

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE.
 MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
 BIBLIOTHEQUE — المكتبة
 Ecole Nationale Polytechnique

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
 Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

MEMOIRE
 pour l'obtention du diplôme de
MAGISTER EN ELECTROTECHNIQUE
 Option : Réseaux Electriques et Haute Tension

présentée par

Bouziane BOUSSAHOUA

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'ENP

Thème

**EVALUATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE
 DES RESEAUX D'ENERGIE ELECTRIQUE
 PAR LES METHODES ENERGETIQUES**

soutenue publiquement le 08 Juillet 2004 à 11h00 (Amphi 1C) devant le jury composé de :

Mr. A. BOUBAKEUR	Professeur (ENP Alger)	Président
Mr. A. HELLAL	Maître de conférence (ENP Alger)	Rapporteur
Mr. M. BOUDOUR	Chargé de cours (USTHB, Alger)	Rapporteur
Mr. A. MEKHALDI	Maître de conférence (ENP Alger)	Examineur
Mr. M. TEGUAR	Maître de conférence (ENP Alger)	Examineur
Mr. O. STIHI	Maître de conférence (ENP Alger)	Examineur
Mlle M. AMOROUAYECHE	Docteur (GRTE SONELGAZ)	Invitée

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE.
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

MEMOIRE
pour l'obtention du diplôme de
MAGISTER EN ELECTROTECHNIQUE
Option : Réseaux Electriques et Haute Tension

présentée par

Bouziane BOUSSAHOUA

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique de l'ENP

Thème

**EVALUATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE
DES RESEAUX D'ENERGIE ELECTRIQUE
PAR LES METHODES ENERGETIQUES**

soutenue publiquement le 08 Juillet 2004 à 11h00 (Amphi 1C) devant le jury composé de :

Mr. A. BOUBAKEUR

Mr. A. HELLAL

Mr. M. BOUDOUR

Mr. A. MEKHALDI

Mr. M. TEGUAR

Mr. O. STIHI

Mlle M. AMOROUAYECHE

Professeur (ENP Alger)

Maître de conférence (ENP Alger)

Chargé de cours (USTHB, Alger)

Maître de conférence (ENP Alger)

Maître de conférence (ENP Alger)

Maître de conférence (ENP Alger)

Docteur (GRTE SONELGAZ)

Président

Rapporteur

Rapporteur

Examineur

Examineur

Examineur

Invitée

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Ma mère et mon père

Z. Mahmoudi

Mes sœurs et mes frères

Toute la famille

Mes amis

Bouziane BOUSSAHOUA

Remerciements

Je tiens à remercier tout d'abord Messieurs A. Hellal et M. Boudour respectivement directeur et co-directeur de thèse pour l'aide et les conseils qu'ils m'ont donnés, en dirigeant ce travail.

Je tiens également à remercier le Professeur A. Boubakeur pour l'honneur qu'il me fait en président ce jury, tout comme je tiens à remercier les membres examinateurs A. Mekhaldi, M. Tegar et O. Stihi pour leur participation au jury de soutenance. Je remercie tout aussi Mlle M. Amoroayeche pour l'acceptation d'être présente dans ce même jury.

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 mes amis et collègues et surtout à Z. Mahmoudi, qui m'ont soutenu directement ou indirectement à la réalisation de ce travail.

Enfin, je ne peux oublier mon cher père, ma chère mère, qui m'ont beaucoup aidés par leur compréhension, leurs sacrifices et leur patience, sans lesquels ce travail n'aurait jamais vu le jour.

