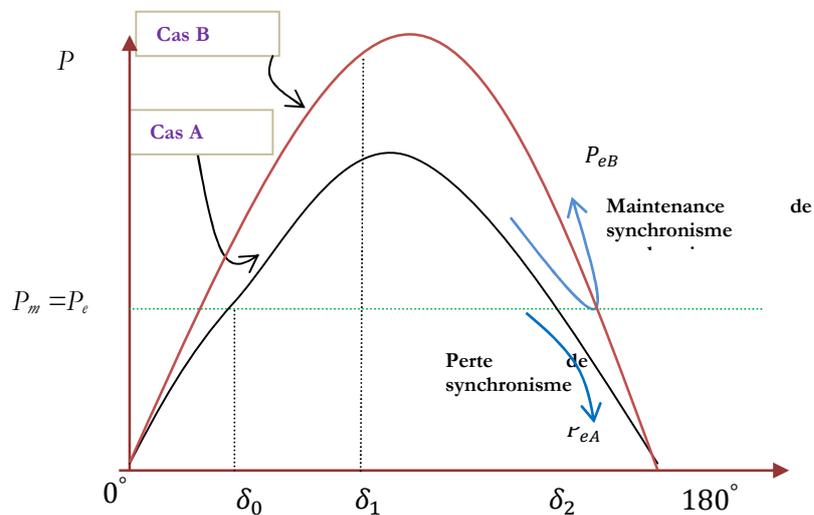


Figure 1.8. Influence du système d'excitation. [6]

En comparant la zone hachurée située en dessous de la droite de charge (zone d'accélération dans laquelle la puissance électrique est moindre que la puissance mécanique) avec la zone hachurée située au-dessus de la droite de charge (zone de décélération), nous remarquons que la condition

d'égalité entre les deux zones n'est pas assurée pour la courbe A. Par conséquent, la machine va perdre le synchronisme.

Pour la courbe B, il est clair que la zone de décélération est plus grande que la zone d'accélération. La réserve de couple synchronisant permet de restaurer la stabilité après l'élimination du défaut. Par conséquent, on peut conclure que l'augmentation du couple synchronisant, grâce à un système d'excitation à gain élevé et réponse rapide, augmente bien la puissance maximale transmissible pendant la phase transitoire, et donc la marge de stabilité transitoire.

### 1.4.2.2. 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.

La figure (1.9) illustre l'influence du couple d'amortissement sur la stabilité aux petites perturbations.

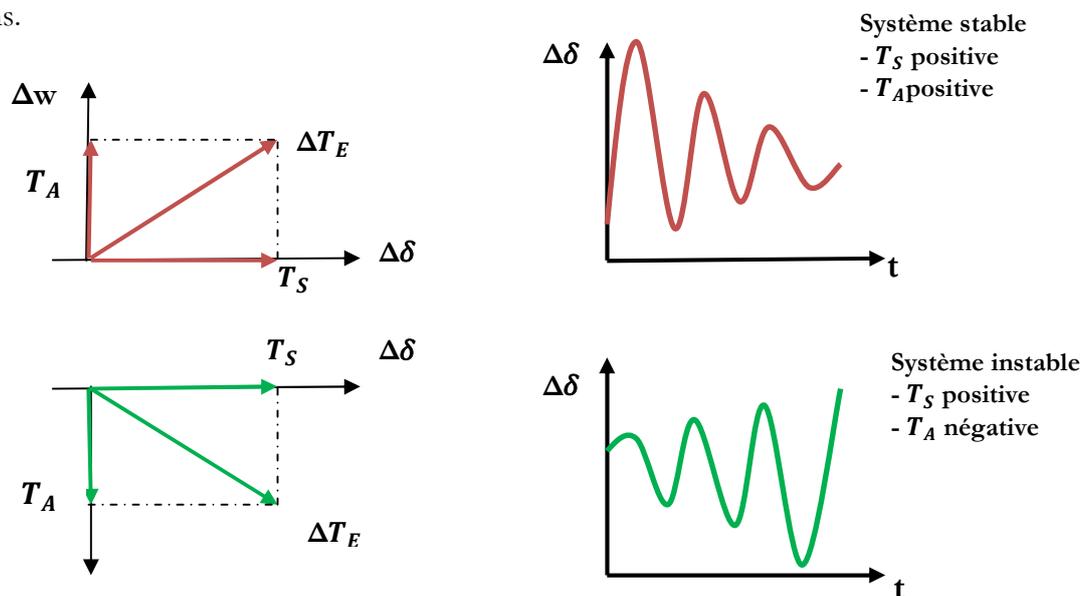


Figure 1.9. Influence du couple d'amortissement sur la stabilité[6]

### 1.4.3. Différents types d'oscillations à faibles fréquences

Comme nous l'avons vu, les oscillations électromécaniques sont associées aux rotors des générateurs. Pendant ces oscillations, l'énergie mécanique cinétique est échangée entre les générateurs lors de l'écoulement de la puissance électrique dans le réseau. Ces oscillations peuvent être classées en deux groupes selon leurs manières d'évolution :

- Oscillations spontanées. Dans ce cas, les oscillations se développent lorsque l'amortissement d'un mode du système devient négatif par changement graduel des conditions de fonctionnement du système.
- Oscillations dues à une perturbation. Un défaut de ligne de transmission, par exemple, peut entraîner des oscillations en diminuant subitement l'amortissement d'un mode. Si cet amortissement devient négatif, les oscillations résultantes vont continuer ou même augmenter.

Les types des oscillations à faibles fréquences rencontrées habituellement dans les systèmes de puissance peuvent être classés en quatre groupes, figure (1.10). Généralement, la fréquence de ces oscillations fournit une bonne indication sur leurs types.

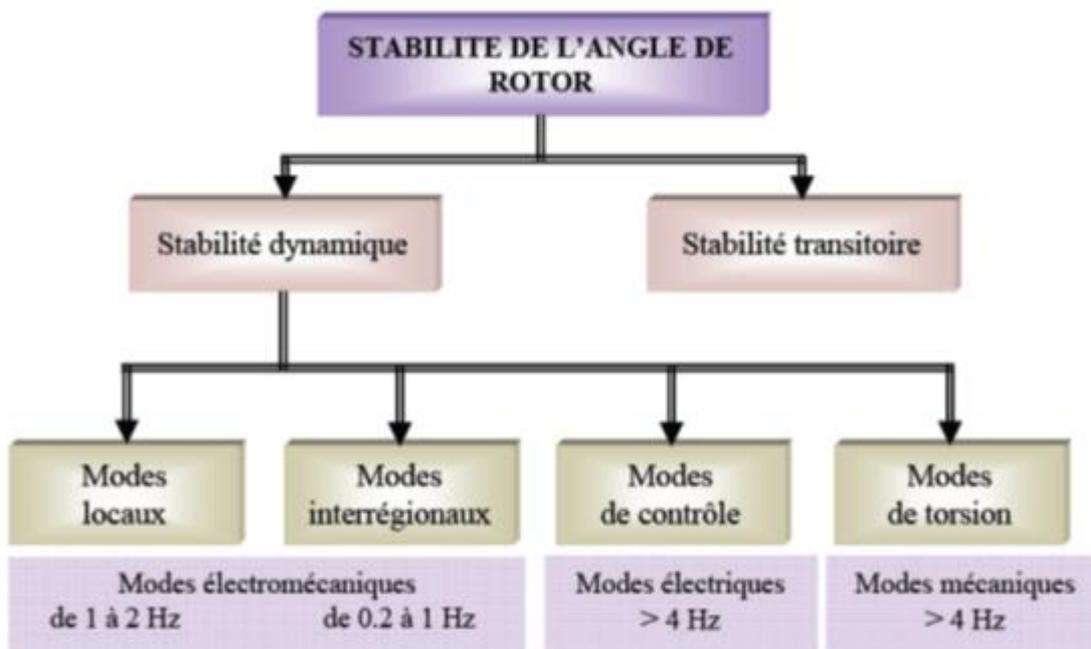


Figure 1.10. Classification de la stabilité de l'angle de rotor

#### 1.4.3.1. Oscillations des modes locaux

Les modes locaux sont les modes les plus rencontrés dans les systèmes de puissance. Ils sont associés aux oscillations entre un générateur (ou un groupe des générateurs) d'une centrale électrique et le reste du système. Le terme local est utilisé car les oscillations sont localisées dans une seule centrale ou une

petite partie du système, (par exemple : les générateurs G1 et G2 oscillent ensemble par rapport au générateur G3 trouvé dans la même région, figure (1.11)). La gamme de fréquence de ces oscillations est généralement de 1 à 2 Hz.

L'expérience montre que ces oscillations tendent à se produire lors de l'utilisation des régulateurs de tension possédant une réponse rapide et quand le lien de transmission entre une centrale et ses charges est très faible [4]. Pour assurer un bon amortissement de ces modes, des sources d'amortissement, tel le stabilisateur de puissance, peuvent être ajoutées aux générateurs à l'origine de ces modes.

### ***1.4.3.2. Oscillations des modes globaux***

Les oscillations des modes globaux, ou oscillations interrégionales, sont associées à l'oscillation entre certains générateurs d'une partie du système et certains générateurs d'une autre partie du système (par exemple : les générateurs, G1, G2, G3 et G4, de la région A oscillent ensemble par rapport au générateur G5 de la région B, figure (1.11)).

Les modes associés à ces oscillations présentent généralement des amortissements très faibles et, si ces derniers sont négatifs, de petites perturbations peuvent exciter des oscillations divergentes. Les fréquences de ces oscillations se trouvent généralement dans la gamme de 0.2 à 1 Hz. Cette gamme est inférieure à celle des modes locaux car les réactances des liens entre les systèmes de puissance sont élevées. Généralement, la fréquence naturelle et le facteur d'amortissement d'un mode interrégional décroissent lorsque l'impédance d'une ligne d'interconnexion ou la puissance transmise augmente. Le système d'excitation et les caractéristiques des charges affectent également les oscillations des modes interrégionaux.

Ainsi, ces modes présentent des caractéristiques plus complexes que ceux des modes locaux [4]. Etant donné que les modes interrégionaux impliquent plusieurs générateurs, un bon amortissement de tels modes peut exiger l'utilisation de stabilisateurs de puissance pour un grand nombre des générateurs [11].

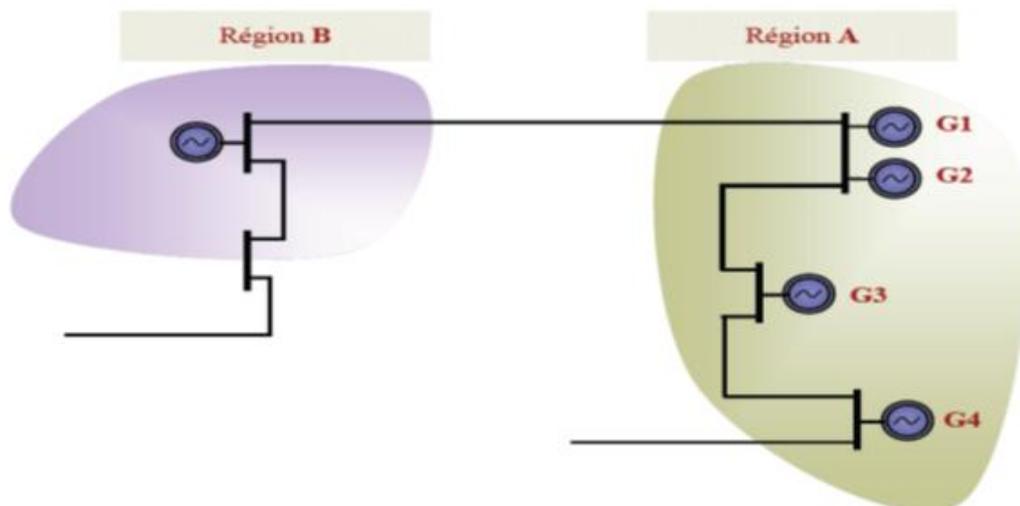


Figure 1.11. Système de puissance simple à deux régions[11]

### 1.4.3.3. Les oscillations des modes de contrôle

Les oscillations associées aux modes de contrôle sont dues :

- soit, aux contrôleurs des générateurs (mauvais réglage des contrôleurs des systèmes d'excitation ou des gouverneurs).
- soit, aux autres dispositifs contrôleurs (convertisseurs HVDC, SVC,...).

La fréquence de ces oscillations est supérieure à 4 Hz.

### 1.4.3.4. Oscillations des modes de torsion

Ces oscillations sont essentiellement reliées aux éléments en rotation entre les générateurs et leurs turbines. Elles peuvent aussi être produites par l'interaction des éléments de rotation avec le contrôle d'excitation, le contrôle de gouverneur, les lignes équipées avec des compensateurs de condensateurs en série,... . La fréquence de ces oscillations est aussi supérieure à 4 Hz.

Dans le cadre de cette étude, nous nous intéressons seulement aux modes locaux et aux modes interrégionaux : appelés modes électromécaniques. La distinction claire entre les modes locaux et interrégionaux s'applique principalement aux systèmes qui peuvent être divisés en régions distinctes séparées par de longues distances. Par ailleurs, pour les systèmes où les centraux sont distribués uniformément sur une large région géographique, il est difficile de distinguer entre les modes locaux et interrégionaux à partir de considérations géographiques. Cependant, une conclusion commune considère que les modes interrégionaux ont les fréquences les plus basses et que la plupart des générateurs du système y contribuent.

#### 1.4.4. Amortissement

Les oscillations électromécaniques limitent la capacité de transmission de puissance dans les réseaux électriques. Elles peuvent parfois entraîner une perte de synchronisme ou même un black-out dans le système entier. Par conséquent, des sources spécifiques d'amortissement sont indispensables pour assurer un fonctionnement fiable du système. La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée 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).

#### 1.5. Insertion des énergies renouvelable au réseau de distribution

Les productions décentralisées se développent dans tous les pays, sur la base d'unités de production traditionnelle, de système à énergie renouvelable ou de cogénération installées par des producteurs indépendants. Dans notre travail on s'intéresse sur l'influence d'insertion des énergies renouvelables (PV-éolienne) sur le comportement dynamique de réseau électrique.

##### 1.5.1. Eolienne

Ce mode transmet l'énergie cinétique du vent à l'énergie électrique grâce aux turbines aérogénérateurs. Deux technologies utilisées principalement sont les générateurs synchrones et asynchrones. En fonction de la technologie choisie, leur raccordement au réseau se fait soit directement, soit via des interfaces d'électronique de puissance. En tenant compte de l'intermittence de ce type d'énergie, les turbines éoliennes sont normalement associées avec un système de stockage d'énergie et/ou avec un moteur diesel. Il existe également deux possibilités d'installation des parcs éoliens : éolien en mer et éolien sur terre dont les installations en mer comportent une capacité très importante. La puissance d'un parc éolien varie de quelques Mégawatts à quelques centaines de Mégawatts.

##### 1.5.2. Photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques transforment directement l'énergie solaire en énergie électrique. Il s'agit de cellules en matériaux semi-conducteurs fonctionnant sur le principe de la jonction P-N et étant

réalisées actuellement pour la grande majorité à partir de silicium cristallisé. Ils sont très utilisés pour l'alimentation des sites isolés en association avec un système de stockage.

L'insertion des énergies renouvelables au réseau électrique fait que ces réseaux deviennent pratiquement des réseaux électriques complets. En effet, dans le passé, les réseaux de distributions se comportaient comme des éléments passifs dans lesquels les flux de puissance s'écoulaient de manière unidirectionnelle du poste source vers les consommateurs finaux. Aujourd'hui, du fait de l'insertion des énergies renouvelables, les flux de puissance et les tensions seront gouvernés non seulement par les charges mais aussi par les sources. Il en résulte que le plan de protection ainsi que le réglage de la tension devront être revus. D'ailleurs, la caractéristique d'intermittence des énergies renouvelables aura une influence néfaste sur la qualité de l'énergie fournie aux clients. Les influences les plus significatives de la production décentralisée sur le réseau de distribution peuvent être rappelées comme suit:

#### ***1.5.2.1. Influence sur le dimensionnement des postes HT/MT:***

Les postes sources risquent de perdre leur sécurité de fonctionnement en présence de productions décentralisées dans le réseau en aval. Les lignes et le transformateur du poste source peuvent être surchargés dans les deux cas extrêmes de puissance transitée via le poste source. Le premier correspond à la puissance transmise d'amont en aval lors de dysfonctionnement des productions locales avec charge maximale, le second correspond au maximum de puissance transmise d'aval en amont dans lors du fonctionnement en pleine puissance des productions décentralisées avec une faible consommation locale.

#### ***1.5.2.2. Influence sur le plan de tension:***

La présence de générateurs va avoir inévitablement sur le plan de tension et sur la commande des dispositifs de réglage, une influence plus ou moins importante selon le mode de raccordement et les conditions de fonctionnement. La tension en certains nœuds dans le réseau peut dépasser le seuil supérieur de tension si les ERs fonctionnent en pleine puissance en heure creuse, et le seuil inférieur de tensions si les ERs sont en panne en heure de pointe [12].

Influence sur le plan de protection: la contribution des ERs au courant de défaut dans le réseau de distribution a des conséquences directes sur le plan de protection. La sélectivité et la sensibilité des protections peuvent être fortement perturbées et provoquer le déclenchement intempestif d'un circuit sain ou l'aveuglement de la protection d'un circuit endéfaut.

Influence sur la qualité de service: les ERs de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue au creux de tension (en profondeur). En outre, la présence d'interfaces

d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

Influence sur le problème de stabilité: les problèmes de stabilité bien connus dans le réseau de transport, sont nouveaux dans le réseau de distribution. Avec l'intégration de plus en plus importante de production décentralisée dans le réseau de distribution, les problèmes de stabilité angulaire et de stabilité de tension et même de stabilité de fréquence pour les fonctionnements en réseau isolé doivent être revus [13] [14].

Les ERs de type alternateur synchrone sont en majorité dans le réseau de distribution avec l'application dans la cogénération et dans les auto-producteurs de grandes industries, il est donc nécessaire prendre en compte la stabilité angulaire de ce type de groupes'implante. En effet, les temps relativement longs d'élimination des défauts du réseau de distribution (0.3s) ne sont pas adaptés au maintien de la stabilité angulaire des groupes synchrones. Par contre, dans la mesure où il serait requis de ne pas découpler systématiquement ces derniers mais de les maintenir le plus possible sur le réseau, il faut voir les protections de découplage. En réalité, la continuité de l'alimentation d'électricité ou de chaleur est très critique dans quelques procédés industriels. En outre, si plusieurs ERs sont découplés dans une zone à forte intensité de charge lors d'un défaut, le transformateur et les lignes du poste sources vont se trouver surchargés. On va illustrer la nécessité de l'étude de la stabilité angulaire des groupes de ERs synchrones sur le cas réel considéré dans la partie suivante.

