

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

Université Mouloud MAMMARI De Tizi-Ouzou



Faculté De Génie Electrique Et D'informatique
Département d'Automatique

Mémoire de Fin d'Etudes
MASTER ACCADIMIQUE
Spécialité : **Commande des systèmes**

Présenté par

M. BELADJET Hamid

M. BOUACEM Said

M. ABARKANE Mouloud Amine

Mémoire dirigé par **M BENSIDHOUM Mohand Outahar**

Thème

**Etude de la stabilité d'un SMIB équipé
par système Fast Valving**

Mémoire soutenu publiquement le 21 septembre 2014 devant le jury composé de :

M : KASRI Ahmed

Maître Assistant, U.M.M.T.O, Président

M : Mohand Outahar BENSIDHOUM,

Maître de Conférences A, U.M.M.T.O, Rapporteur

Mme : MEGHERBI Ourida

Maître Assistant, U.M.M.T.O, Examineur

Mme : BOUDJMAA Fadhila

Maître Assistant, U.M.M.T.O, Examineur

Promotion 2014

Sommaire

Introduction générale.....1

Chapitre I : NOTION DE RESEAU ELECTRIQUE ET TRANSPORT D'ENERGIE

I.1. Introduction.....	2
I.2. Le rôle du réseau électrique	2
I.3. Les défauts dans les réseaux électriques (par exemple HTA).....	2
a)-Electrique.....	2
b)-Atmosphérique	3
c)-Mécanique	3
d)-Humaines.....	3
I.4 .Caractéristique des défauts.....	4
a)-Caractéristique des défauts monophasés	4
a-1-Défaut auto-extincteur	4
a-2-Défaut réamorçant	4
a-3-Défaut en régime établi à 50Hz	4
b)-Caractéristique des défauts polyphasés	4
I.5. Structure Générale des réseaux électrique	4
I.5-1La production	4
I.5-2Le transport	4
I.5-3La distribution	4
I.5-4Laconsommation.....	5
I.6. Caractéristique Générale du Transport et de la distribution	5
a-Fréquence normalisée	5
b-Tension normalisée	6
c-Couplage du système triphasé.....	6
I.7. Principe fondateurs des réseaux électrique.....	7
I.7-1Transport en haute tension, facteur de puissance.....	7
I.7-2 Utilisation de systèmes triphasés	8
I.8. Phénomènes liés au fonctionnement des réseaux électrique	9

I.8-1-Puissances maximale transmissible	9
I.8-2couplage « Fréquence /puissance ».....	10
I.9. Conclusion.....	11

Chapitre II : Modélisation d'un système SMIB

II .1 . Introduction	13
II.2. La stabilité de l'angle de transport.....	13
II.2.1 La stabilité statique.....	13
II.2.2 La stabilité dynamique.....	13
II.2.3. Stabilité transitoire.....	14
II.3 Valeur réduites	17
II.3.1 Définitions.....	17
II.3.2Choix des valeurs des bases dans un réseau.....	18
II.4. Modélisations de SMIB.....	18
II.4.1. Utilisation des SMIB.....	18
II.4.2. Composition d'une chaine de production.....	18
a- Machine synchrone.....	18
b- Equations mécaniques.....	19
c- équation d'état a l'état déséquilibre	20
II.4. Etude et simulation du défaut.....	21
a-.la perturbation.....	21
b- Court-circuit.....	22
II.6. Résultats des simulations.....	23
II.7. Conclusion.....	25

Chapitre III : Stabilisation d'un SMIB équipé d'un système de Fast Valving

III.1 Introduction.....	27
III.2 Equation mécaniques de conservation de la quantité de mouvement de l'ensemble.....	28
III-3 Synthèse de la loi de commande.....	28
a- Choix des surfaces de glissements.....	28
b- Condition de convergence.....	29
c- Calcul de la loi de commande	30

d- Calcule des valeurs références	32
III.4-Résultat de simulation.....	34
III.5-conclusion.....	37
Conclusion générale.....	39

Liste des Figures

Figure I .1 : Différentes type de défaut

Figure I .2 : Réseau électrique Simplifie

Figure I .3 : Transport Simplifie de l'énergie électrique

Figure I .4 : Caractéristique de puissance maximale Transmissible

Figure I .5 : Alternateur débitant sur une charge

Figure II .6 : Trace de l'angle rotorique en fonction du temps

Figure II .7 : Générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini

Figure II .8 : Modèle équivalent de la puissance injectée

Figure II .9 : Courbe $P = f(\delta)$

Figure II .10 : Variation temporelle d'angle rotorique

Figure II .11 : Description schématique des couples et puissances dans la machine synchrone

Figure II .12 : Schéma bloc correspond au fonctionnement du générateur a $V_g = \text{Constante}$

Figure II .13 : Schéma d'un générateur connecté au réseau avec défaut Court-circuit

Figure III.14. Différents modes pour la trajectoire dans le plan phase

Figure III.15: Trajectoire de l'état vis-à-vis la surface de glissement

Figure III.16 : Système de fast valving dans une centrale thermique

Figure III.17 Principe de la commande en mode glissant avec commande équivalente

Liste des Acronymes et symboles

HT : Réseau électrique a haut Tension

BT : Réseau électrique a base Tension

HTA : Réseau électrique a haut Tension Alternatif

PSS : Power System Stabilizer

SMIB : Single Machine Infinite Bus

FV: Fast Valving

R : Résistance

V : Tension de la charge

I : courant efficace

K : facteur de puissance du récepteur

P_R : la puissance perdue

J : Moment d'inertie de générateur [$\text{Kg} \cdot \text{m}^2$]

C_m : couple mécanique

C_e : couple électrique

C_a : le couple d'accélération [$\text{N} \cdot \text{m}$]

ω : La Vitesse angulaire [rad / S]

P_m : la puissance mécanique

P_e : la puissance électrique

S : puissance apparent

P : puissance active

Q : puissance réactive

X_e : Réactance équivalent

X_{Tr} : Réactance de transformateur

X_L : Réactance du linge

ω_r : La vitesse angulaire du rotor en [radian électrique /s]

ω_0 : La vitesse angulaire nominale du rotor [radian électrique /s]

p : Le nombre de paires de pôles du générateur

X_{ava} : Avant le défaut

X_{pen} : Pendant le défaut

X_{apr} : Après le défaut

H : Constante en fonction de moment d'inertie

D : coefficient d'amortissement

δ : Angle interne du générateur en [rad]

Introduction générale

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

La tension et la fréquence sont les deux facteurs principaux déterminant la qualité de l'énergie électrique, ils doivent être maintenus à des limites correspondant aux besoins des consommateurs et au bon fonctionnement du réseau. L'analyse de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter les éventuelles perturbations, et de proposer par la suite les moyens de réglage adéquats et les mesures permettant d'améliorer cette capacité et la maintenir dans des limites admissibles de ces deux grandeurs.

Nous proposons dans ce mémoire d'étudier l'une des solutions aux problèmes de stabilité, qui consiste à agir sur la puissance mécanique développée par la turbine du système d'alimentation et de la moduler selon le besoin grâce au dispositif de Fast Valving qui répond aux défauts par offrir une certaine contribution pour soulager les problèmes jusqu'ici mentionnés. Donc FV implique les mouvements rapides sur l'alternateur dont la commande est assurée via la technique des modes glissants.

Le réglage par mode glissant fait partie des méthodes de commandes robustes il possède des avantages incontestables pour les systèmes mal identifiés ou à paramètres variables. Cependant, la nature commettante (discontinue) de cette technique peut provoquer l'effet désagréable du broutement, appelé en anglais «Chattering ».

Ce mémoire s'articule autour de trois chapitres : le premier chapitre donne quelques notions sur la structure du réseau électrique, son rôle ainsi que sur le transport de l'énergie électrique. Le deuxième chapitre porte sur la modélisation du SMIB et comporte un rappel sur la stabilité des réseaux électriques. Le troisième chapitre est consacré au développement d'une loi de commande en exploitant la technique de commande par les modes glissant, pour la stabilisation du SMIB. L'actionneur qui est un système de FV a été aussi détaillé

I.1. Introduction:

A l'origine, le réseau électrique a été construit et dimensionné pour transporter l'énergie électrique produite par les centrales de production jusqu'aux centres de consommation les plus éloignés [1].

Le « système » réseau électrique met donc en œuvre des milliers de kilomètres de lignes, des milliers de postes de transformation ainsi que de nombreux organes de coupure et d'automates de réglage dimensionnés pour assurer le bon fonctionnement de la fourniture d'énergie électrique, ainsi des contrôles hiérarchisés assurent la tenue en tension et en fréquence par l'intermédiaire d'automates qui ont la charge de garantir la continuité de service du système.

I.2. Rôle du réseau électrique :

Le réseau électrique est hiérarchisé par niveaux de tension, celui-ci est fractionné en trois principales subdivisions à savoir le réseau de transport, de répartition et de distribution. Une notion de frontière peut être définie entre les niveaux de tension du réseau électrique, ces frontières sont assurées par les postes sources et les transformateurs [1].

Le réseau électrique est exploité de manière à assurer trois principaux objectifs :

- La distribution d'électricité doit pouvoir être garantie et ce malgré les aléas du réseau. Ainsi l'opérateur du réseau doit être capable de faire face à ces aléas et d'éviter les dégâts potentiels ainsi que leur propagation. Cet enjeu de sûreté de fonctionnement en régime normal et en régime perturbé est un des premiers objectifs.
- L'onde de tension fait l'objet d'engagement contractuel que l'opérateur se doit de tenir en respectant une règle d'égalité c'est à dire une impartialité en conservant une continuité de service maximale [1] .
- Le dernier objectif d'exploitation est un objectif économique, l'exploitation doit être menée de manière optimale dans le but de réduire les pertes ainsi que les coûts de maintenance et d'investissement.

I.3. Défauts dans les réseaux électriques HT :

Le risque d'apparition d'un incident sur les réseaux n'est pas nul car lié à de nombreux paramètres aléatoires, aussi, les courts-circuits peuvent avoir diverses origines :

a)-Electrique : c'est l'altération des isolants des matériels de réseau, en effet le matériel

électrique que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comporte des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse, ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits [2].

b)-Atmosphérique : les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre [2].

c)-Mécanique : c'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteur consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.

d)-Humaines : ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

On trouve plusieurs catégories de défaut dans les réseaux HT ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut, on distingue les types, et caractéristiques dans la figure suivante :

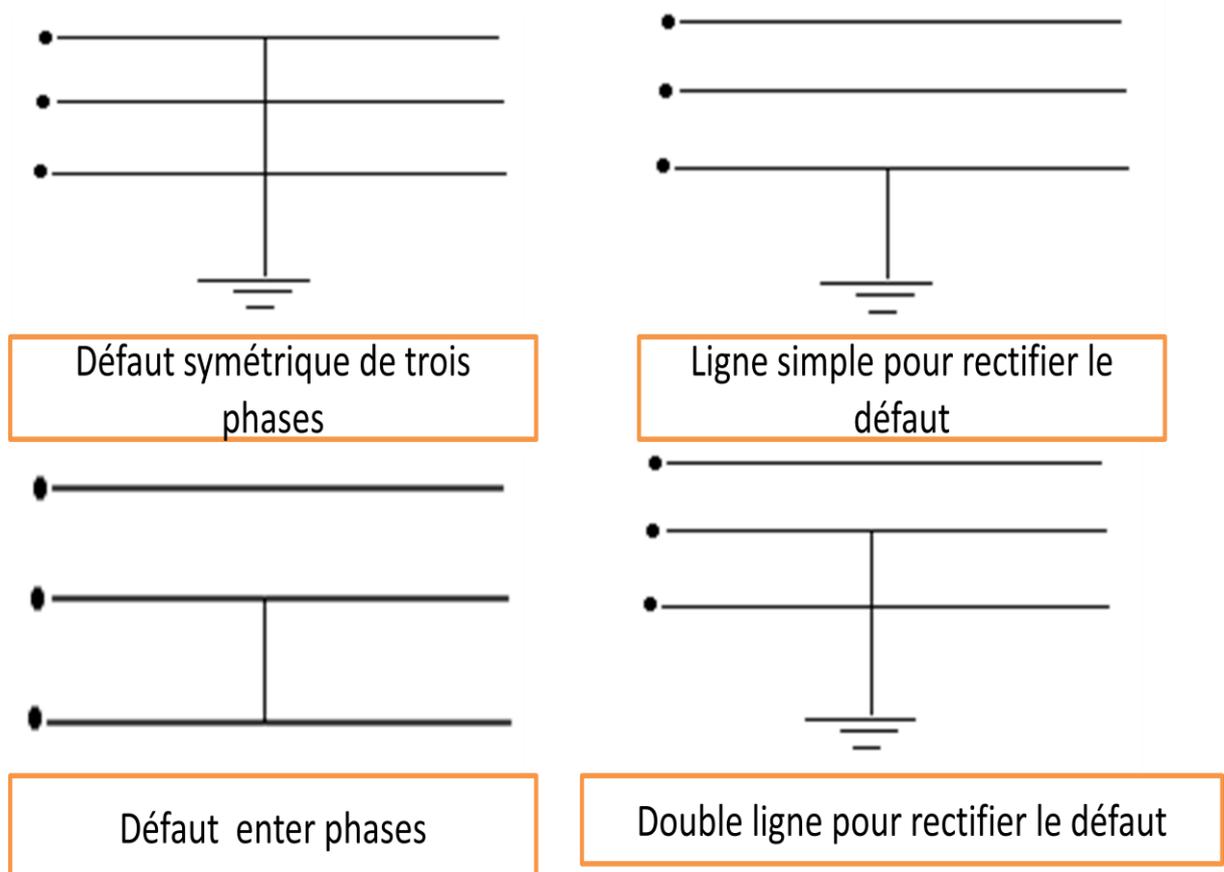


Figure I.1. : Différentes type de défaut

I.4. Caractéristique des défauts

a)-*Caractéristique des défauts monophasés :*

a.1-Défaut auto-extincteur : un défaut auto-extincteur monophasés est un défaut s'éliminant seul, sans nécessiter la coupure de l'alimentation ou la fermeture du disjoncteur shunt.