Bouziane BOUSSAHOUA

ملخص- في هذا العمل قمنا بدراسة مقارنة بين الطريقة الكلاسيكية (التكامل العددي) والطرق الطاقوية المباشرة المعتمدة على مفهوم دالة الطاقة العابرة (Lyapunov), المستعملة في تقدير الاستقرار العابر للشبكات الكهربائية. استعملنا النموذج المفصل للمولد التزامني (النموذج ذو المحورين) الذي يمكننا من إدراج أنضم التحكم في التوتر والسرعة بالنسبة للطريقة الكلاسيكية. استعملنا النموذج المبسط (نموذج الدرجة الثانية) للمولد التزامني بالنسبة للطريقة الكلاسيكية والطرق الطاقوية على السواء. بعد تفحص إيجابيات و سلبيات كل طريقة, قمنا باقتراح خوارزمية هجينة لتقدير الأمن العابر للشبكات الكهربائية. كل هذه الطرق تم برمجتها بواسطة MATLAB. البرنامج المعد يسمح بتقدير الاستقرار والأمن العابرين بواسطة مختلف الطرق المقترحة. كما يسمح هذا البرنامج باستغلال اقتصادي و فعال للشبكات الكهربائية. قمنا بتجريب هذا البرنامج على شبكة IEEE المكونة من 3 مولدات و 7 عقد وكذا على شبكة CIGRE المكونة من 7 مولدات و 10 عقد. لقد تحصلنا على نتائج واعدة من حيث الدقة و السرعة.

الكلمات المفتاحية : الاستقرار العابر, الدالة الطاقوية Lyapunov, طريقة التكامل العددي, الطرق الطاقوية المباشرة, حدود الأمن العابر.

Résumé- Ce travail présente une étude comparative entre la méthode classique (intégration numérique) et les méthodes directes basées sur le concept de la fonction d'énergie transitoire type Lyapunov, utilisées pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique. Un modèle détaillé de la machine synchrone (modèle à deux axes) permettant d'inclure les systèmes de régulation de tension et de vitesse a été utilisé pour la méthode classique. Un modèle simple de second ordre de la machine synchrone a été utilisé également pour la méthode classique et pour les méthodes énergétiques. Après avoir examiné les différents avantages et inconvénients de chaque méthode, un algorithme hybride permettant une évaluation en temps réel de la sécurité transitoire des réseaux d'énergie électrique est proposé. Un Logiciel a été élaboré sous environnement MATLAB. Il permet l'évaluation de la stabilité transitoire par les différentes méthodes ainsi que l'évaluation de la sécurité transitoire. Il permettra aux opérateurs des réseaux une conduite économique et efficace. Le Logiciel a été testé sur les réseaux IEEE 3 machines 9 nœuds et CIGRE 7 machines 10 nœuds, il donne des résultats prometteurs en terme de précision et rapidité.

Mots clés : Stabilité transitoire, Fonction d'énergie de Lyapunov, Méthode d'intégration numérique, Méthodes énergétiques directes, Marge de sécurité transitoire.

Abstract- This work presents a comparative study between the classic method (time domain simulation) and the direct methods based on transient energy function type Lyapunov concept, used for power system transient stability evaluation. A detailed model of synchronous machine (two axes model) with voltage and speed regulation systems is used for the classic method. A simple model (second order) of the synchronous machine is used as well for the classic method and energetic methods. After examination of the different advantages and drawbacks of each method, we proposed an online hybrid algorithm for transient security evaluation. A Logiciel is elaborated in MATLAB environment. It allows the evaluation of power system transient stability and security by the different method. It helps power system operators to conduct the system more efficiently and economically. The Logiciel is tested on IEEE 3 machines 9 buses and CIGRE 7 machines 10 buses systems, it gives promising results in term of precision and speediness.

Keywords: Transient stability, Lyapunov energy function, Numeric integration method, Direct energetic methods, Transient security margin.

SOMMAIRE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

Nomenclature et abréviations	v
Liste des figures	vii
Liste des tableaux	ix
Introduction Générale	1
Chapitre I Etat de l'art sur les études de la stabilité transitoire	
I.1 Introduction	5
I.2 Position du problème de la stabilité transitoire	5
I.3 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	6
I.3.1 Méthode d'intégration numérique	7
I.3.2 Méthodes énergétiques	8
I.3.2.1 Critère d'égalité des aires	9
I.3.2.2 Critère d'égalité des aires élargi	11
I.3.2.3 Critère d'égalité des aires généralisé	11
I.3.2.4 Méthodes Directes de Lyapunov	12
I.3.2.4.1 Point d'équilibre instable proche	14
I.3.2.4.2 Point d'équilibre instable contrôlé	15
I.3.2.4.3 Surface limite de l'énergie potentielle	15
I.3.2.4.4 Mode de perturbation	17
I.3.2.4.5 Limite de la région de stabilité basée sur le point d'équilibre instable contrôlé	17
I.3.3 Méthodes des réseaux de neurones artificiels	18
I.3.4 Méthodes hybrides.....	19
I.4 Cadre et contribution de notre étude.....	20
Chapitre II Evaluation de la stabilité transitoire par intégration numérique	
II.1 Introduction	21
II.2 Equations de performance du système en état d'équilibre.....	21