## 1.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté d'une façon générale les différents types de stabilité. Nous avons présenté également une analyse fine sur la stabilité aux petites perturbations et les oscillations électromécaniques présentes dans les systèmes de puissance.

Cette étude nous a ainsi permis de mettre en évidence les points importants suivants :

- Un système de puissance doit présenter un point d'équilibre stable dans les conditions de fonctionnement normales.
- Un système de puissance est stable s'il retrouve un état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation.
- La stabilité angulaire aux petites perturbations est habituellement considérée comme la capacité du système de puissance à maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs pour de faibles variations des charges et des sources.

- Les oscillations électromécaniques sont généralement dues aux modes naturels du système. Ainsi, nous ne pouvons pas les éliminer. Cependant, leurs fréquences et leurs amortissements peuvent toujours être modifiés.
- Suite à une perturbation, le système de puissance peut être transitoirement stable mais il peut présenter par la suite des oscillations divergentes.
- Suite à une grande perturbation, le régulateur de tension du système d'excitation de générateur, ayant une action puissante et rapide, contribue efficacement à augmenter les puissances électriques des générateurs pendant la première oscillation. Cela contribue à diminuer la puissance d'accélération du générateur en augmentant le couple synchronisant. En conséquence, la plage de stabilité transitoire est bien améliorée. Malheureusement, cet avantage est contrebalancé par l'impact négatif du système d'excitation sur l'amortissement des oscillations en diminuant le couple d'amortissement.
- Les oscillations interrégionales sont associées aux lignes d'interconnexion de grande impédance et une demande de puissance à transmettre élevée. Comme ces oscillations se produisent entre plusieurs régions du système, leurs caractéristiques sont plus complexes que celles des oscillations des modes locaux et elles sont plus difficiles à amortir.

# Chapitre 02

## MODELISATION LINEAIRE DES SYSTEMES ELECTRIQUES MULTI MACHINES POUR L'ETUDE DE LA STABILITE DYNAMIQUE

---

### 2.1. Introduction

Dans ce chapitre, le modèle d'état du système électrique multi machine sera discuté. Deux modèles (absolu et relatif) seront comparés pour en choisir un pour une représentation utile du système pour concevoir la commande. Les raisons de ce choix seront discutées. Le modèle non linéaire sera linéarisé et écrit sous la forme d'état linéaire, ce qui permettra dans le chapitre suivant de concevoir une commande linéaire pour améliorer les comportements dynamiques du système. Dans ce chapitre, deux types de réseaux sont traités, l'un est un réseau local et l'autre est un réseau connecté à un réseau infini.

Pendant cette étude, on adopte les hypothèses suivantes [15]:

- 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, 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.

Ces hypothèses simplifient grandement l'élaboration d'un modèle du réseau et lui confèrent un rôle purement passif d'interconnexion entre les machines tournantes.

Pour la machine synchrone, les hypothèses suivantes seront prises en compte :

1. La saturation est négligée, il en résulte que les inductances propres et mutuelles sont indépendantes des courants qui circulent dans les différents enroulements.
2. Les forces électromotrices sont réparties sinusoïdalement dans l'entrefer de la machine, il y a symétrie par rapport à l'axe magnétique du rotor.

3. Les encoches sont supposées inexistantes.

4. On ne tient pas compte de l'hystérésis et des courants de Foucault dans les parties magnétiques.

5. Les termes dérivatifs  $p\psi_d$  et  $p\psi_q$  sont négligés du modèle du stator car ces termes décroissent très rapidement [3].

6. L'effet de la variation de la vitesse est négligé. Cette simplification est basée sur l'idée que la vitesse  $w_r$  en (pu) égale à 1.0. Cela ne signifie pas que la vitesse est constante mais que les variations de celle-ci sont très petites et n'ont aucun effet sur la tension au stator [3], [16], [17].

7. L'effet des amortisseurs dans le rotor est négligé. Cela réduit l'ordre du système étudié et minimise le nombre des paramètres à connaître concernant les amortisseurs qui sont souvent indisponibles [3].

Pour élaborer le modèle complet d'un réseau électrique multi machine, il faut d'abord connaître les modèles des éléments qui composent le réseau. Un réseau électrique, selon la définition IEEE [18], [19], se compose d'un ou plusieurs générateurs, consommateurs, lignes de transmission et tous les appareils liés au réseau. Les régulateurs de tension et de vitesse sont considérés comme des parties intégrantes du réseau.

Pour cette étude et pour des raisons de simplification de calcul, le réseau est composé de :

- Charges statiques.
- Lignes de transmission.
- Générateurs synchrones.

La représentation de ces composants sera d'abord exposée, ensuite, l'équation du réseau sera définie. Le réseau sera représenté par une matrice d'admittance constante. La taille du réseau sera réduite pour obtenir la matrice d'admittance finale.

## 2.2. Représentation des composants du réseau

### 2.2.1. Charge statique

La charge statique dans un réseau électrique peut être linéaire ou non linéaire [3], dans cette étude nous allons considérer la charge linéaire comme illustré à la figure 2.1.

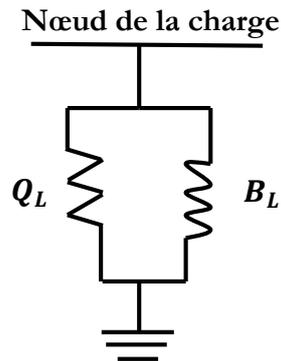


Figure 2.1. Modèle de la charge linéaire.

Où :

$$G_L = \frac{P_{L0}}{V_0^2} \quad B_L = -\frac{Q_{L0}}{V_0^2} \quad (2.1)$$

$\overline{Y}_L = G_L + jB_L$  : Admittance de la charge en pu.

$P_{L0}$  : Puissance active de la charge en pu.

$Q_{L0}$  : Puissance réactive de la charge en pu.

$V_0$  : Amplitude de la tension en pu.

Les puissances et la tension de la charge sont calculées par l'étude de la répartition de puissance dans le réseau. Pour le système multi machine, on calcule une matrice diagonale qui représente les charges installées sur les  $n$  nœuds du système.

$$\overline{Y}_L = \begin{bmatrix} \overline{Y}_{L1} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \overline{Y}_{L2} & 0 & \cdots & \vdots \\ \vdots & 0 & \ddots & \cdots & 0 \\ 0 & \cdots & 0 & & \overline{Y}_{Ln} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

### 2.2.2. Ligne de transmission

La courte ligne de transmission est représentée par son impédance en série. Les moyennes et longues lignes sont représentées par un circuit  $\pi$ , voir la figure 2.2. La résistance de la ligne de transmission est souvent négligée car elle est petite par rapport à sa réactance [3].

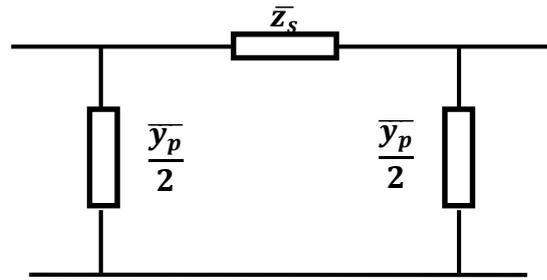


Figure 2.2. Modèle de la ligne de transmission

Où :

$\bar{Z}_s$  = Impédance en série.

$\bar{y}_p$  = Admittance en parallèle.

### 2.2.3. Machine synchrone

#### 2.2.3.1. Partie électrique

La machine synchrone est connectée au réseau par un nœud dit générateur, en régime transitoire, elle est représentée par son modèle simple qui consiste à une tension interne  $\bar{E}'$  derrière une réactance transitoire  $X'_d$ . La figure 2.3 montre le schéma du générateur connecté au réseau [3].

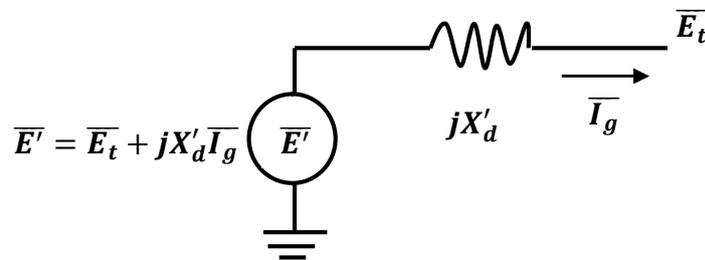


Figure 2.3. Schéma équivalent d'une machine synchrone en régime transitoire

Où :

$\bar{I}_g$  = Courant de la machine en.

$\bar{E}_t$  = Tension terminale au nœud générateur enpu.

$\bar{E}'$  = Tension interne derrière la réactance transitoire  $jX'_d$  enpu.

Ce modèle est souvent utilisé dans la littérature [18], [20], [21].

### 2.2.3.2. Partie mécanique

Les propriétés mécaniques des machines synchrones se modélisent généralement à l'aide de l'équation du mouvement basée sur le théorème du moment cinétique [9]. Cette équation présente une importance fondamentale dans l'étude des oscillations électromécaniques, car ces oscillations représentent un phénomène important dans la plupart des systèmes de puissance, en particulier ceux qui contiennent de longues lignes de transmission [9]. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique  $T_m$  est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique  $T_e$  est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique [22], figure 2.4. 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 un impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés.

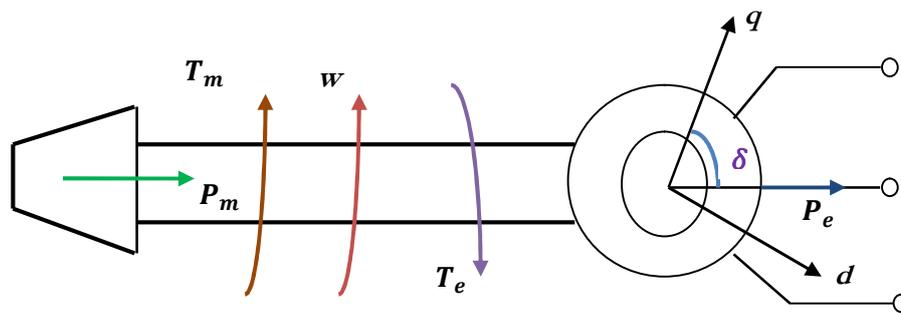


Figure 2.4. Couple mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur

Dans notre étude, on considère que le modèle de la turbine qui entraîne la machine est négligé. La variation du couple mécanique est considérée nulle pendant la simulation. En effet, la turbine et son régulateur de vitesse possèdent des constantes de temps relativement élevées en comparaison avec les constantes de temps électriques de la machine et du système d'excitation. Par conséquent, la variation du couple mécanique est relativement lente devant celle des termes électriques et devant les oscillations produites suite à une petite perturbation [18], [20], [21]. Ceci justifie la négligence de cette partie-là, c'est-à-dire que le modèle de la turbine ne fera pas partie du modèle de la machine synchrone dans.

## 2.3. Modèle de la machine synchrone

En prenant les hypothèses faites sur la machine synchrone, celle-ci peut être modélisée par deux modèles, de deuxième et de troisième ordre [1].

### 2.3.1. Modèle du deuxième ordre

L'équation des couples en forme d'état est :

$$\frac{dw_{ri}}{dt} = \frac{1}{2H_i} (T_{mi} - T_{ei} - K_{Di} (w_{ri} - 1)), \text{ en (pu/s)} \quad (2.3)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_0 (w_{ri} - 1), \text{ en (rad/s)} \quad (2.4)$$

Où :

$M = 2H$  = Constante de temps mécanique en seconde.

$H$  = Constante d'inertie en  $\frac{MVA}{MWS}$ .

$K_D$  = Coefficient d'amortissement mécanique en  $\frac{\text{pu.couple}}{\text{pu.deviation de vitesse}}$

$T_m$  = Couple mécanique en pu.

$T_e$  = Couple électromagnétique en pu.

$w_r$  = Vitesse angulaire du rotor en pu.

$\delta$  = Position angulaire du rotor en radian électrique par rapport à une référence.

Qui tourne à la vitesse de synchronisme  $W_0 = 2\pi f_0$  en rad / s.

$f_0$  = Fréquence de base en Hz.

$t$  = Temps en seconde.

$\frac{d}{dt}$  = Dérivée par rapport au temps.

### 2.3.2. Modèle du troisième ordre

Le modèle de troisième ordre se compose de l'équation des couples en forme d'état

$$\frac{dw_{ri}}{dt} = \frac{1}{2H_i} (T_{mi} - T_{ei} - K_{Di} (w_{ri} - 1)) \text{ En (pu/s)} \quad (2.5)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_0 (w_{ri} - 1) \text{ En (rad/s)}$$

et de l'équation électrique de la machine

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = \frac{1}{T'_{d0i}} (E_{fdi} - E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) I_{gdi}), \text{ en ( pu/s)} \tag{2.6}$$

Où :

$T'_{d0}$  = Constante de temps transitoire du circuit ouvert en seconde.

$E'_q$  = Tension proportionnelle à la composante directe du flux rotorique  $\psi_{fd}$  y en pu.

$E_{fd}$  = Tension proportionnelle à la tension d'excitation directe  $e_{fd}$  en pu.

$X_d$  = Composante directe de la réactance statorique en pu.

$X'_d$  = Composante directe de la réactance statorique transitoire en pu.

$I_{gd}$  = Composante directe du courant au stator du générateur en pu.

Le diagramme suivant peut être utile pour la détermination de l'état d'équilibre pour ce modèle. Il représente les relations vectorielles entre les différentes tensions et le courant de l'alternateur synchrone dans le repère de Park (d - q) [3].

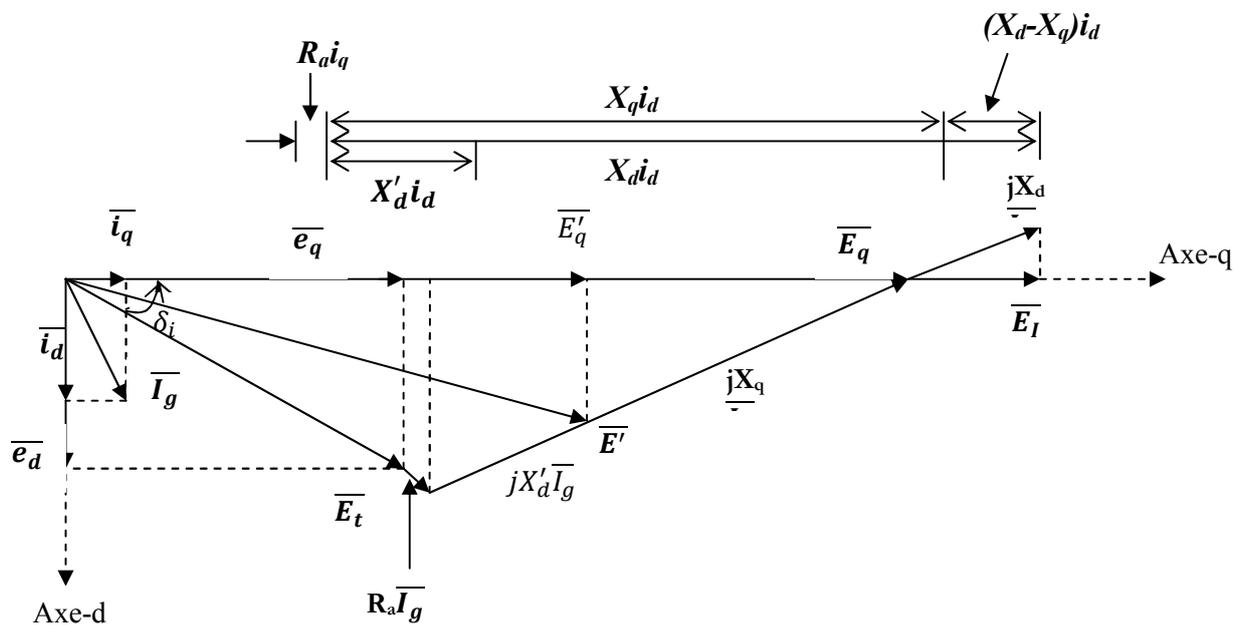


Figure 2.5. Diagramme de phase d'une machine synchrone

Avec :

$R_a$  = Résistance du stator.

$X_q$  = Composante quadrature de la réactance statorique en pu .

$\delta_d$  = Déviation angulaire entre la tension terminale et l'axe q du repère de Park en rad.

## 2.4. Modèle du réseau électrique d'interconnexion

Il s'agit de trouver la relation entre les courants et les tensions des nœuds du réseau. Un réseau d'énergie électrique consiste en plusieurs nœuds interconnectés par des lignes de transmission, il est représenté par une matrice d'admittance nodale constante et symétrique  $\overline{Y}_{bus}$ . L'équation (2.6) relie les tensions et les courants des nœuds à travers la matrice d'admittance du réseau.

$$\text{Où : } \begin{bmatrix} \overline{I}_1 \\ \overline{I}_2 \\ \vdots \\ \overline{I}_n \end{bmatrix} = \overline{Y}_{bus} \begin{bmatrix} \overline{V}_1 \\ \overline{V}_2 \\ \vdots \\ \overline{V}_n \end{bmatrix}$$

$[\overline{I}_1 \overline{I}_2 \dots \overline{I}_n]^T$  = Vecteur des courants injectés aux nœuds.

$[\overline{V}_1 \overline{V}_2 \dots \overline{V}_n]^T$  = Vecteur des tensions des nœuds.

$\overline{Y}_{bus}$  = Matrice d'admittance nodale du réseau.

### Réduction de la taille du réseau

Dans le réseau les générateurs sont connectés à des nœuds dits actifs ou générateurs.

Les autres nœuds sont des nœuds passifs auxquels des charges linéaires passives sont connectées. Pour un objectif de trouver la relation entre les courants injectés par les générateurs et les tensions aux nœuds générateurs la taille du réseau peut être réduite en éliminant les nœuds passifs. Les charges sont considérées comme des admittances constantes et elles peuvent être incluses dans la matrice d'admittance du réseau comme dans l'équation (2.7).

$$\overline{Y}_{busL} = \overline{Y}_{bus} + \overline{Y}_L \quad (2.7)$$

La taille du réseau électrique peut être réduite en éliminant les nœuds passifs ou sans générateurs par la méthode de Kron, [3, 22, 24]. Il s'agit donc de trouver la relation suivante :

$$\overline{I}_g = \overline{Y}_{red} \overline{E}_t \quad (2.8)$$

Où :

$\overline{I}_g$  = Courants injectés par les générateurs.