a.2-Défaut réamorçant : un défaut réamorçant est un défaut monophasés auto-extincteur qui réapparaît périodiquement (dans environ 90% des cas le défaut monophasés –auto-extincteur est constitué d'un seul amorçage) le temps entre deux réamorçages peut varier de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes si le temps entre deux réamorçages successifs est inférieur à 200ms on considère cette succession de défauts comme le même défaut.

a.3-Défaut en régime établi à 50Hz : un défaut en régime établi 50Hz comporte un courant ayant essentiellement un composant à 50Hz après son apparition.[2]

b)-*Caractéristique des défauts polyphasés :* Les défauts polyphasés sont la plupart du temps des défauts en régime établi à 50Hz .Ils sont dans leur très grande majorité, éliminés par l'ouverture d'un disjoncteur en réseau .Ils entraînent toujours lors de leur apparition, un creux de tension, plus ou moins important en fonction de la puissance de court circuit. Le creux de tension provoqué par un défaut polyphasé est généralement ressenti par la clientèle, les défauts polyphasés peuvent être, dans de très rares cas, des défauts auto-extincteurs. [2]

I.5. Structure Générale des réseaux électriques :

De façon très générique, un réseau électrique est toujours dissocié en grandes parties :

I.5.1-La production : elle consiste en la génération de l'ensemble de la puissance active consommée par le réseau tout entier. En grande majorité, les tensions associées à cette production sont produites sous la forme de systèmes triphasés par l'intermédiaire d'alternateurs entraînés à partir de divers types de sources d'énergie dites « Primaires » .

I.5.2-Le transport : Il consiste à acheminer les puissances produites par les unités de production auprès des lieux de consommation les grandes centrales étant en général groupées autour des fleuves ,des cours d'eau et des océans , le « grand transport » consiste à parcourir de longues distances en direction des extrémités des territoires nationaux .l'ordre de grandeur de ces distances impose ,entre autre , le fait de véhiculer l'énergie électrique sous très haute tension .

I.5.3-La distribution : elle consiste en un maillage fin de territoire permettant à chaque

utilisation d'être à proximité d'une liaison au réseau ,c'est l'ultime ramification des lignes et des installations qui permet également un passage progressif des très hautes tension du transport aux basses tension de la consommation .

I.5.4-La consommation : chaque récepteur électrique connecté a un réseau consomme une puissance active et une puissance réactive, la consommation domestique, qui est généralement majoritaire est très ramifiée et se fait sous basse tension souvent monophasé (100 a 250V), certains « clients » industriels (grosses usines, ferroviaire ...etc.) sont directement reliés en moyenne, haute ou très haute tension.

La figure (I-2) représente de façon très synthétique et symbolique la structure d'un réseau et ses grandes composantes.

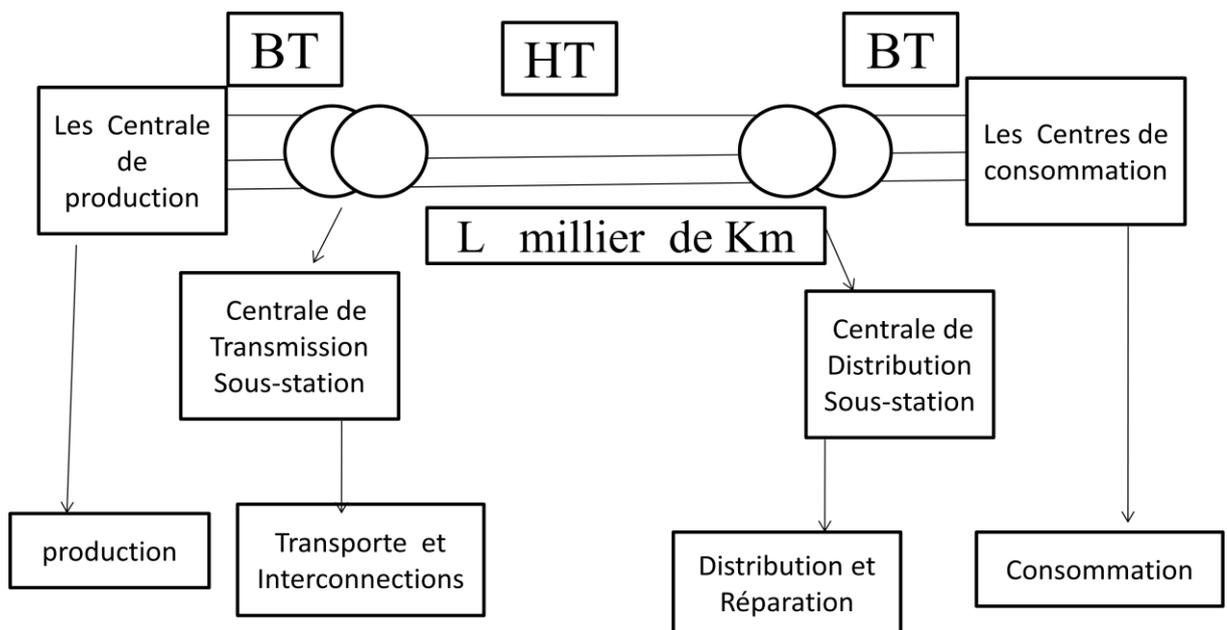


Figure I.2. : Réseau électrique simplifié

I.6.Caractéristique Générale du Transport et de la distribution :

Les réseaux électriques en très grande majorité , transportent l'énergie électrique sous la forme de systèmes triphasés ,les disposition et grandeurs caractéristique de ces systèmes sont ainsi :

- leur fréquence.
- Leurs niveaux de tension.
- Leur différent type de couplage.

a-Fréquence normalisée :

Les grands réseaux électriques sont des systèmes interconnectés qui présentent une fréquence uniforme afin de garantir le bon fonctionnement de leurs appareillages, ces derniers optimisés pour une valeur précise de la fréquence. Dans le monde, on ne recense que deux valeurs distinctes de fréquence :

- « le 50Hz » caractérise les réseaux Européens, Asiatique Russes et Africains.
- « le 60Hz » caractérise les réseaux Américains, canadien et japonais.

b-Tension normalisée :

Chaque réseau électrique est organisé à partir de quelques niveaux de tension normalisés le respect de ces valeurs précisées (à quelque % près) est une nécessité pour exploiter les structures de transport en assurant leur sûreté, Les plus hautes valeurs de tension correspondent au domaine du « grand transport » et les plus petites au domaine de la consommation.

c-Couplage du système triphasé :

Les réseaux électriques sont organisés à partir de systèmes triphasés, Ces derniers peuvent présenter des couplages triangle ou étoile et plus précisément, présenter un neutre relié ou non cette dernière remarque constitue une caractéristique majeure des différents types de tronçons et on retiendra la notion suivante :

- Les domaines du transport et de la répartition (BT, HTA) sont organisés sur le respect prioritaire des contraintes liées à la minimisation des pertes et des coûts des installations. En conséquence, ces tronçons de réseau sont conçus de telle manière à présenter un nombre minimal de conducteurs électriques. Autrement dit le transport et la répartition représentent quasi exclusivement des systèmes triphasés « trois fils » (c'est -à-dire sans neutre). Une conséquence majeure de cette remarque est que, pour garantir l'équilibre des tensions produites ces parties du réseau doivent être équilibrées (en courant). Ce qui constitue une contrainte de répartition de la puissance et des impédances sur les trois phases de l'ensemble de la structure.
- A l'opposé, les installations BT (c'est - à-dire la distribution locale) sont organisées dans le respect prioritaire de l'équilibre des tensions fournies, le plus souvent à des clients monophasés indépendants. En conséquence ces parties du réseau sont constituées de systèmes triphasés dit « quatre fils » dont le neutre est créé localement, au secondaire des postes de transformation de quartiers. le neutre ainsi fourni aux clients entre d'ailleurs dans l'aspect

contractuel de l'apport d'énergie et dans la constitution des régimes de protection des installations ou « régime de neutre ».

I.7.Principe des réseaux électrique (HT) :

En règle générale, les grands réseaux électriques du monde se ressemblent. Cette similitude s'explique par l'existence de grands principes, de grandes contraintes, qui justifient les structures et la nature des installations propres au transport et à la distribution de l'énergie électrique. Il est important, pour un électrotechnicien, de bien saisir ces différentes notions de base.

I.7.1-Transport en haute tension, facteur de puissance :

De façon absolument générale, il n'est concevable de transporter l'énergie électrique sur de grandes distances qu'à partir d'une tension relativement élevée. Il suffit, pour s'en convaincre, de considérer le schéma simplifié d'un transport d'énergie électrique représenté sur la *figure* (I-3), et de noter les points suivants :

- Tout conducteur électrique possède une certaine impédance. Transporter l'énergie électrique sur de longues distance revient à utiliser des conducteur très longs dont l'impédance équivalente n'est absolument pas négligeable, sur la figure (I-3) la partie réel de cette impédance correspond à une résistance notée R .
- Le transport de l'énergie électrique revient, de façon générale, à la liaison par une ligne(ou un câble) d'une source vers un récepteur l'objectif principal de cette liaison est la fourniture de la puissance $P = K.V.I$ ou
 - V : est la tension efficace appliquée à la charge.
 - I : le courant efficace.
 - K : le facteur de puissance du récepteur
- La puissance perdue par effet joule dans la lignes' écrit ainsi :

$$P_R = R . I^2 = R . P^2 / K^2 . V^2 \quad (I.1)$$

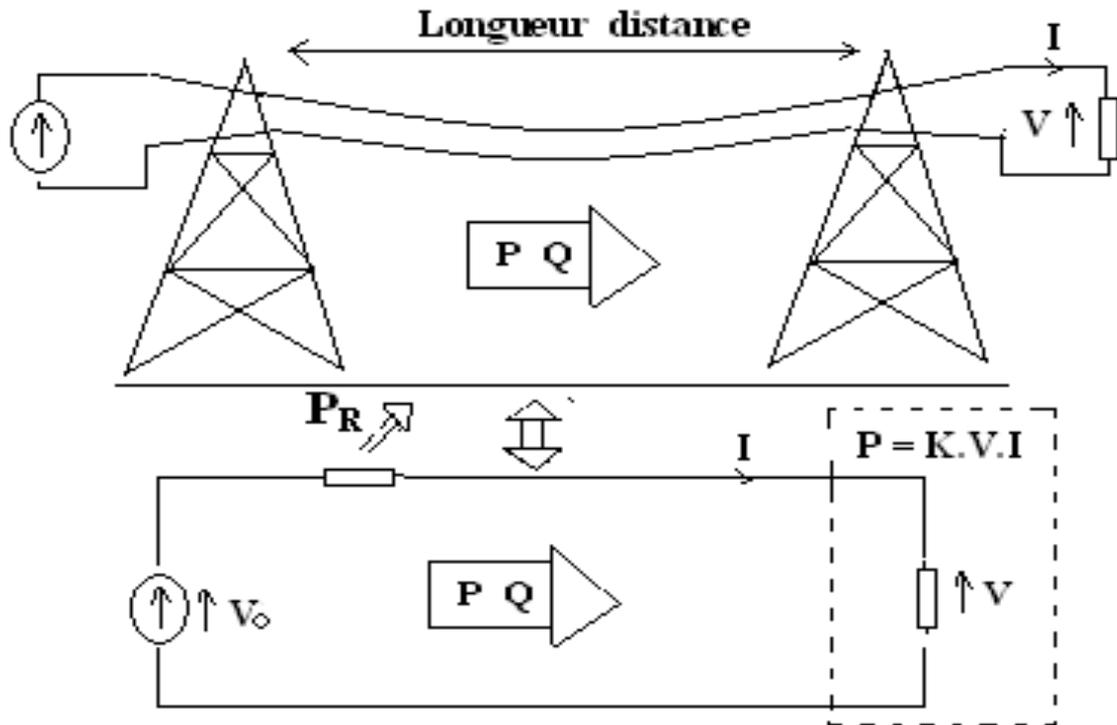


Figure I.3. : Transport simplifié de l'énergie électrique

A puissance fournie constante, la minimisation des pertes dans la ligne passe donc par deux points essentiels :

- La tension V (et donc V_0) doit être la plus grande possible.
- Le facteur de puissance doit être le plus proche possible de l'unité.