II.3	Equation mécanique du rotor.....	23
II.4	Equations électriques de la machine synchrone	27
II.5	Modèle à deux axes.....	32
II.5.1	Détermination des paramètres de la machine	32
II.5.2	Expression de la tension terminale	34
II.5.3	Equations dynamiques de la machine	35
II.5.3.1	Variation de la f.e.m transitoire d'axe transversal	35
II.5.3.2	Variation de la f.e.m transitoire d'axe direct	36
II.5.4	Expression de la puissance électrique	36
II.6	Modèle de second ordre	36
II.7	Organes de régulation de la machine	37
II.7.1	Structure de régulateur de tension.....	38
II.7.2	Structure de régulateur de vitesse	39
II.8	Equation de performance du réseau pendant le défaut	40
II.8.1	Représentation des charges	40
II.8.2	Equation de performance	40
II.9	Modélisation du réseau dans l'espace d'état	44
II.9.1	Modèle de second ordre	44
II.9.2	Modèle à deux axes avec régulateurs de tension et de vitesse	45
II.10	Choix du modèle	47
II.11	Evaluation classique de la stabilité transitoire	49
II.11.2	Evaluation de la stabilité transitoire (modèle de second ordre)	49
II.11.3	Evaluation précise de la stabilité transitoire (modèle à deux axes)	52
II.12	Résultats et interprétations	54
II.12.1	Résultats d'écoulement de charge	54
II.12.2	Résultats de la stabilité transitoire	56
II.12.2.1	Matrices admittances du réseau	56
II.12.2.2	Courbes des angles rotoriques	59
II.12.2.3	Temps critiques et temps de calcul	60
II.13	Conclusion	60

Chapitre III Evaluation de la stabilité transitoire par les méthodes énergétiques

III.1	Introduction	62
-------	--------------------	----

III.2	Modélisation d'un système multi-machine	63
III.2.1	Equations dans la référence machine	64
III.2.2	Equations dans la référence du centre d'angle (COA)	65
III.3	Construction de la fonction d'énergie type Lyapunov	67
III.3.1	Fonction d'énergie dans la référence COA	67
III.3.2	Fonction d'énergie dans la référence machine	69
III.4	Estimation des domaines de la stabilité	69
III.4.1	Notions de base	70
III.4.1.1	Points d'équilibre.....	70
III.4.1.2	Points d'équilibre instables	70
III.4.1.3	Définitions	71
III.4.2	Méthodes d'évaluation des domaines de stabilité	73
III.4.2.1	Méthode du point d'équilibre instable proche (CIUEP)	73
III.4.2.2	Méthode du point d'équilibre instable contrôlé (CrUEP).....	75
III.4.2.3	Méthode de surface limite de l'énergie potentielle (PEBS)	77
III.4.2.3.1	Procédure Kakimoto et al. (PEBSK)	77
III.4.2.3.2	Procédure Athay et al. (PEBSA)	79
III.4.2.4	Méthode de mode de perturbation (MOD)	81
III.5	Résultats et interprétations	87
III.5.1	Application sur le réseau IEEE 3 machines 9 nœuds	87
III.5.2	Application sur le réseau CIGRE 7 machines 10 nœuds	89
III.5.2.1	Résultats d'écoulement de charge	88
III.5.2.2	Résultats de la stabilité transitoire	89
III.5.2.2.1	Matrices admittances du réseau	89
III.5.2.2.2	Courbes et interprétations	93
III.5.2.2.3	Temps critiques	97
III.6	Conclusion.....	99

Chapitre IV Sécurité transitoire des réseaux d'énergie électrique

IV.1	Introduction	100
IV.2	Modèle du réseau et fonction d'énergie	101
IV.3	Méthodes énergétiques utilisées	102
IV.4	Algorithme d'évaluation de la marge de sécurité	102