$\overline{E}_t$  = Tensions aux nœuds générateurs.

$Y_{red}$  = Matrice d'admittance réduite y comprises les charges passives.

L'étape suivante est d'introduire les réactances transitoires des machines synchrones dans la matrice d'admittance réduite. La matrice d'admittance finale est obtenue avec l'équation (2.9).

$$\bar{Y}_f = [(\bar{Y}_{red})^{-1} + j\bar{X}'_d]^{-1} \quad (2.9)$$

Où :

$j\bar{X}'_d$  = Matrice diagonale des réactances transitoires des machines synchrones.

L'obtention de la matrice d'admittance finale permet d'écrire la relation (2.10) qui relie les courants et les tensions internes des générateurs interconnectés.

$$\bar{I}_g = \bar{Y}_f \bar{E}' \quad (2.10)$$

$\bar{E}'$  = La tension interne de la machine synchrone derrière la réactance transitoire.

L'équation (2.10) est l'équation finale du réseau.

Maintenant, on détermine le modèle complet du système électrique multi machine. Deux modèles non linéaires seront traités, un modèle de deuxième ordre et un modèle de 4ème ordre. Ils sont appelés du 2ème et du 4ème ordre selon l'ordre de la représentation de la machine synchrone dans le système. Nous avons choisi de présenter le modèle de 2<sup>ème</sup> ordre pour un objectif de valider le changement de variable que nous allons proposer. Ce changement de variable concerne les angles des rotors des machines. En ce qui concerne le modèle de 4<sup>ème</sup> ordre, le modèle non linéaire sera linéarisé et utilisé pour concevoir la commande linéaire par retour d'état afin d'améliorer les comportements dynamiques du réseau étudié.

### 2.4.1. Modèle du 2<sup>ème</sup> ordre d'un réseau électrique multi machine

Nous allons distinguer entre deux modèles, absolu et relatif selon l'angle du rotor.

#### 2.4.1.1. Modèle absolu

Ce modèle est basé sur le modèle de deuxième ordre de la machine synchrone présenté par les équations (2.1) et (2.2). En plus, nous constatons que la puissance a la même valeur que le couple, [1], ce qui permet d'écrire.

$$\frac{dw_{ri}}{dt} = \frac{1}{2H_i} (T_{mi} - T_{ei} - K_{Di} (w_{ri} - 1)) \text{ en (pu/s)} \quad (2.11)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_0(w_{ri} - 1) \text{ en (rad/s)} \quad (2.12)$$

$\delta$  = Position angulaire du rotor en radian électrique par rapport à une référence qui tourne à la vitesse de synchronisme  $w_0 = 2\Pi f_0$ .

L'équation (2.11) est une relation entre vitesse angulaire et puissance. Si le nombre des machines est  $m$  la puissance électrique produite par la  $i^{\text{ème}}$  machine sera donnée par :

$$P_{ei} = R_e(\bar{E}'_i \bar{I}_g^*) = R_e(\bar{E}'_i \sum_{j=1}^m \bar{Y}_{ij}^* \bar{E}'_j^*) = E'_i \sum_{j=1}^m E'_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \beta_{ij}) \quad (2.13)$$

Où :

$\bar{I}_g^*$  = Le conjugué du courant du générateur.

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} e^{j\beta_{ij}}$$

Les relations (2.11) et (2.12) avec l'équation (2.13) représente un système électrique multi machine décrit par un modèle de deuxième ordre que nous appelons absolu. Il est appelé absolu parce que l'angle du rotor de chaque machine est la déviation angulaire de son rotor par rapport à un axe de référence qui tourne à la vitesse de synchronisme. Nous allons remarquer plus tard dans ce chapitre que le modèle absolu obtenu dans cette thèse possède des pôles instables. Cependant, il est possible de trouver un modèle que nous appelons relatif qui garde les mêmes pôles du modèle absolu à l'exception des pôles instables.

#### 2.4.1.2. Modèle relatif

Ce modèle est appelé relatif car la déviation angulaire du rotor de chaque machine est relative. C'est-à-dire qu'on fixe le repère de la première machine comme une origine angulaire par rapport à laquelle les angles de déviation des rotors de toutes les machines sont calculés.

Pour obtenir ce modèle nous allons procéder comme suivant : Avec l'équation (2.12) on peut écrire :

$$\frac{d\delta_i}{dt} - \frac{d\delta_1}{dt} = w_0(w_{ri} - 1) - w_0(w_{r1} - 1) \quad (2.14)$$

ce qui donne :

$$\frac{d(\delta_i - \delta_1)}{dt} = w_0(w_{ri} - w_{r1}) \quad (2.15)$$

Maintenant, l'angle relatif entre la  $i^{\text{ème}}$  machine et la 1ère machine est pris comme une nouvelle variable.

$$\alpha_i = \delta_{i1} = \delta_i - \delta_1$$

Avec  $i = 1, 2, 3, \dots, m$

On remarque que  $\alpha_1 = \delta_1 - \delta_1 = 0$ , cette variable d'état sera donc éliminée de la matrice d'état du système décrit par le modèle relatif.

La déviation angulaire entre deux machines ( $i, j$ ) dans le réseau sera alors

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

L'équation (2.15) avec (2.16) donnent

$$\frac{d\alpha_i}{dt} = \omega_0 (\omega_{ri} - \omega_{r1}) \quad (2.16)$$

En considérant le changement de variable (2.17), les angles absolus dans l'équation (2.13) seront remplacés par les angles relatifs ce qui donne l'équation (2.19).

$$P_{ei} = \text{Re}(\bar{E}'_i \bar{I}_{gi}^*) = \text{Re}(\bar{E}'_i \sum_{j=1}^m \bar{Y}_{fij}^* \bar{E}'_j^*) = E'_i \sum_{j=1}^m E'_j Y_{fij} \cos(\alpha_i - \alpha_j - \beta_{ij}) \quad (2.17)$$

Les équations (2.11), (2.18) et (2.19) représentent le modèle relatif de 2ème ordre d'un système électrique multi machine. Les tensions  $\bar{E}'$  sont supposées constantes ce qui permet d'évaluer la relation puissance électrique et angle du rotor suite à une perturbation. Cette évaluation peut être faite par une intégration numérique. Ce modèle non linéaire peut servir pour l'étude de la stabilité transitoire (grandes perturbations) par la méthode directe de LYAPUNOV.

Ce qui est intéressant dans ce modèle par rapport aux modèles dans [15] et [23], est qu'il n'exige pas d'avoir un amortissement proportionnel,  $\frac{K_{Di}}{H_i}$  constant ce qui est le cas général. Pour valider le changement de variable dans l'équation (2.16).

#### 2.4.2. Modèle du 4ème ordre d'un réseau électrique multi machine

Pour obtenir le modèle du 4ème ordre d'un réseau électrique multi machine, le modèle du troisième ordre de la machine synchrone (2.3), (2.4) et (2.5) sera pris en compte. Le modèle du système d'excitation de la machine est introduit dans le modèle du système ainsi que l'interaction entre les machines.

**2.4.2.1. Modèle non linéaire du système d'excitation**

Les machines dans cette étude sont supposées toutes équipées par des systèmes d'excitation de type 1. IEEE illustré sur la figure 2.5, [1].

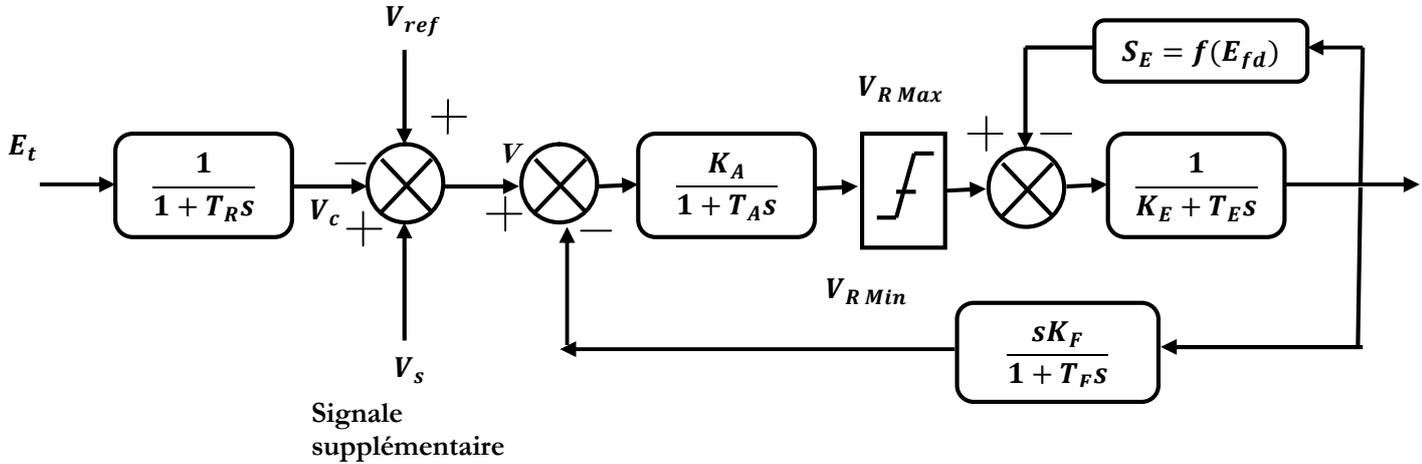


Figure 2.6. Système d'excitation (IEEE type1)

Ce système peut être simplifié comme dans [18, 20, 21, 24] et voici les détails de simplification.

**a. Simplification du système d'excitation**

La saturation  $S_E$  est négligée en supposant que le point d'équilibre se situe sur la partie linéaire de la caractéristique  $E_{fd}, I_{fd}$ .

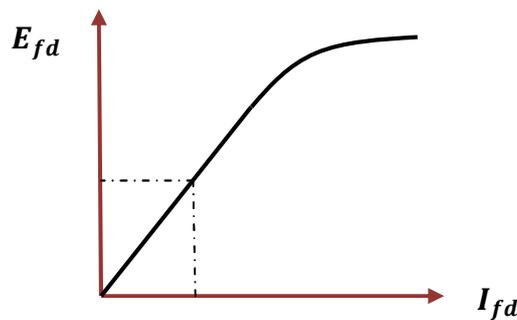


Figure 2.7. Caractéristique  $E_{fd}, I_{fd}$

La constante de temps  $T_R$  du filtre peut être négligée car elle est faible par rapport aux autres constantes de temps et donc  $V_c = E_t$ . Le modèle simplifié est représenté par les équations différentielles suivantes :

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_E} (V_A - K_E E_{fd}) \tag{2.18}$$

$$\frac{dV_A}{dt} = \frac{1}{T_A} (-K_A V_F - K_A V - V_A) \quad (2.19)$$

$$\frac{dV_F}{dt} = \frac{1}{T_F} (K_F \frac{dE_{fd}}{dt} - V_F) \quad (2.20)$$

Où :  $V = V_{ref} + V_s - E_t$

$E_{fd}$  = Tension d'excitation.

$V_{ref}$  = Tension de référence.

$V_s$  = Signal supplémentaire.

$E_t$  = Tension terminale.

$K_A, T_A$  = Gain et constante de temps du régulateur de tension.

$K_E, T_E$  = Paramètres de l'excitateur.

$K_F, T_F$  = Paramètre du stabilisateur.

$T_R$  = Constante de temps du filtre.

En négligeant les termes dérivatifs qui varient rapidement par rapport aux autres,

$$\frac{dV_A}{dt} = 0 \text{ et } \frac{dV_F}{dt} = 0 \quad (2.21)$$

Le système d'excitation de la  $i^{\text{ème}}$  machine sera représenté par l'équation (2.23).

$$\frac{dE_{fdi}}{dt} = \frac{K_{Ai}}{T_{Ei} + K_{Ai} K_{Fi}} (V_{ref} + V_{Si} - E_{ti}) - \frac{K_{Ei}}{T_{Ei} + K_{Ai} K_{Fi}} E_{fdi} \quad (2.22)$$

L'équation (2.23) sera utilisée dans le modèle complet du système appelé complexe.

### ***b. Relation entre les machines à travers le réseau d'interconnexion***

Pour comprendre les relations entre les machines à travers le réseau d'interconnexion nous présentons le diagramme illustré par la figure 2.8.



$I_{qi}$  = Projection du courant ( $I_{gi}$ ) sur l'axe ( $q_i$ ), (valeur scalaire).

Nous pouvons aussi constater que dans les coordonnées (D, Q) à l'aide de la figure 2.7 :

$$\overline{E'_q} = E'_q e^{j(90^\circ + \delta_i)} \overline{I_{qi}} = I_{qi} e^{j(90^\circ + \delta_i)} - j = e^{-j90} \quad (2.24)$$

$\delta_i$  = Angle de phase entre les axes ( $d_i, D$ ).

Remplaçant dans l'équation (2.24) nous obtenons :

$$\overline{E_{ti}} = E'_q e^{j(90^\circ + \delta_i)} - jX'_d \overline{I_{gi}} + (X_{qi} - X'_{di}) I_{qi} e^{j\delta_i} \quad (2.25)$$

Et alors, pour un système à (m) machines, l'équation matricielle de la tension terminale des machines :

$$\begin{bmatrix} \overline{E_t} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} e^{j(90^\circ + \delta)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E'_q \end{bmatrix} - j \begin{bmatrix} X'_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{I_g} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} X_q - X'_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Où:  $\begin{bmatrix} e^{j(90^\circ + \delta)} \end{bmatrix}$ ,  $\begin{bmatrix} e^{j\delta} \end{bmatrix}$ , sont des matrices diagonales.

$\begin{bmatrix} X_q - X'_d \end{bmatrix}$ ,  $\begin{bmatrix} X'_d \end{bmatrix}$ , sont des matrices diagonales avec des valeurs scalaires.

Reprenons l'équation matricielle (2.8). Les courants injectés dans les nœuds où il y a une génératrice sont :

$$\overline{I_g} = \overline{Y_{red}} \overline{E_t}$$

Remplaçant  $\begin{bmatrix} \overline{E_t} \end{bmatrix}$  dans l'équation (2.26) par sa valeur dans l'équation (2.27), nous avons dans les coordonnées communes (D,Q) :

$$\begin{bmatrix} \overline{I_g} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \overline{Y_f} \end{bmatrix} \left[ \begin{bmatrix} e^{j(90^\circ + \delta)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E'_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} X_q - X'_d \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e^{j\delta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_q \end{bmatrix} \right] \quad (2.27)$$

Où :

$\overline{Y_f} = [\overline{Y_{red}}]^{-1} + jX'_d]^{-1}$  = La matrice d'admittance réduite y compris les réactances transitoires des machines  $X'_d$ .

Pour la  $i^{\text{ème}}$  machine dans les coordonnées communes (D,Q) :

$$\overline{I_{gi}} = \sum_{j=1}^m \overline{Y_{fij}} (E'_{qj} e^{j(90^\circ + \delta_j)} + (X_{qj} - X'_{dj}) I_{qj} e^{j\delta_j}) \quad (2.28)$$

Dans l'équation (2.28), le terme  $j = i$  est inclus et (m) est le nombre des machines.

L'expression du courant dans les coordonnées propres ( $d_i, q_i$ ) :

$$\bar{I}_1 = \bar{I}_{g1} e^{-j\delta_1}$$

Et alors :

$$\bar{I}_1 = \sum_{j=1}^m Y_{fij} (E'_{qj} e^{j(90^\circ + \beta_{ij} + \delta_{ij})} + (X_{qj} - X'_{dj}) I_{qj} e^{j(\beta_{ij} + \delta_{ij})}) \quad (2.29)$$

Où :

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \cdot e^{j\beta_{ij}}, \delta_{ij} = (\delta_j - \delta_i) \quad (2.30)$$

A partir de l'équation (2.29), les parties réelles et imaginaires des courants sont :

$$i_{di} = \text{Re}(\bar{I}_1) = \sum_{j=1}^m Y_{fij} (-\sin(\beta_{ij} + \delta_{ij}) E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) \cos(\beta_{ij} + \delta_{ij}) I_{qj}) \quad (2.31)$$

$$i_{qi} = \text{Im}(\bar{I}_1) = \sum_{j=1}^m Y_{fij} (\cos(\beta_{ij} + \delta_{ij}) E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) \sin(\beta_{ij} + \delta_{ij}) I_{qj}) \quad (2.32)$$

Les équations précédentes contiennent les tensions internes des machines synchrones et les courants injectés par ces machines. La matrice d'admittance finale et le déphasage rotoriques des machines sont aussi présents. Ces équations seront le point de départ dans la linéarisation du système par rapport à un point d'équilibre donné.

Maintenant, nous avons tout ce qu'il faut pour élaborer le modèle de 4<sup>ème</sup> ordre absolu et relatif complet et non linéaire du système électrique multi machine. Ce modèle sera linéarisé pour avoir le modèle absolu et relatif en forme d'état linéaire. Le modèle absolu sous forme d'état linéaire sera modifié pour obtenir le modèle absolu modifié en choisissant des axes de référence. Cela fera l'objet d'une discussion sur la validité de cette modification. A la fin de ce chapitre nous développons une comparaison entre les trois modèles selon leurs comportements dynamiques.

#### 2.4.2.2. Modèle du 4<sup>ème</sup> ordre non linéaire complet

Le modèle complet est basé sur le modèle de troisième ordre de la machine synchrone, le modèle du système d'excitation, le modèle d'interaction entre les machines interconnectées et d'autres équations auxiliaires.

