

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Réf:.....

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

**Analyse de la stabilité transitoire
dans les réseaux électrique**

Présenté par :
ZENDAGUI Fatima Zohra
Soutenu le : 06 Juin 2013

Devant le jury composé de :

Mme DERRADJIBELLOUM Karima
Mr SALHI Ahmed
Mme KHELILI Fatiha

MAA
MAA
MAA

Président
Encadreur
Examineur

Année universitaire : 2012 / 2013

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la recherche scientifique



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme:

MASTER

Thème

**Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux
électrique**

Présenté par :

ZENDAGUI Fatima Zohra

Avis favorable de l'encadreur :

Mr SALHI Ahmed

Avis favorable du Président du Jury

DERRADJIBELLOUM Karima

Cachet et signature



Université Mohamed Khider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique
Filière : Electrotechnique
Option : Réseaux électriques

Thème :

Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électrique

Proposé par : SALHI Ahmed

Dirigé par : ZENDAGUI Fatima Zohra

RESUMES

ملخص- في هذا العمل نقوم بدراسة و تحليل الاستقرار العابر، اعتمادا على حل المعادلة الميكانيكية لإستخراج الزمن الحرج لعزل العطب و الحكم على استقرارية النظام الكهربائي. قمنا بتحليل نموذج لشبكة بسيطة كدراسة تمهيدية ثم نموذج أكثر تعقيدا (شبكة من 14 عقدة). إن الاستعمال الأمثل لأنظمة نقل التيار المتناوب المتغيرة و بصفة خاصة المعوض الثابت المتزامن في تحسين الاستقرار العابر، قد حظي باهتمامنا في هذه المذكرة و أعطى نتائج جيدة.
الكلمات المفتاحية: الاستقرار العابر، المعادلة الميكانيكية، الزمن الحرج لعزل العطب، شبكة من 14 عقدة، المعوض الثابت المتزامن.

Résumé- Ce travail présente l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire en se basant sur l'équation pour déterminer le temps critique d'isolement de défaut et juger la stabilité du réseau électrique. mécanique
Un modèle simple du réseau a été analysé comme un travail préliminaire et après un modèle plus complexe (réseau de 14 nœuds). Des discussions de l'utilisation optimale des FACTS plus particulièrement le compensateur statique synchrone (STATCOM) a retenu notre intérêt dans ce mémoire et donne des bons résultats.

Mots clés : Stabilité transitoire, équation mécanique, le temps critique d'isolement de défaut, réseau IEEE 14 nœuds, STATCOM.



Dédicace

À ma Mère,

À mon père,

À mes grands-parents,

À mes frères : Zinedine, Yacoub et Mohamed

À mes sœurs : Sihem, Asma et Khadidja

À Lazhar, Rabeh, Zakí, Fares et Fatma

À tout mes amis

*À ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de
mes études*

Je dédie ce mémoire.

ZENDAGUI Fatima Zohra

Remerciement

Je remercié en premier lieu mon DIEU tout puissant de nous avoir donné la santé et le pouvoir de terminer ce travail.

Je remercie particulièrement mon promoteur M. A. SACHÛ, pour sa précieuse directive, sa très grande disponibilité, son suivi constant et ses qualités humaines.

J'exprime mon profonde reconnaissance et gratitude à:

M^r NAIMI Djemaï

M^r GHAMRI Ahmed

M^{me} DERRADJIBELLOUM Karima

M^{me} KHELILI Fatíha

M^r MAHDAD Belkassem

A travers ce mémoire, j'adresse mes reconnaissances à tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation depuis la première classe de primaire jusqu'à aujourd'hui, ainsi qu'à tous la promotion 2013 de la spécialité réseaux électrique.

LISTE DES TABLEAUX

Liste des tableaux

Tableau III.1 : Comparaison entre les systèmes FACTS au point de vue efficacité technique	40
Tableau (IV.1) : Caractéristiques du système	56
Tableau (IV.2) : Données techniques du modèle d'étude.	57
Tableau (IV.3) : Les puissances transitées dans le réseau étudié.	58

LISTE DES FIGURES

Liste des figures

Figure	Page
(Fig.I.1) : Les différents niveaux d'un système de puissance.	4
(Fig.I.2) : Schéma d'un transformateur électrique.	5
(Fig.I.3) : Modèle de transformateur de puissance.	6
(Fig.I.4) : Modèle en π d'une ligne électrique.	7
(Fig.I.5) : Machine à pôles lisses.	10
(Fig.I.6) : Machine à pôles saillants.	10
(Fig.I.7) : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.	11
(Fig.I.8) : Caractéristique angulaire d'une machine synchrone.	13
(Fig.I.9) Machine synchrone connectée à un nœud infini.	14
(Fig.II.1) : Classification des types de stabilité des réseaux électriques.	16
(Fig.II.2) : Variation d'angle de rotor.	19
(Fig.II.3) : machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.	20
(Fig.II.4) : relation puissance-angle de rotor.	20
(Fig.II.5) : variation d'angle de rotor.	21
(Fig.II.6) : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.	25
(Fig.III.1.A) : Schéma du SVC et TCBR	35
(Fig.III.1.B) : Caractéristique d'un SVC.	35
(Fig.III.2) : Schéma de base de STATCOM.	35
(Fig.III.3) : Caractéristique de STATCOM.	36
(Fig.III.4) : Caractéristique de TSSC	36
(Fig.III.5) : Caractéristique de TCSC.	37
(Fig.III.6) : Schéma de base du SSSC.	38
(Fig.III.7) : Schéma de base de l'UPFC	39

LISTE DES FIGURES

(Fig.IV.1) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.3$ sec.	42
(Fig.IV.2) : La courbe de la vitesse angulaire oméga avec $t=0.3$ sec.	43
(Fig.IV.3) : La courbe de l'angle delta avec $t_c=0.41$ sec.	43
(Fig.IV.4) : La courbe de la vitesse angulaire avec $t_c=0.41$ sec.	43
(Fig.IV.5) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.42$ sec.	44
(Fig.IV.6) : La courbe de la vitesse angulaire avec $t=0.42$ sec.	44
(Fig.IV.7) : le schéma bloc de simulation	45
(Fig.IV.8) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.3$ sec.	45
(Fig.IV.9) : La courbe de l'angle delta avec $t_c=0.41$ sec.	45
(Fig.IV.10) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.42$ sec.	46
(Fig.IV.11) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.3$ sec.	47
(Fig.IV.12) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.45$ sec.	47
(Fig.IV.13) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.46$ sec.	47
(Fig.IV.14) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.3$ sec.	48
(Fig.IV.15) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.55$ sec.	48
(Fig.IV.16) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.56$ sec.	48
(Fig.IV.17) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.3$ sec.	49
(Fig.IV.18) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.48$ sec.	49
(Fig.IV.19) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.49$ sec.	50
(Fig.IV.20) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.3$ sec.	50
(Fig.IV.21) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.52$ sec.	50
(Fig.IV.22) : La courbe de l'angle delta avec $t=0.53$ sec.	51
(Fig.IV.23) : La courbe de TCID en fonction de H.	51
(Fig.IV.24) : schéma d'une machine liée à un jb infini.	52
(Fig.IV.25) : La courbe de l'angle delta en fonction de temps.	53

LISTE DES FIGURES

(Fig.IV.26) : La courbe de la fréquence en fonction de temps.	53
(Fig.IV.27): Page d'accueil du PSAT.	54
(Fig.IV.28) : le schéma de topologie du modèle.	56
(Fig.IV.29) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs dans TID =2sec.	59
(Fig.IV.30) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =8sec.	59
(Fig.IV.31) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =12sec.	59
(Fig.IV.32) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =2sec.	60
(Fig.IV.33) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =8sec.	60
(Fig.IV.34) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =12sec.	61
(Fig.IV.35) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =2sec.	61
(Fig.IV.36) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs sans FACT.	62
(Fig.IV.37) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec SVC placé dans le jb 7.	63
(Fig.IV.38) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec SVC placé dans le jb 9.	63
(Fig.IV.39) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec STATCOM placé dans le jb7	64
(Fig.IV.40) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec STATCOM placé dans le jb9.	64

LISTE DES ABREVIATIONS

Liste des abréviations

δ : l'angle de charge.

E : la tension électromotrice du générateur.

X_g : l'impédance du générateur.

P_{\max} : la puissance électrique maximale.

U : la tension aux bornes de générateur.

\emptyset : le déphasage entre courant et tension.

t_{ij} : le facteur de réglage de tension en charge.

α_{ij} : le déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barre i et j .

Y : la matrice admittance du transformateur.

I_i, I_j : le courant primaire et secondaire du transformateur.

V_i, V_j : la tension primaire et secondaire du transformateur.

m : le rapport de transformation.

B : admittance shunt (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre).

G : conductance d'isolation.

Z^1 : l'impédance directe.

Z^2 : l'impédance inverse.

Z^0 : l'impédance homopolaire.

jX''_d : l'impédance subtransitoire.

LISTE DES ABREVIATIONS

jX'_d : l'impédance transitoire.

jX_d : l'impédance permanent.

X_φ : la réactance de fuite

ω_{sm}, ω_s : vitesse de rotation synchrone en rd/s.

ω : pulsation des courants statoriques (armature), en rd/s.

p : nombre de paires de pôles.

N : vitesse de rotation synchrone, en tr/mn.

f, f_o : fréquence, en HZ.

V_∞, V_{inf} : tension du jeu de barre infinie.

δ_0 : l'angle de fonctionnement avant l'apparition du défaut.

ω_m : la vitesse mécanique du rotor.

J : le moment d'inertie du rotor.

P_e et P : la puissance électrique.

P_m : la puissance mécanique.

E_g : source de tension.

E_0 : la tension du jeu de barre infini.

C_m : le couple mécanique.

C_e : le couple électrique (résistant).

C_i : le couple d'inertie.

C_a : un couple d'amortissement.

LISTE DES ABREVIATIONS

θ_m : l'angle mécanique.

δm : L'angle mécanique.

M : est le moment d'inertie de la partie tournante.

W_k : l'énergie cinétique emmagasinée par la machine.

H : la constante d'inertie de la machine.

S_b : la puissance de base de la machine.

P_{e1} : la puissance électrique appliquée pour l'angle correspondant δ_a .

P_{e2} : la puissance électrique appliquée pour l'angle correspondant δ_b .

$\Delta\delta$: déviation de l'angle.

D, a : le coefficient d'amortissement de la machine.

a' : le coefficient d'amortissement de la machine en (pu)

ω_n : Fréquence naturel.

ω_d : Fréquence d'amortissement.

Δt : le pas de temps.

δ_c : l'angle critique.

P_{trans} : puissance active transitée.

Q_{trans} : puissance réactive transitée.

JB, j_b : jeu de barre.

LTC : transformateurs régleurs de charge.

TID: le temps d'isolement de défaut.

LISTE DES ABREVIATIONS

TCID, t_c : le temps critique d'isolement de défaut.

ملخص- في هذا العمل نقوم بدراسة و تحليل الاستقرار العابر، اعتمادا على حل المعادلة الميكانيكية لإستخراج الزمن الحرج لعزل العطب و الحكم على استقرارية النظام الكهربائي. قمنا بتحليل نموذج لشبكة بسيطة كدراسة تمهيدية ثم نموذج أكثر تعقيدا (شبكة من 14 عقدة). إنَّ الاستعمال الأمثل لأنظمة نقل التيار المتناوب المتغيرة و بصفة خاصّة المعوض الثابت المتزامن في تحسين الاستقرار العابر، قد حظي باهتمامنا في هذه المذكرة و أعطى نتائج جيدة.

الكلمات المفتاحية: الاستقرار العابر، المعادلة الميكانيكية، الزمن الحرج لعزل العطب، شبكة من 14 عقدة، المعوض الثابت المتزامن.

Résumé- Ce travail présente l'étude et l'analyse de la stabilité transitoire en se basant sur l'équation mécanique pour déterminer le temps critique d'isolement de défaut et juger la stabilité du réseau électrique. Un modèle simple du réseau a été analysé comme un travail préliminaire et après un modèle plus complexe (réseau de 14 nœuds). Des discussions de l'utilisation optimale des FACTS plus particulièrement le compensateur statique synchrone (STATCOM) a retenu notre intérêt dans ce mémoire et donne des bons résultats.

Mots clés : Stabilité transitoire, équation mécanique, le temps critique d'isolement de défaut, réseau IEEE 14 nœuds, STATCOM.

TABLES DES MATIERES

Dédicace	I
Remerciements	II
Liste des Tableaux.....	IV
Liste des Figures.....	IV
Liste des abréviations.....	VII
Résumé.....	XI
Tables des matières.....	XII

INTRODUCTION GENERALE	1
-----------------------------	---

Chapitre1 : Modélisation des éléments des réseaux électriques

Introduction	4
I.1. Modélisation des éléments du modèle.....	5
I.1.1. Modélisation du transformateur.....	5
I.1.2. Modélisation du transformateur de puissance.....	5
I.1.3. Modélisation de la ligne de transport.....	7
I.1.4. Les types des jeux de barre du réseau.....	7
I.1.4.1. Jeux de barre de référence (slack bus).....	7
I.1.4.2. Jeux de barre de générateur (<i>PV</i>).....	8
I.1.4.3. Jeux de barre de charge (<i>PQ</i>).....	8
I.1.5. Modélisation de charge.....	8
I.1.5.1. Le modèle statique.....	8
I.1.5.1. Le modèle dynamique.....	8
I.1.6. Modélisation de machine synchrone.....	9
I.1.6.1. Composition de la machine synchrone.....	9
I.1.6.1.1. Le stator.....	9
I.1.6.1.2. Le rotor.....	9
I.1.6.2. Modèle de générateur synchrone.....	11
I.1.6.3. Vitesse de synchronisme.....	12
I.1.6.4. Caractéristique angulaire d'une machine synchrone.....	13
I.1.6.5. Machine synchrone –nœud infini.....	14
Conclusion.....	14

Chapitre 2 : Analyse de la stabilité transitoire

Introduction.....	15
II.1. Classification du problème de stabilité.....	16
II.2. Stabilité des réseaux électriques.....	17
II.2.1. Stabilité angulaire.....	17
II.2.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations.....	17
II.2.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoires).....	17
II.2.2. Stabilité de fréquence.....	18
II.2.3. Stabilité de tension.....	18
II.3. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	18
II.3.1. Notions de Stabilité transitoire.....	18
II.3.2. Equation de mouvement (équation mécanique), (swing equation).....	21
II.3.2.1. Equation de mouvement sans couple d'amortissement.....	22
II.3.2.2. Equation de mouvement avec couple d'amortissement.....	25
II.4. Stabilité en régime permanent vis-à-vis des petites perturbations.....	26

TABLES DES MATIERES

II.5. Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID).....	28
II.6. Méthode d'analyse de stabilité transitoire (détermination de l'angle delta).....	28
II.6.1. Méthode d'Euler	29
II.6.2. Méthode d'Euler modifié.....	30
II.6.3. Comparaison entre les deux méthodes à l'application.....	31
II.7.Méthodes préventives pour l'instabilité transitoire	31
Conclusion.....	31

Chapitre 3 : Les FACTS

Introduction	32
III.1 Dispositifs FACTS.....	33
III.2. Classification des dispositifs FACTS.....	33
III.2.1. Dispositifs FACTS Shunt.....	34
III.2.1.1. Compensateur statique de puissance réactive SVC.....	34
III.2.1.2. Compensateur statique synchrone (STATCOM).....	35
III.2.2. Dispositifs FACTS Série.....	36
III.2.2.1. Compensateur série commuté par thyristor (TSSC).....	36
III.2.2.2. Compensateur série commandé par thyristor (TCSC).....	37
III.2.2.3. Compensateur série synchrone (SSSC).....	37
III.2.3. Dispositifs FACTS Série parallèle (hybride).....	38
III.2.3.1. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC).....	38
III.3. Coût des dispositifs FACTS.....	39
III.4. Etat de la technologie et expériences	39
Conclusion.....	41

Chapitre 4 : Application à l'analyse de la stabilité transitoire

Introduction.....	42
IV.1. Détermination du TCID dans un modèle d'une seule machine.....	42
IV.1.1. Par programmation	42
IV.1.2. Par simulation	44
IV.1.3. Comparaison entre les résultats de simulation et de programmation.....	45
IV.2. L'influence de la constante d'inertie H sur la stabilité transitoire.....	46
IV.2.1. Par programmation	46
IV.2.2. Par simulation	49
IV.2.3. La courbe de temps critique d'isolement de défaut en fonction de H.....	51
IV.2.4. Comparaison entre les résultats de simulation et la programmation.....	51
IV.3. Stabilité en régime permanent vis-à-vis des petites perturbations en prenant le coefficient d'amortissement en considération.....	52
IV.4. Etude de la stabilité du modèle de 14 jeux de barre par PSAT.....	54
IV.4.1. Le Power System Analysis Toolbox (PSAT).....	54
IV.4.1.1.PSAT ?.....	54
IV.4.1.2.Manipulation avec PSAT.....	55
IV.4.1.3.Utilisation de PSAT.....	55
IV.4.2. Topologie du modèle 14 Jeux de barres.....	56
IV.4.3. Caractéristique du modèle.....	56
IV.4.4. Etude de la stabilité transitoire en cas de défaut.....	59
IV.4.4.1. L'effet de la distance entre le défaut et les JB de génération.....	59
IV.4.5. L'effet du FACTS sur la stabilité de réseau en cas de défaut.....	62

TABLES DES MATIERES

IV.4.5.1. SVC.....	63
IV.4.5.2. STATCOM.....	64
Conclusion.....	65
CONCLUSION GENERALE.....	66
BIBLIOGRAPHIE.....	67
ANNEXE.....	A

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

La fonction principale d'un réseau électrique est la liaison des différents centres de consommation aux centrales de production tout en satisfaisant la demande en énergie électrique et en assurant la continuité de la fourniture d'énergie dans les limites de puissance demandée, le maintien de la tension et de la fréquence dans les normes contractuelles.

Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter, les réseaux électriques ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Cette complexité de structure pose des problèmes sérieux aux exploitants des réseaux électriques en présence des défauts car les réseaux électriques ne sont pas toujours sains, ils sont le siège d'incidents et de perturbations prévisibles et non prévisibles qui peuvent survenir sur le réseau, suite à la perte d'une charge importante ou d'une grande unité de production ou d'un court-circuit. Ces derniers ont des conséquences néfastes sur les indices de qualité des réseaux électriques, ainsi que sur la stabilité transitoire s'ils ne sont pas éliminés par les dispositifs de protection dans des délais adéquats.

L'apparition des défauts dans un réseau d'énergie électrique nécessite une analyse de la stabilité de réseau électrique. L'analyse de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter des éventuelles perturbations et de proposer par la suite les moyens adéquats permettant d'améliorer cette capacité. [1].

L'analyse de la stabilité transitoire est assurée par la résolution de l'équation mécanique décrivant le comportement dynamique du réseau d'énergie électrique et ceci pour les perturbations les plus dangereuses que peut subir le réseau.

L'augmentation de la demande a poussé aux interconnexions de plusieurs réseaux d'énergie, ce qui a engendré un plus grand nombre de générateurs interconnectés, l'interconnexion de ces derniers produit les couples qui dépendent du déplacement relatif des angles de leurs rotors, et ces couples agissent pour maintenir les générateurs dans le synchronisme.

INTRODUCTION GENERALE

Dans notre travail, une analyse de la stabilité transitoire a été faite en se basant sur la résolution de l'équation mécanique pour des réseaux simples et des réseaux plus complexes, en mettant en évidence plusieurs incidents prévisibles. Les méthodes utilisées pour la résolution des équations différentielles sont basées sur la méthode d'Euler et Euler modifiée, ainsi que le Logiciel PSAT (Power System Analysis ToolBox).

Si la perturbation est petite, les couples de synchronisme maintiennent les générateurs nominalement dans le synchronisme, mais les angles relatifs des générateurs restent perturbés. [2]. D'autre part, Si la perturbation est grande, la nature non linéaire du couple de synchronisme peut ne pas mettre les angles de générateur à un état d'équilibre. Certains ou tous les générateurs perdent alors le synchronisme, et le système devient instable.

Pour éviter l'instabilité du réseaux électrique il faudra vraisemblablement, compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance à grande vitesse de réponse, récemment développés et connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission System) pour le contrôle des réseaux. Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide. Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité.

Pour les objectifs cités précédemment, notre travail est structuré comme suit :

Dans le premier chapitre une modélisation du réseau électrique est illustré, par inclusion des transformateurs de puissance, des transformateurs de réglage, des lignes de transmission, des types des charges électriques, des modèle des jeux de barres et de manière détaillée la machine synchrone.

Le deuxième chapitre est consacré à la notion de la stabilité des systèmes électrique, plus particulièrement la stabilité transitoire, l'équation mécanique de mouvement avec et sans couple d'amortissement, ainsi que la détermination du temps critique d'isolement de défaut et les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire (Euler, Euler modifié).

INTRODUCTION GENERALE

Par contre le troisième chapitre contient, une introduction des systèmes FACTS (Flexible Alternative Current Transitions System), leurs types (série, parallèle, mixte) et les schémas de base de quelque FACTS.

Le quatrième chapitre se compose de deux parties, la première partie représente notre modeste contribution à l'analyse de la stabilité avec les deux modèles, un modèle en SIMULINK et un modèle de programmation pour déterminer le TCID et analyser la stabilité transitoire d'après les courbes tracées. La deuxième partie est une application du logiciel PSAT, dont le but est d'analyser la stabilité en cas de défaut et remarqué l'influence des dispositifs FACTS shunt tel que le STATCOM et le SVC sur la stabilité transitoire.