IV.5	Applications et résultats	103
IV.5.1	Influence du temps d'élimination du défaut	103
IV.5.2	Influence du point de fonctionnement du réseau	104
IV.5.3	Limites de production d'un générateur	106
IV.6	Conclusion	107
	Conclusion générale	108

Bibliographie

Annexe A : Données du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds

Annexe B : Données du réseau CIGRE 7 machines 10 noeuds

NOMENCLATURE ET ABREVIATIONS

- D : Coefficient d'amortissement
- e'_d, e'_q : f.e.m transitoire d'axe direct et d'axe en quadrature
- e_{ex} : Tension d'excitation
- e_{ex0} : Valeur initiale de la tension d'excitation
- e_q : f.e.m en régime permanent
- E_{xma}, E_{xmi} : Seuils maximal et minimal d'excitation
- H : Constante d'inertie du groupe turboalternateur
- i_d, i_q : Composantes directe et en quadrature du courant
- K_v : Gain statique du régulateur de vitesse
- K_e : Gain statique du régulateur de tension
- M : Moment d'inertie du groupe turboalternateur
- P_a : Puissance d'accélération
- P_m : Puissance mécanique développer par la turbine
- P_e : Puissance électrique développer par le générateur
- P_{mma}, P_{mmi} : Seuils maximal et minimal de la puissance mécanique
- P_{mref} : Puissance mécanique de référence
- P_{net} : Puissance nette
- T'_{d0} : Constantes de temps transitoires d'axe direct
- T_D : Couple d'amortissement
- t_e : Temps d'élimination du défaut
- T_e : Constante du temps du régulateur de tension
- T_g : Couple électrique du générateur
- T'_{q0} : Constantes de temps transitoires d'axe en quadrature
- T_m : Couple mécanique de la turbine
- T_{net} : Couple net
- T_v : Constante du temps du régulateur de vitesse
- v_d, v_q : Composantes direct et en quadrature de la tension
- v : Module de la tension à la borne du générateur
- V_∞ : tension au nœud infini



- x_d, x_q : Réactances synchrones directe et en quadrature
- x'_d, x'_q : Réactances transitoires directe et en quadrature
- ω : Vitesse rotorique
- ω_0 : Vitesse rotorique de référence
- δ, δ_e : Angle rotorique électrique
- δ_{in} : Angle rotorique par rapport à la référence machine
- δ_m : Angle rotorique mécanique
- $\tilde{\delta}$: Angle rotorique par rapport à la référence COA
- σ : Dosage accélérométrique
- BCU : Boundary of stability region based Controlling Unstable equilibrium point (limite de la région de stabilité basée sur le point d'équilibre instable contrôlé)
- CCT : Critical clearing Time (temps critique d'élimination du défaut)
- CIUEP : Closest Unstable Equilibrium Point (point d'équilibre instable proche)
- COA : Center Of Angle (centre d'angle)
- CrUEP : Controlling Unstable Equilibrium Point (point d'équilibre instable contrôlé)
- DFP : Davidon-Fletcher-Powell
- EAC : Equal Area Criterion (critère d'égalité des aires)
- E_{CR} : Energie Critique
- EEAC : Extended Equal Area Criterion (critère d'égalité des aires élargi)
- EHV : Extra High Voltage
- GEAC : Generalized Equal Area Criterion (critère d'égalité des aires généralisé)
- HVDC : High Voltage Direct Current
- MOD : Mode Of Disturbance (mode de perturbation)
- PEBS : Potential Energy Boundary Surface (surface limite de l'énergie potentielle)
- PEBSA : Potential Energy Boundary Surface (procedure Athay et al.)
- PEBSK : Potential Energy Boundary Surface (procedure Kakimoto et al.)
- P.I.D : Proportionnel Intégral Dérivé (proportionnel intégral dérivé)
- PSS : Power System Stabiliser
- pu : per unit
- SEP : Stable Equilibrium Point (point d'équilibre stable)
- SP : Starting Point (point de départ)
- TEF : Transient energy function (fonction d'énergie transitoire)
- UEPs : Unstable Equilibriums Points (points d'équilibre instables)
- UHV : Ultra High Voltage