##### a. Machine synchrone

La machine synchrone est représentée par le modèle du troisième ordre.

$$\frac{dw_{ri}}{dt} = \frac{1}{2H_i} (T_{mi} - T_{ei} - K_{Di} (w_{ri} - 1)) \text{ en (pu/s)} \quad (2.33)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_0 (w_{ri} - 1) \text{ en (rad/s)} \quad (2.34)$$

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = \frac{1}{T'_{doi}} (E_{fdi} - E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) I_{di}) \text{ en ( pu/s)} \quad (2.35)$$

### b. Système d'excitation

Le système d'excitation est simplifié à un système de 1<sup>er</sup> ordre.

$$\frac{dE_{fdi}}{dt} = \frac{K_{Ai}}{T_{Ei} + K_{Ai} K_{Fi}} (V_{ref} + V_{Si} - E_{ti}) - \frac{K_{Ei}}{T_{Ei} + K_{Ai} K_{Fi}} E_{fdi} \quad (2.36)$$

### c. Relations entre les machines interconnectées dans le réseau

Les composantes du courant injecté par la  $i^{\text{ème}}$  machine sont

$$i_{di} = \text{Re}(\overline{I_1}) = \sum_{j=1}^m Y_{fij} (-\sin(\beta_{ij} + \delta_{ij}) E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) \cos(\beta_{ij} + \delta_{ij}) I_{qj}) \quad (2.37)$$

$$i_{qi} = \text{Im}(\overline{I_1}) = \sum_{j=1}^m Y_{fij} (\cos(\beta_{ij} + \delta_{ij}) E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) \sin(\beta_{ij} + \delta_{ij}) I_{qj}) \quad (2.38)$$

$$\text{Où : } \delta_{ij} = \delta_j - \delta_i$$

### d. Équations auxiliaires

En plus des équations précédentes nous avons besoin de quelques équations auxiliaires.

- Equations des composantes des tensions terminales des machines

$$E_{tdi} = X_{qi} I_{qi} \quad (2.39)$$

$$E_{tqi} = E'_{qi} - X'_{di} I_{di} \quad (2.40)$$

$$E_{ti}^2 = E_{tdi}^2 + E_{tqi}^2 \quad (2.41)$$

- Equation du couple électromagnétique

Le couple électromagnétique est exprimé par la relation suivante

$$T_{ei} \cong P_{ei} = R_e (\overline{I_{gi}} \overline{E_{ti}}) = E_{tdi} I_{di} + E_{tqi} I_{qi}$$

La puissance électrique produite par la  $i^{\text{ème}}$  machine est

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^m (Y_{fij} \left[ E'_{q0j} \left( E_{td0i} \left( -\sin(\beta_{ij} + (\delta_j - \delta_i)) \right) + E_{tq0i} \left( \cos(\beta_{ij} + (\delta_j - \delta_i)) \right) \right) + \right. \\ \left. (X_{qj} - X'_{dj}) I_{q0j} (E_{td0i} \cos(\beta_{ij} + (\delta_j - \delta_i)) + E_{tq0i} \sin(\beta_{ij} + (\delta_j - \delta_i))) \right] \quad (2.42)$$

Pour avoir le modèle linéaire d'état du système, ce modèle non linéaire est linéarisé par rapport à un état d'équilibre choisi.

Le calcul de l'état d'équilibre du système signifie le calcul des tensions, des déphasages des angles des rotors et des courants injectés par les générateurs. La première étape est le calcul de l'écoulement de charge par une méthode numérique comme NEWTON-RAPHSON ou une autre.

Ensuite, calculer avec le diagramme, illustré par la figure 2.7, les angles de déphasages des rotors des machines  $\delta_i$  les tensions et les courants  $E_{tdi}, E_{tqi}, I_{di}, E'_{qi}$ , enfin, calculer la matrice d'admittance finale  $Y_f$ .

Le modèle de 4<sup>ème</sup> ordre sera linéarisé pour obtenir la forme d'état linéaire. Toutes les équations de (2.34) à (2.37) seront linéarisées autour d'un point d'équilibre. La linéarisation des équations d'interaction entre les machines (2.38) et (2.39) conduit à avoir les coefficients  $K_1, K_2 \dots K_6$  qui sont des matrices constantes. Pour plus de détails voir [33].

## 2.5. Configurations de l'éolienne

L'éolienne connectée au réseau est composée d'une turbine, un multiplicateur, un générateur, un convertisseur de puissance. D'autres éléments comme des filtres et des capacités de compensation réactive sont aussi ajoutés pour améliorer la qualité de l'énergie produite. Les transformateurs assurent l'adaptation de la tension au point de connexion de l'éolienne avec le réseau. La partie électrique de l'éolienne, en général, consiste en un générateur électrique synchrone ou asynchrone. Les machines synchrones utilisées sont plutôt à rotor bobiné avec un grand nombre de pôles [24] ; elles tournent, donc, à une vitesse lente et elles sont connectées à des réseaux de moyenne tension. La turbine éolienne est directement reliée au rotor sans multiplicateur de vitesse. Les machines à réluctance variable se classent aussi sous cette catégorie de générateurs [25]. Ces générateurs sont connectés au réseau 50 Hz par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance. La puissance produite par ces éoliennes est généralement faible.

La deuxième catégorie d'éolienne repose sur des machines asynchrones à cage ou à rotor bobiné. Ces machines tournent à une vitesse beaucoup plus importante que celle de la turbine éolienne d'où la nécessité d'utiliser un multiplicateur de vitesse. Cette technologie est utilisée pour les fortes puissances et retenue par les constructeurs pour la connexion au réseau moyenne tension.

La machine asynchrone fonctionne en mode moteur ou générateur. Elle peut être alimentée par le stator (machine à cage ou à rotor bobiné court-circuité) ou par le stator et le rotor à la fois (machine à rotor bobiné).

Dans notre travail, l'éolienne entraîne une machine asynchrone de type MAS

### 2.5.1. Eolienne à machine asynchrone à cage

L'éolienne dans cette configuration entraîne une machine asynchrone à cage connectée au réseau par l'intermédiaire d'un convertisseur de puissance situé au circuit statorique, voir la figure (2.9).

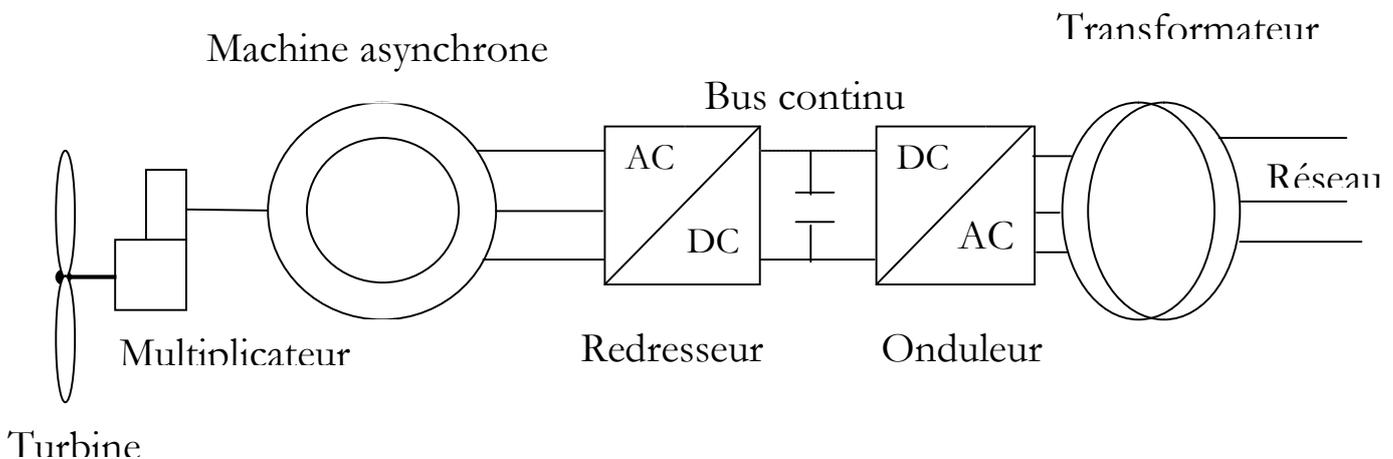


Figure 2.9. Eolienne à MAS piloté au stator

Le redresseur assure des tensions et des fréquences variables à la sortie du générateur ce qui permet de conduire la vitesse de l'éolienne. Il reçoit ses consignes de tension et de fréquence du processus de la commande. L'onduleur est contrôlé pour garder constante la tension de bus continu (représenté par une capacité sur la figure (2.9)).

Les pales de la turbine éolienne sont orientables (commandable) pour permettre de limiter la puissance électrique produite constante et égale à sa valeur nominale lors des vitesses du vent très importantes.

### 2.5.2. Eolienne à machine asynchrone à double alimentation

Dans cette conception le stator de la machine asynchrone est connecté directement au réseau. Le convertisseur de puissance se trouve au circuit rotorique. Le redresseur alimente les enroulements rotoriques par les tensions et la fréquence de consigne qu'il reçoit de la procédure de commande. L'onduleur est contrôlé d'une manière à garder constante la tension du bus continu. Cette configuration

a l'avantage de réaliser des économies sur les convertisseurs de puissance car la puissance transitée par le circuit rotorique est faible par rapport à la puissance statorique dans la 1ère configuration [23].

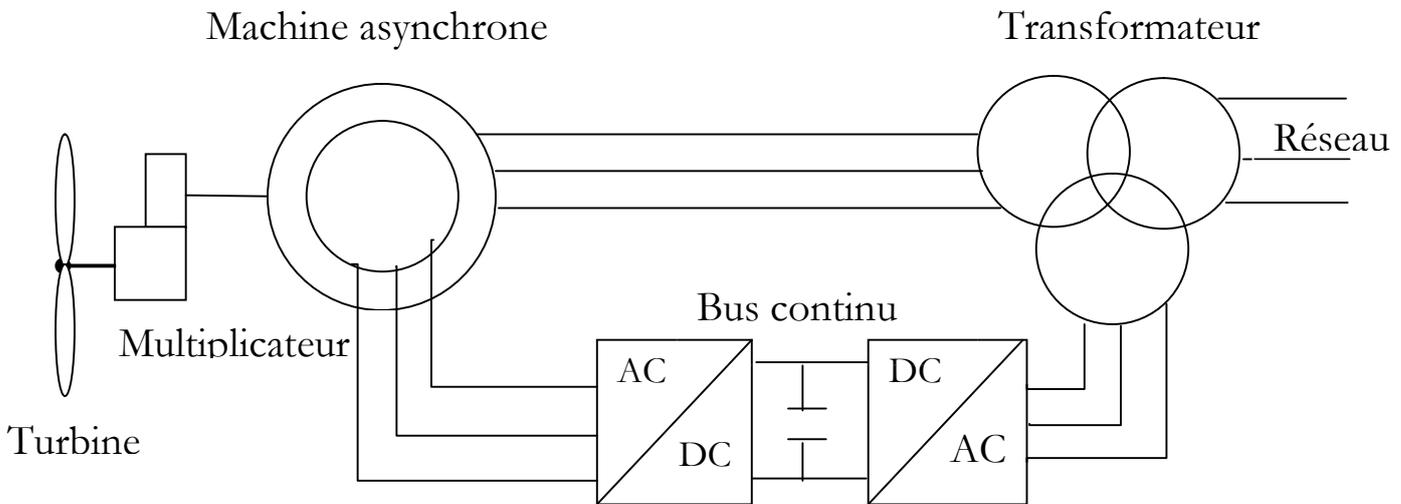


Figure 2.10. Eolienne à MADA piloté au rotor

### 2.5.3. Modélisation de l'éolienne

Dans ce travail, le modèle du convertisseur de puissance ne sera pas inclus dans le modèle de l'éolienne. En effet, la modélisation de cette partie électronique de puissance est difficile, surtout en régime transitoire. En plus, inclure le modèle du convertisseur dans le modèle complet augmente le temps de simulation. En plus, dans ce travail, nous ne nous intéressons pas à la stratégie de commande des convertisseurs, nous sommes plutôt intéressés par la variation de la puissance écoulee entre le générateur éolien et le réseau. Le convertisseur de puissance et sa commande sont supposés idéaux, c'est-à-dire que les puissances électriques à l'entrée et à la sortie du convertisseur de puissance sont égales. Pour plus de détails voir la référence [34][34]

Les équations du stator et du rotor de la machine asynchrone pour la stabilité aux petites perturbations est montré comme suit [36] :

– la tension de stator

$$V_{ds} = -r_s i_{ds} + x' i_{qs} + e_d \quad (2.43)$$

$$V_{qs} = -r_s i_{qs} + x' i_{ds} + e_q \quad (2.44)$$

Où :

$$x' = \text{la réactance transitoire} \quad x' = w_s \left( x_s - \frac{x_m^2}{x_r} \right)$$

$e_d, e_q$  = les tensions au borne de la réactance transitoire

$r_s$  = résistance du stator

$w_s$  = vitesse synchrone =  $2\pi f$

– le courant statorique

$$i_{ds} = \frac{1}{r_s^2 + x'^2} ((e_d - V_{ds})r_s + (e_q - V_{qs})x') \quad (2.45)$$

$$i_{qs} = \frac{1}{r_s^2 + x'^2} ((e_q - V_{qs})r_s + (e_d - V_{ds})x') \quad (2.46)$$

– les équations de rotor de la machine

$$\frac{d}{dt} w_r = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (2.47)$$

$$T_e = \left( \frac{e_d i_{ds} + e_q i_{qs}}{w_s} \right) \quad (2.48)$$

On a

$$e_d' = \frac{-1}{T_0} (e_d - (x - x')i_{qs} + Sw_s e_q) \quad (2.49)$$

$$e_q' = \frac{-1}{T_0} (e_q - (x - x')i_{ds} - Sw_s e_d) \quad (2.50)$$

On remplace (2.45) (2.46) Dans (2.49) (2.50) On trouve

$$\begin{bmatrix} \frac{de_q}{dt} \\ \frac{de_d}{dt} \end{bmatrix} = \frac{-1}{T_0} \begin{bmatrix} 1 + \frac{(x-x')x'}{r_s^2+x'^2} & Sw_s T_0 + \frac{r_s(x-x')}{r_s^2+x'^2} \\ -Sw_s T_0 + \frac{r_s(x-x')}{r_s^2+x'^2} & 1 + \frac{(x-x')x'}{r_s^2+x'^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} e_q \\ e_d \end{bmatrix} + \frac{-1}{T_0} \begin{bmatrix} \frac{(x-x')x'}{r_s^2+x'^2} & \frac{r_s(x-x')}{r_s^2+x'^2} \\ \frac{r_s(x-x')}{r_s^2+x'^2} & -\frac{(x-x')x'}{r_s^2+x'^2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{qs} \\ V_{ds} \end{bmatrix} \quad (2.51)$$

Où :

$$x = x_s w_s$$

$$T_0 = \frac{X_r + X_m}{r_r}$$

## 2.6. Linéarisation du modèle

Le modèle linéarisé est un ensemble des équations différentielles linéaires, nous allons distinguer entre deux modèles, absolu et relatif. Les deux modèles sont différents par la représentation des déviations angulaires des rotors des machines. En effet, si l'angle absolu  $\delta_i$  de l'axe de la machine avec l'axe D est choisi, figure 2.7, le modèle est appelé absolu. Ce modèle est utilisé dans certaines références comme [1], [22]. Pour certaines raisons discutées ci-après ce modèle ne sera pas adopté, nous allons plutôt choisir le modèle relatif qui sera détaillé en annexe 4. Dans le modèle relatif nous choisissons les angles relatifs des axes des machines  $\alpha_i$  avec l'axe de la première machine équation (2.16).

### 2.6.1. Modèle absolu linéaire

Ce modèle consiste en les équations suivantes où  $s = \frac{d}{dt}$  = Opérateur de Laplace.

#### 2.6.1.1. Equation de mouvement mécanique

La linéarisation des équations (2.34) et (2.35) donne

$$s\Delta\omega_{ri} = \frac{1}{2H_i}(\Delta T_{mi} - \Delta T_{ei} - K_{Di}\Delta\omega_{ri}) \quad (2.52)$$

$$s\Delta\delta_i = \omega_0\Delta\omega_{ri} \quad (2.53)$$

#### 2.6.1.2. Equation électrique de la machine synchrone

La linéarisation de l'équation (2.36) donne

$$s\Delta E'_{qi} = -\frac{1}{T'_{doi}} \sum_{j=1}^m K_{4ij}\Delta\delta_j - \frac{1}{T'_{doi}} \sum_{j=1}^m \Delta E'_{qj} + \frac{1}{T'_{doi}} \Delta E_{fdi} \quad (2.54)$$

#### 2.6.1.3. Equation du système d'excitation

L'équation (2.37) est linéarisée ce qui donne

$$s\Delta E_{fdi} = \frac{K_{Ai}}{T_{Ei} + K_{Ai}K_{Fi}}(\Delta V_{ref} + \Delta V_{si} - \Delta E_{ti}) - \frac{K_{Ei}}{T_{Ei} + K_A K_{Fi}} \Delta E_{fdi} \quad (2.55)$$

#### 2.6.1.4. Equations d'état du modèle absolu linéaire

Le modèle d'état du système électrique multi machine est décrit par les équations différentielles linéaires suivantes :

$$s\Delta\delta_i = \omega_0\Delta\omega_{ri} \quad (2.56)$$

$$s\Delta\omega_{ri} = -\frac{1}{2H_i}\sum_{j=1}^m K_{1ij}\Delta\delta_j - \frac{K_{Di}}{2H_i}\Delta\omega_{ri} - \frac{1}{2H_i}\sum_{j=1}^m K_{2ij}\Delta E'_{qj} + \frac{1}{2H_i}\Delta T_{mi} \quad (2.57)$$

$$s\Delta E'_{qi} = -\frac{1}{T'_{doi}}\sum_{j=1}^m K_{4ij}\Delta\delta_j - \frac{1}{T'_{doi}}\sum_{j=1}^m \Delta E'_{qj} + \frac{1}{T'_{doi}}\Delta E_{fdi} \quad (2.58)$$

$$s\Delta E_{fdi} = \frac{K_{Ai}}{T_{Ei}+K_{Ai}K_{Fi}}\left(-\sum_{j=1}^m K_{5ij}\Delta\delta_j - \sum_{j=1}^m K_{6ij}\Delta E'_{qj} - \frac{K_{Ei}}{K_{Ai}}\Delta E_{fdi} + \Delta V_{ref} + \Delta V_{si}\right) \quad (2.59)$$

Pour chaque machine il y a quatre variables d'état  $[\Delta\delta_i\Delta\omega_{ri}\Delta E'_{qi}\Delta E_{fdi}]^T$

### 2.6.1.5. Modèle d'état absolu

Avec les équations d'état obtenues ci-dessus nous pouvons décrire le système électrique de m machines sous la forme suivante :

$$\dot{x}_1 = A_1 x_1 + B_1 u_1 \quad (2.60)$$

$$y_1 = C_1 x_1 \quad (2.61)$$

Où :

$A_1$  = Matrice d'état du système ( $4m \times 4m$ ).