Autrement dit, le transport lointain de l'énergie électrique ne peut se faire à bon rendement que sous haute tension. En montre parallèlement que l'usage de hautes tensions permet à la fois de réduire la sensibilité des tensions à la circulation d'énergie réactive et d'augmenter les puissances maximales transmissibles.

1.7.2 -Utilisation de systèmes triphasés :

Les systèmes triphasés, dans le cas de la production, du transport ou de la distribution de fortes puissances électriques, sont toujours utilisés au dépend des systèmes monophasés. Pourtant, il est légitime de se demander pourquoi alors que leur apparence plus lourde et plus complexe laisserait penser le contraire. La justification de cet état de fait, s'articule autour des remarques suivantes :

-À puissance active constante, un système triphasé « trois fils » requiert deux fois moins de volume de conducteurs électriques qu'un système monophasé. En conséquence, un

système triphasé permet de gagner un « facteur 2 » sur l'ensemble du poids, du coût, du gabarit de pylônes, etc., relatifs aux lignes et câbles qui le constituent.

-La puissance massique des machines triphasées (notamment des alternateurs) est supérieure à la puissance massique de leurs équivalents monophasés.

-Les alternateurs, pour des raisons d'optimisation ont intérêt à être triphasés et équilibrés. L'utilisation d'un réseau et de charges triphasées est directement adaptée à cet objectif.

-La puissance fluctuante, dans un système triphasé équilibré, est nulle. En conséquence, l'apport d'énergie électrique opéré par un tel système est parfaitement continu. Cette particularité, dans le fonctionnement de tous les actionneurs électriques triphasés, permet d'éviter les vibrations et le phénomène de « balourd » qui sont causés par la présence de couples « vibratoires » liés à la puissance fluctuante.

I-8-Phénomènes liés au fonctionnement des réseaux électrique :

Pour bien comprendre les principes de fonctionnement des réseaux électrique, il est nécessaire de prendre conscience d'un certain nombre de phénomènes qui limitent leurs possibilités, ou mettent en péril leur sûreté, c'est de la gestion optimisée de ces phénomènes et de leurs conséquences que découlent les meilleures stratégies de conduites évoquées dans les chapitres ultérieurs.

1.8.1-Puissances maximale transmissible :

Toute association « générateur / récepteur » présente une limite de puissance transmissible de l'un vers l'autre. Tout réseau électrique, dès lors qu'il est globalement équilibré, peut être ramené à une telle association et est alors tributaire d'une grandeur importante appelée « puissance maximale transmissible ». La figure (I-4) représente le schéma équivalent monophasé de tout réseau, ou toute partie de réseau, en régime permanent équilibré. Sur ce schéma, la source de tension V_{rest} la tension à vide des alternateurs, l'impédance Z_1 est équivalente à l'ensemble des lignes et des transformateurs, la charge est représentée par l'impédance Z_c .

La règle, souvent utilisée en électronique, de « l'adaptation d'impédances » décrit le fait que la puissance P transmise au récepteur est maximale si $Z_c = Z_1^*$ (ce qui implique que $Z_c = Z_1$).

En d'autres termes, la modification de la charge ne permet pas de dépasser une certaine puissance $P_{max} = V_r^2 / 4.Z_1$. La figure (I-4) représente également l'évolution de P/P_{max} et du rendement η du système en fonction de la résistance de la charge.

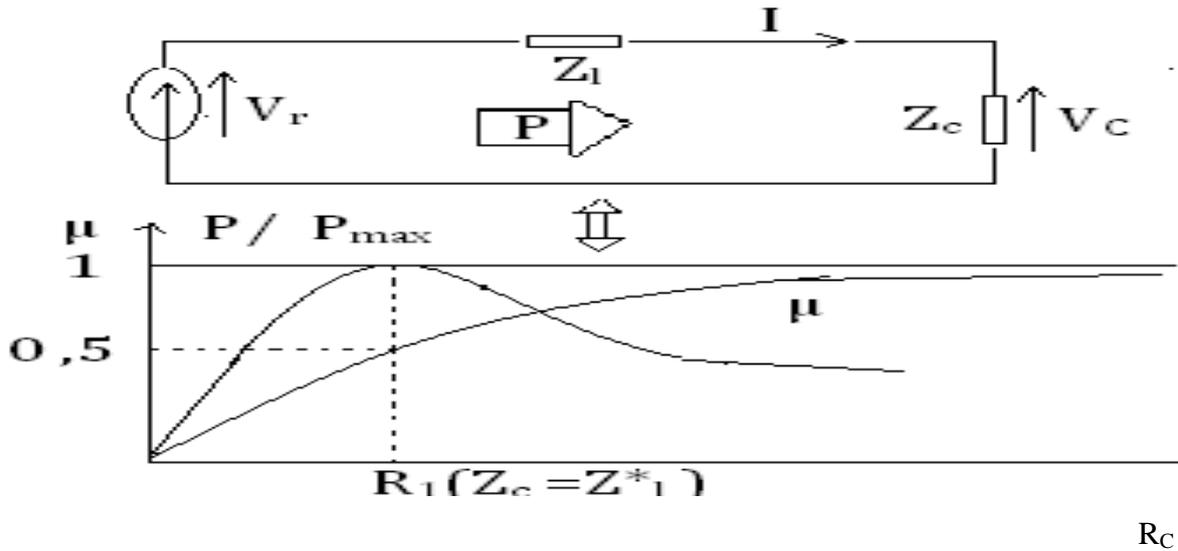


Figure I.4. : Caractéristique de puissance maximale Transmissible

Le point de puissance maximale est facile à repérer sur ce graphique et correspond à un rendement de valeur 0,5 .

I.8.2-couplage « Fréquence /puissance » :

Tout alternateur, lors qu'il débite de la puissance vers une charge, est tributaire du principe fondamental de la dynamique en rotation (voir Figure (I-5)).

$$\Sigma Couple = C_m - C_a - C_e = J d\omega/dt \tag{I.2}$$

En négligeant les pertes associées à l'alternateur, il est possible de relier alors l'évolution de sa vitesse aux puissances générées et reçues.

$$C_m - C_e = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} = J \frac{d\omega}{dt} \tag{I.3}$$

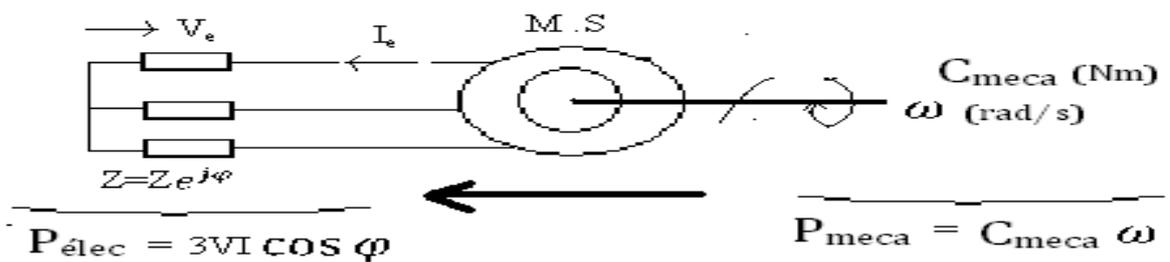


Figure I.5. : Alternateur débitant sur une charge

La fréquence des tensions produites par l'alternateur étant proportionnelle à la vitesse rotation cette équation permet de comprendre l'origine de ses fluctuations à savoir :

- En régime permanent, c'est-à-dire à vitesse et fréquence constantes, il ya

égalité entre la puissance produite et la puissance consommée.

- Lors d'une évolution à la hausse de la puissance consommée ($P_{\text{élec}}$), il ya « freinage » de l'alternateur ($\frac{d\omega}{dt} < 0$) et diminution de la fréquence .
- Lors d'une évolution à la baisse de la puissance consommée ($P_{\text{élec}}$), il ya « accélération » de l'alternateur ($\frac{d\omega}{dt} > 0$) et augmentation de la fréquence.

Autrement dit, de par la proportionnalité entre vitesse et fréquence, il existe un couplage fort entre la fréquence d'un réseau (qui n'est autre qu'un « regroupement » d'alternateurs) et le bilan des puissances. Le fait de garantir la constance de la fréquence consiste ainsi à adapter en permanence le « niveau de production » à celui de la demande en permettant aux divers appareillages de fonctionner à leur pulsation optimale (c'est-à-dire de ne pas « subir » l'égalité « production = consommation »).

I-9- Conclusion :

Le présent chapitre a pour objectif de définir un réseau électrique ainsi que ses différents constituants les plus élémentaires. En gros, c'est un ensemble de lignes aériennes ou souterraines qui constituent des circuits de transmission des réseaux triphasés reliant les générateurs aux charges. Chacune des liaisons possède ses propres caractéristiques résistive, inductive limitant la puissance transmissible.

II.1 . Introduction

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques de construire de nouveaux ouvrages conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers autour du monde. Les perturbations inévitables telles que les courts-circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est donc la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable suite à une perturbation [4].

II.2. La stabilité de l'angle de transport :

II.2.1 La stabilité statique :

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint un régime dit permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Dans cet état, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal [5].

Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'avant. [6].

II.2.2 La stabilité dynamique :

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations peuvent aboutir à déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Dans ce cas, nous pouvons utiliser des modèles linéaires afin de simuler le réseau. Les principaux éléments tels que les machines synchrones,

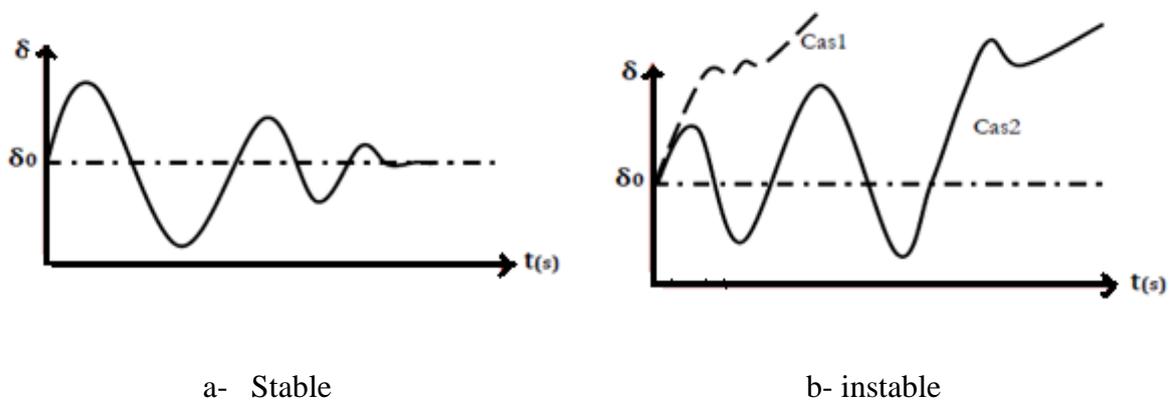
les excitatrices, les systèmes de régulation de vitesse, la turbine et le PSS (Power System Stabilizer) dont les dynamiques ne sont pas négligeables seront pris en compte dans ces modèles.

II.2.3. Stabilité transitoire :

La stabilité transitoire reste toujours une considération de base et d'une grande importance dans la conception et le fonctionnement du réseau électrique. Elle se rapporte à l'aptitude du système électrique de retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. La réponse du système implique de grandes variations des angles rotoriques. La stabilité transitoire dépend de la relation non-linéaire couples- angles. Le phénomène de la stabilité transitoire concerne les grandes perturbations telles que [4, 7, 8].