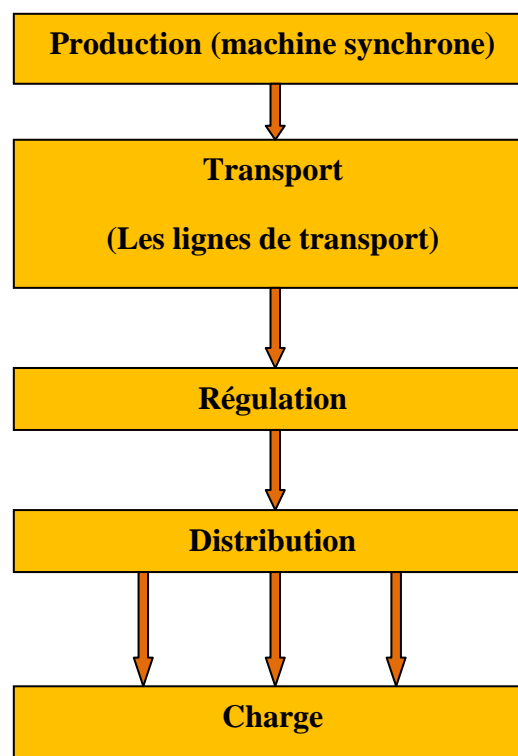
Et enfin nous terminerons notre travail par une conclusion générale et des recommandations pour des travaux à l'avenir.

Introduction

La modélisation est une étape nécessaire à l'électrotechnique, pour l'analyse de comportement du système de puissance (réseaux électriques).

L'importance de la modélisation est de simplifier l'étude de différents régimes de fonctionnement et surtout les régimes transitoires.

Ce chapitre présente la modélisation des différents composants du réseau électrique à savoir : les transformateurs, les lignes de transport, les jeux de barre, les charges électriques et les générateurs électriques, ce dernier est représenté par une machine synchrone, les machines électriques à courants alternatifs sont en général, modélisées par des équations non linéaires. [3]

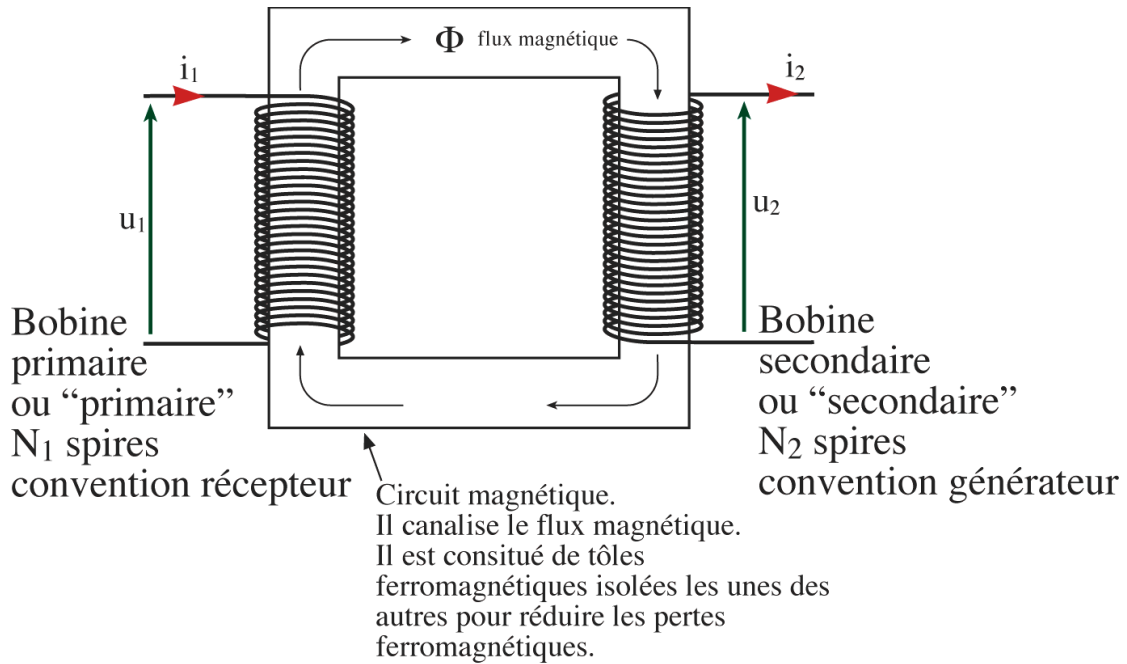


(Fig.I.1) : Les différents niveaux d'un système de puissance.

I.1. Modélisation des éléments du modèle

I.1.1. Modélisation du transformateur

Le transformateur est un convertisseur statique (pas de pièce en mouvement). Il transforme une tension sinusoïdale en une autre tension sinusoïdale de valeur efficace différente, et le schéma suivant représente la structure du transformateur.

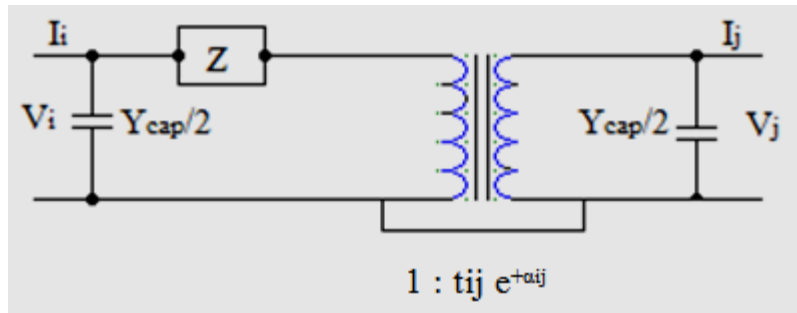


(Fig.I.2) : Schéma d'un transformateur électrique.

Les transformateurs sont généralement placés entre les unités de production et le réseau de transport en fonctionnement élévateur, et entre le réseau de transport et les réseaux de distribution en fonctionnement abaisseur. [4]

I.1.2. Modélisation du transformateur de puissance

Il ya deux types de transformateur à modéliser : le transformateur régulateur de tension à changeur de prises de charge et le transformateur déphaseur. Dans la modélisation des systèmes électriques, les rapports de déviations et des décalages de phase sont typiquement représentés comme des modifications à la matrice admittance. La (Fig.I.3) présente le schéma unifilaire équivalent d'un transformateur triphasé symétrique à changeur de prises de charge et déphaseur [5].



(Fig.I.3) : Modèle de transformateur de puissance.

Z : représente les pertes par effet joule et les inductances de fuite de transformateur ramenées au secondaire.

La modélisation retenue suppose que les pertes sont séparées pour moitié au primaire et pour l'autre moitié au secondaire. Le paramètre t_{ij} symbolise le facteur de réglage de tension en charge. Le paramètre α_{ij} symbolise le déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barre i et j. il est important de noter que la matrice admittance du réseau électrique qui prend en considération ces variables va être donc ajustée à chaque itération. [5]

Y : c'est la matrice admittance du transformateur qui s'écrit comme suite : [5]

$$I=Y.V \Leftrightarrow \begin{bmatrix} I1 \\ I2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} y + \frac{Y_{cap}}{2} & \frac{-e^{-j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y \\ \frac{-e^{+j\alpha_{ij}}}{t_{ij}} y & \frac{1}{t_{ij}^2} y + \frac{Y_{cap}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V1 \\ V2 \end{bmatrix} \quad (\text{Equ.I.1})$$

Dans un réseau électrique, les transformateurs qui sont connectés directement à la charge sont des transformateurs régleurs de charge (LTC). Ils disposent des régulateurs automatiques de la tension dans des limites permises de fonctionnement, indépendamment des fluctuations de tension primaire. [6]

Ce transformateur est doté de plusieurs prises (côté haute tension) qui permettent de modifier le nombre de spires du primaire, et par conséquent, de faire varier le rapport de transformation. [3]

Le changement de prise peut être effectué : [3]

- Soit manuellement, en fonctionnement à vide.
- Soit automatiquement grâce à des dispositifs appelés régleurs en charge.

Si N_1 est le nombre de spires côté haute tension et N_2 le nombre de spires côté basse tension, le rapport de transformation m est définie par : [3]

$$m = \frac{N_1}{N_2} \quad (\text{Equ.I.2})$$

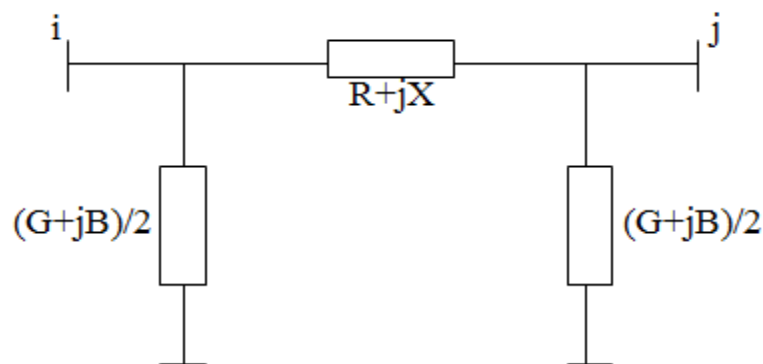
La relation entre la tension du côté primaire et la tension du côté secondaire à vide est :

$$V_2 = \frac{V_1}{m} \quad (\text{Equ.I.3})$$

Si la tension du primaire diminue, la tension du secondaire peut être maintenue constante en diminuant le rapport m , c'est à dire en effectuant un changement de prise du côté primaire. En charge, l'équation (Equ.I.3) n'est plus applicable à cause de l'impédance du transformateur, mais le principe de fonctionnement reste le même. [7]

I.1.3. Modélisation de la ligne de transport

La ligne courte de transmission est représentée par son impédance en série. La ligne de transport à été modélisée par un schéma équivalent en π qui se compose d'une impédance série (dans les lignes moyennes et longues la résistance de la ligne est souvent négligée car elle est petite par rapport à sa réactance) et une admittance shunt B (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation G . [8]



(Fig.I.4) : Modèle en π d'une ligne électrique.

I.1.4. Les types des jeux de barre du réseau

Les jeux de barre dans un réseau électrique sont divisés en trois types :

I.1.4.1. Jeux de barre de référence (slack bus)

C'est un jeu de barre connecté avec un générateur relativement puissant ; il est considéré dans le calcul d'écoulement de puissance afin de compenser les pertes actives

et assurer l'égalité entre la demande et la génération de la puissance active. Dans un jeu de barre bilan, l'amplitude et l'angle de la tension sont supposés connus. [8]

I.1.4.2. Jeux de barre de générateur (PV)

C'est un jeu de barre connecté directement avec un générateur ou une source d'énergie réactive. La puissance active et la tension sont considérées connues. La production de l'énergie réactive est limitée par des valeurs inférieures et supérieures, Q_{gmin} et Q_{gmax} respectivement. Si l'une des deux limites est atteinte, la valeur se fixe à cette limite et la tension se libère, le jeu de barre devient alors un jeu de barre (PQ). [8]

I.1.4.3. Jeux de barre de charge (PQ)

C'est un jeu de barre connecté directement avec la charge, il ne possède aucune source d'énergie. Les puissances active et réactive sont considérées connues. [8]

I.1.5. Modélisation de charge

Le fonctionnement stable du réseau électrique est assuré par la capacité d'alimenter des charges de manière continue. Les caractéristiques des charges ont une influence très importante sur la stabilité du système électrique.

Les modèles des charges électriques sont généralement divisés en modèle statique et modèle dynamique.

I.1.5.1. Le modèle statique

Le modèle statique d'une charge exprime la puissance active et réactive comme une fonction polynomiale ou exponentielle de la tension et parfois de la fréquence. La puissance active et la puissance réactive sont considérées de façon séparée.

Ce sont des consommateurs tels que l'éclairage, le chauffage, les condensateurs... dont les lois de variation électrique sont : [9]

$$P = \left(\frac{V}{V_n}\right)^2 \cdot P_n \quad (\text{Chauffage, éclairage...}) \quad (\text{Equ.I.4})$$

$$Q = \left(\frac{V}{V_n}\right)^2 \cdot Q_n \quad (\text{Condensateurs}) \quad (\text{Equ.I.5})$$

I.1.5.2. Le modèle dynamique

Dans certaines études, les modèles statiques ne sont pas suffisamment précis pour représenter le comportement de la charge. Les modèles dynamiques de charge sont donc nécessaires. La construction de ce modèle de charge peut-être basée sur des mesures

expérimentales ou sur l'agrégation de modèles dynamiques des composants élémentaires de charge.

Les moteurs asynchrones ont un rôle prépondérant dans les phénomènes de stabilité, en raison de leur comportement et de leur présence majoritaire dans les réseaux industriels (jusqu'à 80 % de la puissance consommée dans certaines installations). [9]

I.1.6. Modélisation de machine synchrone

Les machines synchrones constituent la première catégorie importante des machines à courant alternatif. Elles jouent un rôle prédominant dans les phénomènes de stabilité des réseaux. Comme toutes les autres machines, elles sont réversibles et peuvent fonctionner indifféremment en générateur ou en moteur. Dans notre étude on a besoin de modéliser des unités de génération. [10]

I.1.6.1. Composition de la machine synchrone

Une machine synchrone comporte un stator et un rotor, le rotor est l'inducteur, le stator est l'induit ('armature' en anglais).

I.1.6.1.1. Le stator

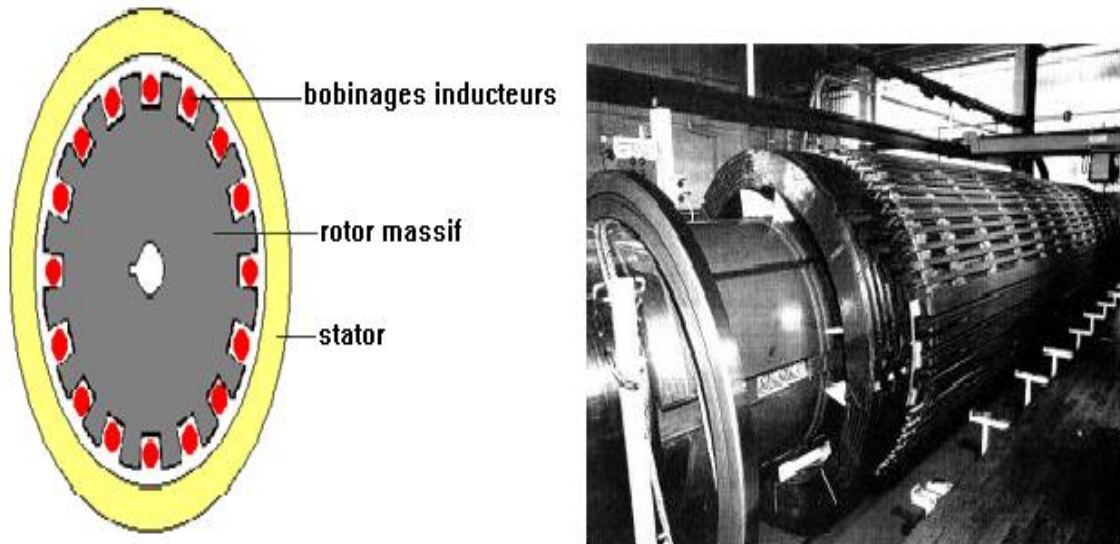
Le stator a une périphérie généralement lisse et porte, dans des encoches, des enroulements appelés 'circuit d'armature', ou plus simplement 'phases'. Lorsque la machine fonctionne en moteur, ces enroulements reçoivent du courant alternatif du réseau, et lorsque la machine fonctionne en alternateur, ils ont fournissent au réseau. On se réfère ainsi à des machines monophasées (1 seul enroulement au stator), biphasées (2 enroulements ou stator), triphasées (3 enroulements ou stator)... [10]

I.1.6.1.2. Le rotor

Le rotor porte le circuit d'excitation, dans lequel on envoie un courant continu. Il y a 2 types :

a- Rotor à pôles lisses :

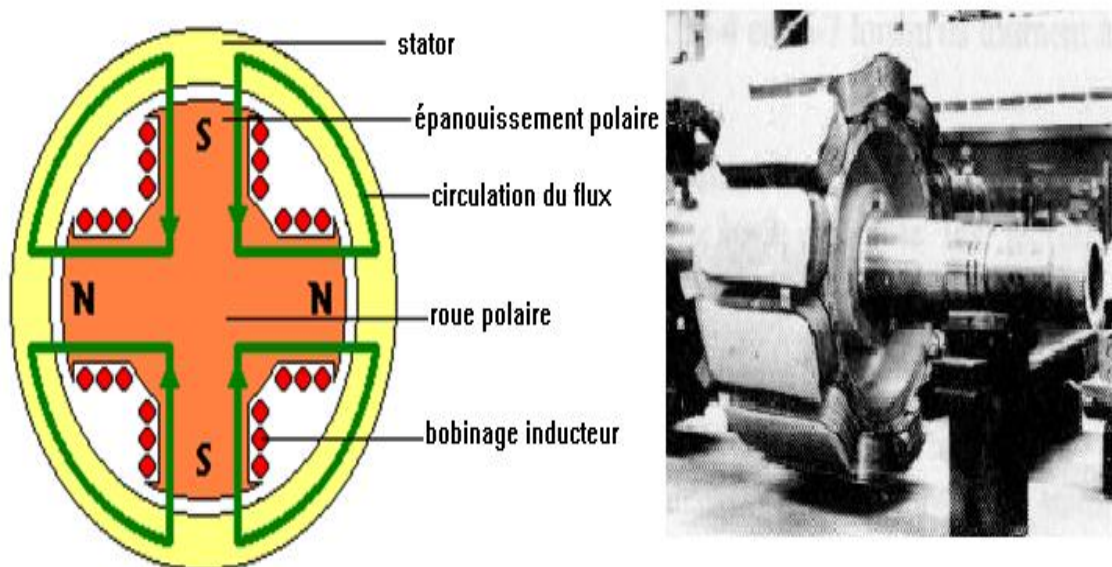
Lorsque sa périphérie est parfaitement lisse (à l'exception des encoches, naturellement). Dans ce cas, la réductance du circuit magnétique, entre rotor et stator est pratiquement constante et indépendante de la position du rotor.



(Fig.I.5) : Machine à pôles lisses.

b- Rotor à pôles saillants :

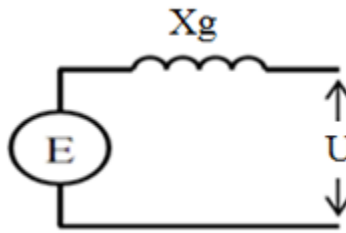
Lorsque sa périphérie est rectangulaire, s’il y a plusieurs paires de pôles. La figure (Fig.I.5) représente le principe d’une machine à pôles lisses. La figure (Fig.I.6) représente le principe d’une machine à pôles saillants. [10]



(Fig.I.6) : Machine à pôles saillants.

I.1.6.2. Modèle de générateur synchrone

Le modèle d'un générateur synchrone est comme la figure suivante l'indique : [9]



(Fig.I.7) : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.

La puissance active délivrée par une machine synchrone est égale à :

$$P_e = U \cdot I \cdot \cos\phi = \frac{|E| |U|}{X_g} \sin\delta = P_{\max} \sin\delta \quad (\text{Equ.I.6})$$

Lors d'une forte perturbation, comme un court-circuit, la réactance x_d' change, donc la puissance P_e n'est pas la même avant, pendant et après le défaut. [11]

Pour la machine synchrone, toutes les séquences de l'impédance Z^{012} sont purement réactives, avec: [12]

- l'impédance directe : notée par Z^1 .
- l'impédance inverse : notée par Z^2 .
- l'impédance homopolaire: notée par Z^0 .

- **Composante directe**

Du comportement de la machine juste après l'apparition du défaut, on distingue trois régimes :

- Régime subtransitoire: représenté par l'impédance subtransitoire jX''_d , à ce moment $Z^1 = jX''_d$ (cas où le premier cycle après l'apparition de défauts est d'intérêt).
- Régime transitoire: représenté par l'impédance jX'_d à ce moment $Z^1 = jX'_d$ (cas où les 3 ou 4 premiers cycles après l'apparition du défaut sont d'intérêt).
- Régime permanent: représenté par l'impédance jX_d .

La composante - de la machine synchrone peut être obtenue expérimentalement et ceci en court-circuitant le stator de la machine en fonctionnement à vide sous une excitation à

tension réduite. La mesure de courant pour chaque régime permet de calculer les différentes valeurs de la réactance. [12]

$$X_d = \frac{1}{|I_d|} pu$$

$$X'_d = \frac{1}{|I'_d|} pu$$

$$X''_d = \frac{1}{|I''_d|} pu$$

- **Composante inverse**

La composante négative ou inverse est généralement déterminée expérimentalement en alimentant la machine par un système de tension inverse et en court-circuitant le rotor (excitation nulle).

L'impédance inverse X^2 a pour valeur : $X^2 \cong X''_d$. [12]

- **Composante homopolaire**

La composante homopolaire ou zéro est généralement déterminée en alimentant la machine par un système de tensions égales et en court-circuitant le rotor.

La réactance homopolaire est approximativement égale à la réactance de fuite X_φ , avec :

$$X^0 \cong X_\varphi . [12]$$

I.1.6.3. Vitesse de synchronisme

Une machine synchrone est caractérisée par le fait qu'elle tourne à une vitesse constante (en régime permanent), appelée vitesse de synchronisme, lequel représenté avec l'expression suivant : [10]

$$\omega_{sm} = \frac{\omega}{p} \quad (\text{Equ.I.7})$$

On peut retrouver ce résultat par un raisonnement direct :

Si le rotor n'a qu'une paire de pôles, il induit dans une bobine de stator une tension dont la période est égale au temps mis par le rotor pour faire un tour, c'est-à-dire dont la fréquence est égale au nombre de tours par seconde :

$$n_{(tr/s)} = f_{(HZ)} \quad (\text{Equ.I.8})$$

En désignant alors par N la vitesse de rotation en tr/mn, on à :

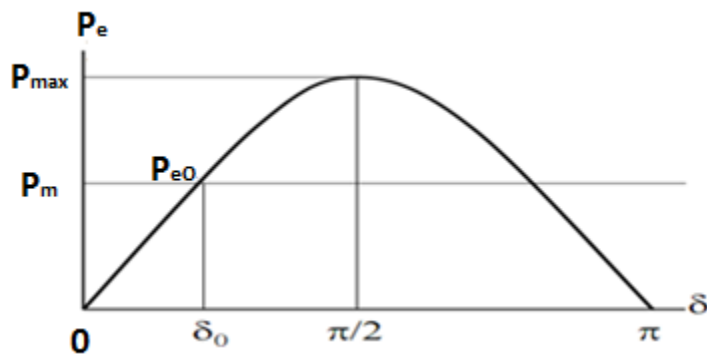
$$N_{(\text{tr/mn})} = 60 f_{(\text{HZ})} \quad (\text{Equ.I.9})$$

Plus généralement, pour une machine à p paires de pôles, la vitesse de rotation en tr/mn, est donc :

$$N = \frac{60f}{p} \quad (\text{Equ.I.10})$$

La relation (Equ.I.10) est une forme équivalente de la relation (Equ.I.7), plus commode pour les applications pratiques.