$B_1$  = Matrice de commande du système ( $4m \times m$ ).

$C_1$  = Matrice de sortie ( $2m \times 4m$ ).

$$x_1 = [\Delta\delta_1\Delta\delta_2 \dots \Delta\delta_m\Delta\omega_{r1}\Delta\omega_{r2} \dots \Delta\omega_{rm}\Delta E'_{q1}\Delta E'_{q2} \dots \Delta E'_{qm}\Delta E_{fd1}\Delta E_{fd2} \dots \Delta E_{fdm}]^T \quad (2.62)$$

Les variables d'état sont :

- Déviation de l'angle absolu du rotor,  $\Delta\delta$  (rad. elec/second).
- Déviation de la vitesse angulaire du rotor,  $\Delta\omega_r$  (Vitesse angulaire électrique pu).
- Déviation de la tension interne  $\Delta E'_q$  en (pu).
- Déviation de la tension interne d'excitation  $\Delta E_{fd}$  en (pu).

Les variables de commande sont les signaux supplémentaires introduits aux systèmes d'excitation des machines. Produites par la commande optimale, ces commandes vont stabiliser le système.

$$u_1 = [\Delta V_{s1}\Delta V_{s2} \dots \Delta V_{sm}]^T \quad (2.63)$$

Les variables de sortie sont les états mesurables du système (La vitesse angulaire et la tension d'excitateur)

$$y_1 = [\Delta\omega_1 \Delta\omega_2 \dots \Delta\omega_m \Delta E_{fd1} \Delta E_{fd2} \dots \Delta E_{fdm}]^T \quad (2.64)$$

Après l'obtention du modèle linéaire absolu sous la forme d'état, dans les références [18], [24], [21], [26] et [27], les auteurs ajoutent une étape supplémentaire. Il s'agit de modifier l'équation d'état du système en sélectionnant les axes de référence.

- Sélection des axes de référence pour le modèle absolu

Dans les équations précédentes (2.53), les axes de référence du réseau étaient supposés avoir une vitesse constante, a montré que cette hypothèse était incorrecte. Les références [18, 20, 21] ont suivi la même approche en considérant que la fréquence du réseau est toujours identique à celle d'une machine dominante.

Ainsi, les coordonnées communes (D,Q) tournent en synchronisme avec les axes (d, q) de la machine de référence. Cela signifie que la déviation de l'angle du rotor de cette machine est égale à zéro, donc, elle doit être éliminée. Par conséquent, l'équation (2.53) doit être modifiée comme il est indiqué dans [27] par élimination de la variable d'état  $\Delta\delta$  de la machine de référence dans les deux membres de l'équation.

L'équation d'état modifiée a la forme suivante

$$\dot{x}_2 = A_2 x_2 + B_2 u_2 \quad (2.65)$$

$$y_2 = C_2 x_2 \quad (2.66)$$

$A_2$  = Matrice d'état du système ( $4m - 1 \times 4m - 1$ ).

$B_2$  = Matrice de commande du système ( $4m - 1 \times m$ ).

$C_2$  = Matrice de sortie ( $2m \times 4m - 1$ ).

$u_2$  = Vecteur de commande du système ( $m$ ).

$x_2$  = Vecteur des variables d'état du système ( $4m - 1$ ).

$y_2$  = Vecteur de sortie du système ( $2m$ )

$m$  = Nombre de générateurs.

## 2.7. Conclusion

Dans ce chapitre, le problème de la modélisation non linéaire du système électrique multi machine a été traité. Ensuite, on a linéarisé le modèle de 4<sup>ème</sup> ordre complet non linéaire autour d'un point d'équilibre

donné et le modèle linéaire de l'éolienne utilisé dans ce travail. Nous avons distingué entre un modèle absolu et un modèle relatif. Les deux modèles possèdent les mêmes comportements dynamiques mais l'avantage du modèle relatif est qu'il ne possède pas des pôles nuls. Ceci le rend plus utile pour le calcul de la commande optimale dans le chapitre suivant. Nous avons aussi focalisé sur la sélection des axes de référence commune dans le réseau ce qui est courant dans la littérature. Nous avons choisi plutôt le modèle relatif linéaire et nous allons justifier notre choix par des exemples numériques au quatrième chapitre.

# Chapitre 03

## COMMANDE PAR RETOUR D'ETAT STATIQUE

---

### 3.1. Introduction.

Dans le chapitre 2, nous avons obtenu le modèle linéaire du système électrique multi machine en linéarisant les équations du système non linéaire. La simulation sur ce modèle d'état permet de visualiser les comportements dynamiques des variables d'état suite à une perturbation donnée. Ces comportements dynamiques représentés par des oscillations peuvent être amortis en utilisant une méthode de commande linéaire active comme la commande par retour d'état statique. L'amélioration signifie un retour plus rapide à l'état initial et avec un meilleur amortissement.

L'objectif de ce chapitre est, donc, d'améliorer l'amortissement d'un système électrique multi machine par la commande par retour d'état statique. Plusieurs matrices de gain de retour d'état peuvent être calculées mais il y en a une qu'on a choisie pour un critère d'optimisation donné.

Dans ce chapitre, on présente trois différentes méthodes de calcul de gain de la commande par retour d'état statique, la première méthode est basée sur la minimisation d'un critère d'énergie, la deuxième sur la méthode d'optimisation LMI (Linear Matrix Inequality), et la troisième sur la minimisation d'un critère constitué de la matrice de LYAPUNOV et du gain de la commande ou de l'observateur. La méthode LMI ne sera pas abordée en détails, nous allons plutôt nous en servir pour l'application de l'automatique. En suite on a choisie qui basée sur la minimisation d'un critère d'énergie.

### 3.2. Commande par retour d'état statique

#### 3.2.1. Commandabilité

Pour le système dans l'équation (3.1) sous la forme d'état

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + Bu(t) \quad (3.1)$$

$$y(t) = Cx(t)$$

Si  $A \in \mathcal{R}^{n \times n}$ , l'espace commandable par la paire  $(A, B)$  est

$$C = \text{Im}(B, AB, \dots, A^{n-1}B) \quad (3.2)$$

Il représente l'ensemble des états initiaux  $x_0$  qui peuvent être amenés à zéro en un temps fini par une commande  $u$  appropriée [28]. La paire  $A, B$  est dite commandable ou gouvernable, selon le critère de KALMAN, si et seulement si  $C = \mathbb{R}^n$ . Les valeurs propres de  $A$  peuvent être assignées arbitrairement par retour d'état  $u = -Kx$ . Autrement dit, les valeurs propres de  $A - BK$  peuvent être placés arbitrairement par le choix de  $K$ .

Plus généralement, toute paire  $(A, B)$  peut se décomposer (par transformation orthogonale) comme suivant :

$$U^T A U = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ 0 & A_{22} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Avec  $A_{11}, B_1$  commandable. Les modes de  $A_{22}$  sont les pôles non commandables, c'est-à-dire invariants par retour d'état : ils restent présents dans le spectre de  $A - BK$  pour tout  $K$ .

Une loi de rétroaction proportionnelle de la forme  $u(t) = -Kx(t)$  permet de commander le système décrit sous forme d'état (3.1). Pour notre système la commande  $u(t)$  est le signal supplémentaire de commande injecté dans le système d'excitation de la machine synchrone et  $x(t)$  est le vecteur d'état du système.  $K$  est une matrice constante appelée la matrice de gain du retour d'état. Le schéma suivant, figure 3.1, montre la configuration du système commandé par retour d'état.

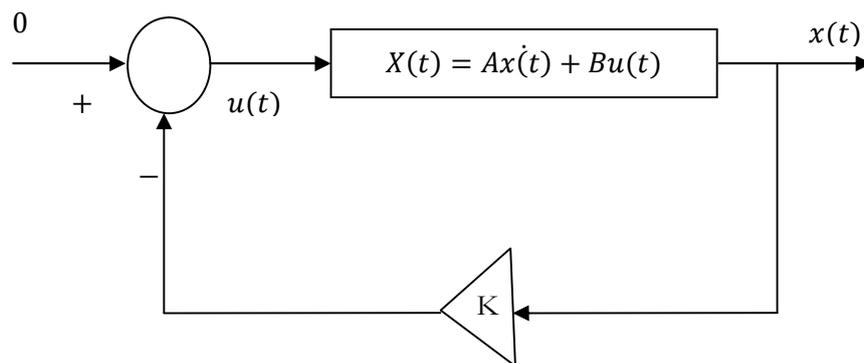


Figure 3.1. Configuration du système en boucle fermée[31]

Le système de la Figure 3.1 en boucle ouverte sera alors exprimé en boucle fermée par l'équation d'état suivante (3.4).

$$\dot{x}(t) = [A - BK]x(t) \quad (3.4)$$

Une telle loi de commande permet de déplacer arbitrairement les valeurs propres du système, dans le plan complexe, vers la gauche de l'axe imaginaire. Ce placement des valeurs propres permet de stabiliser le système s'il est instable et d'améliorer l'amortissement du système stable. Cependant un compromis est à satisfaire lors du choix de la matrice de gain du retour d'état qui est le suivant [29] :

- Un contrôle rapide de l'état, des valeurs propres très négatives, des valeurs grandes de la matrice  $K$ , des valeurs larges de l'entrée et de certains états intermédiaires.
- Un contrôle lent de l'état, des valeurs propres peu négatives, des valeurs petites de la matrice de gain  $K$ , des valeurs plus petites de l'entrée et de certains états intermédiaires.

Le choix d'une matrice de retour d'état optimale permet de choisir un retour d'état, parmi plusieurs choix stabilisant, qui satisfait le compromis cité ci-dessus en minimisant un critère d'énergie.

### 3.2.2. Gain de la commande

#### 3.2.2.1. Par la méthode LMI

Dans le cas général, la commande par retour d'état permet de déplacer les valeurs propres du système ce qui signifie un retour plus rapide à l'état d'équilibre. Puisqu'il y a plusieurs possibilités de choisir la matrice du gain du retour d'état nous avons privilégié la commande optimale qui déplace les valeurs propres du système en minimisant un critère d'énergie. La commande optimale déplace arbitrairement les valeurs propres du système sans pouvoir choisir leur localisation exacte. Maintenant, il est possible de choisir le secteur dans le plan complexe où il est désiré que les valeurs propres du système en boucle fermée soient situées. voir les figures 3.2 et 3.3. Cela est possible en utilisant la méthode d'optimisation LMI

(Linear Matrix Inequality) qui permet de résoudre un système d'inégalité matricielle.

Pour résoudre ce système d'inégalité il est possible soit de le résoudre directement par la méthode LMI et minimiser un critère basé sur la matrice de Lyapunov et le gain du retour d'état. Le calcul de gain de la commande  $K$  est bien expliqué dans la référence [37] conduit à avoir un système en boucle fermée dont les valeurs propres se localisent dans la zone grise.

#### 3.2.2.2. Par optimisation d'un critère $J$

Comme nous allons voir, et en suivant la référence [38]  $Q$  doit être une matrice symétrique définie positive.

$$\begin{cases} P > 0 \\ (A + \alpha I - BK)^T + P(A + \alpha I - BK) + Q_c \end{cases}$$

Minimiser ce critère conduit alors à avoir un gain petit qui vérifie les contraintes (3.29) et (3.45). Plus de détails sur cette méthode de calcul du gain et sur la minimisation du critère existent dans la référence [37]

### 3.2.2.3. Par la minimisation d'un critère d'énergie

La synthèse linéaire quadratique (LQR) (Linear Quadratic Regulator) ou (LQ) consiste en la recherche d'une matrice de gain  $K_1$  telle que la commande par retour d'état  $u(t) = -K_1 \cdot x(t)$  stabilise le système et minimise un critère quadratique (3.5), [2].

$$J = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} [x^T Q_{cl} x + u^T R_{cl} u] dt \quad (3.5)$$

Où :

$Q_{cl}$  = Matrice de pondération des déviations des variables d'état  $Q_{cl} = Q_{cl}^T \geq 0$  ;

$R_{cl}$  = Matrice de pondération de commande  $R_{cl} = R_{cl}^T > 0$ .

Dans la plupart des cas  $Q_{cl}$  et  $R_{cl}$  sont des matrices constantes diagonales. Ces matrices permettent de pondérer la déviation de l'état par rapport à 0 par rapport à de l'énergie dépensée par la commande. Trouver le rapport entre  $Q_{cl}$  et  $R_{cl}$  ramène à trouver un compromis entre la précision désirée de l'état et l'énergie dépensée par la commande.

La commande qui minimise le critère quadratique (3.5) est de la forme

$$u(t) = -K \cdot x(t) \quad (3.6)$$

Où

$$K_1 = R_{cl}^{-1} B^T P$$

Avec P est une matrice symétrique définie positive et qui est la solution de l'équation algébrique de Riccati suivante :

$$PA + A^T P - P B R_{cl}^{-1} B^T P + Q_{cl} = 0 \quad (3.7)$$

L'équation (3.9) décrit le système en boucle fermée avec commande optimale par retour d'état.

$$x'(t) = [A - BK_1] x(t) \quad (3.8)$$

**a. Choix des matrices de pondération  $Q_c$  et  $R_c$**

Le choix de ces matrices est une des difficultés principales rencontrées au cours de la minimisation du critère quadratique [20]. Dans la littérature la référence [30] a utilisé la méthode d'essais et d'évolution de l'erreur tandis que la référence [18] a choisi les matrices en se basant sur la réponse dynamique du système. La référence [31] a proposé une méthode pour déplacer les valeurs propres du système en boucle fermée le plus loin possible vers la gauche de l'axe imaginaire dans le plan complexe selon les contraintes des régulateurs. La référence [20] a utilisé les matrices identité pour les matrices  $Q_{cl}$  et  $R_{cl}$ . Par rapport aux autres auteurs, l'auteur de [32] a proposé une méthode intéressante que nous allons reprendre ci-dessous.

La méthode est basée sur la transformation équilibrée du système. L'idée est que chaque variable d'état et de commande sera pondérée selon sa contribution dans la dynamique du système.

**b. Choix de  $Q_c$**

L'importance de chaque variable d'état d'un système dynamique est liée à sa contribution dans la commandabilité et dans l'observabilité déterminées par la transformation du système en forme équilibrée [33]. Le système admet une infinité de représentations d'état le passage de l'une à l'autre se faisant par le changement de base dans l'espace d'état :

$$x(t) = T^{-1}x_b(t) \quad (3.9)$$

$$\dot{x}_b(t) = A_b x_b(t) + B_b u(t) \quad (3.100)$$

$$y_b(t) = C_b x_b(t) \quad (3.11)$$

Où :

$$A_b = TAT^{-1}B_b = TBC_b = CT^{-1}$$

$T$  est la matrice de changement de base et  $x_b$  est la forme équilibrée du vecteur d'état.

Parmi ces représentations d'état il en existe une qui vérifie que le gramien d'observabilité  $W_0$  et le gramien de commandabilité  $W_c$  sont égaux et diagonaux, voir (3.13).

$$W_c = W_0 = \sum = \text{diag}(\sigma_1, \dots, \sigma_m, \sigma_{m+1}, \dots, \sigma_n) \quad (3.122)$$

Où :

$\sigma_i \geq \sigma_{i+1} \geq 0$ ; ( $i = 1, \dots, n-1$ ) sont les valeurs singulières de Hankel (HSVs).  $m$  est le nombre des modes les plus dominants (plus contrôlables plus observables). Cette représentation d'état est appelée représentation d'état équilibrée ou en anglais "balancerealization".

$\sigma_i$ , est l'indice d'observabilité et de commandabilité de la  $i^{\text{ème}}$  composante du vecteur d'état en forme équilibrée  $x_b$ . De plus, les  $\sigma_i$  sont ordonnés par ordre décroissant ce qui signifie que les dernières composantes du vecteur d'état en forme équilibrée sont les moins observables et les moins commandables.

Avec l'analyse précédente la matrice  $Q_c$  est obtenue comme suivant:

- Les premiers états ( $m$ ) du système en forme équilibrée sont ceux qui contribuent le plus dans les comportements dynamiques du système. Par conséquent ils doivent être pondérés selon leurs contributions.

- Les derniers états ( $n-m$ ) sont ignorés et sont pondérés par des zéros. Cela parce que ces états sont peu commandable et/ou observables et jouent un petit rôle dans les comportements dynamiques du système.

Pour calculer la matrice  $Q_b$  nous pouvons écrire:

$$Q_b = \text{diag}\left(1, \frac{\sigma_1}{\sigma_2}, \dots, \frac{\sigma_1}{\sigma_m}, 0, 0, \dots, 0\right) \quad (3.133)$$

ce qui donne par transformation inverse la matrice de pondération d'état recherchée

$$Q_{c1} = T^T Q_b T \quad (3.144)$$

Où:

$T^T$  = Le transposé de  $T$

### c. Choix de $R_c$

Le choix de la matrice de pondération de commande  $R_{c1}$  est fait en suivant la procédure suivante :

(I) Diviser le système en sous-systèmes, chacun avec une seule commande considérée:

$$\dot{x}^*(t) = Ax(t) + \sum_{i=1}^r b_i u_i(t), y(t) = I_n x(t) \quad (3.115)$$

Où:

$I_n$  = Matrice Identité d'ordre  $n$

(II) Considérer les  $i^{\text{ème}}$  systèmes mono entrée multi sortie:

$$\dot{x}(t) = Ax(t) + b_r u_r(t), \quad y(t) = I_n x(t), i = 1, 2, \dots, r \quad (3.166)$$

(III) Transformer les systèmes mono entrées multi sorties sous la forme équilibrée.

(IV) Calculer la contribution de la  $i^{\text{ème}}$  entrée (commande)  $w_i$  comme:

$$w_i = \text{tr}(\Sigma_i) \quad (3.177)$$

Où:

$$\Sigma_i = W_{ci} = W_{oi} \quad (3.188)$$

Les matrices  $W_{ci}$  et  $W_{oi}$  sont les grammiens de la commandabilité et de l'observabilité respectivement correspondants à la  $i^{\text{ème}}$  commande en forme équilibrée.