LISTE DES FIGURES

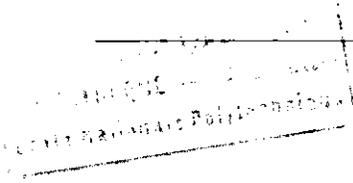
Figure	Page
I.1 Représentation graphique du critère d'égalité des aires	10
I.2 Estimation de la région d'attraction	14
I.3 PEBS pour un système de trois machines	16
I.4 Illustration graphique de la méthode PEBS	17
II.1 Représentation de la machine synchrone	29
II.2 Représentation bipolaire de la machine synchrone	30
II.3 Représentation magnétique de la machine synchrone	33
II.4 Représentation vectorielle de la machine synchrone	35
II.5 Schéma électrique monophasé équivalent de la machine synchrone	35
II.6 Structure du régulateur de tension	38
II.7 Repère synchrone (R) et repère machine (d,q)	41
II.8 Organigramme de l'évaluation de la stabilité transitoire (modèle du second ordre)	51
II.9 Organigramme de l'évaluation de la stabilité transitoire classique (modèle à deux axes)	53
II.10 Angles internes (Réf. COA), modèle du second ordre (0.3s)	59
II.11 Angles internes (Réf. COA), modèle à deux axes (0.3 s)	59
II.12 Angles internes (Réf. COA), modèle du second ordre (0.355s)	59
II.13 Angles internes (Réf. COA), modèle à deux axes (0.371 s)	59
III.1 Organigramme de la méthode CIUEP	74
III.2 Organigramme de la méthode CrUEP	76
III.3 Organigramme de la méthode PEBSK	78
III.4 Organigramme de la méthode PEBSA	80
III.5 Organigramme de la méthode du MOD	86
III.6 Angles rotoriques (référence COA), 0.3 s (stable)	94
III.7 Angles rotoriques (référence COA), 0.4 s (stable)	94
III.8 Angles rotoriques (référence COA), 0.43 s (stable)	94
III.9 Angles rotoriques (référence COA), 0.44 s (instable)	94
III.10 Fréquences des tensions statoriques, 0.3 s (stable)	95
III.11 Fréquences des tensions statoriques, 0.4 s (stable)	95

III.12	Fréquences des tensions statoriques, 0.43 s (stable)	95
III.13	Fréquences des tensions statoriques, 0.44 s (instable)	95
IV.1	Influence du temps d'élimination du défaut sur la marge de sécurité	104
IV.2	Influence du point de fonctionnement (nœud 4, branche 2, t_e : 0.45 s)	105
IV.3	Influence du point de fonctionnement (nœud 5, t_e : 0.3 s)	105
IV.4	Limite de production du générateur 4	106
A1	Topologie du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds	Annexe A
B1	Topologie du réseau CIGRE 7 machines 9 nœuds	Annexe B

LISTE DES TABLEAUX



Tableau	Page
II.1 Point initial du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds	54
II.2 Matrice admittance Y du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds (pu)	55
II.3 Résultats d'écoulement de charge	55
II.4 Matrice admittance avant défaut (pu)	56
II.5 Matrice admittance réduite avant défaut	56
II.6 Matrice admittance durant le défaut (pu)	57
II.7 Matrice admittance réduite durant le défaut (pu).....	57
II.8 Matrice admittance après élimination du défaut (pu)	58
II.9 Matrice admittance réduite après élimination du défaut (pu).....	58
II.10 Temps critiques (s)	60
II.11 Temps de calcul (s)	60
III.1 Temps critiques (s)	87
III.2 Point initial du réseau CIGRE 7 machines 10 nœuds	87
III.3 Matrice admittance Y du réseau CIGRE 7 machines 10 noeuds (pu)	88
III.4 Résultats d'écoulement de charge	89
III.5 Matrice admittance avant défaut (pu)	90
III.6 Matrice admittance durant le défaut (pu)	91
III.7 Matrice admittance après élimination du défaut (pu)	92
III.8 Matrice admittance réduite avant défaut (pu)	93
III.9 Matrice admittance réduite pendant le défaut (pu)	93
III.10 Matrice admittance réduite après élimination du défaut (pu)	93
III.11 Résultats de simulation du temps critique (s)	97
III.12 Temps de calcul (s)	97
IV.1 Influence du temps d'élimination de défaut	104
IV.2 Influence du point de fonctionnement (nœud 4, branche 2, t_e : 0.45 s)	105
IV.3 Influence du point de fonctionnement (nœud 5, t_e : 0.3 s)	105
IV.4 Limite de production du générateur 4	106