- Les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines.
- La perte d'un ouvrage (une ligne de transmission...).
- La perte d'un groupe de production.

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement total du réseau. 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 (en anglais First Swing Instabilité), (cas 1, figure II.6), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. 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 II.6). La gamme de temps associés étend de 10 à 20 secondes [6].



Cas1 instabilité de première oscillation

Cas2 instabilité de plusieurs oscillations

Figure II.6. Tracé de l'angle rotorique en fonction du temps

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales. 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. Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, (figure II.7). Le générateur est modélisé par une source de tension idéale V_g en série avec une réactance X_g (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance X_E [9, 10].

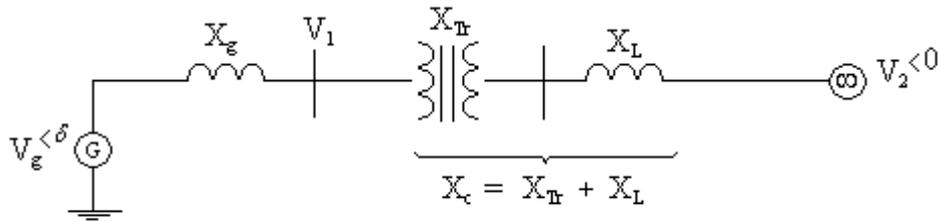


Figure II.7. Générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini

Nous considérons le schéma équivalent de la figure (II.7) comme illustré sur la figure (II.8)

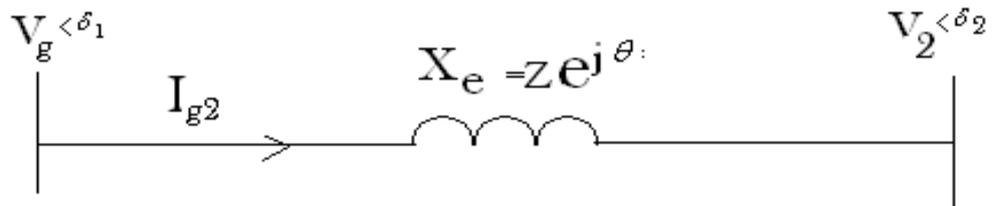


Figure. II.8 modèle équivalent de la puissance injectée

La puissance apparente fournie par la branche série figure (II.8) est

$$S = (VI)^* = V_g e^{j\delta_1} \left(\frac{V_g e^{j\delta_1} - V_2 e^{j\delta_2}}{Z e^{j\theta}} \right) \quad (II.4)$$

$$S = V_g e^{j\delta_1} \left(\frac{V_g \cdot e^{j(\delta_1 - \theta)} - V_2 \cdot e^{j(\delta_2 - \theta)}}{Z} \right) \quad (II.5)$$

Donc expression de S est décrite comme suit :

$$S = \frac{1}{Z} [V_g^2 \cdot e^{j\theta} - V_g V_2 \cdot e^{j\delta_1 + \theta - \delta_2}] \quad (II.6)$$

Comme

$$S = P + jQ \quad (II.7)$$

P : puissance active

Q : puissance réactive

On obtient les équations finales :

$$Q = \frac{1}{Z} [V_g^2 \sin(\theta) - V_g V_2 \sin(\delta_1 + \theta - \delta_2)] \quad (II.8)$$

$$P = \frac{1}{Z} [V_g^2 \cos(\theta) - V_g V_2 \cos(\delta_1 + \theta - \delta_2)] \quad (II.9)$$

On a $X_e = Ze^{j\theta} \gg 10R \Rightarrow X_e = R/\theta = \frac{\pi}{2}$ on remplace $\theta = \frac{\pi}{2}$ (cas la ligne est inductive) dans (II.9)

Alors implique

$$P = \frac{1}{X_e} (V_g V_2 \sin(\delta_1 - \delta_2)) \quad (II.10)$$

Donc la puissance électrique (active) injecté au réseau infini est donnée par l'expression suivante

$$P_e = \frac{V_g V_2}{X_e} \sin(\delta) \quad (II.11)$$

$$X = X_g + X_E, \quad X_E = X_{Tr} + X_L$$

X_e : Réactance équivalent

X_{Tr} : Réactance de transformateur

X_L : Réactance du linge

L'équation (II.11) peut être écrite comme suit :

$$P_e = P_{\max} \sin \delta \quad (II.12)$$

L'équation (II.12) est représentée graphiquement par la figure II.9.

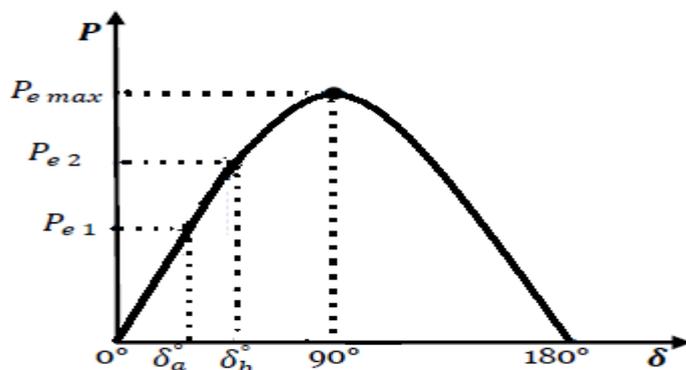


Figure II.9. Courbe $P = f(\delta)$

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant. 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 δ_a à δ_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 δ_b soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle δ_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 s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, figure II.10), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas2, figure. II.10)

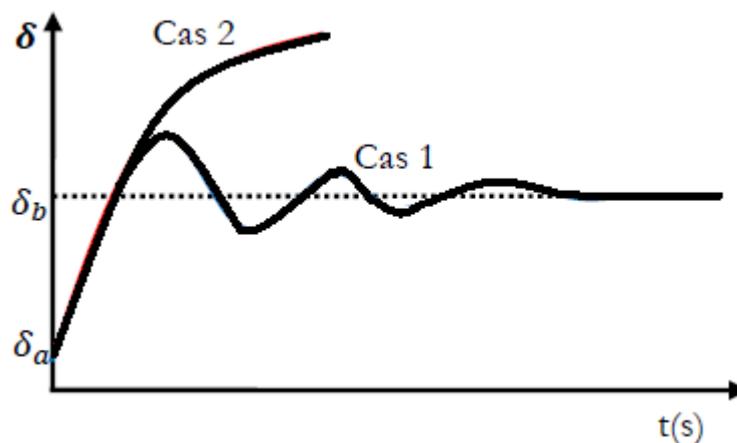


Figure II.10. Variation temporelle d'angle rotorique

II.3 Valeur réduites :

II.3.1 Définition :

Le système unitaire permet l'utilisation de grandeurs réduites au système par unité (p.u.) ou en pourcentage (%) dans les réseaux de puissance.

L'utilisation des grandeurs réduites permet :

- de simplifier les problèmes, ($\Delta, Y, \sqrt{3}$)
- de nous informer davantage ($V_{nominale}; I_{nom}; P_{nom}$, etc)

On obtient une grandeur réduite en référant une grandeur à une autre de même dimension. La valeur de référence ou de base peut correspondre à la valeur nominale d'un appareil ou à une valeur choisie arbitrairement qui minimise les calculs.

II.3.2 Choix des valeurs des bases dans un réseau :

Si on considère les puissances, les tensions, les courants et les impédances d'un réseau 1 ou 3, quatre valeurs de base peuvent être définies, soit :

- Une puissance de base (apparente)
- Une tension de base
- Un courant de base
- Une impédance (ou admittance) de base

Parmi ces quatre valeurs de base, seulement deux sont indépendantes. En effet, si on en choisit deux, les deux autres peuvent être déduites. Habituellement, on choisit la puissance et la tension comme valeurs de base. Par conséquent :

$$\text{Courant de base} = \frac{\text{Puissance apparente de base}}{\text{Tension de base}} \quad (II.13)$$

$$\text{impédance de base} = \frac{\text{Tension de base}}{\text{Courant de base}} = \frac{(\text{Tension de base})^2}{\text{Puissance apparente de base}} \quad (II.14)$$

C'est-à-dire, si on choisit (S_{base} et V_{base}) :

$$I_{\text{base}} = \frac{S_{\text{base}}}{V_{\text{base}}}, \quad Z_{\text{base}} = \frac{V_{\text{base}}}{I_{\text{base}}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}} \quad (II.15)$$

II.4. Modélisations de SMIB :**II.4.1. Utilisation des SMIB :**

Les stabilisateurs de puissance (PSS, Power System Stabilizers) qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers. Ils sont les plus utilisés essentiellement pour réduire les problèmes liés aux oscillations locales et interrégionales [11].

II.4.2. Composition d'une chaîne de production :

Avant d'entamer le principe de fonctionnement et la construction des PSS, il est très utile de connaître la chaîne de production d'électricité.

a-Machine synchrone :

L'énergie électrique est généralement produite par les machines synchrones. Ces dernières sont caractérisées par une vitesse de rotation de l'arbre de sortie de chaque machine égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, un couple mécanique issu d'une source d'énergie primaire, comme l'énergie hydraulique, l'énergie nucléaire ou l'énergie du vent, est appliqué à l'axe de la machine synchrone via un lien mécanique intermédiaire, à savoir la turbine. Le champ magnétique du rotor est généré

habituellement par un circuit d'excitation alimenté par courant continu.

b-Equations mécaniques :

Dans le problème de la stabilité et notamment la stabilité transitoire, on s'intéresse généralement aux propriétés mécaniques des générateurs. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique est de même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique. 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 [6].

L'équation « de mouvement » décrit l'accélération/décélération de rotor du générateur synchrone et de la turbine primaire de l'apparition d'un déséquilibre entre le couple mécanique et le couple électromagnétique

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = C_a = C_m - C_e \quad (II.16)$$

En définissant la constante H comme étant l'énergie cinétique du rotor (en joule = watt.seconde) rapportée à la puissance apparente de base (S_{base} en VA)

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{0m}^2}{S_{base}} [s] \quad (II.17)$$

Ou ω_{0m} est la vitesse angulaire nominale du rotor (en radian mécanique /s) et par l'introduction de la relation (II.17) en (II.16) on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_{0m}^2} \cdot S_{base} \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = C_m - C_e \quad (II.18)$$

ou

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} \right) = \frac{C_m - C_e}{S_{base} / \omega_{0m}} \quad (II.19)$$

La partie droite de l'équation (II.19) représente la différence des couples en unités réduites. Approximativement égale à la différence entre la puissance mécanique et la puissance électromagnétique en p.u

$$\frac{C_m - C_e}{S_{base} / \omega_{0m}} = C_a = C_m - C_e = P_m - P_e [p.u] \quad (II.20)$$

Dans la partie gauche de l'équation on (II.19) tient compte du fait que :

$$\frac{\omega_m}{\omega_{0m}} = \frac{p}{\omega_0} = \frac{\omega_r}{\omega_0} \quad (II.21)$$

ω_r : la vitesse angulaire du rotor en [radian électrique /s]

ω_0 : la vitesse angulaire nominale du rotor [radian électrique /s]

p : Le nombre de paires de pôles du générateur

Il en résulte de (II.19)

$$2H \frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_r}{\omega_{0m}} \right) = C_a = C_m - C_e = P_m - P_e \quad (II.22)$$

Si l'on note : $\omega = \frac{\omega_r - \omega_0}{\omega_0}$ Compte tenu du fait que $\frac{d}{dt} \left(\frac{\omega_r}{\omega_0} \right) = \frac{d\omega}{dt}$

$$\text{Il en résulte : } 2H \frac{d\omega}{dt} = C_m - C_e = P_m - P_e \quad (II.23)$$

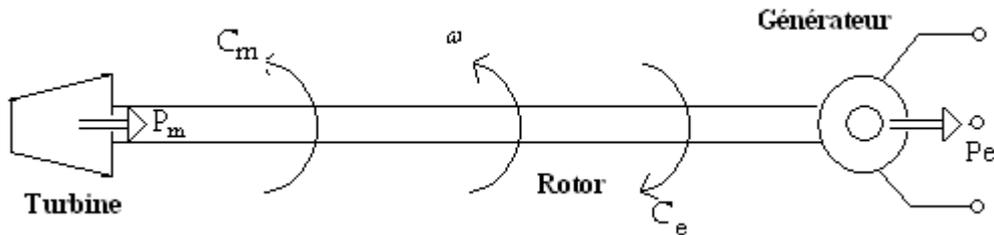


Figure II.11. Description schématique des couples et puissances dans la machine synchrone

c- équation d'état à l'état déséquilibré :