(V) Former la matrice  $R_{c1}$  comme

$$R_{c1} = Y \text{diag}\left(1, \frac{W_2}{W_1}, \frac{W_3}{W_1}, \dots, \frac{W_r}{W_1}\right) \quad (3.199)$$

Où:

$Y$  = Constante positive et scalaire qui détermine le compromis entre la précision d'état et l'énergie dépensée par la commande lors de la minimisation du critère quadratique. Normalement elle est mise à  $Y = \frac{W_1}{\sigma_1}$ . Si, cependant, il y a des contraintes pratiques qui limitent le taux de l'énergie qui est

injectée dans le système,  $Y$  doit être choisie comme  $Y > \frac{W_1}{\sigma_1}$ . Par contre, Si l'accent doit être mis

d'avantage sur la performance des états en boucle fermée  $Y$  doit être choisie comme  $Y < \frac{W_1}{\sigma_1}$ . Lorsque

les matrices  $Q_{c1}$  et  $R_{c1}$  sont obtenues il suffit alors de résoudre l'équation de Riccati (3.8) pour calculer le gain optimal  $K_1$ .

Remarque : L'application de cette méthode est limitée par des conditions. D'abord, les valeurs propres du système doivent être avec des parties réelles strictement négatives et, ensuite, les matrices,  $Q_{c1}$  et  $R_{c1}$  calculées par cette méthode, doivent vérifier que  $Q_{c1} \geq 0, R_{c1} > 0$ .

### 3.3. Conclusion

Au cours de ce chapitre, nous avons vu comment concevoir la commande par retour d'état et surtout comment calculer le gain optimal. Nous avons présenté une méthode de calcul des matrices de pondération d'état et de commande pour la minimisation d'un critère quadratique. Cette méthode est basée sur la contribution de chaque variable d'état et de commande aux comportements dynamiques du système. Cette commande permet de déplacer les pôles de notre système d'une manière à ce qu'il soit plus amorti tout en faisant le compromis entre la précision de l'état et l'effort de la commande.

Cette solution assure un retour à l'état d'équilibre décroissant avec un taux de décroissance désiré, c'est-à-dire déplacer les valeurs propres de notre système à gauche d'une valeur souhaitée. Nous avons vu aussi comment utiliser les mêmes méthodes de calcul du gain de la commande pour calculer le gain de l'observateur d'état d'ordre complet ou réduit

. Dans le chapitre suivant nous allons appliquer cette étude théorique sur un exemple d'un réseau électrique multi machine. Nous allons calculer les gains de la commande et par la méthode de critère d'énergie.

# Chapitre 04

## RESULTATS ET SIMULATION

### 4.1. Introduction

Dans ce chapitre IV, nous allons présenter les résultats de simulation d'une application numérique sur le chapitre III pour un système d'énergie électrique multi machine. Le gain du retour d'état ainsi que le gain de l'observateur sera calculé par la méthode de critère d'énergie .

les résultats de simulation, obtenus par un programme développés sous Matlab, montrent l'amélioration de l'amortissement des oscillations dans le système ce qui sera constaté en examinant ses pôles.

### 4.2. Configuration du réseau

Prenons le réseau électrique multi machine, utilisé par [20], dont la configuration est illustrée sur la figure 4.1. C'est un réseau de distribution bouclé à trois générateurs synchrones qui alimentent trois charges.

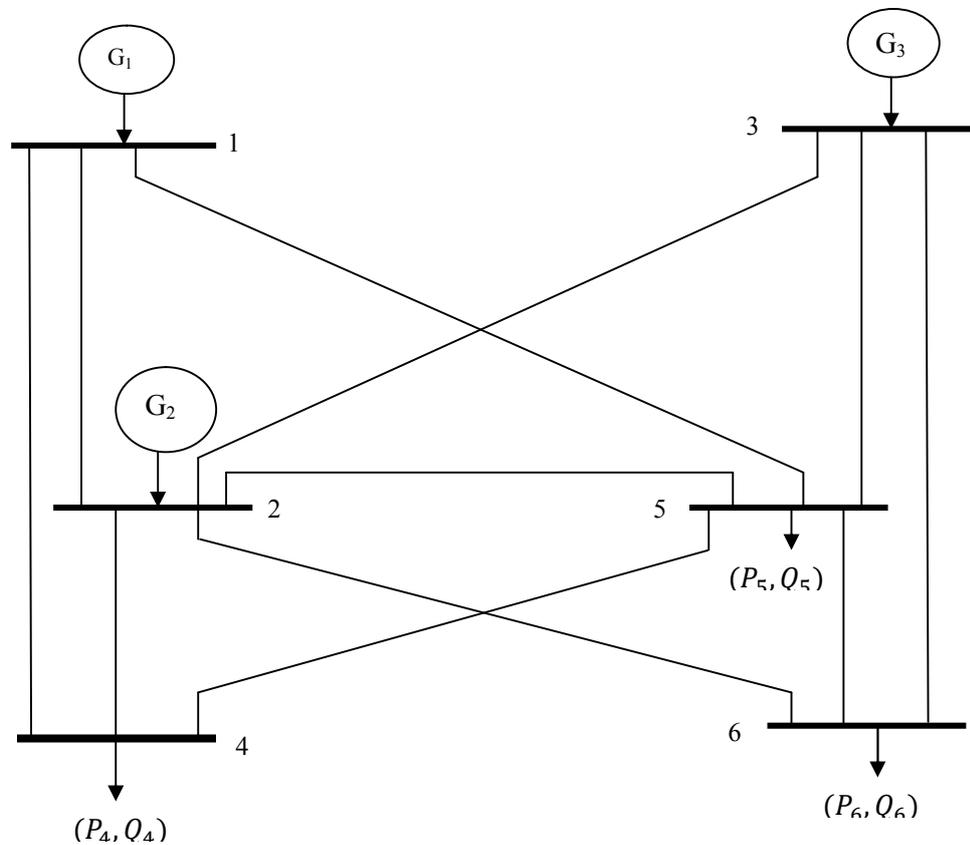


Figure 4.1. Réseau électrique à trois machines

### 4.3. Point d'équilibre

Les résultats de la répartition de puissance du système obtenu par la méthode de Newton-Raphson après 3 itérations et avec une précision de  $51.7681410^{-5}$  nous avons obtenu le tableau suivant :

**Tableau 4.1.** Résultat de répartition de puissance au point d'équilibre

nœud	V(pu)	$\theta$ (deg)	$P_l$ (MW)	$Q_l$ (MVAR)	$P_g$ (MW)	$Q_g$ (MVAR)
ref 1	1.050	0.000	0.000	0.000	54.836	30.406
PV 2	1.050	-0.843	0.000	0.000	90.000	58.522
PV 3	1.050	-1.608	0.000	0.000	60.000	56.007
PQ 4	1.005	-2.283	60.00	40.00	0.000	0.000
PQ 5	0.989	-3.089	60.00	50.00	0.000	0.000
PQ 6	1.005	-3.783	80.00	40.00	0.000	0.000

D'abord il faut calculer  $P_{g(\text{tot})}$ ,  $Q_{g(\text{tot})}$  et  $P_{l(\text{tot})}$ ,  $Q_{l(\text{tot})}$  pour avoir les pertes.

Où :

$P_g$  = Puissance Générée.

$P_l$  = Puissance Consommée.

$$P_{g(\text{tot})} = P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} = 54.836 + 90.000 + 60.000 = 204.836 \text{ MW}$$

$$P_{l(\text{tot})} = P_{l1} + P_{l2} + P_{l3} = 60.000 + 60.000 + 80.000 = 200.000 \text{ MW}$$

$$P_{\text{lost}} = P_{g(\text{tot})} - P_{l(\text{tot})} = 4.836 \text{ MW}$$

Puissance mécanique des machines = puissance électrique générée:

$$P_m(\text{Pu}) = [0.5484 \quad 0.9 \quad 0.6]$$

Le calcul de la matrice finale est discuté au deuxième chapitre

$$\bar{Y}_f = [(\bar{Y}_{\text{red}})^{-1} + jX'_d]^{-1}$$

La matrice d'admittance finale est

$$\bar{Y}_f = \begin{bmatrix} 0.4080 - j2.3445 & 0.0946 + j1.147 & 0.0714 + j0.7998 \\ 0.0946 + j1.147 & 0.2074 - j2.1251 & 0.1243 + j0.6881 \\ 0.0714 + j0.7998 & 0.1243 + j0.6881 & 0.2431 - j1.9249 \end{bmatrix}$$

Les tensions derrière les réactances transitoires  $X'_d$  sont calculées après le calcul des courants

Injectés par les générateurs, elles ont les valeurs constantes suivantes :

$$\bar{E}' = [1.1078 + j0.1044 \quad 1.2322 + j0.2561 \quad 1.2253 + j0.1485]$$

$$\delta = [5.3856 \quad 11.7448 \quad 6.9115]$$

$$\beta = \text{angle}(\bar{Y}_f)$$

#### 4.4. Validation du choix du modèle relatif

Dans l'objectif de comparer le modèle relatif et le modèle absolu modifié avec le modèle absolu nous présentons cette application numérique. En comparant les valeurs propres du système, nous allons montrer pourquoi le modèle absolu ne sera pas adopté. Ensuite, nous montrerons que le modèle relatif aura les mêmes comportements que le modèle absolu sans avoir des pôles nuls.

Reprenons le réseau décrit ci-dessus par l'exemple II.1 où il y a trois machines qui alimentent un réseau, voir la figure 2.9. La linéarisation du modèle de 4ème ordre donne les résultats suivants.

Comparaison des valeurs propres

Maintenant, le calcul des valeurs propres de trois modèles permet de comparer entre eux.

**Tableau 4.2.** Valeurs propre de modèle absolu  $A_1$

$-0.7152 \pm j11.6052$	$-0.4482 \pm j8.8284$	$-0.1701 \pm j1.1625$	$-0.2952 \pm j0.5701$
$0.0000$	$-0.3341$	$-0.2074 \pm j0.3647$	

**Tableau 4.3.** Valeurs propre de modèle relatif  $A_2$

$-0.1350$	$-0.7164 \pm j11.5779$	$-0.6149 \pm j6.7491$	$-0.1454 \pm j1.2059$
$-0.2572 \pm j0.5632$	$-0.2018 \pm j0.3624$		

Le modèle absolu possède une valeur propre nulle, c'est-à-dire un pôle instable. Cela est attendu car l'angle du rotor est obtenu après l'intégration de la vitesse. Le modèle modifié ne possède pas les mêmes pôles que le modèle absolu. C'est normal car nous avons modifié la matrice d'état du modèle absolu. Au contraire, le modèle relatif garde les mêmes comportements du modèle absolu avec l'avantage d'avoir éliminé le pôle instable. Par conséquent, le modèle relatif linéaire servira plus tard, dans les chapitres suivants, pour concevoir la commande et l'observation du système.

Cette comparaison nous permet d'utiliser le choix de modèle absolu modifié dans tout le test de simulation.

#### 4.5. Résultats de simulation

Nous avons simulé des différentes situations pour voir l'influence de l'énergie renouvelable sur le comportement dynamique de réseau. La perturbation considérée est une déviation de 0.1 Pu

Sur la tension d'excitation de la troisième machine, cette perturbation était pour chaque test.

L'éolienne sera considérée comme une source active équipée par un générateur asynchrone de type (MAS) et les photovoltaïques sont considérés comme une charge passive qui injecte une puissance dans le réseau, ce qui nous permis à considérer un système hybride.

### 4.5.1. Réseau non équipé de système hybride

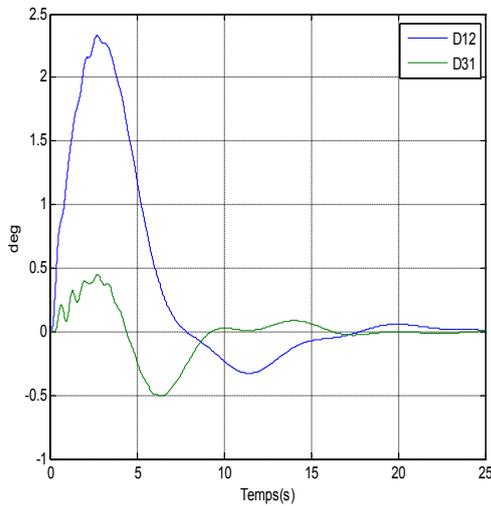


Figure 4.2. Déviation de l'angle du rotor

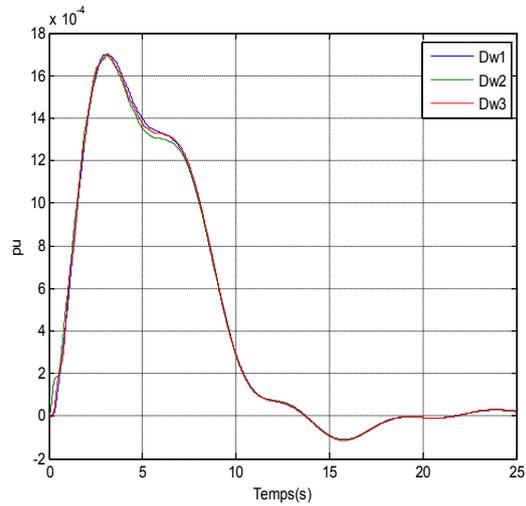


Figure 4.3. Déviation de la vitesse angulaire du rotor

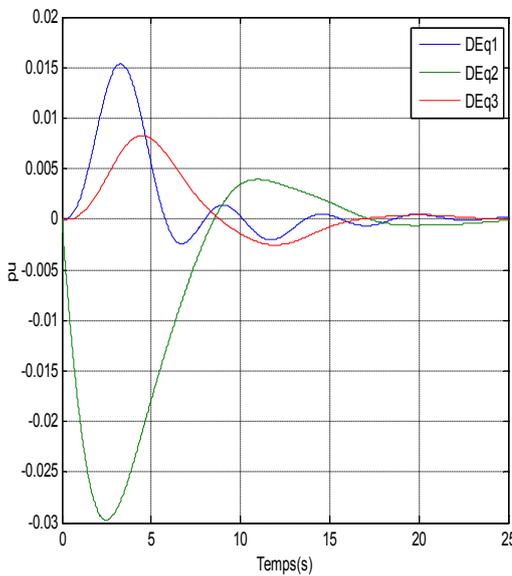


Figure 4.4. La tension derrière la réactance transitoire

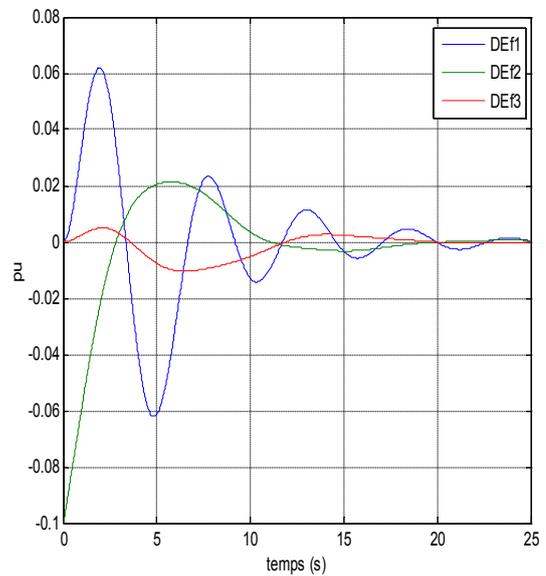


Figure 4.5. Déviation de la tension d'excitation

Pour avoir l'influence d'intégration d'énergie renouvelable sur la stabilité dynamique de système, précisément sur l'amortissement des oscillations, Nous allons faire de comparaisons entre différents situations (réseaux non-équipé d'énergie décentralisé et avec énergie décentralisé) avec différents taux d'énergie produise par (l'éolien panneau photovoltaïque),

Remarque : le système hybride considéré est formé d'une ferme d'éolienne équipé des générateurs asynchrone à cage bobiné produise 2.3 MW connecté au jeu de barre n° 5, et d'un parc panneaux photovoltaïque connecté au jeu d barre n°2 .les paramètres de l'éolienne sont indiqués au index.

## 4.5.2. Réseau équipé de système hybride

### 4.5.2.1. Test N°1

Eolienne = 0 MW photovoltaïque = 10 MW

Après l'écoulement de puissance on a les valeurs suivantes :

$$P_{g(\text{tot})} = P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} + P_{eol} = 54.295 + 80.000 + 60.000 + 0 = 194.295 \text{ MW}$$

$$P_{l(\text{tot})} = P_{l1} + P_{l2} + P_{l3} = 50.000 + 60.000 + 80.000 = 190.000 \text{ MW}$$

$$P_{\text{lost}} = P_{g(\text{tot})} - P_{l(\text{tot})} = 4.295 \text{ MW}$$

Le calcul des valeurs propres a donné les résultats suivants :

Tableau 4.4. Valeur propre de Test N°1

Valeur propre	Facteur d'amortissement	Fréquence d'amortissement
<b>-0.1350</b>	0	Pas d'amortissement
<b>-0.7369 ± j11.9062</b>	0.0618	1.8949
<b>-0.6385 ± j6.9519</b>	0.0915	1.1064
<b>-0.1690 ± j1.1928</b>	0.1403	0.1898
<b>-0.2084 ± j0.5324</b>	0.3645	0.0847
<b>-0.1772 ± j0.3354</b>	0.4671	0.054

Tous les valeurs propres contiennent la partie réel négative (système stable « Lyapunov »)

### 4.5.2.2. Test N°2

Eolienne = 23 MW (nombre d'éolienne =10) photovoltaïque = 10 MW

Après l'écoulement de puissance on a les valeurs suivantes :

$$P_{g(\text{tot})} = P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} + P_{eol} = 53.811 + 57.000 + 60.000 + 23.00 = 193.811 \text{ MW}$$

$$P_{l(\text{tot})} = P_{l1} + P_{l2} + P_{l3} = 50.000 + 60.000 + 80.000 = 190.000 \text{ MW}$$

$$P_{\text{lost}} = P_{g(\text{tot})} - P_{l(\text{tot})} = 3.811 \text{ MW}$$

On voit l'influence sur l'écoulement de puissance (les pertes = 3.811 MW < 4.295 MW)

- Les valeurs propres :

Le calcul des valeurs propres a donné les résultats suivants :

**Tableau 4.5.** Valeur propre de Test N°2

Valeur propre	Facteur d'amortissement	Fréquence d'amortissement
<b>-0.1350</b>	0	Pas d'amortissement
<b>-0.6401 ± j9.2039</b>	0.0694	1.4648
<b>-0.6112 ± j5.5209</b>	0.1100	0.8786
<b>-0.2526 ± j1.0460</b>	0.2347	0.1664
<b>-0.1866 ± j0.4594</b>	0.3763	0.0731
<b>-0.2150 ± j0.2928</b>	0.5919	0.0466

Tous les valeurs propres contiennent la partie réel négative (système stable « Lyapunov»)

- on voit l'amélioration de facteur d'amortissement

#### 4.5.2.3. Test N°3

Eolienne = 46 MW (nombre d'éolienne =20) photovoltaïque = 10 MW

Après l'écoulement de puissance on a les valeurs suivantes :

$$P_{g(\text{tot})} = P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} + P_{eol} = 53.704 + 34.00 + 60.00 + 46.00 = 193.704 \text{ MW}$$

$$P_{l(\text{tot})} = P_{l1} + P_{l2} + P_{l3} = 50.000 + 60.000 + 80.000 = 190.000 \text{ MW}$$

$$P_{\text{lost}} = P_{g(\text{tot})} - P_{l(\text{tot})} = 3.704 \text{ MW}$$

On voit l'influence sur l'écoulement de puissance (les pertes = 3.704 MW < 3.811 MW < 4.295 MW)

- Les valeurs propres :

Le calcul des valeurs propres a donné les résultats suivants :

**Tableau 4.6.** Valeur propre de Test N°3

Valeur propre	Facteur d'amortissement	Fréquence d'amortissement
<b>-0.1350</b>	0	Pas d'amortissement
<b>-0.5588 ± j7.9173</b>	0.0704	1.2600
<b>-0.5512 ± j4.6649</b>	0.1174	0.7424
<b>-0.2720 ± j0.9867</b>	0.2658	0.1570
<b>-0.2123 ± j0.4476i</b>	0.4285	0.0712
<b>-0.3057 ± j 0.2905</b>	0.7249	0.0462

Tous les valeurs propres contiennent la partie réel négative (système stable « Lyapunov»)

- on voit l'amélioration de facteur d'amortissement

Après la perturbation de (0.1 pu de la tension d'excitation de la troisième machine) les figure des variable d'état .....