I.1.6.4. Caractéristique angulaire d'une machine synchrone



(Fig.I.8) : Caractéristique angulaire d'une machine synchrone.

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. [3]

Deux angles internes sont possibles quand la puissance délivrée par le générateur est égale à la puissance mécanique qui lui est fournie.

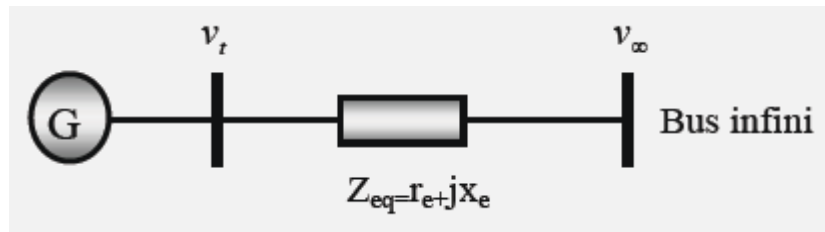
L'angle interne du générateur est régi par l'équation suivante :

$$\frac{J \cdot \omega_m}{p} \cdot \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Equ.I.11})$$

D'après cette équation si la puissance mécanique est supérieure à la puissance électrique consommée, alors l'angle interne augmente et inversement.

I.1.6.5. Machine synchrone –nœud infini

Un bus infini (ou nœud infini) est un bus idéal présentant une tension et une fréquence invariable. Le système de puissance d'une grande capacité comparé à la machine synchrone considérée est approximativement un bus infini. Une perturbation sur la machine n'affecte donc pas le réseau. [13]



(Fig.I.9) Machine synchrone connectée à un nœud infini.

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisés les différents composants du réseau électrique à savoir : les lignes de transport qui modélisé avec un schéma π , les transformateurs et les transformateurs de réglage, les trois types des jeux de barre, les différents types de charges (statiques et dynamique) et les machine synchrone.

Chaque élément dans le réseau électrique est a une influence sur la stabilité, c'est pour ça la modélisation des éléments de réseau est présenté premièrement dans ce chapitre, et dans le chapitre suivant on va présenter l'esprit de ce mémoire.

Introduction

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes. Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique, après quelques oscillations, retrouve un état stable. [9]

Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique [9], pour ce but la il faut donner quelque généralité sur la stabilité dans ce chapitre, détailler la stabilité transitoire, leur caractéristique et présenté les méthodes de calcul.

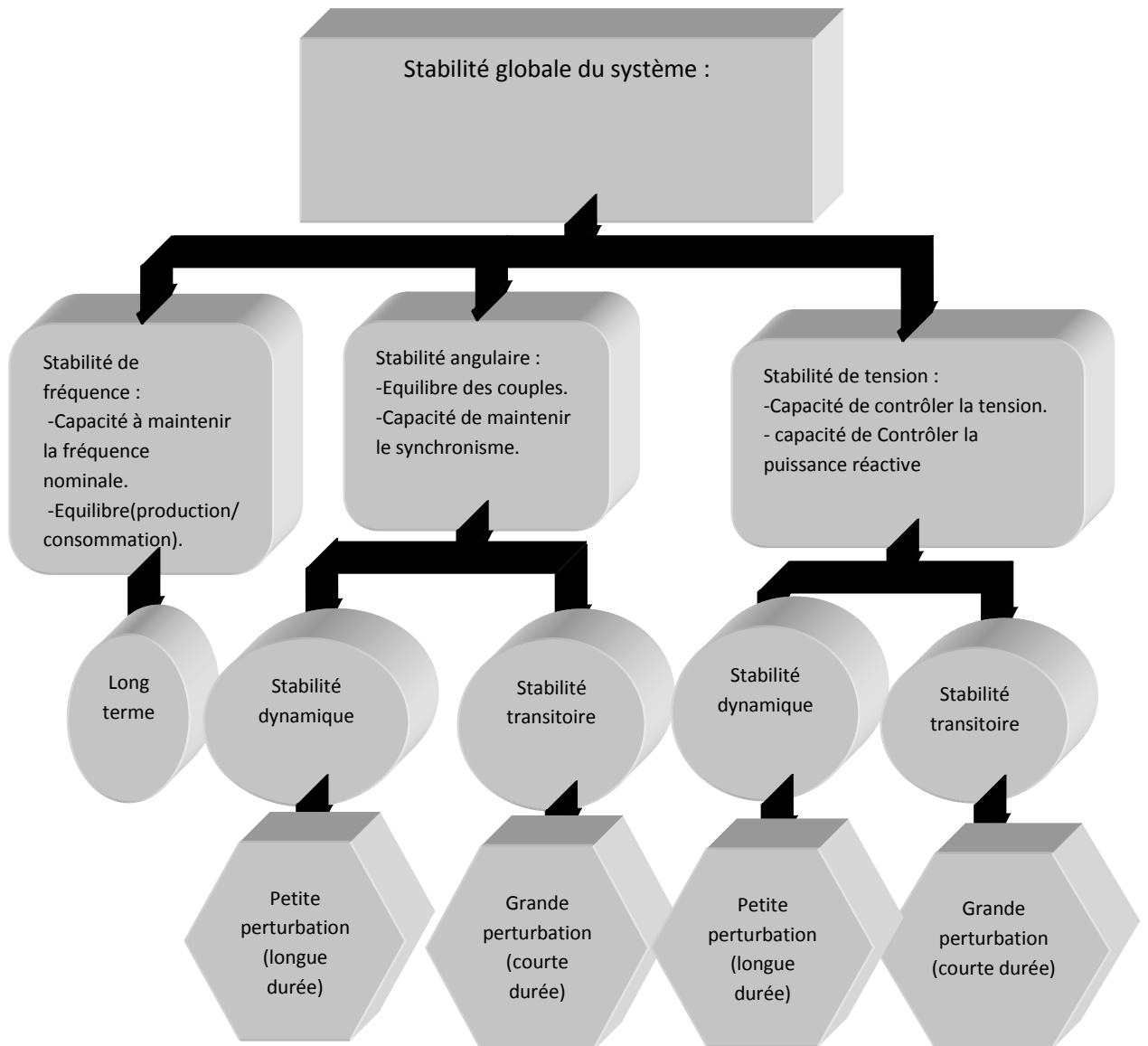
Les problèmes de stabilité dans les systèmes électriques ont depuis longtemps reçu une très grande attention. En effet, un système électrique en fonctionnement peut subir une grande variété de perturbations ou d'incidents, tels que :

- La variation de la charge au cours de la journée.
- La manœuvre d'un ouvrage de couplage.
- Le déclenchement d'une unité de production ou d'une charge.
- La foudre atteignant une ligne.
- Un court-circuit en réseau.

Ces phénomènes dynamiques mettent en jeu des constantes de temps très différentes allant de la microseconde à l'heure. Cette caractéristique est d'une grande aide et permet de classer la stabilité des systèmes électriques en plusieurs catégories. [14]

II .1. Classification du problème de stabilité

Nous pouvons définir trois types de stabilité du réseau électrique, celle de l'angle de transport ou celle de la tension et celle de la fréquence. La figure suivante représente une classification généralisée de la stabilité. [15]



(Fig.II.1) : Classification des types de stabilité des réseaux électriques.

II.2. Stabilité des réseaux électriques

La stabilité d'un réseau électrique est 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. [16]

Selon la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude de perturbations, on peut classier les types de la stabilité dans la (fig.II.1). [8]

II.2.1. Stabilité angulaire

La stabilité angulaire est définie comme la capacité des générateurs synchrones d'un réseau à maintenir le synchronisme après avoir été soumis à une ou des perturbations. L'instabilité se traduit par des oscillations angulaires de certains générateurs menant à la perte de leur synchronisme avec les autres générateurs.

La stabilité angulaire est classifiée dans deux catégories : la stabilité des angles de rotor aux petites perturbations et la stabilité des angles de rotor aux grande perturbations, encore appelée stabilité transitoire [1].

Une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenchée par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production consommation du système. Selon l'amplitude de la perturbation, on parle de la stabilité angulaire aux petites perturbations ou de la stabilité transitoire. [8]

II .2.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc. [8]

II.2.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoires)

La stabilité transitoire concerne la capacité du réseau à maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère comme un court circuit, arrêt d'un générateur, etc. La réponse du

système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles. [8]

II.2.2. Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée. [8]

II.2.3. Stabilité de tension

La stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables à tous ses nœuds, dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation. L'instabilité de tension résulte de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste généralement sous forme d'une décroissance monotone de la tension.

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations. [8]

II.3. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)

II.3.1. Notions de Stabilité transitoire

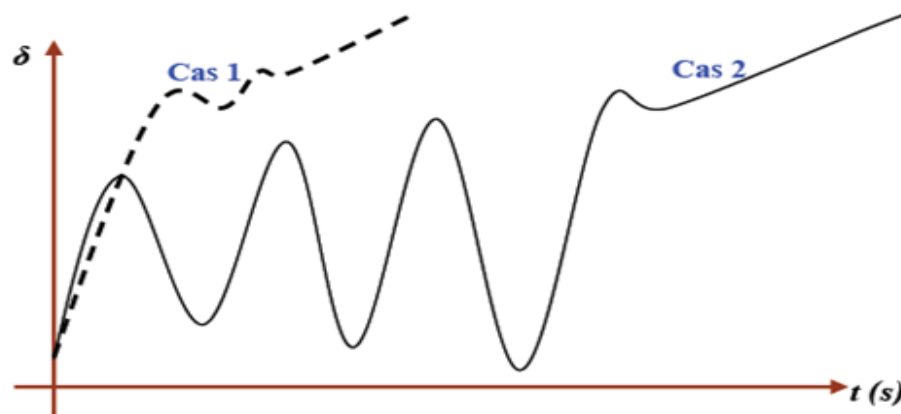
Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations 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, (cas 1, (fig.II.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 (II.2)). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.



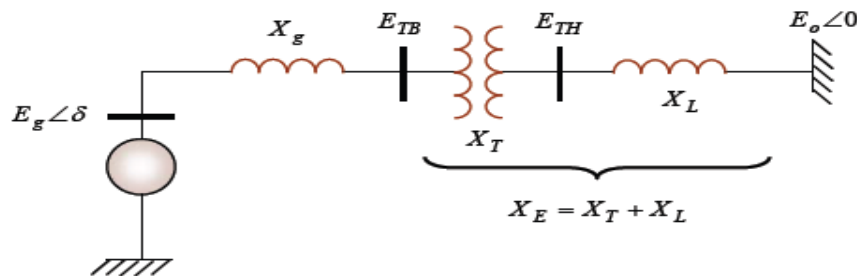
(Fig.II.2) : Variation d'angle de rotor.

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

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (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.

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission, (fig.II.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_E . [3]



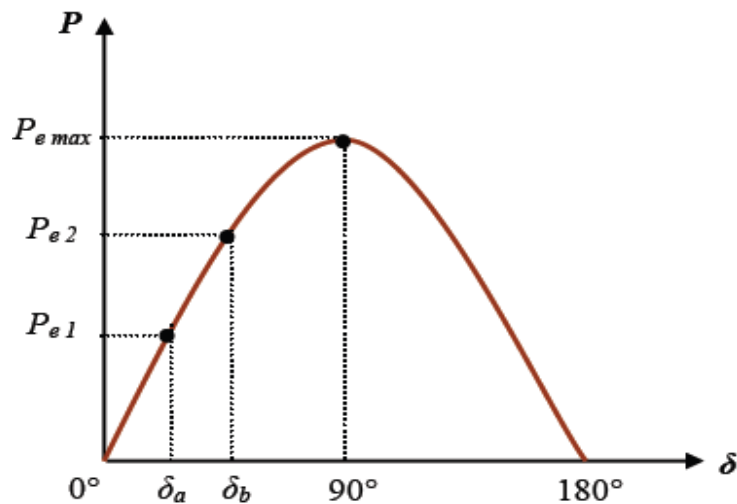
(Fig.II.3) : machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

• Relation ($P-\delta$)

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

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_E} \sin \delta \tag{Equ.II.1}$$

Où, δ , 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 (Equ.II.1) est représentée graphiquement à la (fig.II.4).

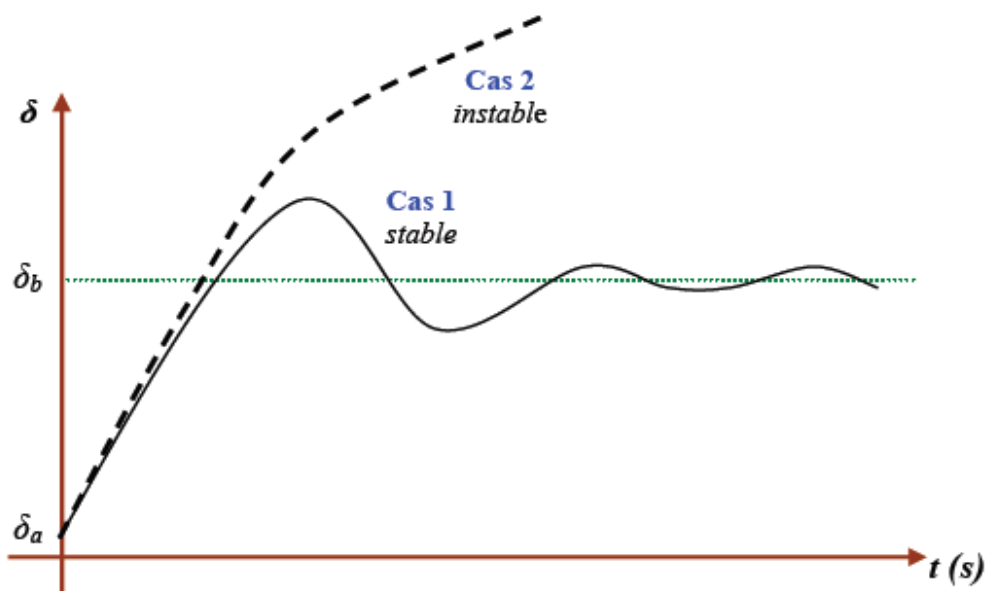


(Fig.II.4) : relation puissance-angle de rotor.

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_{e1} est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant δ_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} , (fig.II-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 ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, (fig.II.5)), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, (fig.II.5)). [3]



(Fig.II.5) : variation d'angle de rotor.

II.3.2. Equation de mouvement (équation mécanique), (swing equation)

La liaison entre de l'aspect mécanique et électrique de la machine synchrone est régie par l'équation dynamique de l'accélération du rotor de l'alternateur lié à la turbine, ce que l'on appelle (équation du mouvement) [15]

On considère que le générateur synchrone a des différents couples comme la suite : [15]

-un couple d'entrée, couple mécanique C_m .

-un couple d'origine électrique, ou couple résistant, correspondant à la puissance fourni au réseau C_e .

-un couple d'inertie C_i .

-un couple d'amortissement C_a .

A tout instant, le couple mécanique appliqué doit faire équilibre avec les autre couples d'où l'équation :

$$C_m = C_e + C_i + C_a \quad (\text{Equ.II.2})$$

II.3.2.1. Equation de mouvement sans couple d'amortissement

Si on néglige le couple d'amortissement C_a , et a l'équilibre, on a :

$$C_i = C_m - C_e \quad (\text{Equ.II.3})$$

- Si $C_i > 0$ accélération.
- Si $C_i < 0$ décélération.

Alors :

Le couple mécanique est égal à couple électrique :

$$C_m = C_e \quad (\text{Equ.II.4})$$

On a :

$$C_i = J \frac{d^2\theta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{Equ.II.5})$$

Et :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (\text{Equ.II.6})$$

La 1^{ère} dérivation de θ_m donne :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \frac{d\delta_m}{dt} + \omega_{ms} \quad (\text{Equ.II.7})$$

La 2^{ème} dérivation de θ_m donne :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (\text{Equ.II.8})$$

Substituant l'équation (Equ.II.8) dans l'équation (Equ.II.5), on obtient :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{Equ.II.9})$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (Equ.II.9) par ω_m :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m C_m - \omega_m C_e \quad (\text{Equ.II.10})$$

Avec : $\omega_m C_m = P_m$ et : $\omega_m C_e = P_e$

On obtient l'équation de puissance suivant :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Equ.II.11})$$

On a:

$$W_K = \frac{1}{2} J \omega_m^2 = \frac{1}{2} M \omega_m \quad (\text{Equ.II.12})$$

Avec:

W_K : est l'énergie cinétique emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en Mégajoules.

Donc l'expression de M est comme la suite:

$$M = \frac{2W_k}{\omega_m} \quad (\text{Equ.II.13})$$

Nous supposons que les variations de vitesse ω_m restent toujours faibles, durant a longue temps, avant que la stabilité soit perde, alors : $\omega_m = \omega_{sm}$

Alors l'expression de M vaut :

$$M = \frac{2W_k}{\omega_{sm}} \quad (\text{Equ.II.14})$$

L'équation de mouvement soit comme la suite :

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Equ.II.15})$$

On doit écrire l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique δ , la relation entre l'angle mécanique et l'angle électrique est :

$$\delta = \frac{p}{2} \delta_m \quad (\text{Equ.II.16})$$

Alors l'équation de mouvement est en fonction de l'angle électrique :

$$\frac{2}{p} M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{Equ.II.17})$$

Conversion de l'équation de mouvement en unité relative :

$$\frac{2}{p} \frac{2W_k}{\omega_{sm} S_B} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{P_m}{S_B} - \frac{P_e}{S_B} \quad (\text{Equ.II.18})$$

On a:

$$H = \frac{W_k}{S_B} \quad (\text{Equ.II.19})$$

La constante d'inertie H (en sec) de la machine est définie par le rapport d'énergie cinétique W_k emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en Mégajoules, et de la puissance de base S_B de la machine en Méga-volt ampère.

Donc l'équation vaut:

$$\frac{2}{p} \frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{Equ.II.20})$$

On a:

$$\omega_{sm} = \frac{2}{p} \omega_s \quad (\text{Equ.II.21})$$

Alors :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{Equ.II.22})$$

On a :

$$\omega_s = 2\pi f_0 \quad (\text{Equ.II.23})$$

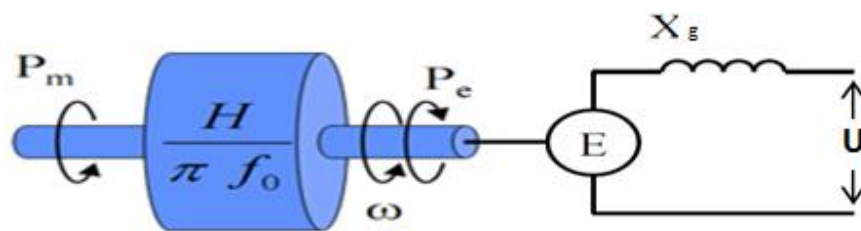
Alors :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{Equ.II.24})$$

L'équation (Equ.I.6), dans le 1^{er} chapitre, qui représente le modèle d'une machine synchrone et l'équation (Equ.II.24) qui représente le modèle de générateur dynamique sont forme l'équation de mouvement (swing equation), comme la suite : [12]

$$\begin{cases} P_e = P_{\max} \sin\delta \\ \frac{2H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{cases}$$

$$\frac{2H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_{\max} \sin\delta \quad (\text{Equ.II.25})$$



(Fig.II.6) : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.

II.3.2.2. Equation de mouvement avec couple d'amortissement

Si on tenir compte le couple d'amortissement C_a , on a :

$$C_i + C_a = C_m - C_e \quad (\text{Equ.II.26})$$

On a :

$$C_i = J \frac{d^2\theta}{dt^2} \quad (\text{Equ.II.27})$$

$$C_a = \frac{a}{\omega_m} \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{Equ.II.28})$$

On peut donc déduire l'équation d'équilibre des couples :

$$J \frac{d^2\theta}{dt^2} + \frac{a}{\omega_m} \frac{d\delta}{dt} = C_m - C_e(\delta) \quad (\text{Equ.II.29})$$

Alors on obtient une équation de mouvement avec le couple d'amortissement sous forme :

[12]

$$\begin{cases} P_e = P_{\max} \sin\delta \\ \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m(pu) - P_e(pu) \end{cases}$$

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m(pu) - P_{\max} \sin\delta \quad (\text{Equ.II.30})$$

II.4. Stabilité en régime permanent vis-à-vis des petites perturbations

Pour représenter le problème de la stabilité en régime permanent, On considère que la machine synchrone dans le système considérée est liée à un jeu de barre infini [12]. L'équation mécanique est comme la suite :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin\delta \quad (\text{Equ.II.31})$$

L'équation mécanique est une fonction non linéaire, mais si la perturbation de l'angle est petite, l'équation sert une fonction linéaire. Avec une petite déviation $\Delta\delta$ de l'angle initial δ_0

$$\delta = \delta_0 + \Delta\delta \quad (\text{Equ.II.32})$$

Substituant l'équation (Equ. II.32) dans l'équation (Equ. II.31), on obtient :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin(\delta_0 + \Delta\delta) \quad (\text{Equ.II.33})$$

Ou bien :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_o}{dt^2} + \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = P_m - P_{\max} (\sin \delta_o \cos \Delta \delta + \cos \delta_o \sin \Delta \delta) \quad (\text{Equ.II.34})$$

On a $\Delta \delta$ est petite, alors $\Delta \delta \cong 1$, et $\sin \Delta \delta \cong \Delta \delta$, c'est-à-dire que :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_o}{dt^2} + \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin \delta_o - P_{\max} \cos \delta_o \Delta \delta \quad (\text{Equ.II.35})$$

Aux conditions initiales :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_o}{dt^2} = P_m - P_{\max} \sin \delta_o \quad (\text{Equ.II.36})$$

L'équation (Equ.II.36) sert une équation linéaire :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + P_{\max} \cos \delta_o \Delta \delta = 0 \quad (\text{Equ.II.37})$$

On a :

$$P_s = P_{\max} \cos \delta_o \quad (\text{Equ.II.38})$$

L'équation (Equ.II.37) vaut comme la suite (sans couple d'amortissement) :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + P_s \Delta \delta = 0 \quad (\text{Equ.II.39})$$

On a :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\pi f_0 P_s}{H}} \quad (\text{Equ.II.40})$$

Avec :

$$C_a = D \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{Equ.II.41})$$

Alors (avec couple d'amortissement) :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta \delta}{dt} + P_s \Delta \delta = 0 \quad (\text{Equ.II.42})$$

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + \frac{\pi f_0}{H} D \frac{d\Delta \delta}{dt} + \frac{\pi f_0}{H} P_s \Delta \delta = 0 \quad (\text{Equ.II.43})$$

Ou bien en termes d'équation différentielle de second ordre, on a :

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + 2\xi \omega_n \frac{d\Delta \delta}{dt} + \omega_n^2 \Delta \delta = 0 \quad (\text{Equ.II.44})$$

Alors :

$$\xi = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{\pi f_0}{HP_s}} \quad (\text{Equ.II.45})$$

Et :

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \quad (\text{Equ.II.46})$$

Dans les conditions normales, $\xi < 1$ et les solutions d'équation différentielle sont complexes :

$$s_1, s_2 = -\xi \omega_n \pm j \omega_n \sqrt{1 - \xi^2} \quad (\text{Equ.II.47})$$

Si les solutions sont dans une petite perturbation $\Delta \delta_0$ et $\Delta \omega_0 = 0$, alors : [12]

$$\Delta \delta = \frac{\Delta \delta_0}{\sqrt{1 - \xi^2}} e^{-\xi \omega_n t} \sin(\omega_d t + \theta) \quad (\text{Equ.II.48})$$

$$\Delta \omega = -\frac{\omega_n \Delta \delta_0}{\sqrt{1 - \xi^2}} e^{-\xi \omega_n t} \sin \omega_d t \quad (\text{Equ.II.49})$$

II.5. Détermination de temps critique d'isolement de défaut (TCID)

C'est le paramètre le plus décisif dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau électrique. Le temps critique d'élimination du défaut, est l'intervalle du temps juste après l'instant de l'apparition du défaut et hors de la quelle le système ne sera plus stable si le défaut n'est pas isolé.