On note par δ l'angle qui détermine la position du rotor (en radian électrique) par rapport à un système de référence synchrone et δ_0 sa valeur à :

$$t = 0, \delta = \omega_r t - \omega_0 t + \delta_0 = (\omega_r - \omega_0) t + \delta_0 \quad (II.23)$$

D'où il en résulte :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_r - \omega_0 = \omega_0 \left(\frac{\omega_r - \omega_0}{\omega_0} \right) = \omega_0 \omega \quad (II.24)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \omega_0 \frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0}{2H} (C_m - C_e) \quad (II.25)$$

Ou

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = (C_m - C_e) = P_m - P_e \quad (II.26)$$

D'habitude, l'équation différentielle de mouvement comprend aussi une composante du couple d'amortissement qui s'obtient en ajoutant un terme proportionnel à la variation de vitesse ω respectivement aux équations (II.25) et (II.26)

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} + D.\omega = (C_m - C_e) = P_m - P_e \quad (II.27)$$

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + \frac{D}{\omega_0} \frac{d\delta}{dt} = (C_m - C_e) = P_m - P_e \quad (II.28)$$

D : coefficient d'amortissement (p.u)

Le modèle électromagnétique de la machine synchrone se présente sous la forme d'équation Différentielle (II.28) et on exprime cette dernière sous forme de modèle d'état qu'on représente sous forme de schéma bloc :

$$\text{Model d'état} \begin{cases} \dot{\delta} = \omega \\ \dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) - \frac{D}{2H}\omega \end{cases}$$

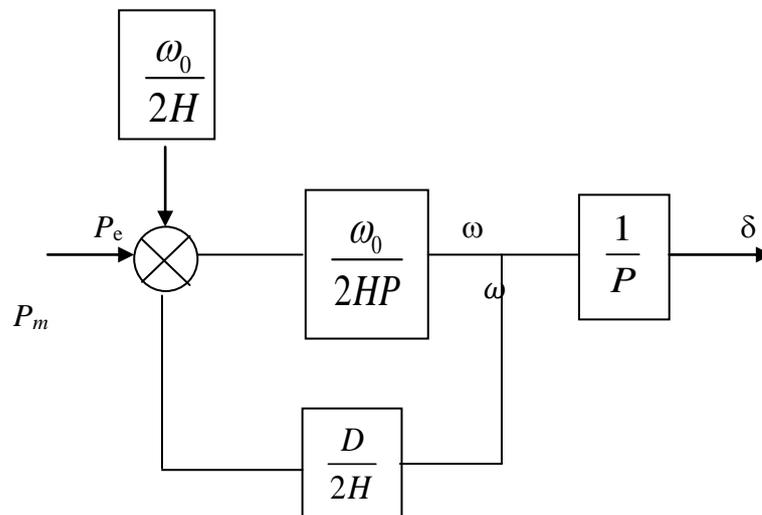


Figure II.12. Schéma bloc correspond au fonctionnement du générateur à $V_g = \text{constante}$

II.5. Etude et simulation du défaut :

a-. La perturbation :

L'apparition d'un défaut provoque une rupture entre la production et la consommation.

Deux

Cas se présentent:

- La perturbation est de faible amplitude et lente. Les organes de régulation se chargent de rétablir l'équilibre.
- La perturbation est de grande amplitude. Le déséquilibre entre la production et la consommation est responsable de l'évolution des angles internes. Les automates de Protection interviennent alors en éliminant l'organe affecté. Un régime transitoire va s'instaurer conduisant à un nouveau régime d'équilibre ou à une désynchronisation des machines.

b- Court-circuit :

Lors d'une forte perturbation, comme un court-circuit, la réactance 'X change, donc la Puissance P_e n'est pas la même avant, pendant et après le court-circuit Généralement, on considère trois cas :

- Avant le défaut $X=X_{ava}$
- Pendant le défaut $X=X_{pen}$
- Après le défaut $X=X_{apr}$

Le schéma II.11. Montre un exemple d'un défaut. La ligne L1 est en exploitation et la ligne L2. Est sous tension et ouverte, l'impédance équivalente du réseau après l'élimination du défaut n'est pas modifiée.

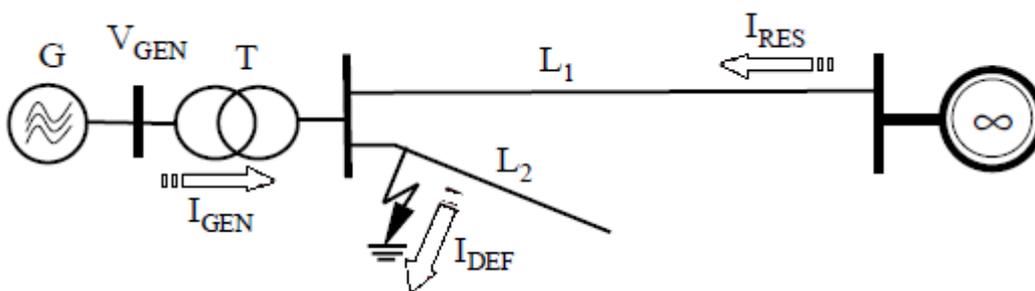
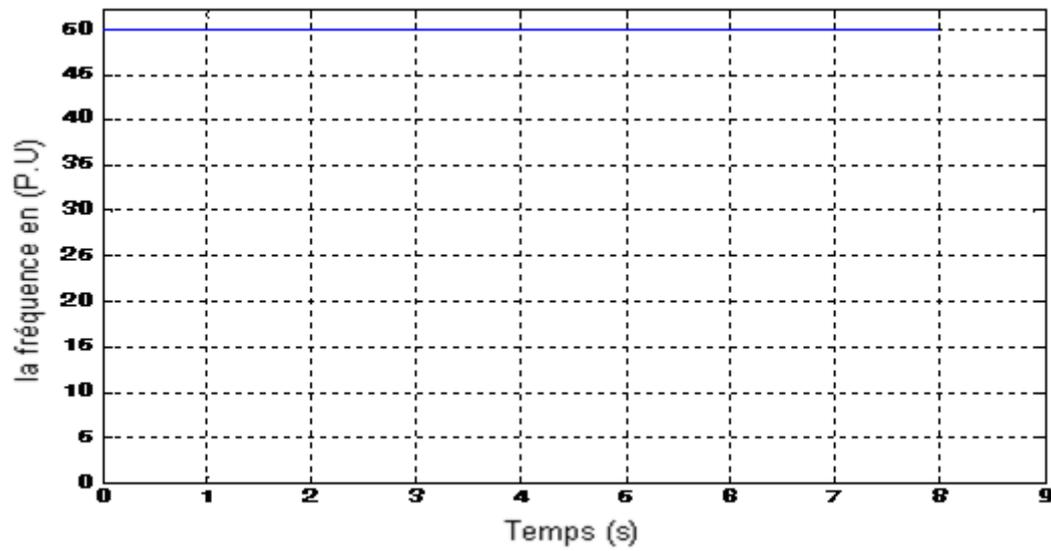


Figure II.13. : Schéma d'un générateur connecté au réseau

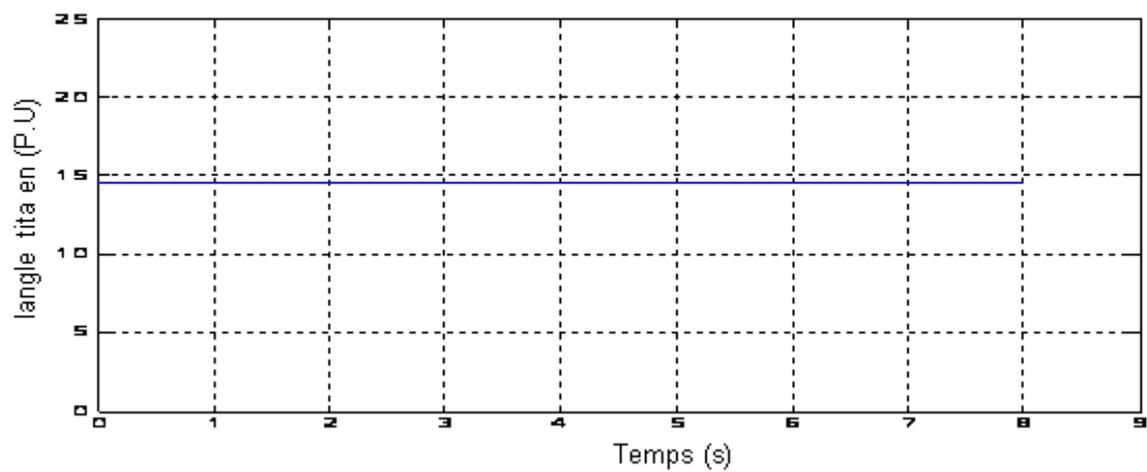
II.6. Résultats des simulations

Avant le défaut :

La fréquence

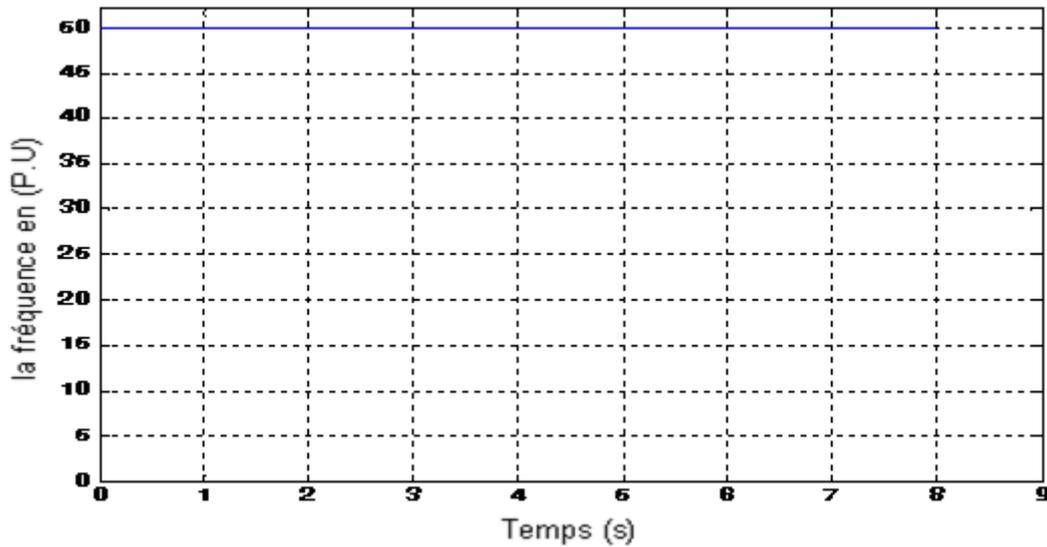


l'angle avant la perturbation

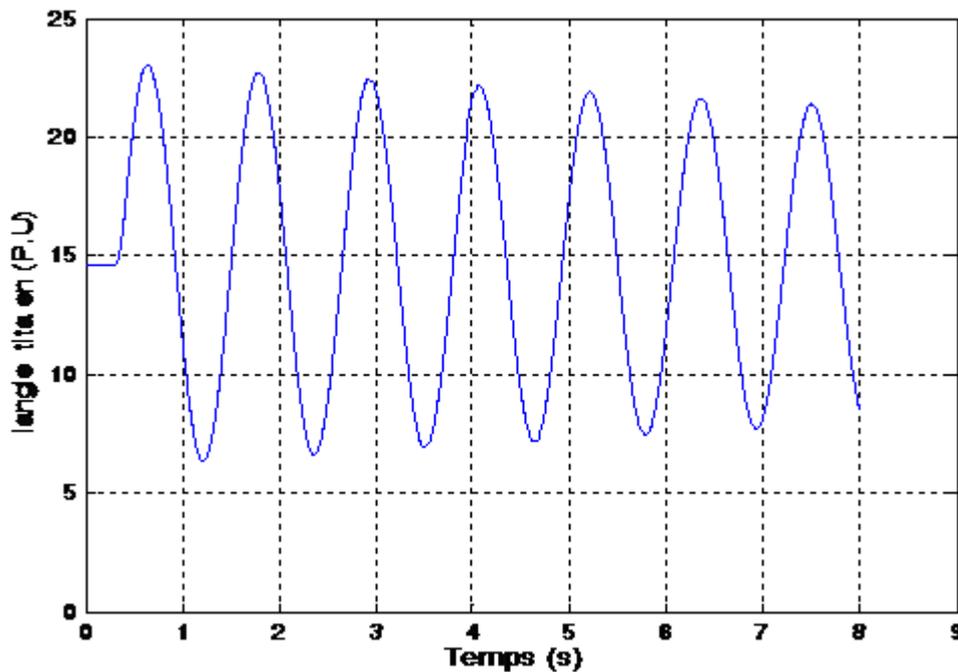


Après le défaut :

La fréquence



Angle interne



Commentaires :

D'après les résultats de simulation avant le défaut puis à après, on peut constater ce qui suit :

-En situation saine avant le défaut, il n'y a rien à signaler mise a part une stabilité de l angle

-après le défaut on constate qu'il ya apparition d'oscillations électromécaniques (angle interne) entretenues ce qui est très dangereux, c'est le phénomène de l'instabilité transitoire.