- on voit l'amélioration de facteur d'amortissement.

#### 4.5.2.4. Test N°4

Eolienne = 69 MW (nombre d'éolienne =30) photovoltaïque = 10 MW

Après l'écoulement de puissance on a les valeurs suivantes :

$$P_{g(\text{tot})} = P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} + P_{eol} = 53.974 + 11.00 + 60.00 + 69.00 = 193.974 \text{ MW}$$

$$P_{l(\text{tot})} = P_{l1} + P_{l2} + P_{l3} = 50.000 + 60.000 + 80.000 = 190.000 \text{ MW}$$

$$P_{\text{lost}} = P_{g(\text{tot})} - P_{l(\text{tot})} = 3.974 \text{ MW}$$

L'influence sur l'écoulement de puissance (les pertes = 3.974 > 3.704 MW)

- Les valeurs propres :

Le calcul des valeurs propres a donné les résultats suivants :

**Tableau 4.7.** Valeur propre de Test N°4

Valeur propre	Facteur d'amortissement	Fréquence d'amortissement
<b>-0.1350</b>	0	Pas d'amortissement
<b>-0.5196 ± j7.4513</b>	0.0696	1.1859
<b>-0.5159 ± j4.3425</b>	0.1180	0.6911
<b>-0.2759 ± j0.9606</b>	0.2760	0.15288
<b>-0.2123 ± j0.4491</b>	0.4792	0.0714
<b>-0.3407 ± j 0.2842</b>	0.7678	0.04523

Tous les valeurs propres contiennent la partie réel négative (système stable « Lyapunov »)

- on voit la diminution de facteur d'amortissement dont la fréquence d'amortissement > 1

#### 4.5.2.5. Test N°5

Eolienne = 80 MW (nombre d'éolienne =30) photovoltaïque = 10 MW

Après l'écoulement de puissance on a les valeurs suivantes :

$$P_{g(\text{tot})} = P_{g1} + P_{g2} + P_{g3} + P_{eol} = 44.003 + 0 + 60.00 + 80.00 = 194.003 \text{ MW}$$

$$P_{l(\text{tot})} = P_{l1} + P_{l2} + P_{l3} = 50.000 + 60.000 + 80.000 = 190.000 \text{ MW}$$

$$P_{\text{lost}} = P_{g(\text{tot})} - P_{l(\text{tot})} = 4.003 \text{ MW}$$

L'influence sur l'écoulement de puissance (les pertes = 4.003 MW 3.974 > 3.704 MW)

- Les valeurs propres :

Le calcul des valeurs propres a donné les résultats suivants :

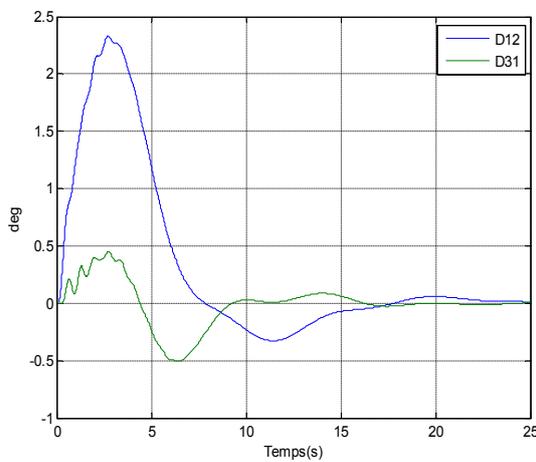
**Tableau 4.8.** Valeur propre de Test N°5

Valeur propre	Facteur d'amortissement	Fréquence d'amortissement
<b>-0.1350</b>	0	Pas d'amortissement
<b>-0.495 ± j7.3156</b>	0.0681	1.1643
<b>-0.495 ± j4.195</b>	0.1180	0.6674
<b>-0.2805 ± j0.9504</b>	0.2830	0.1512
<b>-0.2563 ± j0.4432</b>	0.5007	0.0705
<b>-0.3615 ± j 0.2782</b>	0.7925	0.0442

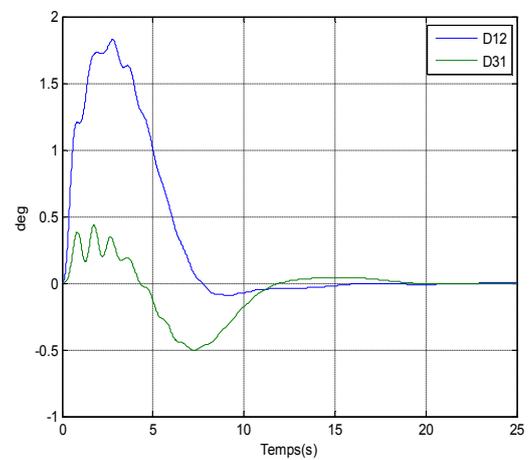
- Tout la valeur propres contiennent la partie réel négative (système stable « Lyapunov »)

- on voit la diminution de facteur d'amortissement dont la fréquence d'amortissement > 1

Pour voir l'influence d'intégrations de système hybride après l'application de défaut montions, nous allons faire une comparaison de deux variables d'états (angle et vitesse) entre le cas de l'absence de système hybride et le test N°3 (où on avait le bon amortissement).

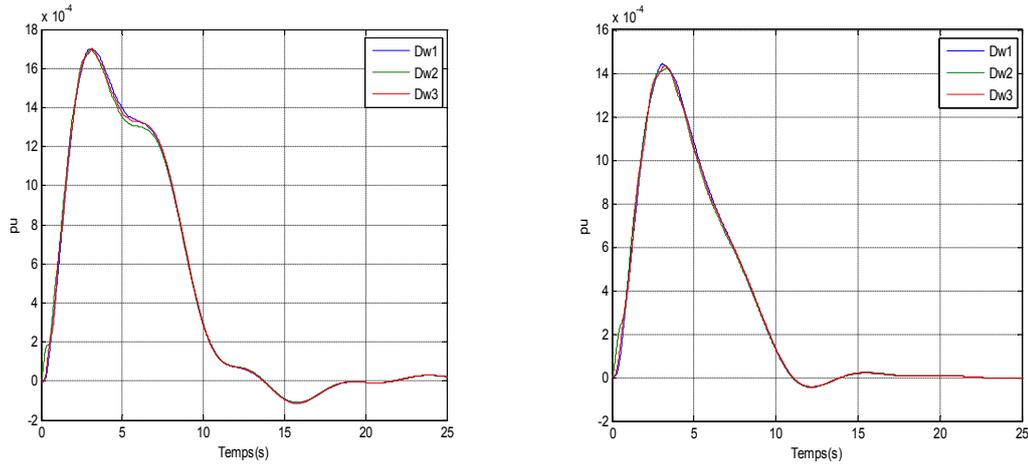


a- Sans système hybride



b- avec système hybride (test N°3)

**Figure 4.6.** Comparaison de déviation de l'angle du rotor entre deux cas



**Figure 4.7.** Comparaison de déviation de vitesse rotorique entre deux cas

On remarque que l'amortissement dans le cas d'intégration de système hybride (test N°3) d'éolienne est mieux que le cas sans système hybride. Le retour à l'état stable est avant 15 secondes en cas de test N°3, par contre, l'amortissement en cas sans système hybride était après 17 secondes.

## 4.6. Résultats de Commande par retour d'état statique

### 4.6.1. Commandabilité

L'application du critère du Kalman (3.2) permet de tester la commandabilité de notre système. La paire  $(A, B)$  est commandable. Conséquence ; les valeurs propres de  $A$  peuvent être assignées arbitrairement par retour d'état  $u(t) = -K \cdot x(t)$ . Autrement dit, les pôles de

$[A - B \cdot K]$  peuvent être placés arbitrairement par choix de  $K$ .

#### 4.6.1.1. Gain de la commande

La méthode de calcul que nous avons utilisé est la méthode par la minimisation d'un critère d'énergie

Le critère choisi est de la forme quadratique suivante

$$J = \frac{1}{2} \int_0^{\infty} [x^T Q_c x + u^T R_c u] dt$$

La commande qui minimise le critère quadratique (4.2) est de la forme

$$u(t) = -K \cdot x(t)$$

Où le gain de la commande optimale est donné par

$$K = R_c^{-1} B^T P$$

Avec  $P$  est une matrice symétrique définie positive et qui est la solution de l'équation algébrique de Riccati suivante

$$PA + A^T P - P B R_C^{-1} B^T P + Q_C = 0$$

L'équation (4.6) décrit le système en boucle fermée avec commande optimale par retour d'état statique.

$$x^*(t) = [A - BK]x(t)$$

Avant tout, il faut calculer les matrices de pondération  $Q_C$  et  $R_C$

#### a. Choix de $Q_C$

Après avoir transformé le système en forme équilibrée et calculé les grammiens de commandabilité et d'observabilité du système sous cette forme et en appliquant les relations 3.14, 3.15, nous avons obtenu.

$$Q_C = \text{diag}[349,8395 \quad 58,8805 \quad 1162306,3494 \quad 1163736,1565 \quad 425354,9429 \quad 73,6481 \quad 44,8385 \\ 36,3550 \quad 0,4512 \quad 0,3897 \quad 0,3495]$$

#### b. Choix de $R_C$

Le choix de la matrice de pondération de commande  $R_C$  est fait en suivant la procédure de 3.16 à 3.20.

La matrice obtenue avec

$$Y = \frac{w}{\sigma} \text{est}$$

$$R_C = \begin{bmatrix} 1.9270 & 0.0000 & 0.0000 \\ 0.0000 & 1.8548 & 0.0000 \\ 0.0000 & 0.0000 & 1.8376 \end{bmatrix}$$

Une fois les matrices  $Q_C$  et  $R_C$  obtenues, il suffit de résoudre l'équation de Riccati (4.5)

Pour calculer le gain optimal  $K$  par l'équation (4.4).

$$K = \begin{bmatrix} -6,1604 & -1,7653 & -373,8240 & -56,8559 & -73,1291 & 10,0722 & -1,7678 & -0,3057 & 0,8557 & -0,0788 & -0,0111 \\ 9,0424 & -1,2203 & 81,8912 & -217,7638 & -124,4685 & -2,7421 & 6,6769 & 0,6612 & -0,0807 & 0,8290 & 0,0205 \\ -1,2972 & 3,8325 & -5,3934 & -53,5486 & -322,0946 & -0,4350 & 0,4002 & 7,0262 & -0,0115 & 0,0207 & 0,7727 \end{bmatrix}$$

On compare les valeurs propres de deux cas (avant la commande et après la commande) ou l'oscillation existe :

**Tableau 4.9.** Valeurs propres après la commande

Valeurs propre avant la commande	Facteur d'amortissement	Valeurs propres avant la commande	Facteur d'amortissement
$-0.5588 \pm j7.9173$	0.0704	$-2.2913 \pm j8.989$	0.2483
$-0.5512 \pm j4.6649$	0.1174	$-3.2802 \pm j7.6057$	0.3960
$-0.2720 \pm j0.9867$	0.2658	$-2.5400 \pm j3.9916$	0.5369

$-0.2123 \pm j0.4476i$	0.4285	$-5.5244 \pm j4.2201$	0.7947
$-0.3057 \pm j0.2905$	0.7249	$-6.0257 \pm j3.4632$	0.8670

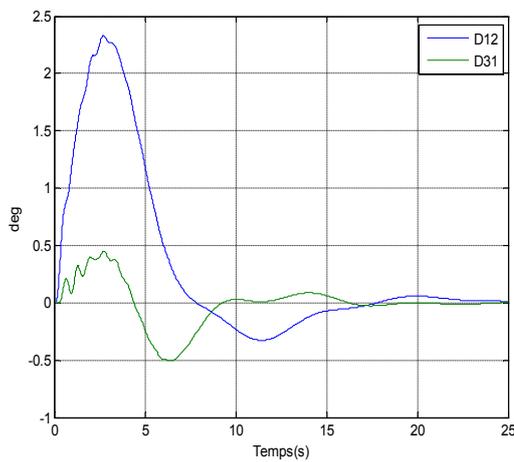
En comparant les valeurs propres du système avec et sans commande nous remarquons que la commande optimale déplace les pôles du système vers la gauche dans le plan complexe ce qui accélère le retour des variables d'état à leurs états initiaux.

L'amélioration d'amortissement paraitre mieux après la perturbation de déviation de -0.1 pu de la tension d'excitation  $E_f$ .

### 4.6.2. Résultats de comparaison (sans et avec commande)

Nous allons faire une comparaison de toutes les variables d'états entre deux cas avec système hybride (sans application de la commande et avec application de la commande).

a- Sans commande



b- avec commande

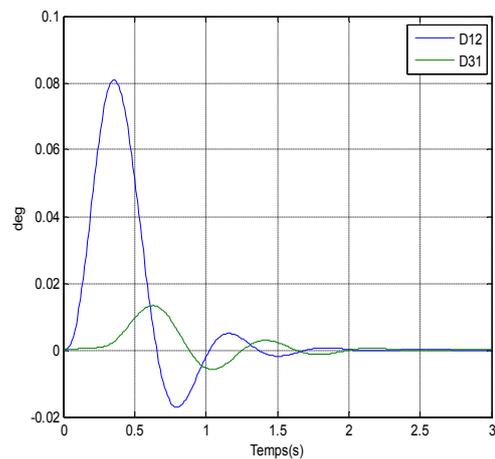


Figure 4.8. Déviation de l'angle du rotor (sans et avec commande)

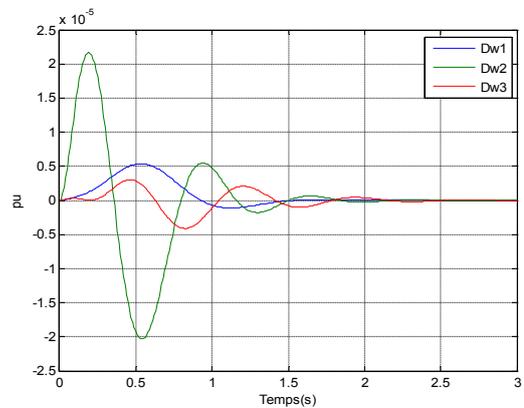
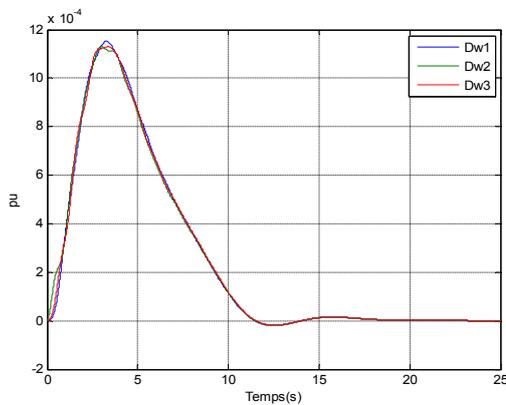


Figure 4.9. Déviation de la vitesse rotorique (sans et avec commande)

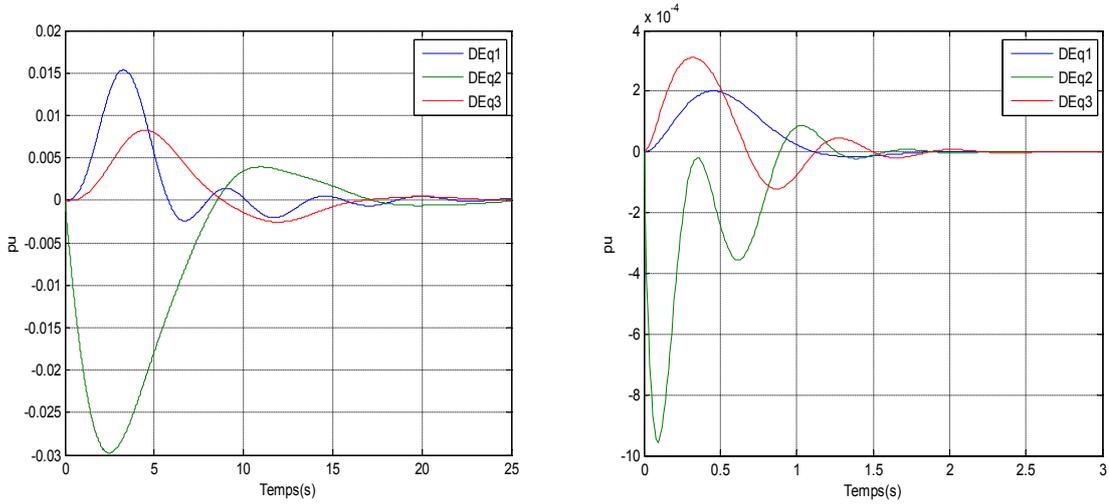


Figure 4.10. Déviation de la tension derrière la réactance transitoire (sans et avec commande)

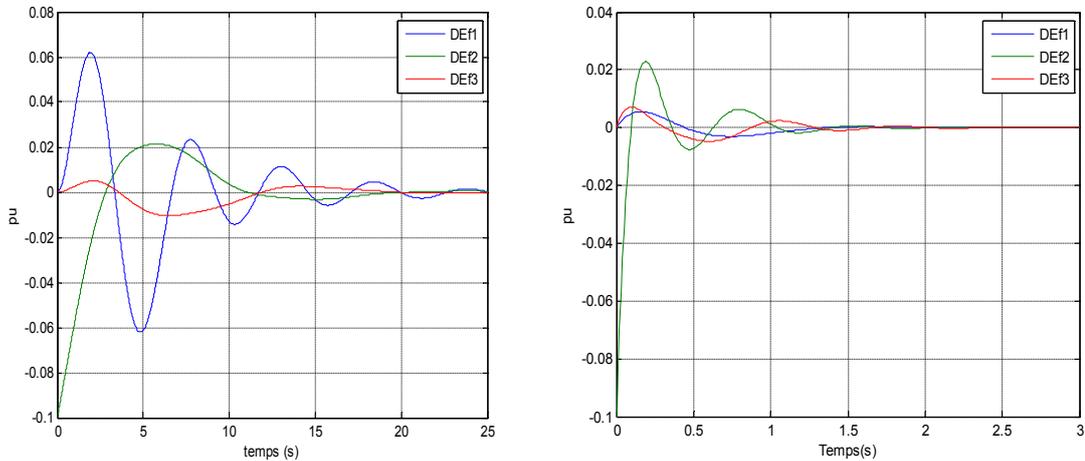


Figure 4.11. Déviation de la tension d'excitation (sans et avec commande)

La conclusion qu'on peut tirer des résultats affichés ci-dessus. On remarque l'efficacité de la commande de retour d'état statique sur l'amortissement des oscillations.