D'après l'équation de mouvement de la machine : [15]

$$t_c = \frac{2 \sqrt{H(\delta_c - \delta_0)}}{90 \cdot f \cdot P_m} \quad (\text{Equ.II.49})$$

II.6. Méthode d'analyse de la stabilité transitoire (détermination de l'angle delta)

Cette méthode procède par intégration numérique des équations différentielles décrivant le réseau dans l'espace d'état. Il existe une grande variété d'algorithmes d'intégration. Les plus utilisés sont

ceux, d'Euler et Euler modifié. Les équations différentielles décrivant le comportement du système sont discrétisées en une forme quasi-linéaire. Cette approche présente l'avantage de pouvoir considérer des modèles très complets (saturation, saillance, organes de régulation...). Il en découle une grande précision. Cependant, nécessitant un temps de calcul important, elle reste incompatible avec une évaluation en ligne de la stabilité. [15]

La modélisation des réseaux électriques nous conduit à des équations différentielles que l'on résout, en faisant appel des outils mathématiques qui consiste à étudier l'évolution de l'angle de charge (δ) en fonction du temps par différents méthodes. [15]

Dans ce chapitre on va donner parmi ces méthodes :

- méthode d'Euler.
- méthode d'Euler modifié.

II.6. 1. Méthode d'Euler

Lorsqu'on ne sait pas trouver une formule explicite de $x(t)$, la méthode d'Euler permet de tracer une courbe approchée de celle de x .

Si x est une fonction dérivable sur un intervalle I et t_i un réel de I . Pour tout réel h non nul et proche de 0 tel que $x_i + h$ soit dans I on a :

$$x(t_i + h) \approx F(t_i) + h F'(t_i) \quad (\text{Equ.II.50})$$

On cherche la solution $x(t)$ d'une équation différentielle du premier ordre mise sous la forme $x' = f(t, x)$ avec une condition initiale $x(t_0) = x_0$. Pour se fixer les idées on peut considérer x comme une position et x' comme une vitesse.

On procède pas à pas, avec le pas h . Connaissant l'abscisse x_0 à $t = t_0$, on peut, en utilisant l'équation différentielle, calculer la vitesse $x'(t_0) = f(t_0, x_0)$ et en déduire une valeur approchée de la position à l'instant $t_1 = t_0 + h$. On écrira :

$$x_1 = x(t_1) = x(t_0 + h) \approx x(t_0) + h x'(t_0) = x_0 + h f(t_0, x_0) \quad (\text{Equ.II.51})$$

Ce qui revient à écrire le début d'un développement limité de $x(t)$. Si on répète l'opération, en partant de la position x_1 à l'instant $t_1 = t_0 + h$:

$$x_2 = x(t_1+h) = x(t_0+2h) \approx x(t_1) + h x'(t_1) = x_1 + h f(t_1, x_1) \quad (\text{Equ.II.52})$$

$$x_3 = x(t_2+h) = x(t_0+3h) \approx x(t_2) + h x'(t_2) = x_2 + h f(t_2, x_2) \quad (\text{Equ.II.53})$$

On construit ainsi une suite de valeurs x_n , voisines de $x(t_0+nh)$, qui représente de façon approximative la fonction $x(t)$, solution de l'équation différentielle avec les conditions initiales. C'est la méthode d'Euler ou de la tangente. La formule de calcul est la suivante:

$$x_{n+1} = x_n + h f(t_n, x_n) \quad (\text{Equ.II.54})$$

On remarque que l'on a bien $x'(t_n) = f(t_n, x_n) = (x_{n+1} - x_n) / h$ lorsque h tend vers 0.

Il est à noter que l'on intègre toujours depuis la valeur initiale jusqu'à une valeur finale donnée (qui peut éventuellement être variable).

On choisit alors le nombre d'intervalles d'intégration, qui détermine la largeur du pas. Mais la taille du pas doit être suffisamment petite afin d'assurer une précision acceptable. [15]

II.6.2. Méthode d'Euler modifié

Cette méthode a pour base la détermination des x par la méthode d'Euler explicitée précédemment et à partir de cette première approximation on améliore le résultat obtenu comme suit :

$$x_{n+1} = x_n + h \cdot f(t_n, x_n) \quad (\text{Par la méthode d'Euler}) \quad (\text{Equ.II.55})$$

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2} (f(t_n, x_n) + f(t_{n+1}, x_{n+1})) \quad (\text{Equ.II.56})$$

Avec :

$$f(t_n, x_n) = x'(t_n, x_n) \text{ et } f(t_{n+1}, x_{n+1}) = x'(t_{n+1}, x_{n+1}) \quad (\text{Equ.II.57})$$

Ainsi au moyen de cette méthode on estime x_{n+1} et cette estimation servira à calculer x_{n+1} qui sera injecté pour corriger x_{n+1} .

On constate qu'avec cette méthode la précision est améliorée par rapport à la méthode d'Euler grâce à la correction de l'estimation. [15]

II.6. 3. Comparaison entre les deux méthodes à l'application (Euler et Euler modifié)

- La méthode d'Euler modifié est plus précisée que la méthode d'Euler.
- Dans la méthode de Euler quand on utilise un pas Δt grand, la courbe produite montre que le système est instable, avec les mêmes données et un pas Δt petit, on obtient une courbe qui montre que le système est stable, alors : si le pas Δt est plus petit les résultats sont plus précisés. Par contre que dans la méthode d'Euler modifié, cette méthode peut supporter le petit et le grand pas.

II.7. Méthodes pour l'amélioration de la stabilité transitoire

Les différentes méthodes suivantes sont utilisées pour la prévention de l'instabilité transitoire :

- Fermeture rapide des valves
- Méthodes pour augmenter les couples électriques
- Systèmes de régulation de tension performants
- Utilisation des systèmes de transport flexible (FACTS)... [7]

Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé l'importance du problème de la stabilité lors de l'étude d'un réseau électrique. Puis nous avons présenté les différents types de la stabilité, notamment la stabilité angulaire en donne ses différents types que nous pouvons rencontrer. En suite nous avons réservé une partie de ce chapitre pour la démonstration de l'équation de mouvement avec le couple d'amortissement et sans couple d'amortissement.

Nous avons aussi présenté les méthodes d'analyse de la stabilité.

Introduction

Ces dernières années les réseaux électriques ont déjà connu un accroissement considérable des interconnexions et ont été exploités de plus en plus près de leurs limites de stabilité et de sécurité en raison des contraintes économiques et d'une opposition croissante à la construction de nouveaux ouvrages (lignes, centrales) dans des zones à forte densité de population.

Les perturbations inévitables telles que les courts-circuits, les indisponibilités momentanées de lignes, de générateurs ou de transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes et les aléas de consommation peuvent affecter le réseau à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité.

Les moyens classiques de contrôle des réseaux pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux perturbations du réseau [17].

Les systèmes de transmission de courant alternatif (FACTS) sont des dispositifs électroniques de puissance qui assurent le contrôle des paramètres du circuit de transmission de courant alternatif et, ainsi, permettent d'optimiser le pilotage et d'augmenter la capacité de transit de puissance. Les contrôleurs FACTS sont généralement considérés comme étant un moyen pratique de réglage de puissance pour améliorer la performance statique et dynamique de réseaux électriques sous régime d'exploitation normal et anormal.

Le recours aux appareils FACTS peut être une solution efficace pour éliminer ou, au moins, atténuer les contraintes de transmission qui réduisent la capacité de transfert. Vu la nature des dispositifs électroniques de puissance, les solutions FACTS seront justifiées à chaque fois que l'application exigera un ou plusieurs des attributs suivants: réaction rapide, variation fréquente de débit et/ou débit ajustable sans à-coups.

Les contrôleurs FACTS optimisent la performance statique (par ex. alimentation croissante, gestion de congestion, pertes réseau réduites etc.) et la performance dynamique (par ex. seuils de stabilité supérieurs, amortissement de l'oscillation réseau, etc.) [18]. On s'intéressera à une type à savoir : le STATCOM. Une représentation détaillée de cet équipement a été présentée dans ce chapitre.

III.1. Dispositifs FACTS

Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau.

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Les dispositifs FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant. [1, 9, 19, 20]

III.2. Classification des dispositifs FACTS

Depuis les premiers compensateurs, trois générations de dispositifs FACTS ont vu le jour. Elles se distinguent par la technologie des semi-conducteurs et des éléments de puissance utilisés.

A- La première génération est basée sur les thyristors classiques. Ceux-ci sont généralement utilisés pour enclencher ou déclencher les composants afin de fournir ou absorber de la puissance réactive dans les transformateurs de réglage.

B- La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former les convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.

C- Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau.

Dans notre proposition, une autre classification des contrôleurs FACTS basée sur les cinq caractéristiques indépendantes :

1. Selon le type de Raccordement sur le réseau (Connexion) ;
2. Selon le mode de Commutation ;
3. Selon la Fréquences de Commutation ;
4. Selon le mode de Stockage d'énergie ;
5. Selon le mode de Connexion au Port DC.

Selon ces critères, trois familles de dispositifs FACTS peuvent être mises en évidence.

- Les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau.
- Les dispositifs séries insérés en série avec les lignes de transport.
- Les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages

III.2.1. Dispositifs FACTS Shunt

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

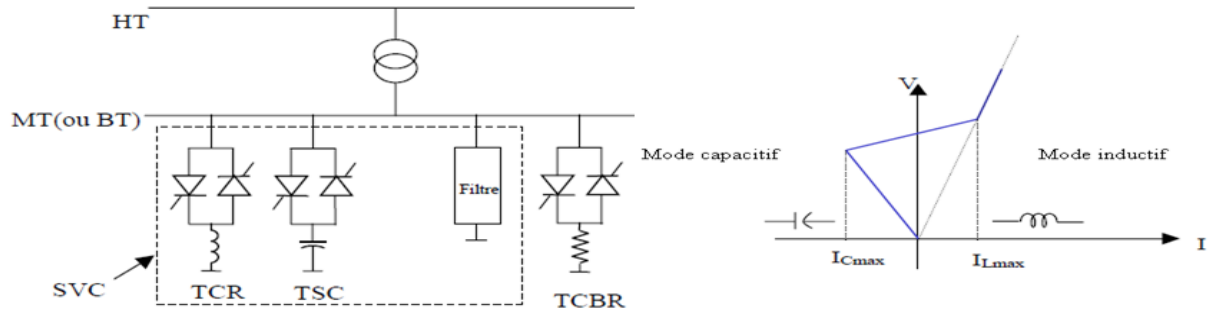
III.2.1.1. Compensateur statique de puissance réactive SVC

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC [15*]. IEEE définit le SVC (Static Var Compensator) comme un générateur (ou absorbeur) statique d'énergie réactive, shunt, dont la sortie est ajustée en courant capacitif ou inductif afin de contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique, typiquement la tension des nœuds [21].

Le compensateur statique de puissance réactive SVC est le premier dispositif FACTS qui apparaît dans les années 1970 pour répondre à des besoins de stabilisation de tension rendue fortement variable du fait de charges industrielles très fluctuantes telles les laminoirs et les fours à arc. Les SVC sont des FACTS de première génération. Ils utilisent des thyristors classiques, commandables uniquement à l'amorçage. [8]

La caractéristique statique est donnée sur la figure ci dessous. Trois zones sont distinctes :

- une zone où seules les capacités sont connectées au réseau,
- une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.
- une zone où le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage), les condensateurs sont déconnectés. [15]



(Fig.III.1) :

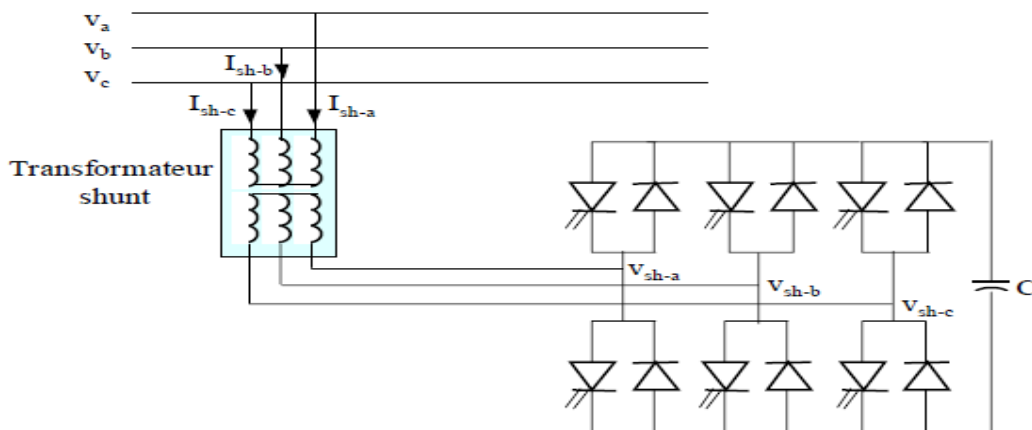
A : Schéma du SVC et TCBR. [11*]

B : Caractéristique d'un SVC. [15]

III.2.1.2. Compensateur statique synchrone (STATCOM)

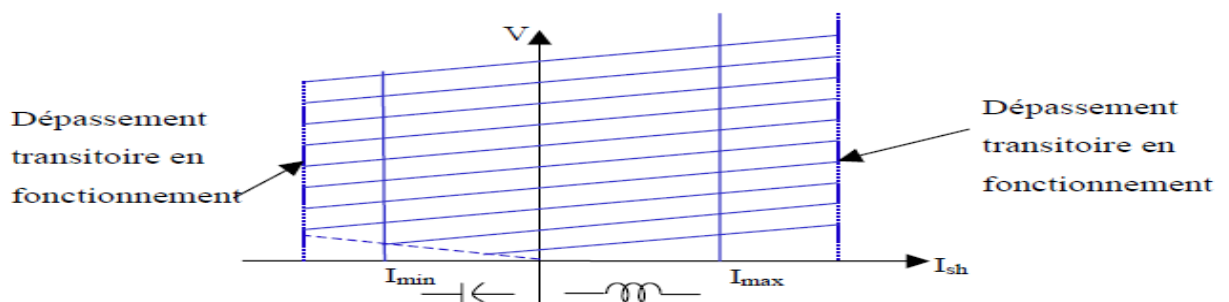
IEEE définit le STATCOM (Static Synchronous Compensator) comme un générateur synchrone fonctionnant comme un compensateur parallèle de l'énergie réactive dont le courant capacitif ou inductif généré peut être contrôlé séparément de la tension du réseau [21].

Le compensateur statique synchrone STATCOM, autrefois appelé compensateur statique de puissance réactive avancé fait partie de la deuxième génération des FACTS. Il correspond à l'équivalent statique exact de la machine synchrone classique fonctionnant en compensateur, mais sans inertie. Il est principalement utilisé pour la compensation dynamique des réseaux, afin de faciliter la tenue de tension, d'accroître la stabilité en régime transitoire et d'amortir les oscillations de puissance. [8]



(Fig.III.2) : Schéma de base de STATCOM. [11]

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive uniquement à l'aide d'une inductance. Contrairement au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la (fig.III.3). Ce dispositif a l'avantage, contrairement au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension V diminue. [11]



(Fig.III.3) : Caractéristique de STATCOM. [11]

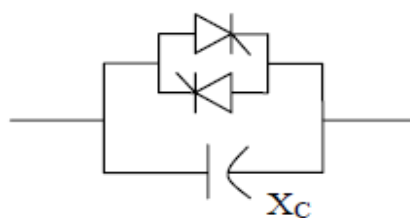
III.2.2. Dispositifs FACTS Série

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

III.2.2.1. Compensateur série commuté par thyristor (TSSC)

IEEE définit le TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor) comme un compensateur capacitif qui se compose de plusieurs condensateurs en série. Chaque condensateur commandé par un commutateur de thyristor qui assure une compensation par palier [21].

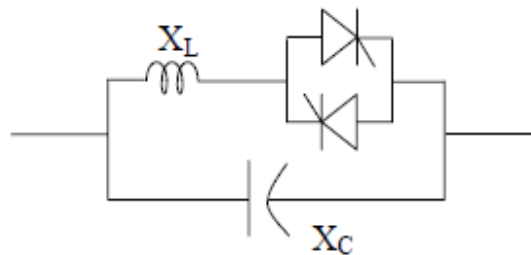
Le Compensateur série commuté par thyristor TSSC, est le premier qui apparaît dans la famille des compensateurs série. Il est constitué de plusieurs capacités montées en série, chacun étant shunté par une valve à thyristors montée en dérivation. [8]



(Fig.III.4) : Caractéristique de TSSC. [11]

III.2.2.2. Compensateur série commandé par thyristor (TCSC)

IEEE définit le TCSC comme étant un compensateur à réactance capacitif qui consiste en une série de condensateurs en parallèle avec des inductances commandées par thyristor afin de pouvoir assurer une variation homogène de la réactance capacitive [21]. Le TCSC permet une compensation qui varie entre 20% inductive et 80% capacitive [22].



(Fig.III.5) : Caractéristique de TCSC. [11]

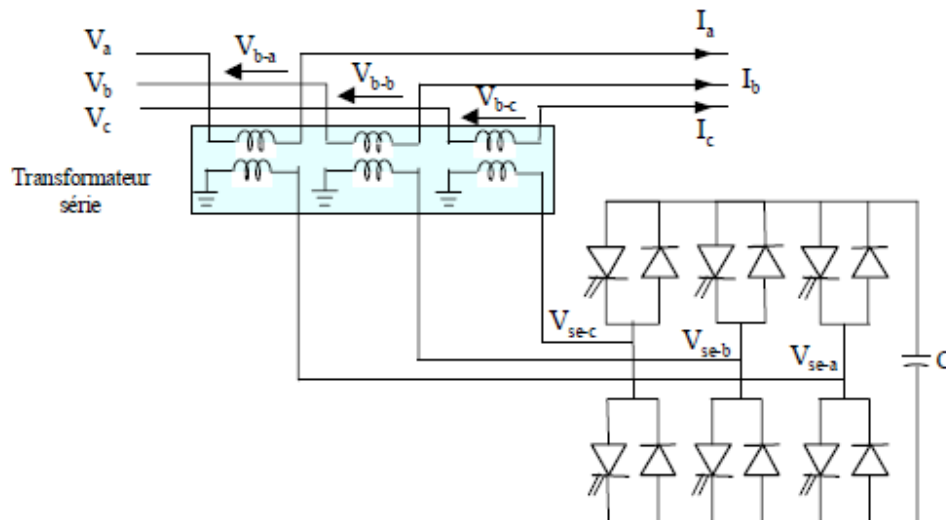
III.2.2.3. Compensateur série synchrone (SSSC)

IEEE définit le SSSC (Static Synchronous Series Compensator) comme étant un générateur synchrone statique fonctionnant sans source d'énergie électrique extérieure comme les compensateurs série, dont la tension de sortie est contrôlable indépendamment du courant de ligne afin d'augmenter ou de diminuer la chute de tension globale, et ainsi de contrôler la puissance électrique transmise [21].