II.7. Conclusion

Le présent chapitre expose l'étude de la stabilité transitoire qui est une étape primordiale dans la conception, la planification et l'exploitation des systèmes électriques. Grâce à cette étude, on peut connaître les capacités limites du réseau à résister aux incidents majeurs qui peuvent surgir à tout moment tels que les courts-circuits appelés communément défauts.

III-1 Introduction

Dans la commande des systèmes à structure variable ou mode de glissement, la trajectoire d'état est amenée vers une surface, puis à l'aide de la loi de commutation, elle est obligée de rester au voisinage de cette surface. Cette dernière est appelée surface de glissement et le mouvement le long de laquelle se produit est appelé mouvement de glissement.

La trajectoire dans le plan de phase est constituée de trois parties distinctes :

- **mode de convergence « MC »** : c'est le mode durant lequel l'état du système se déplace à partir de n'importe quel point initial dans le plan de phase, et tend vers la surface de commutation $S=0$.

Ce mode est caractérisé par la loi de commande et le critère de convergence.

- **mode de glissement « MG »** : c'est le mode durant lequel la variable d'état a atteint la surface de glissement et tend vers l'origine du plan de phase. La dynamique de ce mode est réduite selon la dimension de la surface de glissement.
- **mode du régime permanent « MRP »** : ce mode est ajouté pour l'étude de la réponse du système autour de son point d'équilibre (origine du plan de phase), il est caractérisé par la qualité et les performances de la commande.

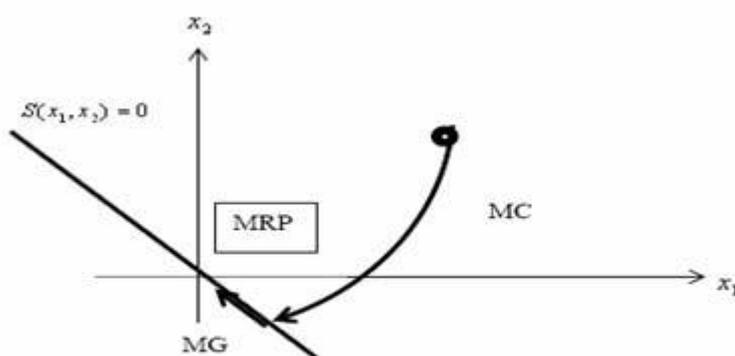


Figure III.14. Différents modes pour la trajectoire dans le plan phase

III.2 Equation de mouvement de l'ensemble Turbine – machine synchrone :

D'une manière général, le mouvement de rotation de l'arbre est régi par les deux équations suivantes :

$$\begin{aligned}\dot{\delta}(t) &= \omega(t) \\ \dot{\omega}(t) &= \frac{\omega_0}{2H} (p_m(t) - p_e(t)) - \frac{D}{2H} \omega(t)\end{aligned}\quad (III.29)$$

Avec

δ : Angle interne du générateur en [rad]

ω : vitesse relative de rotation électrique du générateur en [rad /s]

Cette dernière équation traduit la deuxième loi de Newton appliquée à l'arbre du turbogénérateur.

III-3 Synthèse de la loi de commande :

Les avantages de la commande par mode glissant sont importantes et multiples , la haute précision, la bonne stabilité, la simplicité, l'invariance, la robustesse...etc. Ceci lui permet d'être particulièrement adapté pour le système ayant un modèle imprécis. Dans ce cas, la structure d'un contrôleur comporte deux parties: une partie continue représentant la dynamique du système durant le mode glissant et une autre discontinue représentant la dynamique du système durant le mode de convergence. Cette dernière est importante dans la commande non linéaire car elle a pour rôle d'éliminer les effets d'imprécisions et des perturbations

La synthèse de commande par modes glissants se fait en trois étapes :

- Choix de la surface de glissement,
- Etablir la condition de convergence,
- Déterminer la loi de commande qui permet d'atteindre la surface et d'y demeurer ;

a- Choix de la surface de glissement :

Le modèle de la **SMIB** utilisé peut se mettre sous la forme suivante :

$$\dot{x}(t) = f(x) + g(x)u \quad (III.30)$$

Avec

$$\begin{cases} u = p_m \\ x = [\delta, \omega]^t = [x_1, x_2]^t \end{cases} \quad (III.31)$$

La variable x est composée des deux états δ, ω : le premier représente la variation de l'angle interne et le second représente la vitesse de rotation entre le champ rotorique et statorique .

$f(x)$ et $g(x)$ sont des fonctions de la variable x , telles que :

$$f(x) = \begin{pmatrix} x_2 \\ \frac{-1}{2H} \left(\frac{\omega_0 E V_\infty}{X} \sin x_1 - D x_2 \right) \end{pmatrix} \quad (III.32)$$

$$g(x) = \begin{pmatrix} 0 \\ \frac{\omega_0}{2H} \end{pmatrix} \quad (III.33)$$

La surface de glissement des variables à contrôler (δ et ω) est donnée sous forme d'un système de premier ordre :

$$S = a.e_1 + b.e_2 \quad (III.34)$$

Tels que e_1 et e_2 : les erreurs relatives respectivement à δ et ω

$$e_1 = \delta - \delta_{ref}, \quad e_2 = \omega - \omega_{ref} \quad (III.35)$$

En remplaçant les erreurs dans (III.34) on aura :

$$S = a(\delta - \delta_{ref}) + b(\omega - \omega_{ref}) \quad (III.36)$$

Où a, b sont des gains de conception .

b- Condition de convergence :

La condition de convergence permet aux dynamiques du système de converger vers

les surfaces de glissement, en d'autres termes elle rend la surface attractive et invariante. Elle est définie par l'équation de Lyapunov, Il s'agit de formuler une fonction scalaire positive $V(x) > 0$ pour les variables d'état du système, et de choisir la loi de commutation qui fera décroître cette fonction ($\dot{V}(x) < 0$). L'idée est de choisir une fonction scalaire $S(x)$ pour garantir l'attraction de la variable à contrôler vers sa valeur de référence et de déterminer une loi de commande u telle que le carré de la surface V corresponde à une fonction de Lyapunov. Cette fonction est généralement utilisée pour étudier la stabilité des systèmes non linéaires.

En définissant la fonction de Lyapunov par :

$$V(x) = \frac{1}{2}S^2(x) \quad (III.37)$$

Sa dérivée est telle que :

$$\dot{V}(x) = \dot{S}(x)S(x) \quad (III.38)$$

Pour que la fonction de Lyapunov décroisse, il suffit d'assurer que sa dérivée soit négative. Ceci est vérifié si :

$$\dot{S}(x)S(x) < 0 \quad (III.39)$$

Cette équation montre que le carré de la distance vers la surface, mesuré par $S^2(x)$, diminue tout le temps, contraignant la trajectoire du système à se diriger vers la surface des deux cotés Figure (III.15). Cette condition suppose un régime glissant, bien-entendu, idéal.

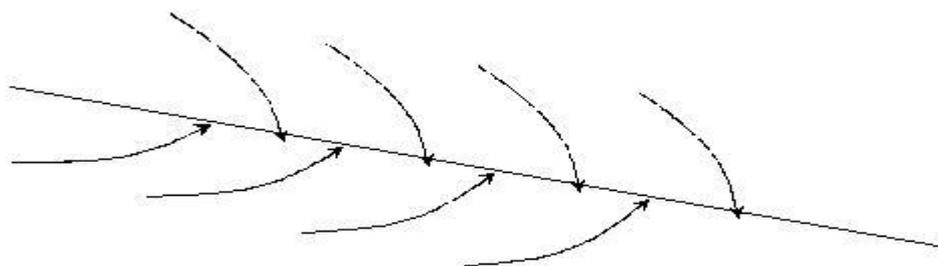


Figure III.15: Trajectoire de l'état vis-à-vis la surface de glissement.

c-calcul de la commande :

Le choix de la variable de commande dépend fortement de la technologie de l'actionneur et par conséquent de l'énergie utilisée. Dans cette étude, l'actionneur est un dispositif de FastValving placé avant la turbine. Il est composé d'un grand nombre de valves à vapeur (pour une centrale thermique) selon la résolution de l'actionneur. Ces valves s'ouvrent

et se ferment presque instantanément, d'où le nom Fast Valving, ce qui permet de délivrer une puissance mécanique modulée selon la demande.

Le choix de la commande est donc dicté par la disponibilité d'un système de Fast valving et la puissance mécanique P_m est choisie comme une grandeur de commande, le cas échéant.

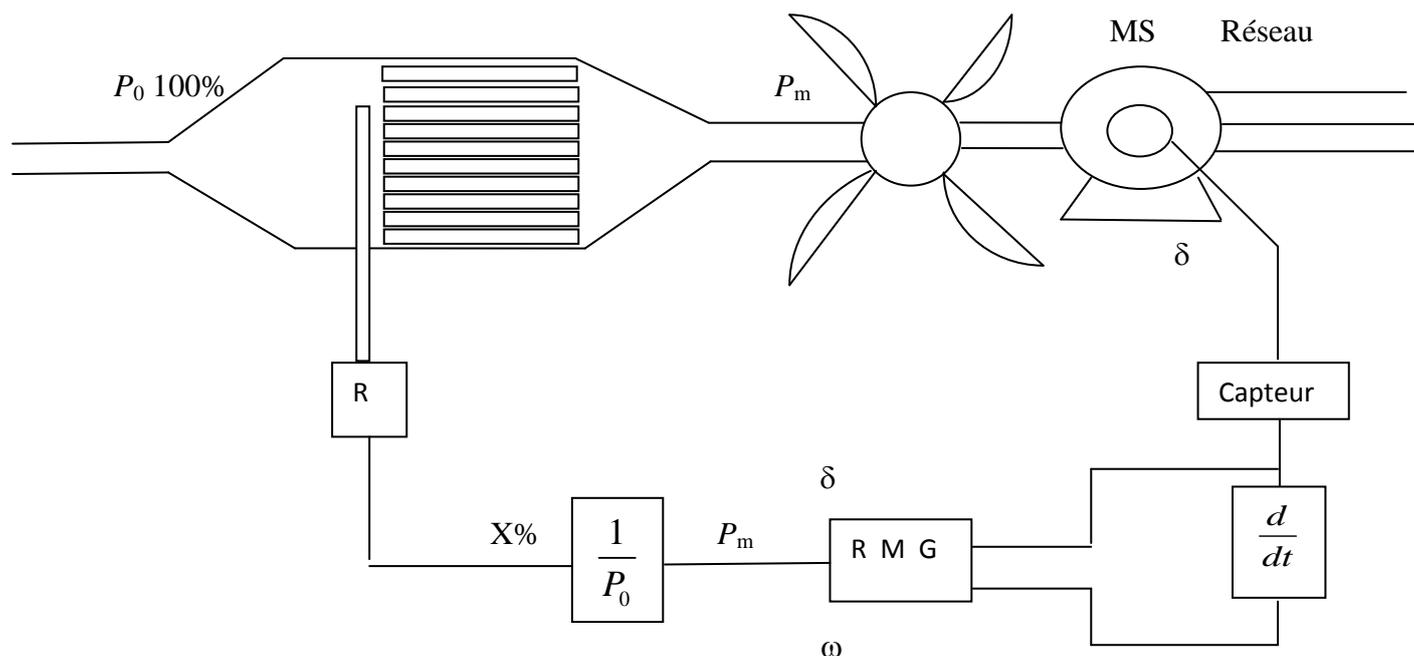


Figure III.16 : Système de fast valving dans une centrale thermique.

On concédera dans cette figure le réglage d'entre P_m de la Turbine par Système FV qui commandé par mode glissant, leur fonctionnement précise le pourcentage de la vapeur corresponde a la variation de l'angle interne de la machine synchrone pour stabilisé le système SMIB et ca par ramenée les variables d'état de l'angle et la vitesse ou valeur référence et avoir La loi de commande P_m qui ajusté sur ergot glissant et donné le pourcentage qui garrantée Le synchronisme .