INTRODUCTION GENERALE

Durant ces dernières décennies, les réseaux d'énergie électrique ont considérablement augmenté en dimension et en complexité suite à leur développement et aux interconnexions de plus en plus nombreuses. L'introduction des EHV/UHV dans les réseaux de transport, des unités de production de grande puissance, des équipements spéciaux pour l'augmentation des capacités de transfert des lignes de transport (comme les régulateurs de l'angle de phase, compensateurs statiques et connexions HVDC) comptent parmi les développements importants enregistrés dans ce domaine d'activité.

L'augmentation de la demande a poussé aux interconnexions de plusieurs réseaux d'énergie, ce qui engendré certains avantages comme l'utilisation optimale des moyens de production, l'assistance mutuelle des réseaux, un bon plan de fréquence, mais aussi des inconvénients. Les réseaux deviennent plus grands et plus complexes, ce qui implique que leur étude et analyse deviennent plus difficiles, particulièrement les études de stabilité transitoire.

En principe la planification des systèmes d'énergie électrique est régie par des bases scientifiques et techniques rigoureuses. Néanmoins, l'évolution réelle est toujours dictée par des facteurs d'ordre social, politique, géographique et environnemental compliquant la morphologie des réseaux. Les difficultés d'ordre pratique, rencontrées par exemple, dans l'implantation de nouvelles lignes de transport, contribuent énormément dans la complexité des systèmes d'énergie électrique.

Actuellement, le traitement des modèles complexes des grands systèmes d'énergie électrique et l'évaluation rapide de leur comportement face à diverses éventualités pour un contrôle en temps réel de la sécurité sont des problèmes qui préoccupent les compagnies et les chercheurs dans le domaine. De plus, la réduction des ressources d'énergie conventionnelles (charbon, pétrole) a fait que l'utilisation optimale des ressources d'énergie est devenue très importante. Un autre souci qui préoccupe les conducteurs des systèmes d'énergie est celui de produire, transporter, et distribuer l'énergie électrique de la façon la plus économique, tout en poussant les systèmes à fonctionner aux limites de stabilité.

Face à toutes ces difficultés, les grands objectifs de tous réseaux d'énergie électrique se résument ainsi :

- Fournir de l'énergie de qualité (i.e. maintenir la tension et la fréquence dans un intervalle bien défini avec le consommateur et sans harmoniques) ;
- Maintenir la continuité de la fourniture d'énergie (sans ou avec un minimum d'interruption). Ceci est lié à la sécurité du système ;
- Annuler la différence entre l'énergie fournie et la charge demandée ;
- Gestion des échanges aux interconnexions selon les contrats arrêtés ;
- Utilisation optimale des ressources d'énergie disponible (charbon, pétrole, gaz, hydraulique, nucléaire ...) ;
- Conduire efficacement et économiquement le système ;
- S'assurer de la compatibilité environnementale.

Pour réaliser ces objectifs contradictoires, l'étude de la stabilité des réseaux d'énergie électrique a toujours été considérée comme un facteur principal, que ce soit pour les planificateurs ou les exploitants. Plusieurs techniques analytiques et numériques ont été développées pour résoudre ce problème.

Les modèles mathématiques détaillés des réseaux d'énergie électrique sont non linéaires et très complexes. Ceci est dû à la nature des charges non linéaires, à la non linéarité associée à tout système utilisant des circuits magnétiques (effet de saturation) et à la non linéarité présente dans les systèmes de contrôle des turbines, de régulation de vitesse et de régulation de tension (boucle d'excitation).

Pour les petites perturbations (stabilité statique/dynamique), le système d'équation du réseau peut se linéariser autour d'un point de fonctionnement stable (état d'équilibre du système avant la perturbation). Le système d'équations résultant peut être analysé en utilisant les méthodes appropriées pour les systèmes linéaires (valeurs propres, Nyquist...), ce qui donne les conditions nécessaires et suffisantes pour la stabilité du réseau.