Le compensateur série synchrone SSSC est un dispositif FACTS de deuxième génération. Il est formé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur. Le SSSC agit sur le courant de la ligne en insérant une tension en quadrature avec ce dernier, la tension pouvant être capacitive ou inductive. Un SSSC est capable d'augmenter ou de diminuer le flux de puissance dans une ligne. Le comportement d'un SSSC peut être assimilé à celui d'un condensateur ou d'une inductance série réglable. La différence principale réside dans le fait que la tension injectée n'est pas en relation avec le courant de ligne. [8]

De ce fait, le SSSC présente l'avantage de pouvoir maintenir la valeur de tension insérée constante, indépendamment du courant. Il est donc efficace tant pour des petites charges

(faibles courants) que pour des grandes charges. Un autre avantage du SSSC réside dans le fait que ce type de compensateur n'insère pas de condensateur en série avec la ligne de transport. De ce fait, il ne peut pas provoquer de résonance hyposynchrone. De plus sa taille est réduite en comparaison au celle du TCSC. [8]



(Fig.III.6) : Schéma de base du SSSC. [11]

III.2.3. Dispositifs FACTS Série parallèle (hybride)

Parmi les dispositifs shunt on peut citer :

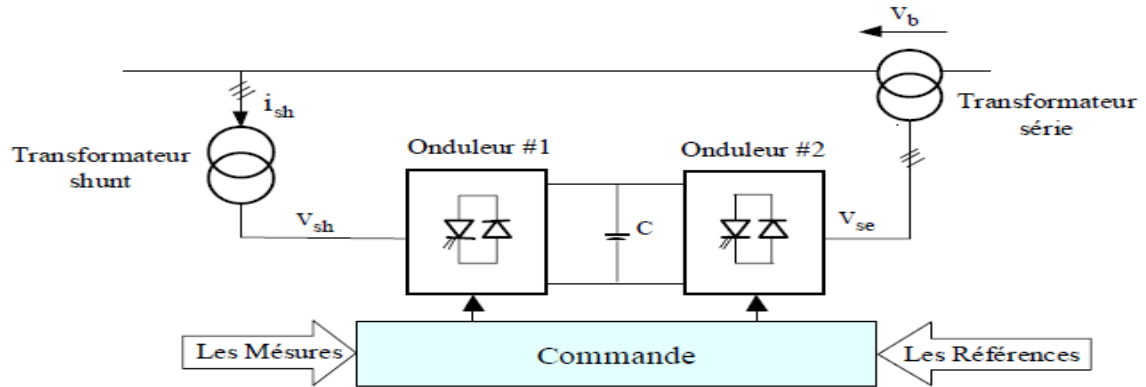
III.2.3.1. Contrôleur de transit de puissance universel (UPFC)

IEEE définit l'UPFC comme étant une combinaison entre un STATCOM et un SSSC couplés via une liaison à courant continu, pour permettre un écoulement bidirectionnel de la puissance active entre la sortie du SSSC et celle du STATCOM. L'UPFC permet le contrôle de la tension, de l'impédance, et de l'angle ou d'écoulement de la puissance active et réactive de la ligne. [21]

L'UPFC est capable de remplir toutes les fonctions des autres dispositifs FACTS. Il peut être utilisé particulièrement pour :

- Réglage de la tension.
- Contrôle de flux de puissance active et réactive.
- Amélioration de la stabilité.

- Limitation des courants de court-circuit.
- Amortissement des oscillations de puissance. [8]



(Fig.III.7) : Schéma de base de l'UPFC. [11]

III.3. Coût des dispositifs FACTS

Mis à part les avantages techniques apportés par les FACTS, d'autres critères liés au coût doivent être pris en considération dans la décision d'installer un dispositif. Sur le plan économique, le critère généralement adopté dans l'évaluation des bénéfices obtenus par un FACTS est que l'accroissement des revenus doit excéder les coûts d'exploitations, de maintenance et d'amortissement de l'installation.

Le coût d'une installation FACTS dépend principalement des facteurs tels que les performances requises, la puissance de l'installation, le niveau de tension du système ou encore la technologie du semi-conducteur utilisé. [8]

III.4. Etat de la technologie et expériences

Les contrôleurs électroniques de puissance constituent le fondement du concept des appareillages de réseaux CA (courant alternatif) maillés (FACTS) qui sont en cours de développement depuis près de vingt ans et qui en sont à la troisième génération. La première génération de dispositifs FACTS utilisait l'électronique de puissance pour le contrôle de grands éléments de circuit de transmission, comme les batteries de condensateurs, pour qu'elles soient plus réactives aux changements de conditions de fonctionnement du réseau.

La seconde génération de dispositifs FACTS était en mesure de remplir leurs fonctions, comme soutenir la tension d’une longue ligne de transport, sans recours à de grands éléments de circuits externes et onéreux. Les dispositifs FACTS de première et de seconde génération sont actuellement en service dans les réseaux de distribution.

Les premières installations furent mises en service il y a plus de 20 ans. En 2000, la capacité installée totale des contrôleurs FACTS dans le monde s’élevait à plus de 40,000 MVar dans plusieurs centaines d’installations. [18]

Le Tableau suivant démontre le Domaine d’utilisation des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques. [23]

Tableau III.1 : Comparaison entre les systèmes FACTS au point de vue efficacité technique

les problèmes	Les systèmes FACTS					
	shunt		série		hybride	
	SVC	STATCOM	SSSC	TCSC	IPFC	UPFC
Le Contrôle de la tension (état statique)	++	++	++	+	+	+
Le Contrôle de la tension (état dynamique)	++	++	++	+	+	+
La stabilité statique	++	++	-	-	-	+
La stabilité dynamique	++	++	-	-	-	+
Amortissement de l’oscillation de puissance	++	++	++	++	+	++
La stabilité transitoire	+	++	-	++	+	++
L’écoulement de puissance (état statique)	+	+	++	++	++	++
Limitation du courant de défaut	-	-	-	-	+	+

++ : Très bien

+ : suffisant

- : non approprié

Conclusion

Dans ce chapitre, Nous avons présentés de manière détaillée les équipements FACTS, leurs types, leurs rôles et les schémas de base des quelques dispositifs FACTS à savoir : SVC, STATCOM, TCSC, TSSC, SSSC et l'UPFC.

L'état de la technologie, expérience et cout des dispositifs FACTS ont étaient traitées à la fin de ce chapitre.

Introduction

Ce chapitre est consacré à l'analyse de la stabilité transitoire pour plusieurs cas, le premier cas est réservé pour le modèle d'une seule machine reliée à un jeu de barres infini. Une extension de la méthode d'analyse est utilisée pour des modèles multi-machines à plusieurs jeux de barres.

Une étude comparative entre la programmation et l'utilisation du bloc de simulation par MATLAB SIMULINK a été développée. Cette analyse est appliquée sur le modèle d'une seule machine, après ça on va faire l'analyse du modèle de réseau 14 jeu de barres avec le logiciel PSAT sous l'environnement MATLAB.

Pour améliorer la stabilité de ce réseau on va essayer d'introduire quelques types de FACT et discuter les effets de ces derniers sur le réseau.

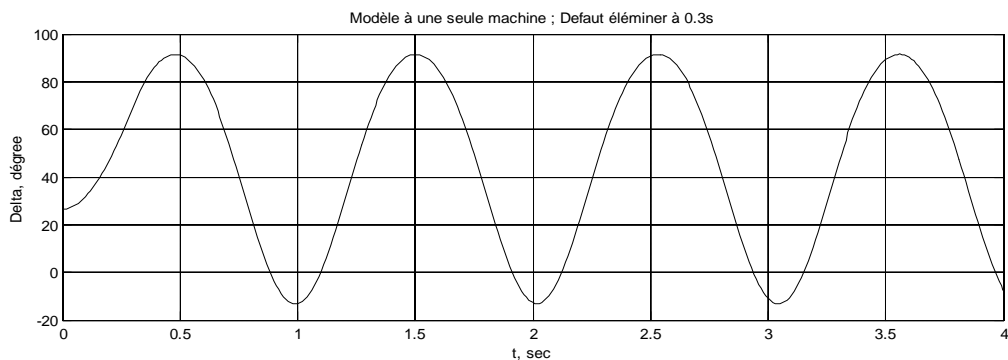
IV.1. Détermination du TCID dans un modèle d'une seule machine

Le but de cette partie est la détermination de TCID par simulation (SIMULINK) et aussi par programmation, en suite on va faire une comparaison entre les résultats par MATLAB-SIMULINK et simulation par programmation.

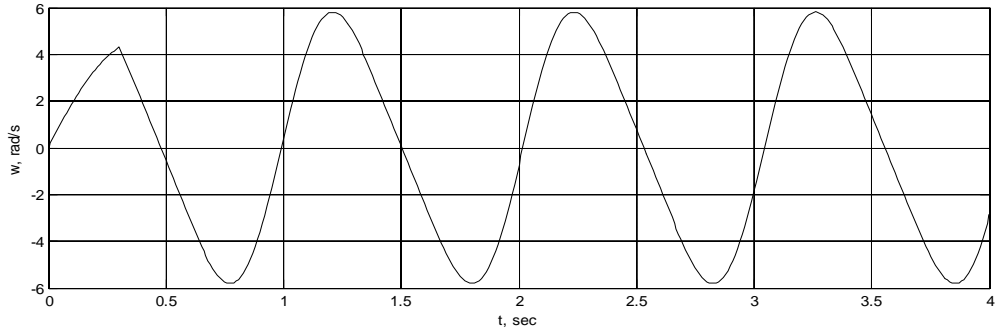
IV.1.1. Par programmation

Après la réalisation du programme sous MATLAB, il faut augmenter le TID chaque fois qu'on exécute le programme, jusqu'à l'instabilité, on relève après les courbes d'angle et de la vitesse.

- **Le temps d'isolement de défaut est 0.3 sec :**

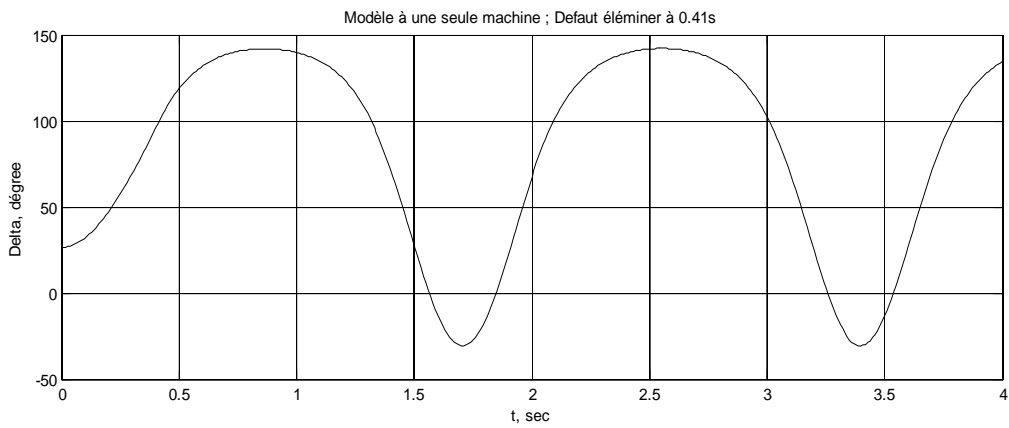


(Fig.IV.1) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.3$ sec.

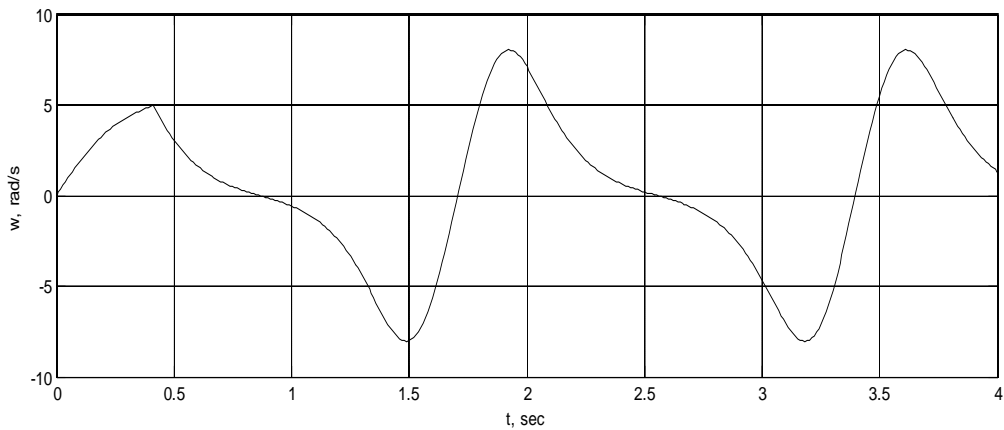


(Fig.IV.2) : La courbe de la vitesse angulaire oméga dans $t=0.3$ sec.

- Le temps d'isolement de défaut est 0.41 sec :

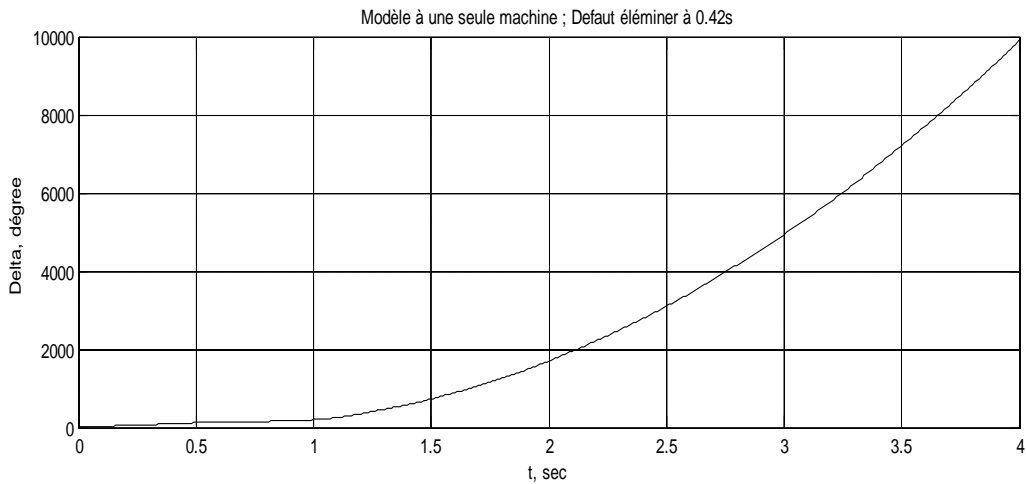


(Fig.IV.3) : La courbe de l'angle delta dans $t_c=0.41$ sec.

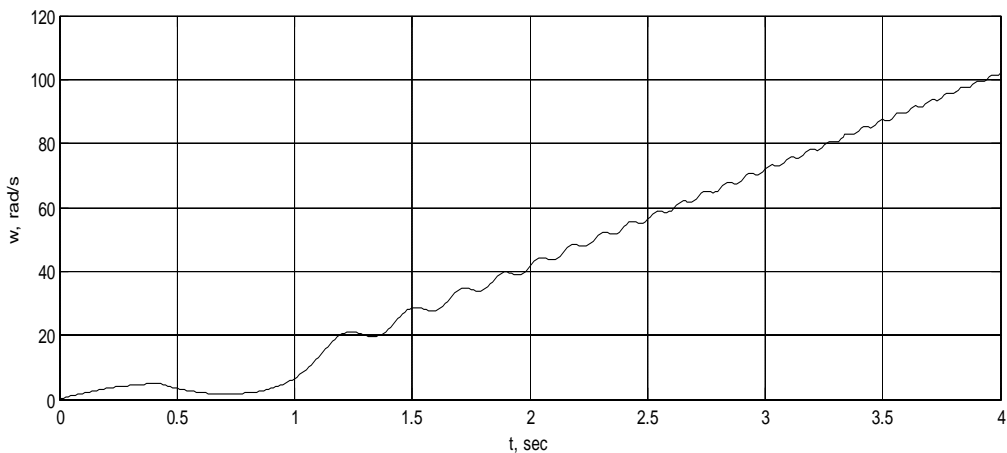


(Fig.IV.4) : La courbe de la vitesse angulaire dans $t_c=0.41$ sec.

- Le temps d'isolement de défaut est 0.42 sec :



(Fig.IV.5) : La courbe de l'angle delta dans t=0.42 sec.



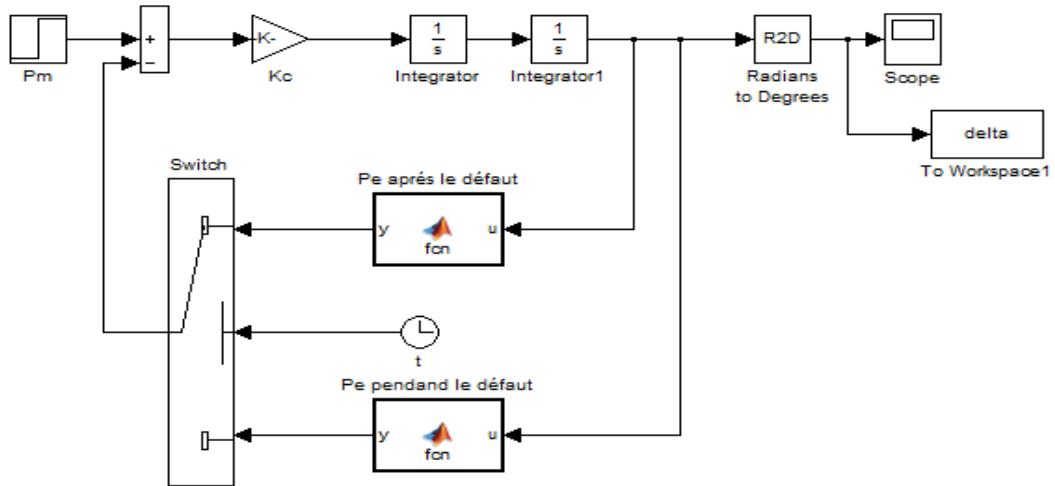
(Fig.IV.6) : La courbe de la vitesse angulaire dans t=0.42 sec.

Le système est resté stable jusqu'à l'instante $t_c=0.41$ sec, et à l'instante $t=0.42$ sec le système perd sa stabilité avec un angle qui tend vers l'infini en se référant à la Figure (Fig.IV.6).

IV.1.2.Par simulation

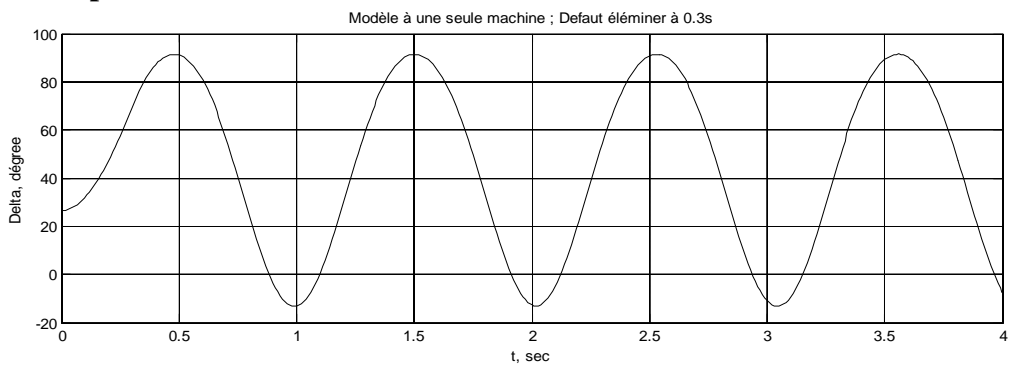
Après la réalisation de bloc de simulation sous MATLAB SIMULINK, il faut qu'on augmente le TID chaque fois jusqu'à l'instabilité et relever les courbes d'angle.

• Le bloc de simulation utilisé



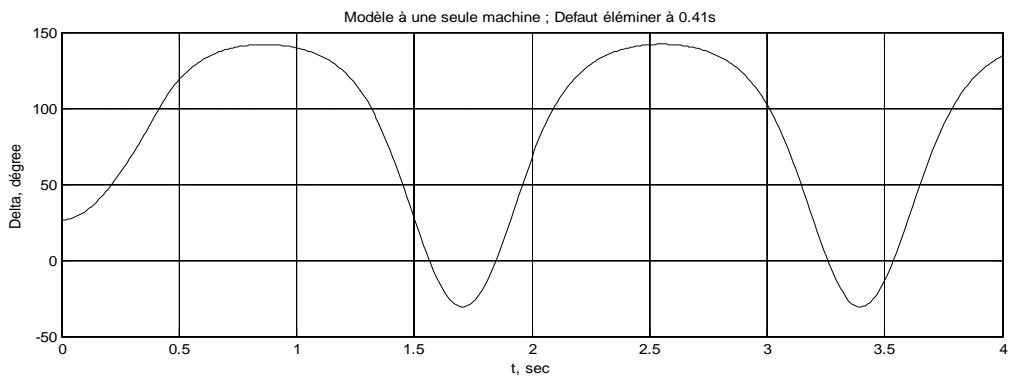
(Fig.IV.7) : le schéma bloc de simulation

• Le temps d'isolement de défaut est 0.3 sec :



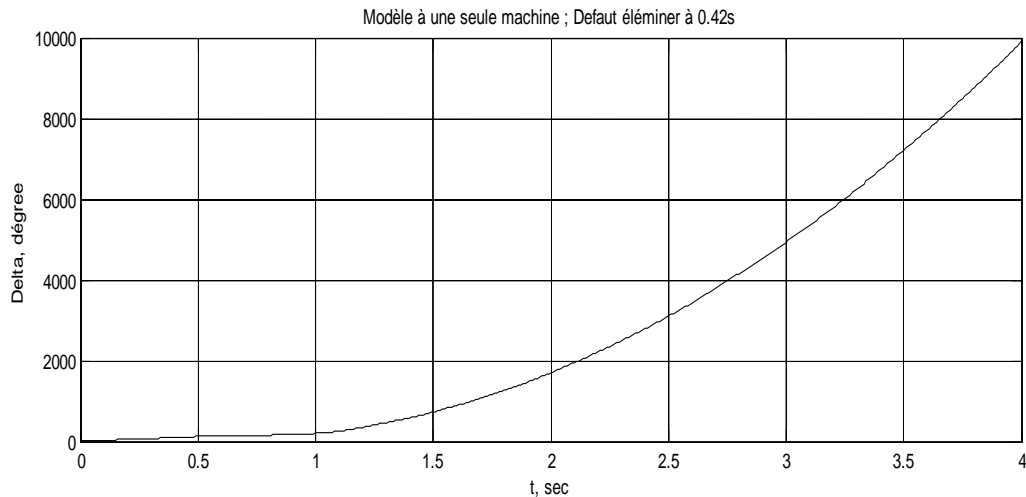
(Fig.IV.8) : La courbe de l'angle delta dans $t_c=0.3$ sec.

• Le temps d'isolement de défaut est 0.41 sec :



(Fig.IV.9) : La courbe de l'angle delta dans $t_c=0.41$ sec.

- Le temps d'isolement de défaut est 0.42 sec :



(Fig.IV.10) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.42$ sec.

Le système est resté stable jusqu'à l'instante $t_c=0.41$ sec, et à l'instante $t=0.42$ sec le système perd sa stabilité avec un angle qui tend vers l'infini en se référant à la Figure (Fig.IV.10).

IV.1.3. Comparaison entre les résultats de simulation et de programmation

On remarque que les résultats dégagés avec la simulation et avec la programmation sont les mêmes, le temps critique d'isolement de défaut est le même " $t_c=0.41$ ", soit si on utilise la SIMULINK, soit si on utilise la programmation.