Dans notre cas, la méthode choisie est celle de la commande équivalente, schématisée sur la figure (III.16). La commande équivalente est une fonction continue qui sert à maintenir la variable à Contrôler sur la surface de glissement $S=0$. Elle est obtenue en exploitant les conditions d'invariance de la surface :

$$S = 0 \rightarrow a(\delta - \delta_{ref}) + (\omega - \omega_{ref}) = 0 \quad \text{et} \quad \dot{S} = 0 \quad (III.40)$$

Les états considérés pour la commande du système sont l'angle interne et sa vitesse $(\delta, \omega) = (x_1, x_2)$ pour des raisons de commodité de calcul on utilise le système d'équation, les

dérivés correspondants.

$$\begin{cases} \dot{x}_1 = x_2 \\ \dot{x}_2 = \frac{\omega_0}{2H}(p_m - p_e) - \frac{D}{2H}x_2 \end{cases} \quad (III.41)$$

La surface de glissement sera alors

$$S = a(x_1 - x_{1ref}) + b(x_2 - x_{2ref}) \quad (III.42)$$

D'où la dérivée de S

$$\dot{S} = a(\dot{x}_1 - \dot{x}_{1ref}) + b(\dot{x}_2 - \dot{x}_{2ref}) \quad (III.43)$$

d-Calcul des valeurs références :

A la limite de stabilité $p_m = p_e$

L'objectif est d'avoir un des oscillations amorties dont l'évolution de l'angle doit atteindre

$$\omega \rightarrow 0 \quad \text{d'où} \quad \omega_{ref} = 0 \quad ,$$

Pour ce qui de l'angle lui-même, on aimerait un angle proche de l'angle initial, donc

$$\delta_0 = \arcsin\left(\frac{Xp_m}{EV_\infty}\right) \quad \text{car} \quad p_e = \frac{EV_\infty}{X} \sin(\delta)$$

$$\text{D'où :} \quad \delta_{ref} = \delta_0$$

Physiquement la commande équivalente présente la valeur moyenne de la commande u . Cependant, cette commande ne force pas les trajectoires du système à converger vers la surface de glissement. Ainsi, la commande u est la somme de la commande équivalente et d'une composante discontinue assurant une convergence et un régime glissant.

$$U = u_{eq} + u_n \text{ avec} \quad u_n = k \text{ sign}(S) \quad (III.44)$$

α est une constante positive, sign est la fonction signe et u_n est la commande discontinue

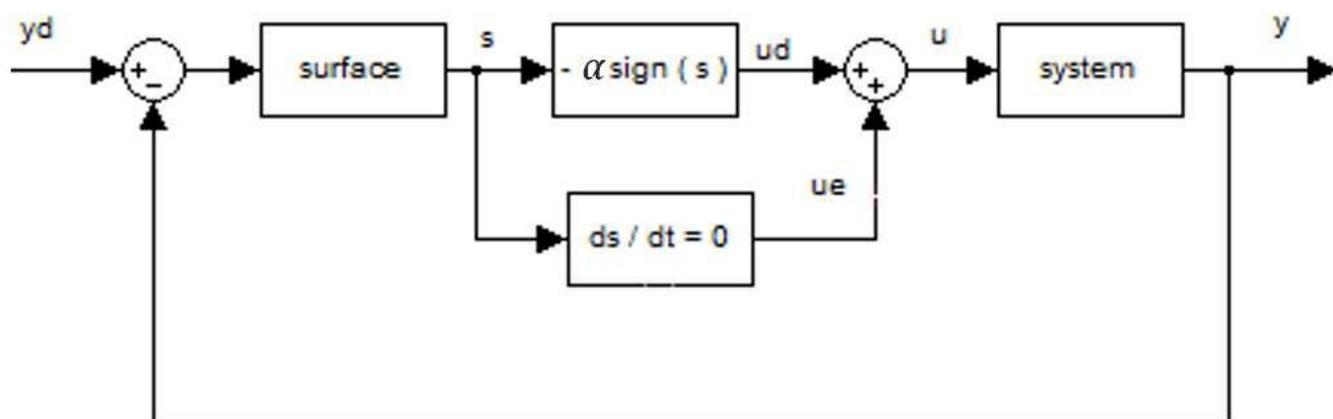


Figure III.17 Principe de la commande en mode glissant avec commande équivalente

Le choix de la valeur de la constante K est très important. En effet, dans le cas où cette constante est très petite le temps de réponse sera trop long et si au contraire elle est très grande des oscillations de très hautes fréquence appelées phénomène de « **chattering** » apparaissent dans le mode de glissement néanmoins elle peuvent être éliminées par une variation de la valeur de la command U_{eq} en fonction de la distance entre la variable d'état et la surface de glissement.

U_{eq} est déduite de la relation $\dot{S} = 0$

$$\dot{S} = a(x_2 - \dot{x}_{1ref}) + b\left(\frac{\omega_0}{2H} p_m - \frac{\omega_0}{2H} p_e - \frac{D}{2H} x_2\right) = 0 \quad (III.45)$$

Ou encore :

$$ax_2 + \frac{b\omega_0}{2H} p_m - b\left(\frac{\omega_0}{2H} p_e + \frac{D}{2H} x_2\right) = 0 \quad (III.46)$$

Avec la condition que dans équation (III.40)

$$ax_2 + \frac{b\omega_0}{2H} p_m - b\left(\frac{\omega_0}{2H} p_e + \frac{D}{2H} x_2\right) = -K \operatorname{sgn}(S) \quad (III.47)$$

Donc la loi de commande globale assurant à la fois $(S=0)$ et $(\dot{S}.S < 0)$ est $P_m = U_{eq}$

$$p_m = \frac{2H}{b\omega_0} \left[-ax_2 + b\left(\frac{\omega_0}{2H} p_e + \frac{D}{2H} x_2\right) - K \operatorname{sgn}(S) \right] \quad (III.48)$$

III.4-Résultat de simulation :

Des simulations ont été réalisées pour étudier et analyser les réponses du système piloté par la loi de commande développée. Pour cela, un programme Matlab a été élaboré implémentant la méthode de Runge-Kutta pour la résolution des équations différentielles ordinaires avec un pas d'échantillonnage fixé à 1ms.

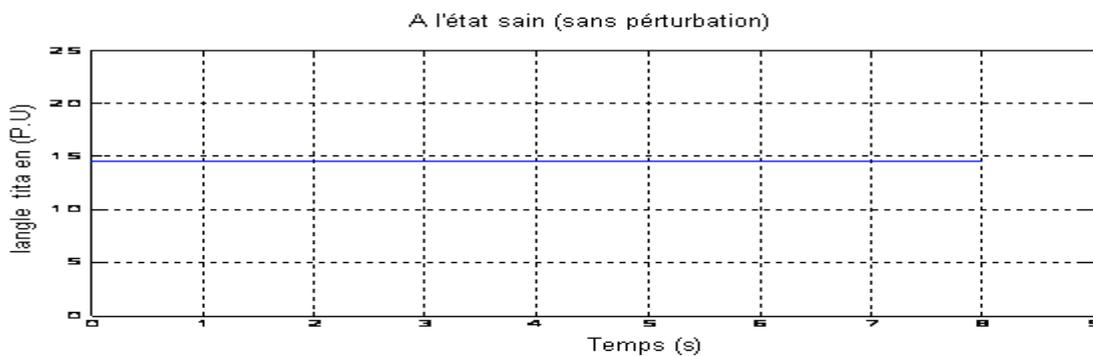
Les données utilisées sont telles que :

- la fréquence nominale du réseau est de 50 Hz
- l'horizon de simulation est de 8 s
- la tension d'excitation rotorique est de 1.01 pu
- la tension de sortie 1 pu
- la réactance de la ligne est de 0.2472 pu
- la réactance du transformateur est de 0.0647 pu
- la réactance de l'alternateur est de 0.3346 pu
- la puissance mécanique nominale est de 0.2 pu

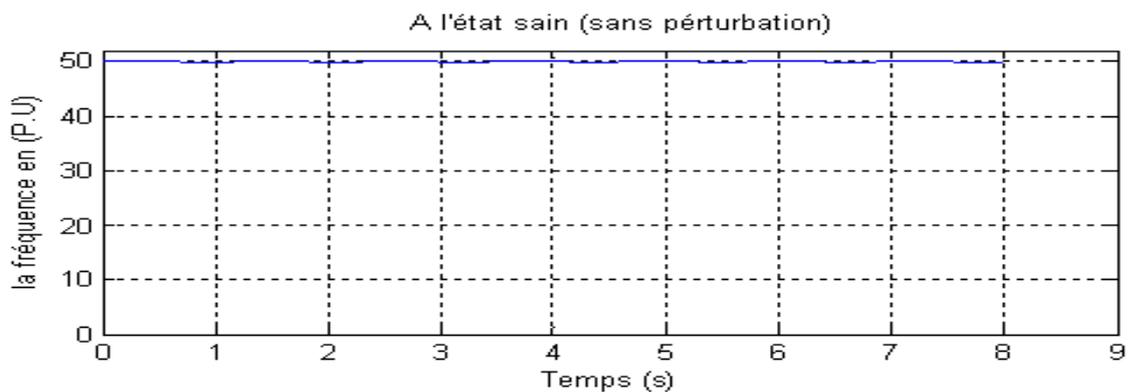
L'application de la loi de commande donnée par l'équation (III.48) au système a donné les résultats suivants :

A l'état sain (sans perturbation) :

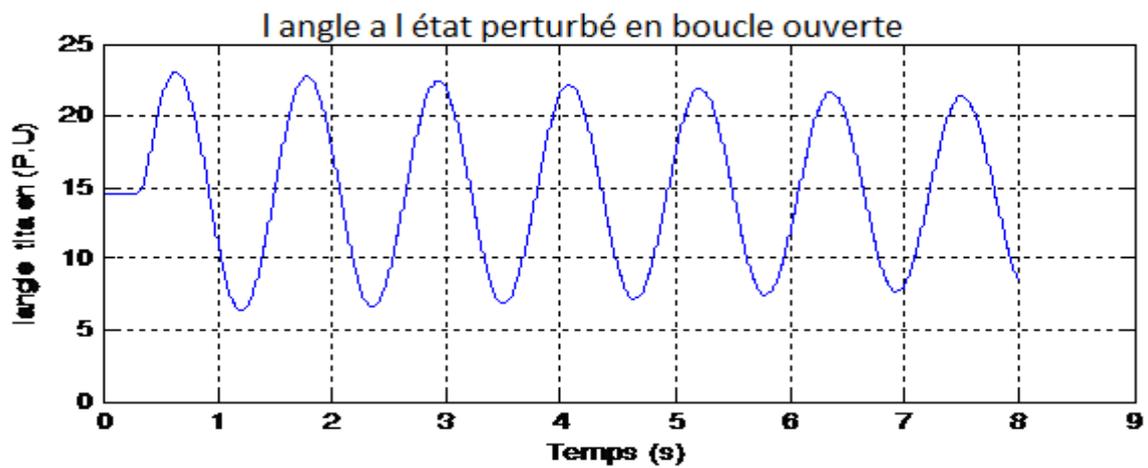
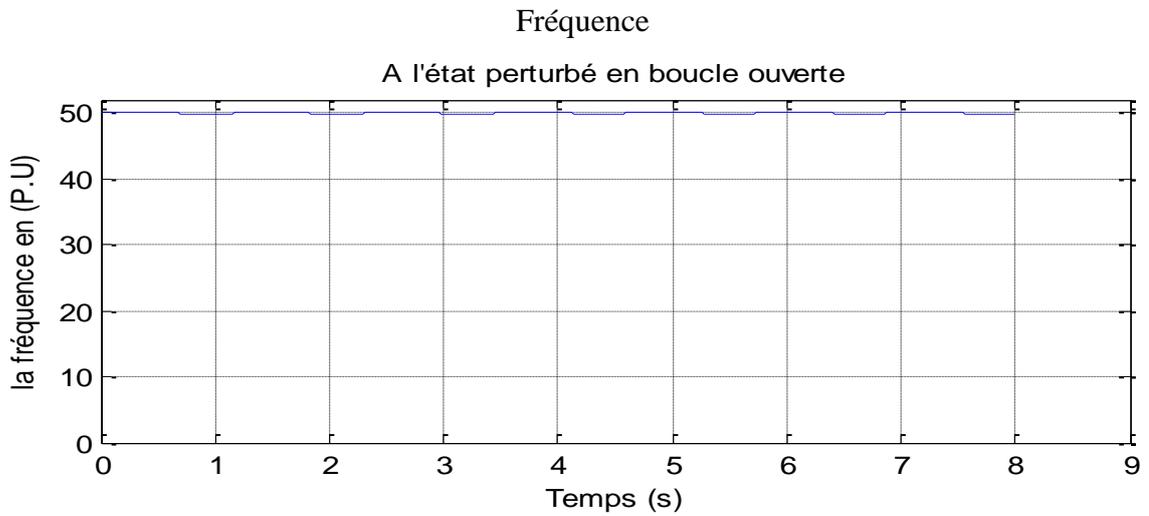
L'angle