**4.7. Conclusion**

Au cours de ce chapitre, nous avons pris comme un exemple d'application numérique d'un réseau d'énergie électrique à trois machines. Nous avons calculé le modèle linéaire du système sous la forme d'état. Et nous avons validé aussi le choix de model relative qui nous a permis de l'utiliser dans les simulations suivantes. Nous avons fait différents test avec différents taux d'intégration de système hybride et on a remarqué l'influence positive et négative sur l'amortissement d'oscillation

La commande par retour d'état statique a été calculée par la minimisation d'un critère quadratique. La comparaison des valeurs propres du système avec et sans commande montre

l'amélioration de l'amortissement de notre système en utilisant la commande par retour d'état. Nous avons aussi simulé la même perturbation sur le système afin de montrer l'influence de la commande sur le système et nous avons remarqué que la commande améliore l'amortissement de notre système d'après ses comportements dynamiques. Les variables d'état de type mécanique sont bien amorties. Ce qui veut dire que ce qu'on a gagné au niveau des variables mécaniques a été au prix des variables électriques. Cependant, les amplitudes des tensions transitoires et d'excitation étaient dans des plages de variation acceptables.

---

# CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET PERSPECTIVES

---

Dans ce travail, le problème de la stabilité dynamique d'un réseau de distribution multi machine avec système hybride a été traité. La présence d'une éolienne a été considérée comme une active équipée par un générateur asynchrone de type (MAS) et les photovoltaïques sont considérés comme une charge passive qui injecte une puissance dans le réseau.

Nous avons comparé entre un modèle absolu, absolu modifié et relatif. Les résultats ont montré que le modèle relatif garde les mêmes pôles du modèle absolu alors que le modèle absolu les

. Cela a justifié le choix du modèle relatif par rapport au modèle absolu. Nous avons validé numériquement les démarches de la linéarisation ce qui nous a donné une confirmation de notre modèle.

Avant l'application de la commande, nous avons fait une comparaison entre différents situations selon la puissance de système hybride intégré pour voir l'impact d'intégration des énergies renouvelable sur le comportement dynamique du réseau électrique.

Les résultats de simulation ont montré que l'intégration des énergies renouvelables a une influence positive et négative sur l'amortissement des oscillations.

La commande par retour d'état du système a été conçue par plusieurs méthodes. On a utilisé la méthode de minimisation d'un critère quadratique d'énergie où nous avons utilisé une méthode intéressante pour trouver les matrices de pondération d'état et de commande. Cette méthode est basée sur la transformation en forme équilibrée du système.

Les résultats du calcul ont montré une très bonne performance de cette méthode.

Enfin, cette thèse peut être une nouvelle base de départ pour des futures contributions.

Une suite de ce travail pourrait se focaliser sur l'intégration optimale des énergies renouvelables, utilisant les méthodes d'optimisations.

Une poursuite, qui peut aussi être intéressante de ce travail :

L'utilisation de l'éolienne se soit par un générateur qui produise une puissance variable au réseau.

- L'hybridation se fait avec des PV de source actifs avec des différents méthodes d'hybridations
- L'emplacement et L'insertion optimal qui conduit à un amortissement optimal des oscillations de type « locale »

- Le calcul de gain de commande se soit par différents méthodes comme le MLI pour avoir un gain plus efficace
- Utilisation de différents méthodes de commande pour avoir un amortissement plus efficace.

## Annexe A- Les paramètres de réseau de test

Tableau A.1. Données des nœuds du réseau

Numéro de nœud	V (pu)	$\alpha$ (deg)	$P_g$ (pu)	$Q_g$ (pu)	$P_l$ (pu)	$Q_l$ (pu)
01	1.000	0.00	0.5	0.6	0	0
02	1.020	0.00	0.9	0.7	0	0
03	1.000	0.00	0.6	0.7	0	0
04	1.000	0.00	0	0	0.6	0.4
05	1.000	0.00	0	0	0.6	0.5
06	1.000	0.00	0	0	0.8	0.4

Tableau A.2. Données des lignes de réseau

N	Ligne	R (pu)	X (pu)	G (pu)	B (pu)	Rap
01	1-2	0.10	0.20	0.00	0.00	1
02	1-4	0.05	0.20	0.00	0.00	1
03	1_5	0.08	0.30	0.00	0.00	1
04	2-3	0.05	0.25	0.00	0.00	1
05	2-4	0.05	0.10	0.00	0.00	1
06	2-5	0.10	0.30	0.00	0.00	1
07	2-6	0.07	0.20	0.00	0.00	1
08	3-5	0.12	0.26	0.00	0.00	1
09	3-6	0.02	0.10	0.00	0.00	1
10	4-5	0.20	0.40	0.00	0.00	1
11	5-6	0.10	0.30	0.00	0.00	1

Tableau A.1. Données des générateurs

N	M(s)	$K_D$ (pu)	$X_q$ (pu)	$X'_d$ (pu)	$X_d$ (pu)	$T'_{d0}$ (s)	$K_A$ (pu)	$T_A$ (pu)	$K_f$ (pu)
G1	9.26	2.5	0.57	0.2	1.02	7.76	50	0.02	0.05
G2	4.61	4	1.66	0.32	1.68	4	50	0.02	0.05
G3	4.61	6	1.66	0.32	1.68	4	50	0.02	0.05

## *Annexe B. paramètres de l'éolienne utilisé*

**Tableau B.1.** Paramètres de générateur de type MAS

<b>Puissance électrique</b>	2.3 MW	
<b>Puissance mécanique</b>	2.339 MW	
<b>Puissance apparente</b>	2.59 MVA	
<b>Fréquence</b>	50 HZ	
<b>Glissement</b>	-0.008	
<b>Vitesse rotorique</b>	1512 rmp	
<b>Nombre de pair de pole</b>	2	
<b>Couple mécanique</b>	14.74 Kn-m	
<b>Flux statorique mutuel</b>	1.4748 wb (rms)	
<b>Flux rotorique mutuel</b>	1.2096 wb (rms)	
<b>Résistance statorique</b>	1.102 m $\Omega$	
<b>Resistance rotorique</b>	1.497 m $\Omega$	
<b>Inductance statorique</b>	0.04692 mH	
<b>Inductance rotorique</b>	0.04692 mH	
<b>Moment d'inertie (H)</b>	5.8078 sec	

## Références Bibliographiques

- [1] Thanh L. «Analyses dynamique du réseau de distribution en présence des productions décentralisées», Thèse de Doctorat, Grenoble, France, Janvier 2008.
- [2] Y. N. Yu. « Electric Power Systems Dynamics», (Academic Press, New York, 1983).
- [3] P. Kundur. « Power System Stability and Control», (New York: McGraw-Hill, 1994).
- [4] Hasan A. « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode méta euristique », Thèse de Doctorat, Université Paul Cézanne d'Aix-Marseille, France, décembre 2008.
- [5] Basler M.J., Schaefer R.C., Kim K. and Glenn R. « Voltage Regulator with Dual PID Controllers Enhances Power System Stability », HydroVision Conference, U.S.A., July/Aug 2002.
- [6] Anderson P.M. and Fouad A.A. « Power System Control and Stability », IEEE. Press. 2003.
- [7] Gholipour Shahraki E. « Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques », Thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
- [8] Passelergue J.C. « Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques », Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1998.
- [9] Anderson G. « Modeling and analysis of Electric Power Systems », Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.
- [10] Yu Yao-Nan. « Electric Power System Dynamics », Academic Press 1983.
- [11] IEEE Standard 421.2-1990. « IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamics Performance of Excitation Control Systems », 1990.
- [12] Guillaume RAMI. « Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau de distribution », Thèse en Génie électrique de l'INPG, 2006
- [13] V.L Abreu, A.S Federico, et al. « Impact of distributed synchronous generators on the dynamic performance of electrical power distribution systems », IEEE/PESTransmission & Distribution Conference & Exposition 2004
- [14] Sylvain MAGINIER. « Le filtrage des défauts dans l'analyse de la sécurité dynamique en temps réel des grands réseaux électriques », Docteur de l'INPG en génie électrique, 1998
- [15] S. A. Andrés. « Contribution à l'Etude de la Stabilité des Réseaux Electriques au Moyenn'Une Fonction Energétique de Lyapunov », Thèse de Doctorat à l'Institut National Polytechnique de Grenoble. France, 1978.
- [16] G. Kron, Discussion of paper by R.H. Park. « Two-Reaction Theory of Synchronous Machines – Part II », AIEE Trans., Vol. 52, pp. 352-355, June 1933.
- [17] D.N. Ewart and R.P. Schulz, "Face Multi-machine Power System Simulator Program," Proc. PICA Conference, pp. 133-153, May 1969.
- [18] Isnwardianto. « Elaboration d'une Commande Optimale Multicritère Appliqué à la Stabilité Dynamique d'un Réseau Electrique », Thèse Docteur, Ecole Centrale de Lyon, février, 1991.
- [19] . « POWER SYSTEM ENGINEERING COMMITTEE OF THE IEEE. Proposed Terms & Definitions for Power System Stability », IEEE Trans., vol. PAS-101, no.7, pp.1894-1898, July 1982.

- 
- [20] Hermawan. «Contribution à la Stabilité Dynamique des Réseaux Multi- machines par Introduction de Commande Multi- niveaux», Thèse de Docteur CEGELY- ECL Lyon 1995.
- [21] K. A. R. Rachid. «Application de la Commande Adaptative aux Régulateurs de Tension des Réseaux Electrique Multi- machines en vue d'en Améliorer la Stabilité». Thèse de Docteur de L'INPG, Grenoble – France, septembre 1987.
- [22] Basler M.J. and Schaefer, R.C., « Understanding power system stability », Proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 46-67, April 2005.
- [23] M. A. PAI, Power System Stability. «Analysis by the Direct Method of Lyapunov», Volume 3. New York, 1981.
- [24] J. R. Smith, D. C. Stringfellow. «Numerical determination of a performance index for improved system responses», IEE, Vol. 125, No. 7. July 1978.
- [25] S. El Aimani. «Modélisation de différentes technologies d'éolienne intégrées dans un réseau de moyenne tension», Thèse de doctorat, ENSAM Lille, 2004.
- [26] Connor B., Leithead W. E. « The effect of rotor characteristics on the control of pitch regulated variable speed wind turbines. British Wind Energy Association Conference», London, 1994.
- [27] C. Haritza. « Minimisation de l'impact des perturbations d'origine éolienne dans la génération d'électricité par des générateurs à vitesse variable », Thèse de doctorat, Ecole Nationale Supérieure d'Arts et Métiers, Bordeaux, 2003.
- [28] K. Rachid, H. Talaat, and R. Moret. «Optimal Output Local Control of Multimachine Power Systems», Electric Machines and Power Systems, 11: 89-103, 1986.
- [29] Undrill. «Dynamic Stability Calculations for an arbitrary number of Interconnected Synchronous Machines», IEEE, Vol PAS-87, March 1968.
- [30] Daniel Alazard, Christelle Cumer, Pierre Apkarian, Michel Gauvrit, Gilles Ferreres. «Robustesse et commande optimale», France, 1999.
- [31] L. El Ghaoui. «Commande des Systèmes Linéaires, Polycopié de l'ENSTA», France, October 1995.
- [32] H. A. M. Moussa and Y. N. Yu. «Optimal Power System Stabilization through Excitation and/or Governor Control», IEEE Trans., PAS-91. pp. 1166-1174, 1972.
- [33] Moussa, H. A. M., and Yu. Y.N. «Dynamic Interaction of Multimachine Power System and Excitation», IEEE Trans., PAS-93. July/August 1972.
- [34] M. Aldeen and F. Crusca. «Multimachine Power System Stabilizer Design Based on New LQR Approach», IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib. Vol. 142, No. 5. September 1995.
- [35] Moore, B.C. «Principal Components Analysis in Linear Systems: Controllability, Observability, and model reduction», IEEE Trans, AC-26, pp. 17-31. 1981.
- [36] Olimpo-L « Wind Energie, Generation And Control », (Jhon Wiley 2009)
- [37] Nasmat-A «Stabilité dynamique des système électrique multi machines », thèse de Doctorat, Ecole centrale de LYON (Electronique Electrotechnique Automatique 2008)
- [38] K. Yamashita and T. Taniguchi, «Optimal observer design for load-frequency control», Electrical Power & Energy Systems. Vol. 8 No. 2 April 1986.
-

## ملخص:

منذ عشرين عاما، الشبكات الكهربائية استوجبت أن تعمل بطاقات كبيرة و غالبا في حدود شروط الاستقرار, تحسين استقرار الشبكات الكهربائية تحت الاضطرابات الصغيرة ولا سيم التخمد الاهتزازات، أصبح هدفا أولويا.

هذا العمل يتعلق بدراسة حول تحليل وتحكم في الاهتزازات الصغيرة الناجمة عن الاضطرابات الصغيرة بوجود هجين من الطاقات المتجددة (طاقة الرياح + الطاقة الشمسية) و تأثيرها على استقرار الشبكة الكهربائية. هذا الموضوع هو مثيرة للاهتمام. مصادر جديدة للطاقة، وخاصة توربينات الرياح و الألواح الشمسية، هي في التوليد المشترك مع المصادر التقليدية الأخرى في نفس الشبكة مما يضع موضع تساؤل الاستقرار الديناميكي. ويركز هذا العمل على تأثير النظام الهجين على الاستقرار الديناميكي إشارة إلى الاضطرابات الصغيرة. سيتم النظر في التوربينات مصدر نشط مجهزة نوع المولد غير المتزامن (MAS) (، ويعتبر PV الحمولة الذي يضخ الطاقة في الشبكة بطريقة غير مباشرة. مما يسمح هذا لنا لاعتباره نظام هجين. الهدف النهائي هو تحسين السلوك الديناميكي للنظام مع شرط ثابت مراقبة ردود الفعل ، من أجل أن يكون هناك التخمد الأمثل لل التذبذبات الناجمة عن أن الاضطرابات الصغيرة.

**كلمات مفتاحية:** شبكات كهربائية، مصادر هجينة، تخمد، تحكم.

## Résumé :

Depuis une vingtaine d'années, les grands réseaux électriques se trouvent obligés de fonctionner à pleine puissance et souvent aux limites de la stabilité, L'amélioration de la stabilité aux petites perturbations, en particulier l'amortissement des oscillations, est donc devenue un objectif prioritaire.

Ce travail est intitulé l'analyse et commande la stabilité de petites perturbations dans les systèmes électriques avec intégration des sources hybride (PV+éolienne). Ce sujet est un sujet actuel et intéressant surtout avec le développement des réseaux de distribution.

Des nouvelles sources, surtout les éoliennes et les panneaux solaires, se trouvent en cogénération avec d'autres sources traditionnelles dans le même réseau ce qui met en question sa stabilité dynamique. Ce travail focalise sur l'impact d'un système hybride (éolienne-PV) sur la stabilité de petits signaux autrement dit la stabilité aux petites perturbations d'un système multi machines avec un système hybride. L'éolienne sera considérée comme une source active équipée par un générateur asynchrone de type (MAS) et les photovoltaïques sont considérés comme une charge passive qui injecte une puissance dans le réseau. Ce qui nous permis à considérer un système hybride.

L'objectif final est d'améliorer les comportements dynamiques du système avec une commande par retour d'état statique, afin d'avoir un amortissement optimal des oscillations paraître aux petites perturbations.

**Mots Clés :** Systèmes de puissances, Sources hybride, amortissement, commande.

## Abstract:

Since twenty years, power systems are required to operate at full power and often to limits the stability, stability's improving for small perturbations, in particular damping of oscillations, have become a target priority. This work is entitled analysis and command of small signal stability in power systems with integration of hybrid sources (PV + wind). This topic is a current and interesting especially with the development of distribution networks subject.

New source, especially wind turbines and solar panels, are in cogeneration with other traditional sources in the same network which puts into question its dynamic stability. This work focuses on the impact of a (wind-PV) on the hybrid system stability as Small signal stability subjected of small perturbations of a multi-machine system with a hybrid system. The wind farm will be considered as an active source equipped with an asynchronous generator type (SCIG) and PV is considered a passive load which injects power into the grid. This allowed us to consider a hybrid system. The ultimate goal is to improve the dynamic behavior of the system with a feedback control static condition, in order to have an optimal damping of the oscillations seem to small perturbations.

**Key Words:** Power system, hybrid sources, damping, command.

---