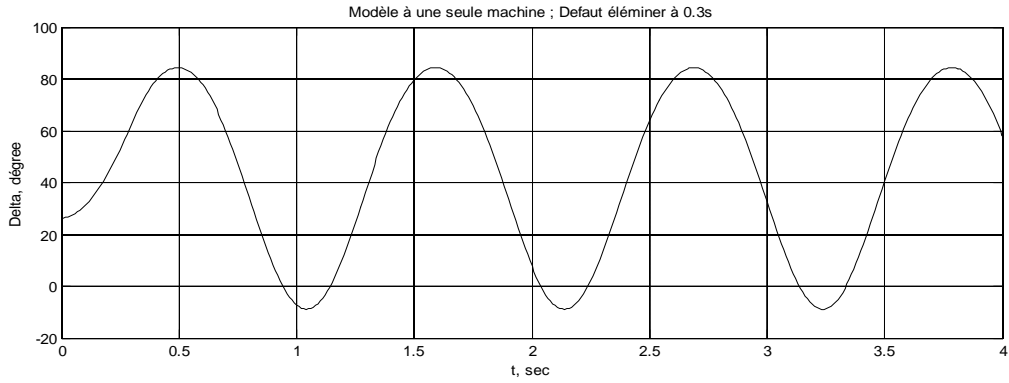
IV.2. L'influence de la constante d'inertie H sur la stabilité transitoire

Dans cette partie on va essayer d'analyser l'effet de la constante d'inertie H sur la stabilité du système et ça par les deux méthodes citées précédemment.

IV.2.1. Par simulation

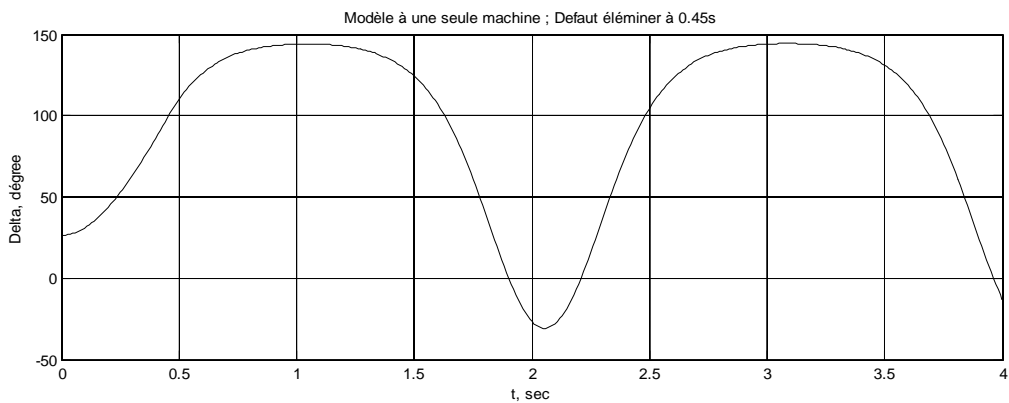
- On va fixer la constante d'inertie $H=6$ sec, et varier le temps d'isolement de défaut (TID) chaque fois jusqu'à l'obtention du temps critique d'isolement de défaut.

- Le temps d'isolement de défaut est 0.3 sec :



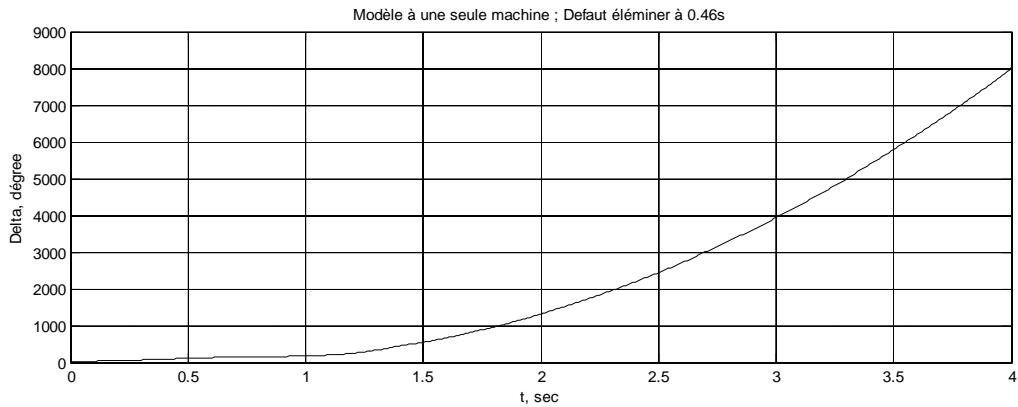
(Fig.IV.11) : La courbe de l'angle delta dans t=0.3 sec.

- Le temps d'isolement de défaut est 0.45 sec :



(Fig.IV.12) : La courbe de l'angle delta dans t=0.45 sec.

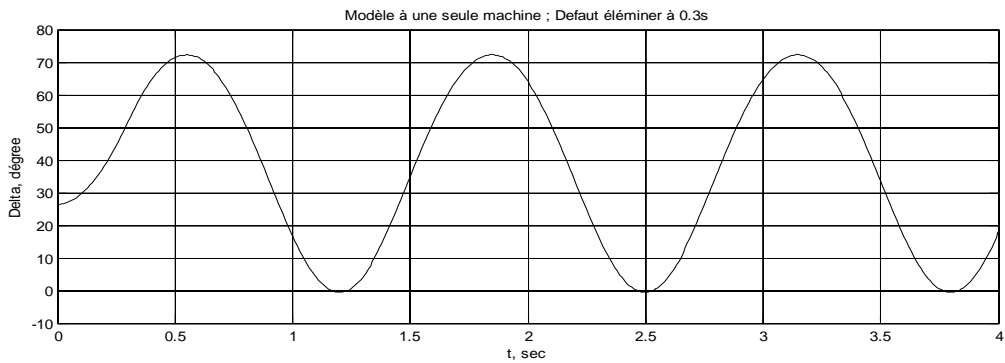
- Le temps d'isolement de défaut est 0.46 sec :



(Fig.IV.13) : La courbe de l'angle delta dans t=0.46 sec.

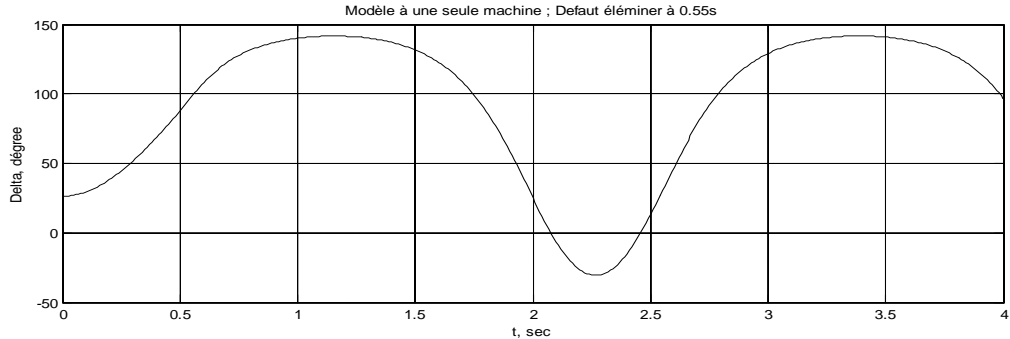
- On va fixer la constante d'inertie $H=9$ sec et varier le temps d'isolement de défaut (TID) chaque fois jusqu'à l'obtention du temps critique d'isolement de défaut.

- **Le temps d'isolement de défaut est 0.3 sec :**



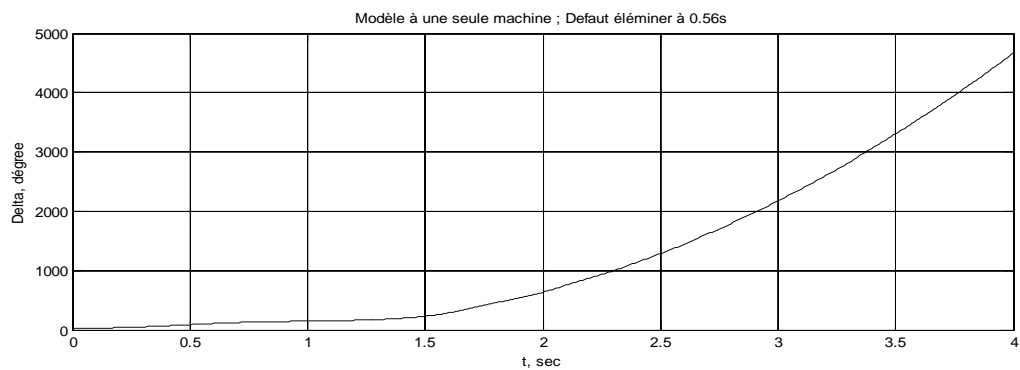
(Fig.IV.14) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.3$ sec.

- **Le temps d'isolement de défaut est 0.55 sec :**



(Fig.IV.15) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.55$ sec.

- **Le temps d'isolement de défaut est 0.56 sec :**



(Fig.IV.16) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.56$ sec.

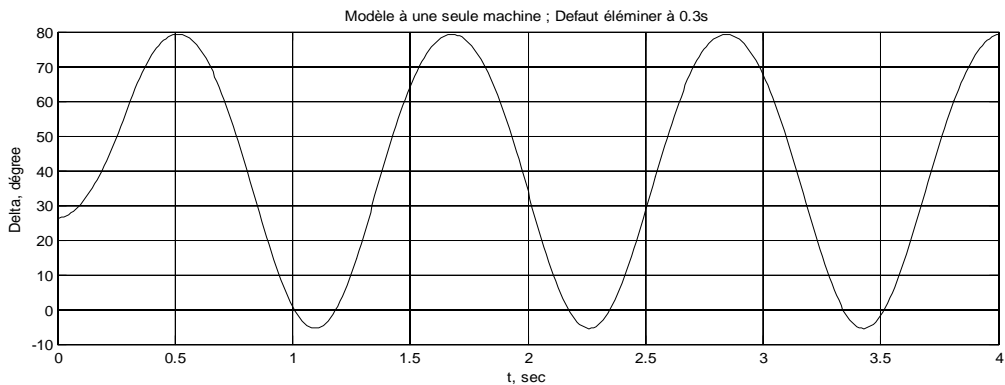
Interprétation

Si on prend la constante d'inertie $H=6$ sec, le temps critique d'isolement de défaut $t_c=0.45$ sec. Si on prend $H=9$ sec, le temps critique d'isolement de défaut $t_c=0.55$ sec. Alors si on augmente la constante d'inertie H , le temps critique d'isolement de défaut augmente.

IV.2.2.Par programmation

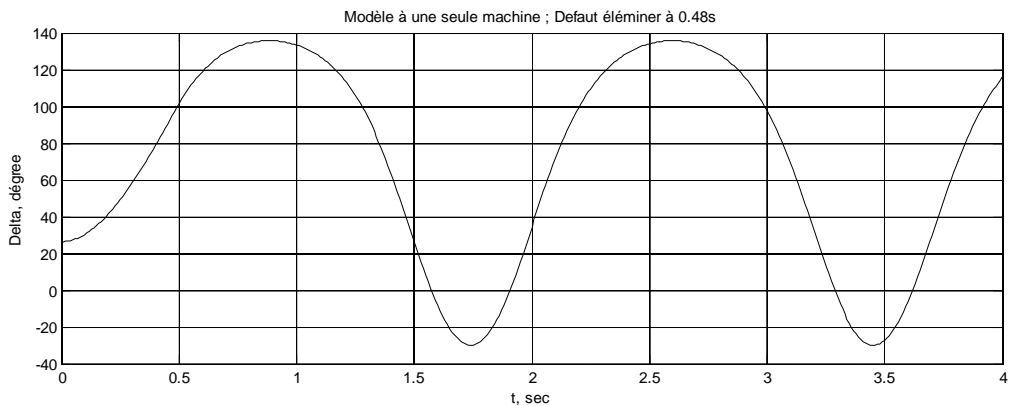
➤ On va fixer la constante d'inertie $H=7$ sec, et varier le temps d'isolement de défaut (TID) chaque fois jusqu'à l'obtention du temps critique d'isolement de défaut.

- **Le temps d'isolement de défaut est 0.3 sec :**



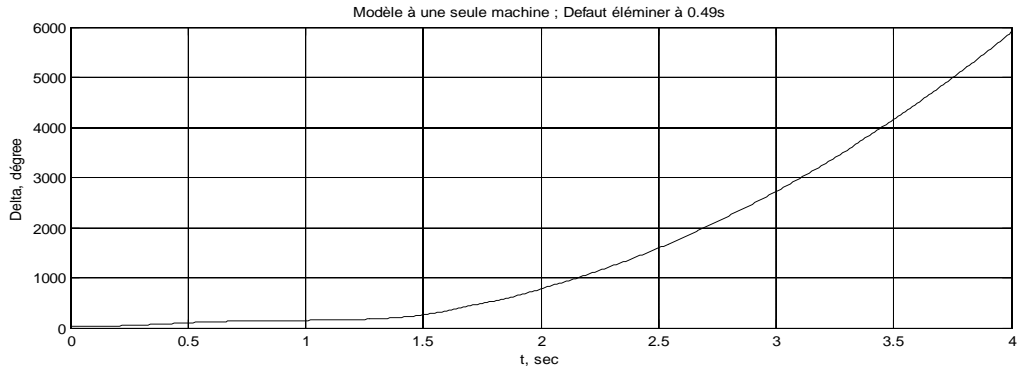
(Fig.IV.17) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.3$ sec.

- **Le temps d'isolement de défaut est 0.48 sec :**



(Fig.IV.18) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.48$ sec.

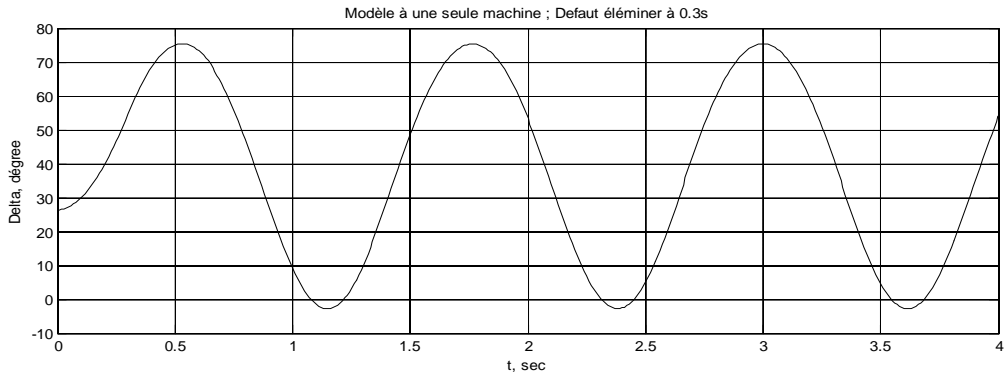
- **Le temps d'isolement de défaut est 0.49 sec :**



(Fig.IV.19) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.49$ sec.

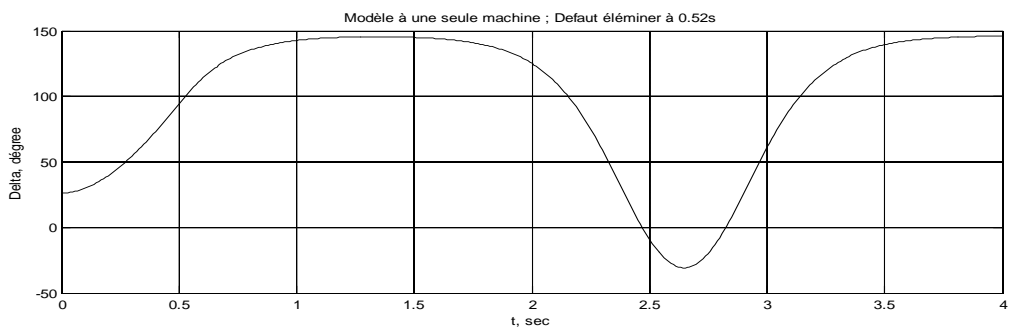
- On va fixer la constante d'inertie $H=8$ sec, et varier le temps d'isolement de défaut (TID) chaque fois jusqu'à l'obtention du temps critique d'isolement de défaut.

- **Le temps d'isolement de défaut est 0.3 sec :**



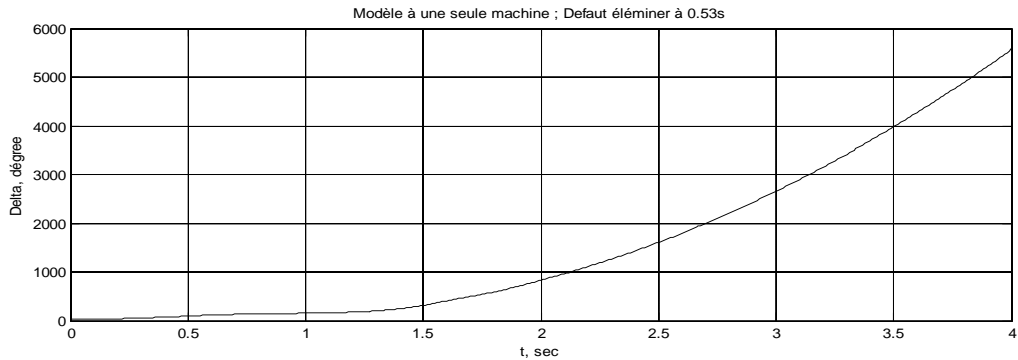
(Fig.IV.20) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.3$ sec.

- **Le temps d'isolement de défaut est 0.52 sec :**



(Fig.IV.21) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.52$ sec.

- Le temps d'isolement de défaut est 0.53 sec :

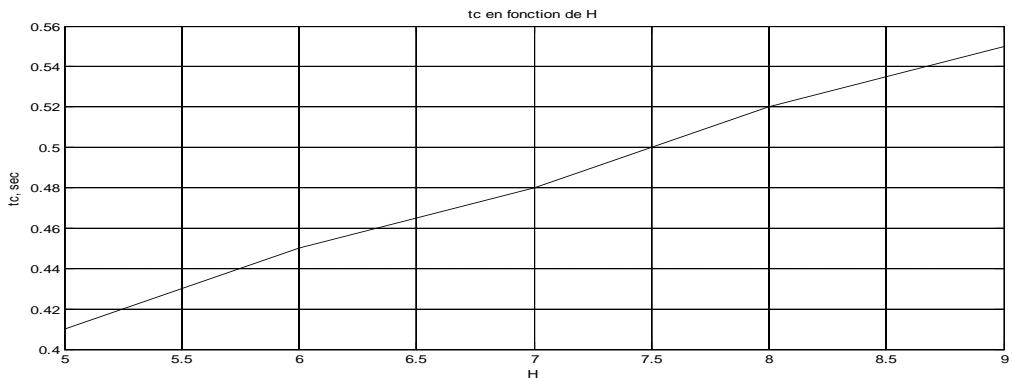


(Fig.IV.22) : La courbe de l'angle delta dans $t=0.53$ sec.

Interprétation

Si on prend la constante d'inertie $H=7$ sec, le temps critique d'isolement de défaut $t_c=0.48$ sec. Si on prend $H=8$ sec, le temps critique d'isolement de défaut $t_c=0.52$ sec. Alors si la constante d'inertie H augmente le temps critique d'isolement de défaut augmente aussi.

IV.2.3. La courbe de temps critique d'isolement de défaut en fonction de H



(Fig.IV.23) : La courbe de TCID en fonction de H.

IV.2.4. Comparaison entre les résultats de simulation et la programmation

On peut conclure que les courbes dégagées sont les mêmes, soit qu'on utilise la simulation (MATLAB SIMULINK), soit qu'on utilise la programmation (MATLAB). Il y a une relation de proportionnalité entre le temps critique d'isolement de défaut (TCID) et la constante d'inertie H . Ça s'explique que le système est plus stable lorsque H est plus grand.

IV.3. Stabilité en régime permanent vis-à-vis des petites perturbations en prenant le coefficient d'amortissement en considération

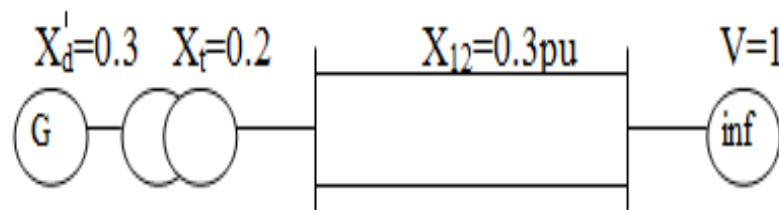
Dans l'étude précédente, on a analysé la stabilité transitoire sans la prise en considération du coefficient d'amortissement D . Dans cette partie, on essaye d'étudier l'effet de D sur la stabilité de l'angle et de la fréquence. Pour faire l'étude de ce type de stabilité.

Exemple d'application

Soit un générateur synchrone a une constante d'inertie $H=9.94$ MJ/MVA, et une réactance transitoire $X'_d=0.3$ pu, est connecté a un jeu de barre infini, comme la figure suivant.

A la fréquence $f=60$ Hz, le générateur est délivre une puissance active et une factor de puissance 0.8, la tension du jeu de barre infini est $V=1$ pu.