La fréquence

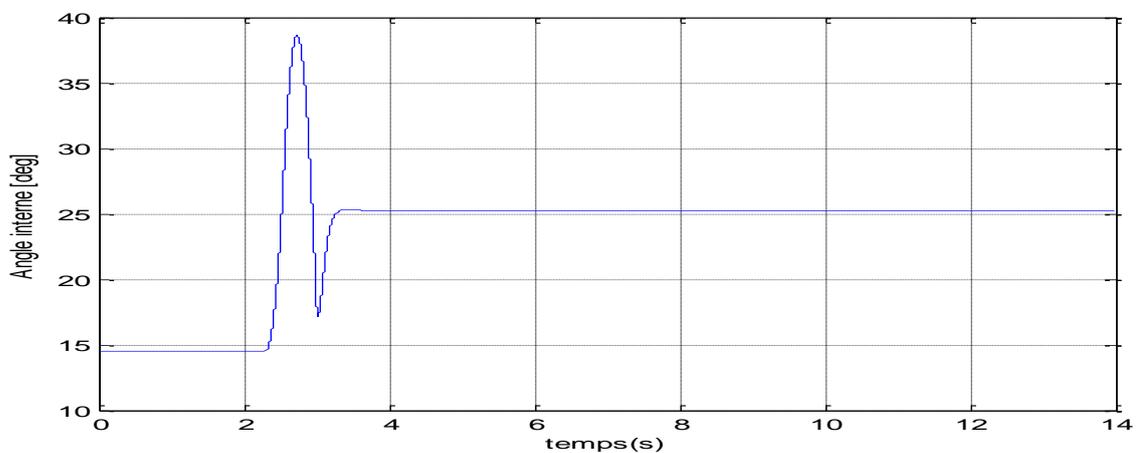


A l'état perturbé en boucle ouverte :

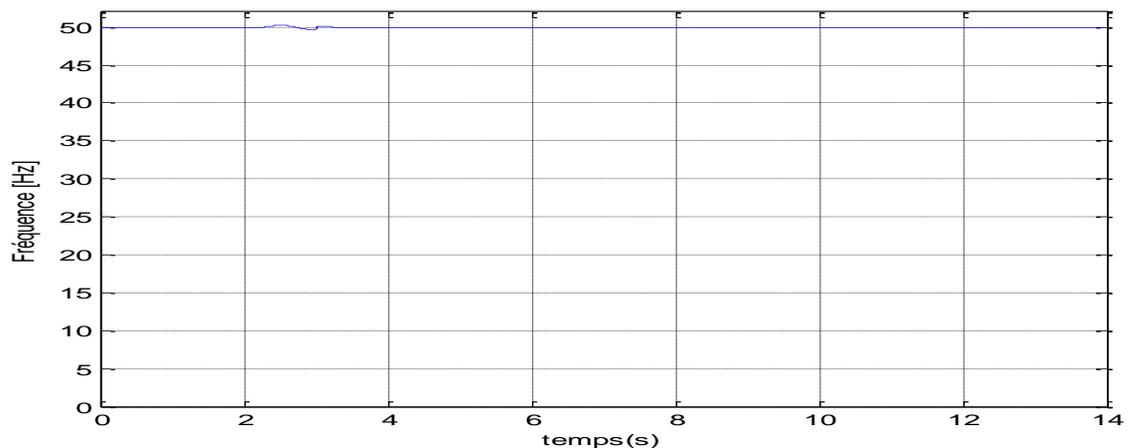


A l'état perturbé en boucle fermée :

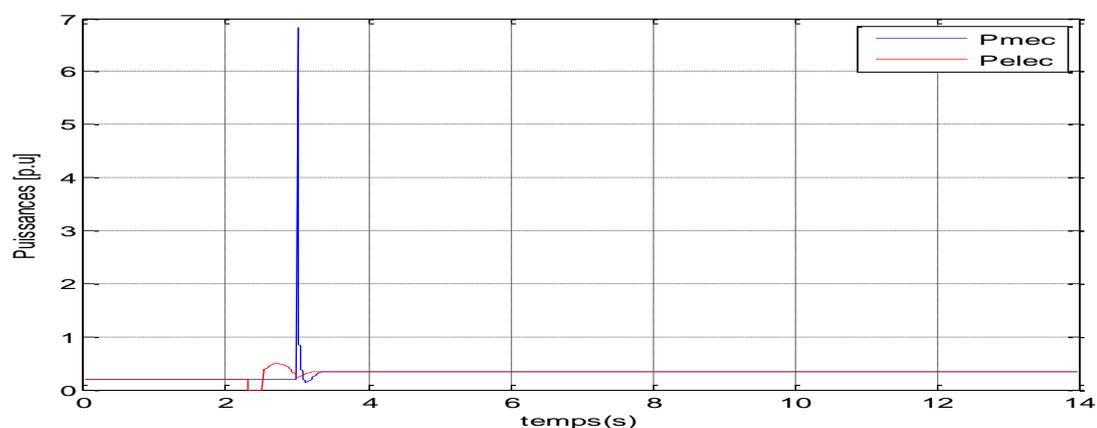
L'angle interne



Fréquence



La puissance mécanique et électrique



Commentaires :

D'après les résultats de simulation à l'état sain puis à l'état défaillant, on peut constater ce qui suit :

- La commande présente un pic à l'instant de l'apparition du défaut néanmoins, à l'échelle de temps des phénomènes électriques transitoires, cette contrainte disparaît car elle dure quelques cycles réseaux ;
- En situation saine, il n'y a rien à signaler ;
- En situation perturbée et en l'absence de la commande, il y a apparition d'oscillations électromécaniques et la machine s'emballe, c'est le dangereux phénomène de perte de synchronisme ;
- La fréquence du SMIB se stabilise rapidement après avoir été influencée par le défaut ;
- L'angle interne de la machine se stabilise rapidement en changeant de position. Cela s'explique par la forte dépendance évidente qui existe entre l'angle interne et sa vitesse.
- Le régulateur parvient à atténuer les oscillations et stabiliser toutes les grandeurs électriques.

III.5-Conclusion :

Le présent chapitre a donné un bref aperçu sur la commande par mode de glissement avec application au système électrique SMIB décrit aux chapitres précédents. Ici, la puissance mécanique a été choisie comme grandeur de commande car l'actionneur dont est doté le système est un dispositif FastValving. La puissance et la fiabilité de la loi de commande sont justifiées par les résultats de simulation dans les trois situations considérées.

Conclusion Générale

L'énergie électrique se transporte difficilement ce qui entraîne un réseau électrique à la fois dense et maillé. Il faudrait assurer la gestion dynamique de l'ensemble production - transport – consommation afin d'en maîtriser la stabilité. Une défaillance peut potentiellement avoir des conséquences néfastes sur l'ensemble du réseau interconnecté (blackout par exemple).

Le comportement d'un réseau face aux problèmes de stabilité dépend du lieu, de la nature et de l'ampleur de la perturbation. Cette dernière peut être de nature graduelle ou brusque (variations lentes de la charge, du plan de tension, court-circuit sévère, perte d'ouvrages de production ou de transport ...etc.). De ce fait, les études et l'expérience ont réparti la stabilité du système électrique en trois types: stabilité statique, dynamique et transitoire.

Dans le chapitre deux on a modélisé les différents composants du réseau électrique à savoir : le générateur d'énergie électrique, la ligne de transport, le transformateur et les charges électriques. En établissant les modèles mathématiques de ces composants, nous avons pu nous adapter à l'étude de la stabilité transitoire.

Pour palier aux défaillances et aux problèmes de stabilité, nous avons choisis d'agir sur la puissance mécanique développée par la turbine du système, par conséquent, notre étude a porté sur un système dont la turbine est précédé d'un dispositif de Fast Valving pour la modulation de la puissance mécanique.

Le Fast Valving est un actionneur à faible coût pour la stabilité du réseau électrique qui répond à des perturbations importantes par une fermeture rapide de la vanne du dispositif suivi d'une ouverture rapide aussi pour réduire la puissance d'accélération du générateur. Cette méthode est très répandue et équipe les centrales thermiques modernes en raison de son efficacité et sa puissance en terme d'amortissement des oscillations électromécanique.

A la lumière des simulations réalisées dans les chapitres deux et trois, nous pouvons conclure qu'en boucle ouverte et en régime de défaut, ces oscillations de l'angle interne peuvent entraîner la perte de synchronisme. Pour cela, nous avons exposé dans le chapitre trois une méthode de commande basée sur les modes glissants afin de moduler la puissance mécanique fournie par la turbine et de parvenir à atténuer l'effet néfaste du défaut. Cela permet au réseau de maintenir le synchronisme en présence du défaut. Bien-entendu, la durée du défaut ne doit pas excéder un seuil bien défini de 600 ms.

Conclusion générale et Perspectives

Ce travail montre à travers les simulations qu'il est possible d'appliquer la commande robuste par mode glissant pour la stabilisation de l'angle interne d'une machine synchrone équipée d'un FastValving.

Comme perspectives, il serait intéressant de :

- compléter le travail par une analyse plus détaillée des effets de chaque type de perturbation,
- comparer les résultats obtenus avec ceux obtenu dans le cas d'un l'amortisseur à base de FACTS.

Références

- [1]Guillaume RAMI « contrôle de tension auto adaptatif pour des production décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution » Thèse de doctorat INPG 2006
- [2]cong Duc P.HAM « Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de générateur d'énergie dispersée » Thèse de doctorat INPG 2005
- [3] préface de Jean-claude Gianduzo Enseignant-chercheur en physique et électrotechnique a l'université de Bordeaux
- [4] MCRAPP, stabilité et sauvegarde des réseaux électrique, LAVOISIER,ED,France :Bernes science publication 2003
- [5]S.M Sadeghzadeh M.Ehsan,N.Hadj Said et la « Imporvement of Transient stability limit in power system Transmission lines Using Fuzzy control of FACTS Devies » IEEE Trans.On power system,vol.13,No,PP.917-922 August 1998
- [6]F.Samouhi, «Application de la méthode de Lyapunov a l'aide de la stabilité dynamique de réseaux de transport d'énergie soumis a des perturbation» » Thèse de doctorat de l' INPG 21 Avril,1983
- [7]M.PAVELLA,D.ERNST,D.RUIZ-VEGA,Trasient stability of power system , Ed.Kluwer Academic publishers
- [8]R.NATARAJAN, Computer-Aided power system New York ,MSA , Marol Dekker 2002
- [9]H.ELKHATIB «Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électrique optimisation de la régulation par une méthode mata heuristique» Université de PAML GEZANNE D'AIX Thèse de doctorat 2008
- [10]R.GFAMER, power system Dynamics and Stability Ed L.L Grigsby, Boca Raton CEC press LLC, 2001
- [11]A.GRIFFO, «Nvel Facts controllers for power system stability Enhancement» Thèse de doctorat Université Degli Studi de Napoli, Novembre 2006
- [12]SEL Aiman, « Modélisation de Générateur Eoliens a vitesse variable connectes à un bus commun », forum Internationale sur les énergies renouvelables Tétouan, Maroc
- [13]M.Glaz,R-Ortega,A.S.Bazanella and A.M Stankovic ,An energy Shaping approach to the design of excitation control of synchronous generators ,automatic
- [14]Y.GOU,D.J.Hill and Y.wang Globale transient stability and voltage regulation for power system,IEEE Transaction on power system
- [15]L.GYNGYI«power electronic in electric utities :static var compensator »IEEE Trans ON power system ,April 1988

Résumé :

Le travail réalisé dans ce mémoire porte sur l'étude et la stabilité d'un SMIB équipé par système Fast Valving qui permet d'envoyer le pourcentage qui il faut à la turbine agée par la commande mode glissant qui ramène les valeurs de l'angle interne et vitesse vers les valeurs de référence correspondantes à la synchronisme de la machine synchrones, ces dernières ayant la puissance mécanique transmise en pourcentage qui il faut délivrer par ergo glissant d'après un régulateur cascade avec un gain de pourcentage, donc cette commande est équipée par ce dispositif (Fast Valving) et est estimée rapidement la solution.

L'étude présentée montre que la commande par mode glissant leur convient et est approchée à la précision sur la stabilité de la machine synchrone à cause du dispositif Fast Valving.

Les mots clés :

Systèmes à paramètres distribués, équations différentielles aux dérivées, modale d'état, méthodes Runge-Kutta, valeur réduite, commande par mode glissant, dispositif Fast Valving.