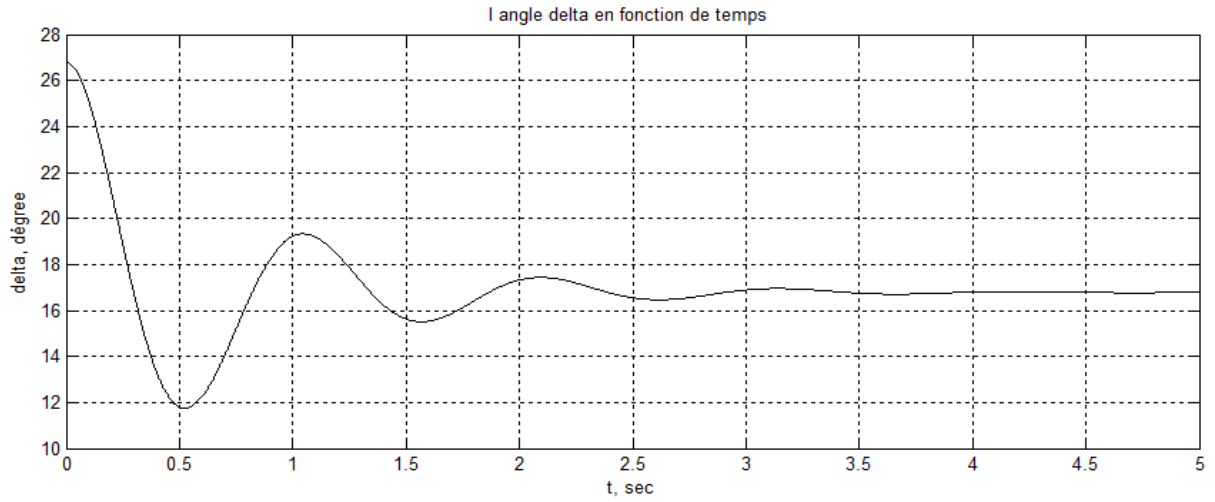
On suppose le coefficient d'amortissement est $D=0.138$ pu, considère une petite perturbation de 10° ou 0.1745 radian. Obtenir l'équation d'angle de rotor et la variation de fréquence de générateur. [12]



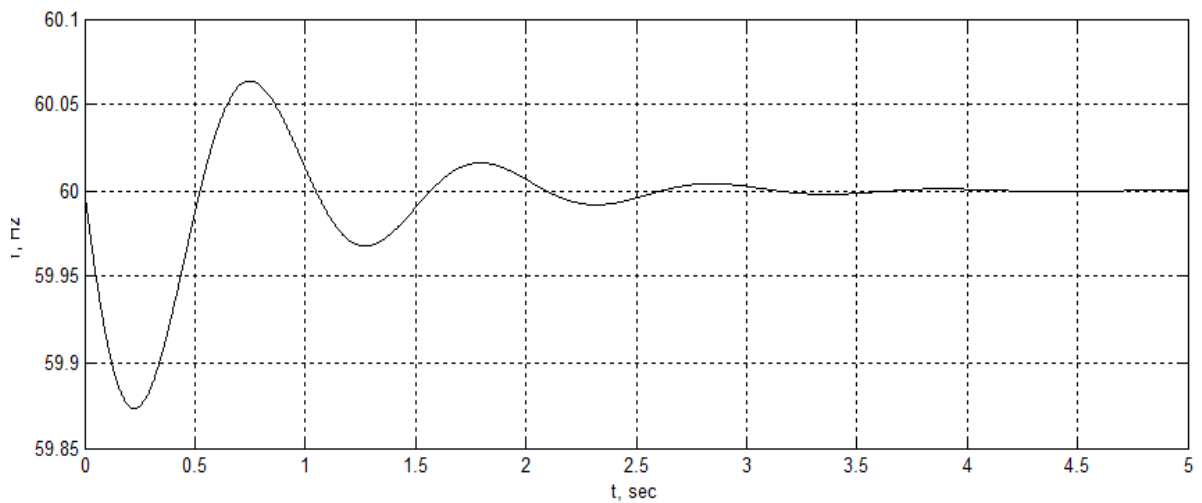
(Fig.IV.24) : schéma d'une machine liée à un jb infini.

Résultats d'application

Après la réalisation du programme sous l'environnement MATLAB on va obtenir les courbes suivant d'angle et de vitesse :



(Fig.IV.25) : La courbe de l'angle delta en fonction de temps.



(Fig.IV.26) : La courbe de la fréquence en fonction de temps.

Interprétation

Tout les courbes décrites précédemment (angle et vitesse) sont analysé sans la prise en considération de l'effet du coefficient d'amortissement D et qu'on un aspect oscillatoire.

S'en basons sur la Figure (Fig.IV.25) et la Figure (Fig.IV.26) on remarque que les oscillations de l'angle et de la fréquence sont amorties grâce à 'effet du coefficient d'amortissement D.

IV.4. Etude de la stabilité du modèle de 14 jeux de barre par PSAT

IV.4.1. Le Power System Analysis Toolbox (PSAT)

IV.4.1.1. PSAT ?

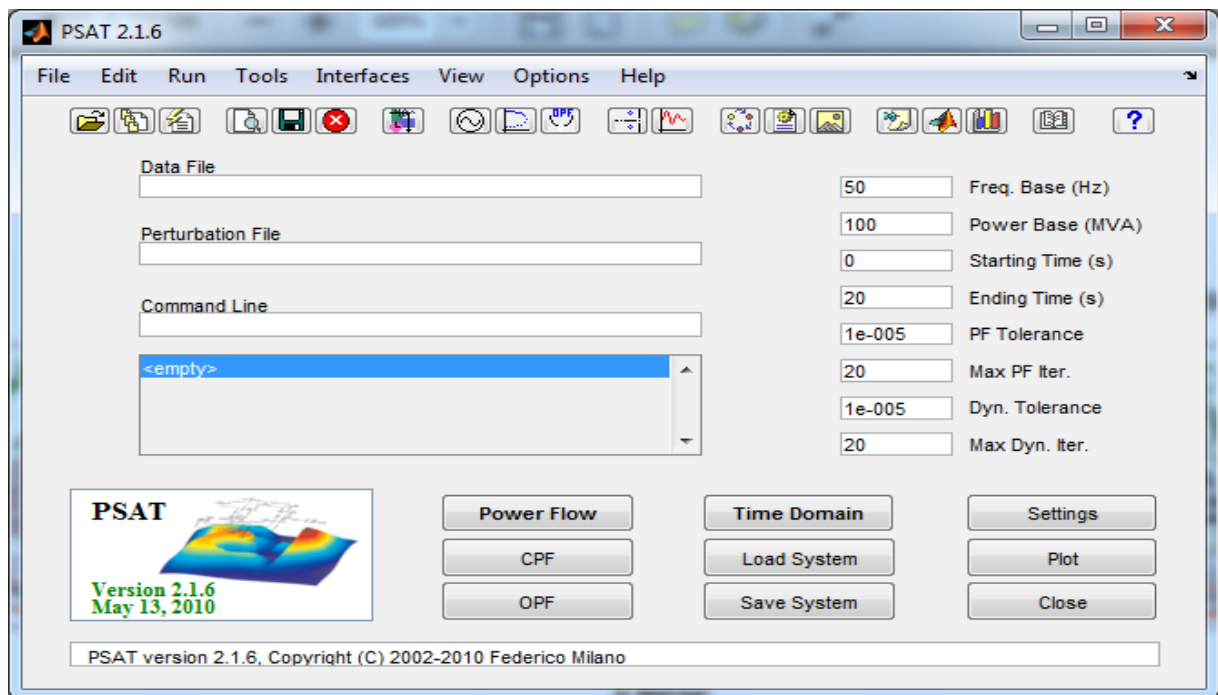
Le PSAT est une boîte à outils MATLAB pour l'analyse statique et dynamique et le contrôle des systèmes d'alimentation électrique.

PSAT est conçu par Federico Milano, en Septembre 2001, alors qu'il a été étudiant en doctorat à l'Université de Genova, Italie.

Première version publique du PSAT archivé en Novembre 2002, quand il a été chercheur invité à l'Université de Waterloo, Canada.

Maintenant Federico Milano travaille comme professeur assistant à l'Université de Castilla-La Mancha, Ciudad Rael, Espagne mais il maintient le PSAT dans le temps libre. [24]

Nous exploitons dans notre présent mémoire la version 2.1.6 datée en 13 Mai 2010 dont la page principale est illustrée ci-dessous :



(Fig.IV.27): Page d'accueil du PSAT.

IV.4.1.2. Manipulation avec PSAT

Quoique le PSAT fonctionne sous l'environnement MATLAB, il ne peut être lancé qu'à partir de la version MATLAB 7.0.0 et plus.

Après l'enregistrement du dossier PSAT dans le répertoire « work », pour lancer le PSAT, il faut suivre les étapes suivantes :

- ✓ Ouvrir Le Matlab 7.0.
- ✓ Aller au dossier PSAT dans work
- ✓ Taper « psat » dans le Matlab commande.
- ✓ Cliquer sur 'data file' afin de charger le modèle.
- ✓ Une fois le modèle chargé, cliquer sur 'Power Flow', pour effectuer l'écoulement de puissance.
- ✓ Pour avoir les variables en fonction du temps cliquer sur 'Time Domain'.

En fin pour visualiser les différents paramètres du réseau modèle cliquer sur 'Plot'. [24]

IV.4.1.3. Utilisation de PSAT

-Simulink bibliothèque pour réaliser des réseaux test.

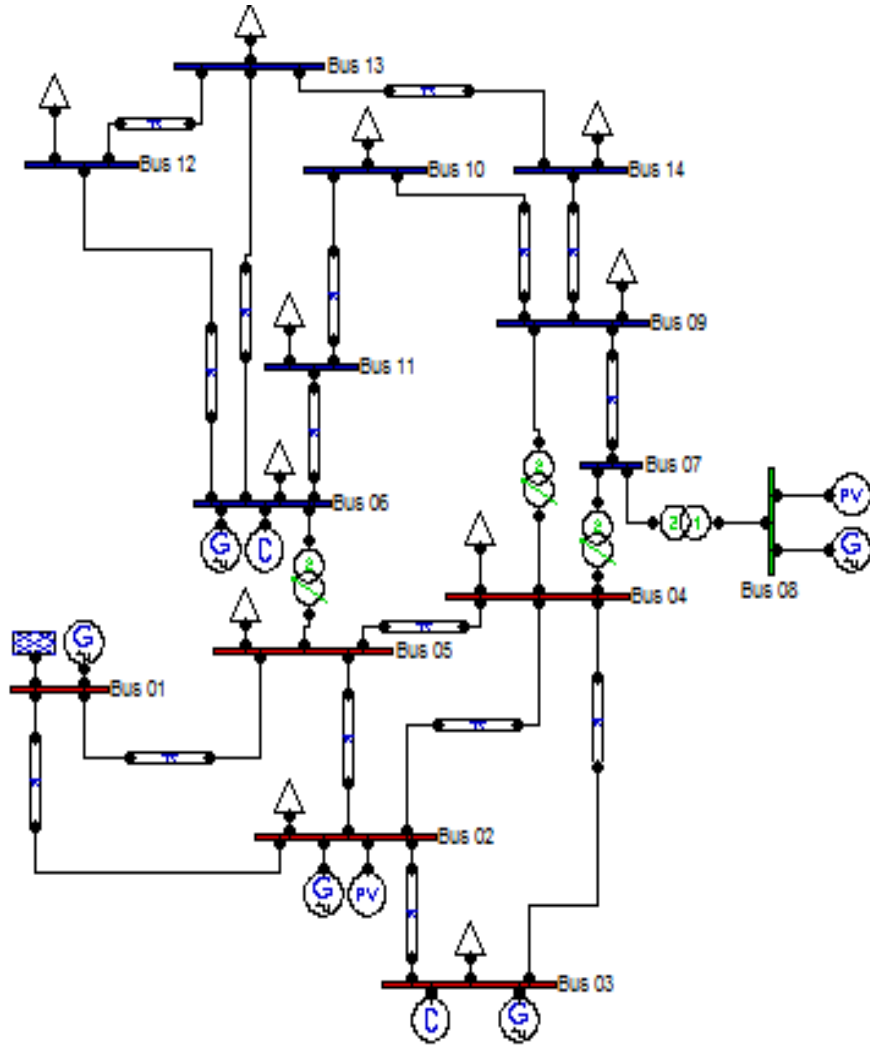
-Des interfaces graphiques pour le système et les paramètres de réglage de routine.

-L'utilisateur définit la construction du modèle et de l'installation.

-Les filtres définissent la construction des données vers et à partir d'autres formats de logiciels.

[24]

IV.4.2. Topologie du modèle 14 Jeux de barres



(Fig.IV.28) : le schéma de topologie du modèle.

IV.4.3. Caractéristique du modèle

Tableau (IV.1) : Caractéristiques du reseau 14 JB

Nombre de jeux de barres	Nombre de charges	Nombre de ligne de transmission	Nombre de générateurs	Nombre de transformateur
14	11	16	5	4

Tableau (IV.2) : Données techniques du modèle d'étude 14 JB.

Jeu de barre	La tension de jeu de barre [pu]	Angle [rad]	P _g [pu]	Q _g [pu]	P _{charge} [pu]	Q _{charge} [pu]
1	1.06	0	2.2426	-0.13977	0	0
2	1.045	-0.08391	0.4	0.46171	0.217	0.217
3	1.01	-0.21717	0	0.26565	0.942	0.19
4	1.0134	-0.17143	0	0	0.478	0.04
5	1.0172	-0.14684	0	0	0.076	0.016
6	1.07	-0.24226	0	0.21989	0.112	0.075
7	1.0504	-0.21458	0	0	0	0
8	1.09	-0.20304	0.075	0.24565	0	0
9	1.0341	-0.24492	0	0	0.295	0.166
10	1.0329	-0.24938	0	0	0.09	0.058
11	1.0477	-0.24787	0	0	0.035	0.018
12	1.0535	-0.25679	0	0	0.061	0.016
13	1.0472	-0.25716	0	0	0.135	0.058
14	1.0216	-0.26815	0	0	0.149	0.05

Tableau (IV.3) : Les puissances transitées dans le réseau étudié.

De JB	à JB	Ligne	P_{trans} [pu]	Q_{trans} [pu]
2	5	1	0.4171	0.03219
6	12	2	0.08037	0.03119
12	13	3	0.01857	0.01353
6	13	4	0.18272	0.09743
6	11	5	0.0818	0.08439
11	10	6	0.04565	0.06399
9	10	7	0.04487	-0.00475
9	14	8	0.08719	0.00597
14	13	9	-0.06272	-0.04597
7	9	10	0.27203	0.1619
1	2	11	1.5712	-0.2046
3	2	12	-0.71124	0.01683
3	4	13	-0.23076	0.06689
1	5	14	0.7546	0.05482
5	4	15	0.6019	-0.09207
2	4	16	0.55939	0.01595
5	6	17	0.45689	0.10973
4	9	18	0.15504	0.02799
4	7	19	0.27203	-0.06506
8	7	20	0	0.25163

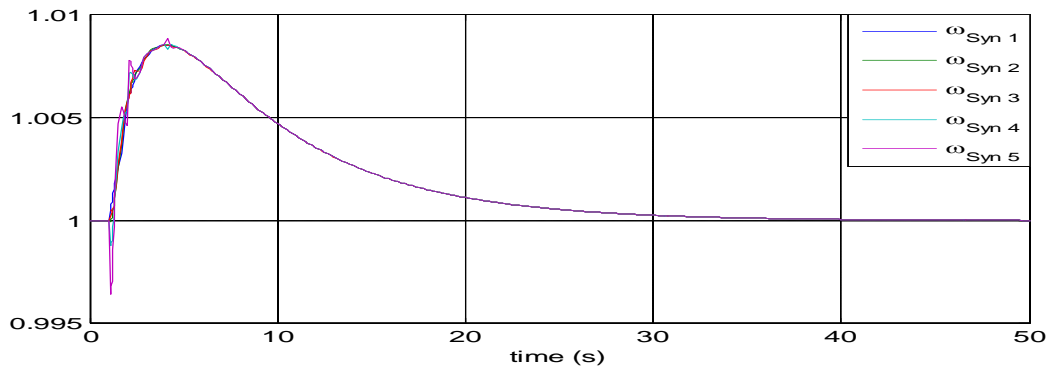
IV.4.4. Etude de la stabilité transitoire en cas de défaut

Dans le modèle de 14 JB (PSAT), on va introduire des défauts et remarqué l'effet du ces derniers selon leurs emplacement dans le réseau.

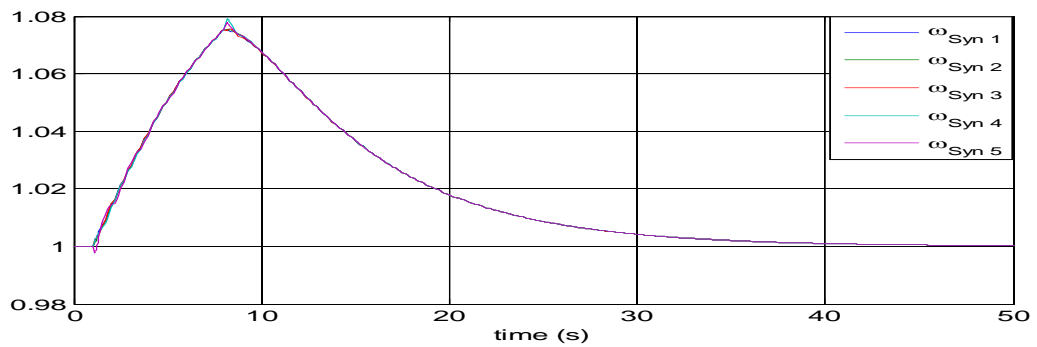
IV.4.4.1. L'effet de la distance entre le défaut et les JB de génération

A. Le défaut est placé sur le JB14 et la ligne 9-14

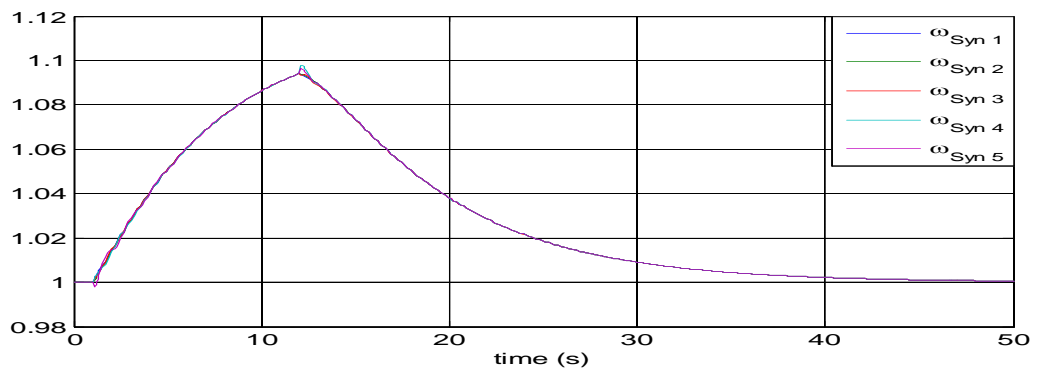
On va changer le temps d'isolement de défaut chaque fois, jusqu'à l'instabilité du système.



(Fig.IV.29) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =2sec.



(Fig.IV.30) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =8sec.



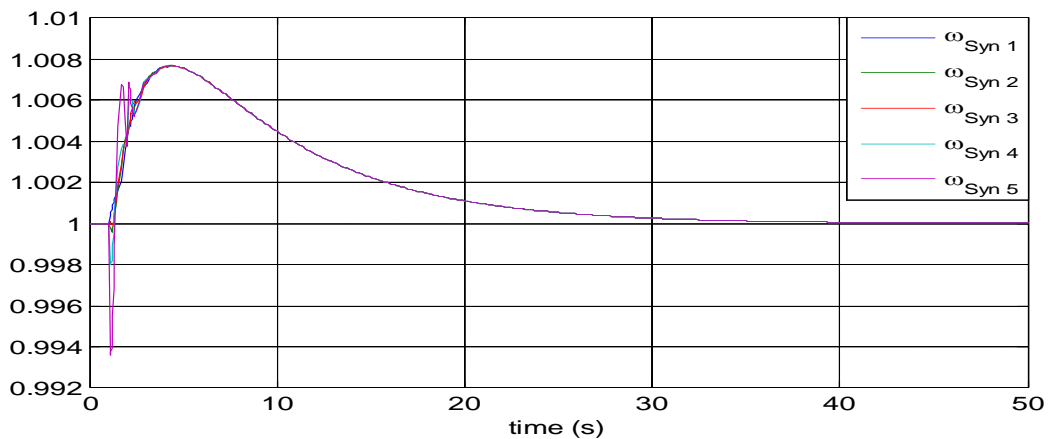
(Fig.IV.31) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =12sec.

Interprétation

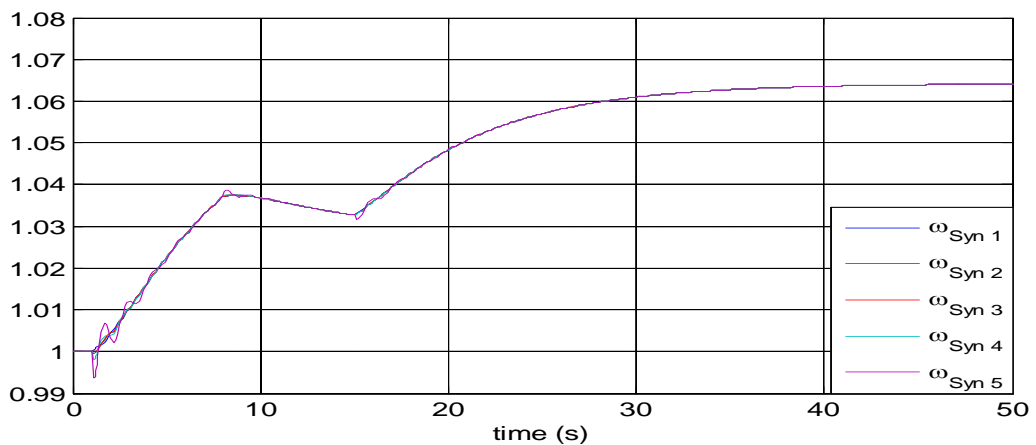
Le système reste toujours stable, par ce que le défaut est loin des jeux de barres de génération, si le défaut dans le jeu de barre 14 provoque l'ouverture du disjoncteur (breaker) qui est placé dans la ligne 9-14, la charge liée au jeu de barre 14 est éliminé, alors la vitesse angulaire de chaque générateur est augmentée jusqu'à presque 11% puis il revient à la vitesse initiale. La même remarque si on placé un défaut dans le JB13 et la ligne 6-13.

B. Le défaut est placé sur le JB12 et la ligne 6-12

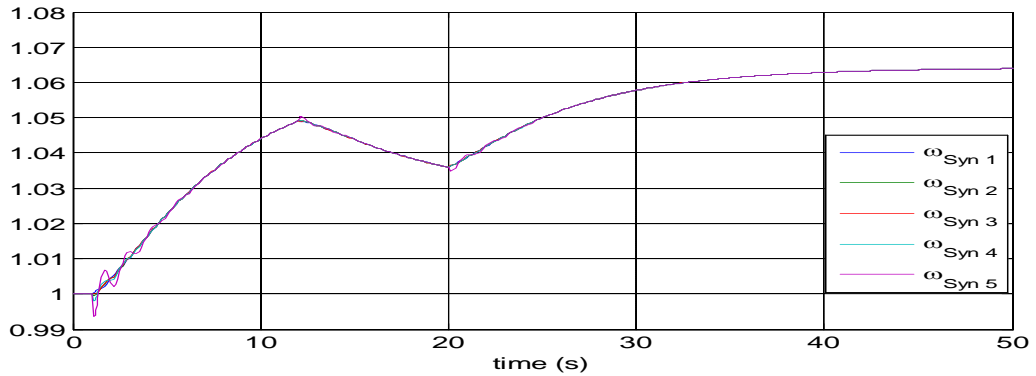
On va changer le temps critique d'isolement de défaut chaque fois, jusqu'à l'instabilité du système.



(Fig.IV.32) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =2sec.



(Fig.IV.33) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =8sec.



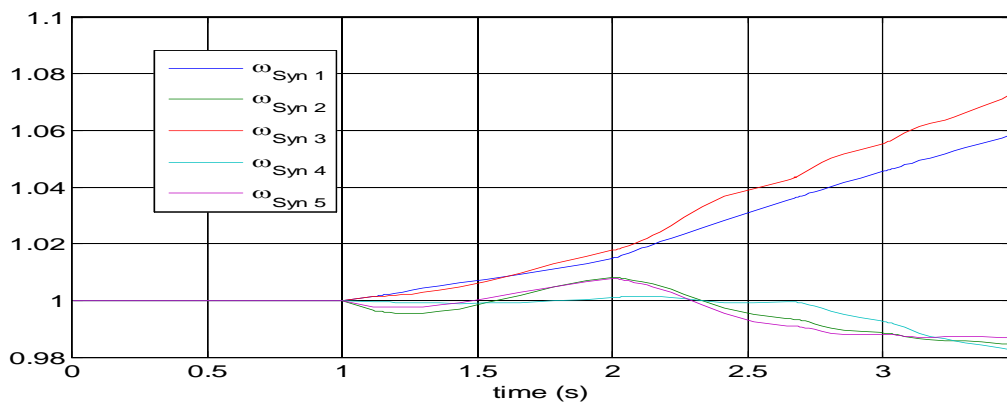
(Fig.IV.34) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =12sec.

Interprétation

Le système reste toujours stable, par ce que le défaut est loin de les jeux de barres de génération, si le défaut dans le jeu de barre 12 provoque l'ouverture de disjoncteur (breaker) qui placé dans la ligne 6-12, la chargée liée au jeu de barre 12 est éliminé, alors la vitesse angulaire de chaque générateur est augmentée jusqu'à presque 10.65%.

C. Le défaut est placé sur le JB4 et la ligne 4-5

On va changer le temps critique d'isolement de défaut chaque fois, jusqu'à l'instabilité du système.



(Fig.IV.35) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec TID =2sec.

Interprétation

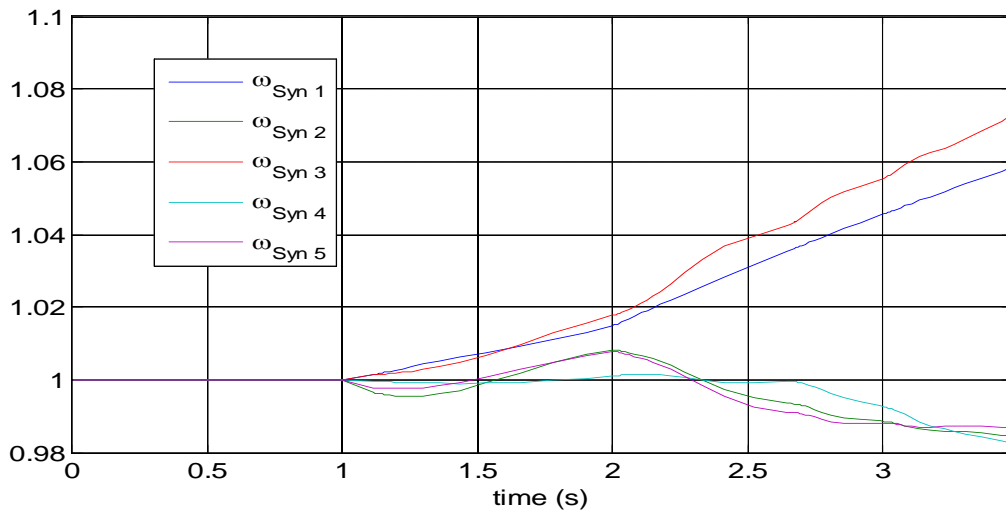
Le système est instable si il y a un défaut dans le jeu de barre 4 et la ligne 4-5, par ce que les jeux de barre 4 et 5 sont proches des jeux de barre de la génération, c'est-à-dire que un

petit défaut provoque l'instabilité du système. La même remarque si il y a un défaut dans le jb5 et la ligne 4-5, ou bien dans le jb4 et la ligne 2-4.

IV.4.5. L'effet du FACTS sur la stabilité de réseau en cas de défaut

Le défaut est placé sur le JB4 et la ligne 4-5 dans tous les essais et pour $t=2\text{sec}$.

On commence avec la courbe de la vitesse pour tous les générateurs sans FACTS.



(Fig.IV.36) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs sans FACTS.

Interprétation

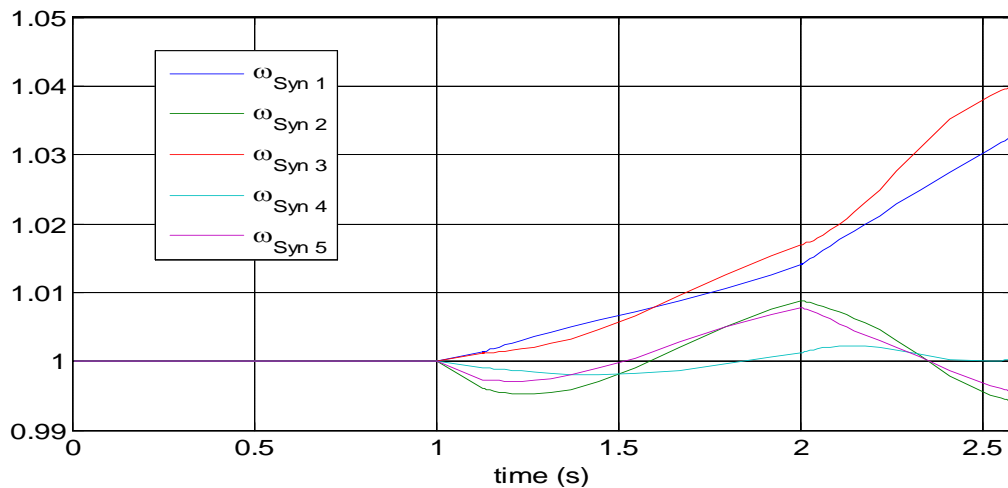
Le système est instable, on remarque qu'il y a des vitesses de quelques générateurs augmenté et des autres diminués, par exemple la vitesse de générateur 1 est augmentée jusqu'à presque 7.5%, et pour le générateur 3 est augmentée jusqu'à 6%, alors que ces générateurs sont accélérés, donc la puissance mécanique est supérieure à la puissance électrique dans ces générateurs (selon l'équation mécanique). Par contre dans le cas de les vitesses du générateurs 2 et 4 et 5 sont diminuées jusqu'à presque 2%, alors que ces générateurs sont décélérés, donc la puissance mécanique est inférieure à la puissance électrique dans ces générateurs.

On va essaie d'ajouté quelque type de FACT et remarqué la stabilité de système.

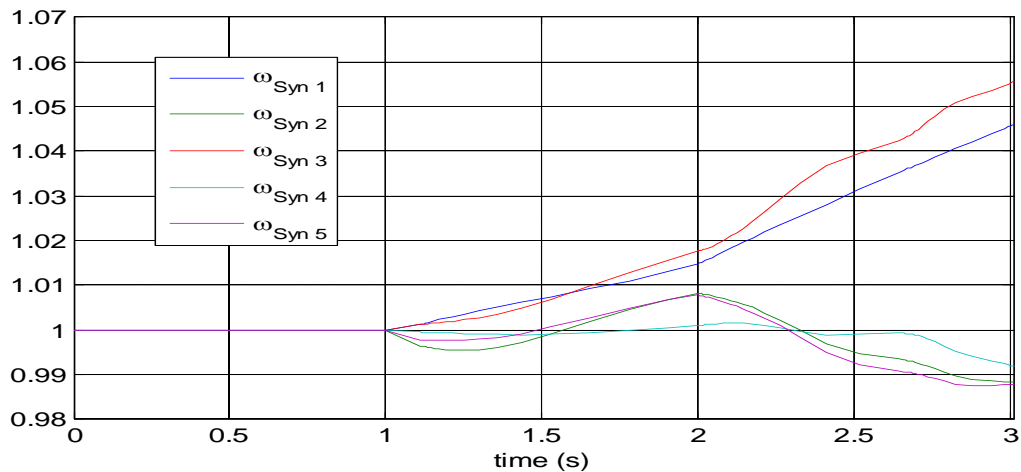
IV.4.5.1. SVC

Le SVC est utilisé dans ce cas avec les caractéristiques suivantes :

- La puissance : 150 MVA. La tension $V=13.8$ KV. La fréquence $f= 60$ Hz
- Constant de temps du réglage $T_r=10$ s, Gain de réglage $K_r=100$ [p.u./p.u.]
- B_{max} and B_{min} [1 -1] [p.u. p.u.]
- Constante de temps transiente $T_1=0$ s et $K_d=0.001$ pu.
- Gain de mesure $K_m=1$ pu et $T_m=0.01$ s.
- Réactance inductive et capacitive $X_l=0.2$ pu et $X_c=0.1$ pu.



(Fig.IV.37) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec SVC placé dans le jb 7.



(Fig.IV.38) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec SVC placé dans le jb 9.

Interprétation

Le système reste instable, alors que le SVC n'a aucune influence sur la stabilité de ce réseau, soit si on place le SVC dans le JB7 ou bien dans le JB9.

IV.4.5.2. STATCOM

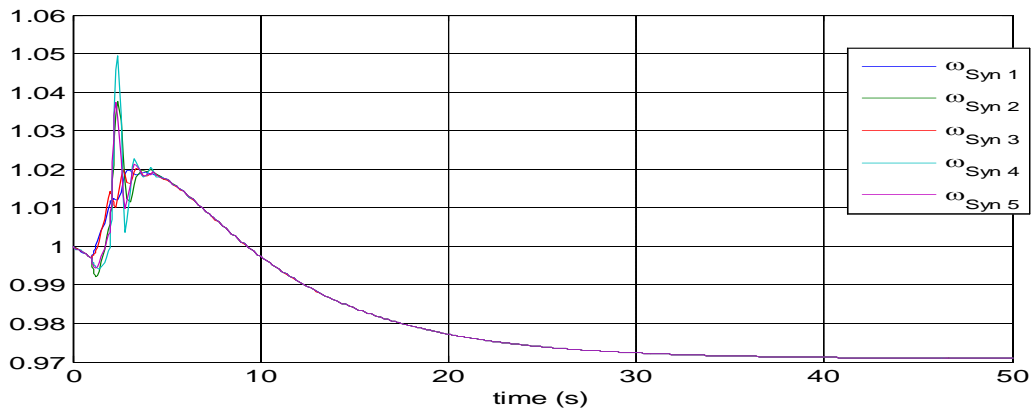
Le STATCOM est utilisé dans ce cas avec les caractéristiques suivantes :

La puissance : 100 MVA. La tension $V=13.8$ KV. La fréquence $f= 60$ Hz

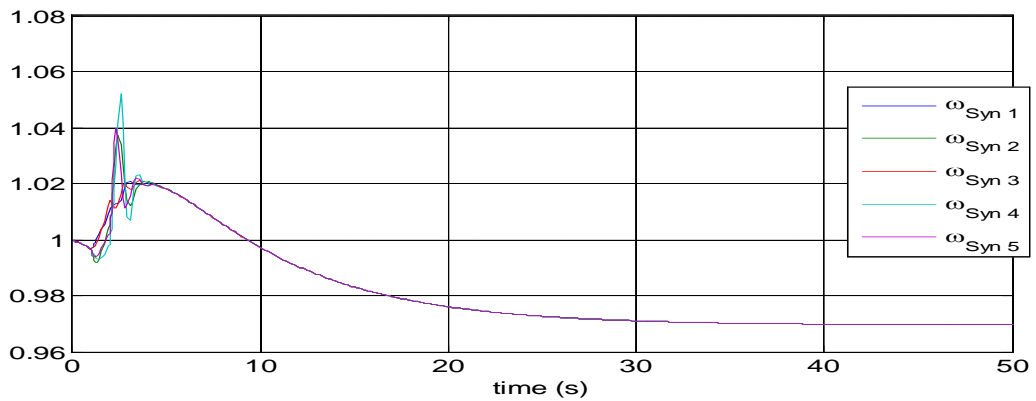
Constante de temps du réglage $Tr =0.1$ s

Gain de réglage $Kr=50$ [p.u./p.u.]

I_{max} et I_{min} [1.2 0.8] [p.u. p.u.]



(Fig.IV.39) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec STATCOM placé dans le $jb7$



(Fig.IV.40) : La vitesse angulaire pour tous les générateurs avec STATCOM placé dans le $jb9$

Interprétation

Le système est stable avec l'emplacement d'un STATCOM sur les JB 7 et 9, avec une diminution de la vitesse des générateurs de 2.8% si on placé le STATCOM dans le JB7, et avec une diminution de 3% si on placé le STATCOM dans le JB9. Alors que dans les deux cas d'emplacement de STATCOM, tous les générateurs sont décélérés.

Le STATCOM est le seul FACTS qui nous donne un système stable parmi tous les types des FACTS shunt.

Conclusion

Dans le premier partie, on commencé avec la détermination de TID dans un réseau simple chaque fois jusqu'à l'obtention du TCID avec le block de SIMULINK-MATLAB et la programmation, la comparaison entre les deux types d'analyse a donné des bons résultats et validé notre travail, comme conclusion on peut dire que le temps critique d'isolement de défaut est un facteur essentiel pour juger si le système électrique a une bonne aptitude à garder la stabilité durant un défaut. D'après les résultats obtenus si on varié la constante d'inertie H, on peu dire que, le système est plus stable lorsque H est plus grand.

La deuxième partie est une extension pour un réseau plus complexe de 14 jeux de barres et 5 générateurs avec le PSAT sous l'environnement MATLAB, on a discuté des défauts et dégager les effets de chacun sur la stabilité de ce réseau. Puis on essaie d'introduire des FACTS shunt pour améliorer la stabilité en cas de défaut, finalement le STATCOM a donné une amélioration de la stabilité par rapport au SVC.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Une modélisation des différents éléments des réseaux électrique a été présentée en vue d'analyser la stabilité transitoire dans les réseaux électriques. On a porté plus d'intérêt à la machine synchrone puisqu'elle joue un rôle prépondérant dans l'analyse de la stabilité transitoire gouvernée par l'équation mécanique. L'analyse est basée sur la résolution de l'équation mécanique par la méthode d'Euler et Euler modifiée.

L'effet du coefficient d'amortissement a été pris en considération pour la variation de la fréquence et de l'angle durant des petites perturbations pour maintenir l'équilibre en régime permanent.

Le temps critique d'isolement de défaut est un facteur essentiel pour juger si le système énergétique a une bonne aptitude à maintenir le synchronisme et garder une stabilité durant une certaine période de perturbation. Ce temps critique a prouvé son importance durant les essais de simulation pour chaque type de défaut.

La nécessité de valider notre algorithme d'analyse nous a poussés à faire une comparaison avec le modèle dans le SIMULINK-MATLAB et ça a donné des bons résultats.

L'analyse a été consacrée pour un réseau simple (un seul jeu de barre de génération et un jeu de barre infini) puis on a fait une extension pour un réseau plus complexe de 14 jeux de barres et 5 générateurs avec le PSAT sous l'environnement MATLAB.

Cette analyse nous a permis de discuter les défauts les plus critiques et dégager des jugements sur l'ampleur de chacun et prévoir des mesures de sécurité.

L'introduction des FACTS, spécialement le STATCOM qui a donné une amélioration de la stabilité par rapport au SVC.

Comme perspective, des études plus avancées à envisager en introduisant des autres types de FACTS pour améliorer la stabilité avec des applications sur des réseaux plus complexes.

Bibliographie

Bibliographie

- [1] P.Kundur, « Power System Stability and Control », New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] A. Soos, « An Optimal Adaptive Power System Stabilizer », PHD. Thesis, University Of Calgary, October 1997.
- [3] H.ALKHATIB, « Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : Optimisation de la régulation par une méthode méta heuristique », thèse de doctorat de l'université PAUL CEZANNE D.AIX-MARSEILLE, Le 5 décembre 2008.
- [4] A.ROUABHI et Y.TEBBAKH, « Amélioration de la Stabilité Dynamique des Réseaux Electriques par les Algorithmes Génétiques », Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Ecole Nationale Polytechnique, El-Harrach, Alger.
- [5] S.MOUASSA, « Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS », mémoire de magister en Electrotechnique de l'Université de Setif1, Algérie.
- [6] A.LAIFA, « Evaluation de la Stabilité de Tension d'un Réseau d'énergie électrique développement et Application Des Indices De Stabilité », mémoire de Magister, Ecole Nationale polytechnique, 27 juin 1995.
- [7] G. Andersson, Modeling and analysis of Electric Power Systems, Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.
- [8] R.BENABID, « Optimisation Multiobjectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques», mémoire de Magister en Electrotechnique de l'Université de Amar Telidji,Laghouat, le 04/09/2007.

Bibliographie

- [9] B.De Metz-Noblat, G .Jeanjean « Stabilité dynamiques des réseaux électriques industriels » Cahier Technique Schneider n° 185.
- [10] R.ACHOUR, H. CHENAKER, « Détermination des paramètres internes de la machine synchrone par une approche temporelle », mémoire d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'Université de Mohamed Khider, Biskra, 2005.
- [11] Eskandar GHOLIPOUR SHAHRAKI, « Apport de L.UPFC sur la stabilité des réseaux électriques », thèse de doctorat de l'Université de Henri Poincaré, NancyI, le 13 octobre 2003.
- [12] H.SAADAT, « Power System Analysis », McGraw-Hill Companies, 1999.
- [13] chao-rong et Yuan-Yih Hsu, « Synchronous machine steady- state stability analysis using an artificiel neural network », IEEE transactions on energy conversion, Vol. No. 1, March 1991.
- [14] P. Kundur, M. Klein, G.J Rogers et M.S. Zywno, , « Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability », IEEE. Transactions on Power Systems, Vol 4, No 2, May 1989.
- [15] M.OULD CHEIKHNA et S.GHIBOUB, « L'impact de compensateur shunt (SVC) sur la stabilité des réseaux électriques », Mémoire de Fin d'Etudes pour l'obtention du Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique, Université de Biskra, Juin 2009
- [16] P. Kundur, et al. « Definition and Classification of Power System Stability », IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 19, No. 2, pp.1387-1401, May 2004.

Bibliographie

- [17] Commission AMPERE Rapport principal « Evaluation de la production centralisée et décentralisée – Effets sur le réseau ».
- [18] Dr. Cornel Ensslin Dr. Karsten Burges « perspectives d'introduction sur le marche de technologies innovantes améliorant l'intégration des ser-e dans les réseaux électriques» le 21 janvier 2008
- [19] T. Gönen « Electric Power System Engineering: Analysis and Design » John Wiley & Sons, 1988.
- [20] Giuseppe Fusco, Mario Russo « Adaptive Voltage Control in Power Systems; Modeling, Design and Applications » Université degli Studi di Cassino, Italie.
- [21] A. Edris et al. , « Proposed Terms and Definition of FACTS », IEEE trans. On power delivery, 12(4):1884-1853, October 1997.
- [22] A.OUDALOV, «Coordinated Control of Multiple FACTS devices in an Electric Power System », Thèse PHD, Ecole polytechnique de Lausanne, Lausanne 2003.
- [23] N.G. Hingorani et L. Gyugyi, «Understanding FACTS », IEEE Press., New York, 2000.
- [24] Federico Milano, Documentation de la version du PSAT 2.0.0, July 9, 2006

ANNEXE

Annexe A : Les caractéristiques de réseau IEEE 14 JB

```
%
bus_data = [1 1 1.060 0 0 0 0 0 0 0 0;
            2 2 1.045 0 40 42.4 21.7 12.7 -40 50;
            3 2 1.010 0 50 23.4 94.2 19.0 0 40;
            4 3 1.0 0 0 0 47.8 3.9 0 0;
            5 3 1.0 0 0 0 7.6 1.6 0 0;
            6 2 1.070 0 30 12.2 11.2 7.5 -6 24;
            7 3 1.0 0 0 0 0.0 0.0 0 0;
            8 2 1.090 0 20 17.4 0.0 0.0 -6 24;
            9 3 1.0 0 0 0 29.5 16.6 0 0;
            10 3 1.0 0 0 0 9.0 5.8 0 0;
            11 3 1.0 0 0 0 3.5 1.8 0 0;
            12 3 1.0 0 0 0 6.1 1.6 0 0;
            13 3 1.0 0 0 0 13.5 5.8 0 0;
            14 3 1.0 0 0 0 14.9 5.0 0 0];
```

```
line_data = [1 2 0.01938 0.05917 0.0264 1
            1 5 0.05403 0.22304 0.0246 1
            2 3 0.04699 0.19797 0.0219 1
            2 4 0.05811 0.17632 0.0170 1
            2 5 0.05695 0.17388 0.0173 1
            3 4 0.06701 0.17103 0.0064 1
            4 5 0.01335 0.04211 0.0 1
            4 7 0.0 0.20912 0.0 0.978
            4 9 0.0 0.55618 0.0 0.969
            5 6 0.0 0.25202 0.0 0.932
            6 11 0.09498 0.19890 0.0 1
            6 12 0.12291 0.25581 0.0 1
            6 13 0.06615 0.13027 0.0 1
            7 8 0.0 0.17615 0.0 1
            7 9 0.0 0.11001 0.0 1
            9 10 0.03181 0.08450 0.0 1
            9 14 0.12711 0.27038 0.0 1
            10 11 0.08205 0.19207 0.0 1
            12 13 0.22092 0.19988 0.0 1
            13 14 0.17093 0.34802 0.0 1 ];
```