Le problème devient tout autre lorsqu'il s'agit de grandes perturbations où la linéarisation est quasiment impossible. Pour ce type de perturbations, on fait appel à des méthodes dites conventionnelles (intégration numérique, méthodes de type Lyapunov) ou à des méthodes dites non conventionnelles de reconnaissance de forme (réseau de neurones artificiels,...).

Classiquement, l'analyse de la stabilité transitoire est assurée par l'intégration numérique du système d'équations différentielles décrivant le comportement dynamique du réseau d'énergie électrique et ceci pour les perturbations les plus dangereuses que peut subir le réseau et pour les différentes situations (états du réseau avant la perturbation). Ce type d'analyse demande un temps de calcul très important et n'est applicable que pour les études off-line de planification et de conception.

Pendant de nombreuses années, les chercheurs ont essayé de développer des méthodes d'analyse applicables en temps réel. Il a été montré que certaines méthodes directes peuvent résoudre ce problème parce qu'elles fournissent directement des informations sur la stabilité du réseau sans recourir à la résolution du système d'équations différentielles après élimination du défaut. Plusieurs avancements dans ce domaine ont été enregistrés, mais il faut encore beaucoup d'efforts pour que les méthodes directes soient applicables pour l'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire

Les méthodes directes d'évaluation de la stabilité transitoire dont il est question se basent sur l'évaluation de l'énergie du réseau avant, pendant et après le défaut [1]. La comparaison de ces énergies nous permet d'estimer les marges de stabilité. L'évaluation en temps réel de ces marges de stabilité pour les différents scénarios dont doivent faire face les opérateurs du système, permet une conduite efficace et économique du réseau.

Notre souci dans ce présent travail est une étude d'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire d'un système d'énergie électrique par ces méthodes d'énergie. Ce travail est structuré en quatre chapitres :

Dans un premier chapitre, les notions de base de la stabilité d'un système d'énergie électrique, une synthèse des différentes méthodes utilisées dans l'évaluation de la stabilité transitoire, leur principe de base ainsi que les domaines d'applications sont présentés.

Un deuxième chapitre est consacré à la problématique de modélisation des systèmes d'énergie électrique. Différents modèles mathématiques sont présentés. Le choix du modèle d'analyse pour les différentes approches a été discuté. L'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode classique d'intégration numérique, ses avantages et ses inconvénients sont également présentés dans ce chapitre.

Le troisième chapitre concerne l'évaluation de la stabilité transitoire par les méthodes énergétiques. La modélisation et la construction de la fonction d'énergie ont été abordées. Les algorithmes des approches les plus utilisées ont été présentés. Après une étude comparative entre les différentes approches énergétiques, un schéma optimal qui profite des avantages de chacune est déduit.

Le quatrième chapitre traite une approche pratique d'évaluation de la stabilité transitoire basée sur les fonctions énergétiques permettant d'aider les opérateurs des réseaux d'énergie électrique dans leur prise de décision lors de la conduite en temps réel.

Enfin, nous terminons notre travail avec une conclusion et des recommandations pour des travaux ultérieurs.

I.1 Introduction

Dans ce chapitre et après la définition du problème de stabilité transitoire, les différentes méthodes, permettant l'analyse et l'étude de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique, proposées dans la littérature sont présentées. Le cadre de notre étude ainsi que la contribution qui en découle seront données en fin de chapitre.

I.2 Position du problème de la stabilité transitoire

Pour un réseau d'énergie électrique en fonctionnement stable, la puissance mécanique de la turbine entraînant un générateur et la puissance électrique fournie par celui-ci sont équilibrées (en négligeant les pertes) pour toute machine. Lorsque le réseau subit une perturbation importante (court circuit triphasé dans une ligne de transport, perte de charge importante, perte d'un générateur de grande puissance, ouverture d'une ligne fortement chargée, etc...), la différence entre les puissances mécanique et électrique induit une accélération ou une décélération pouvant entraîner la perte de synchronisme d'un ou de plusieurs générateurs. Les angles rotoriques commencent à osciller jusqu'à l'intervention des systèmes de régulation de tension et de vitesse afin de restituer la marche en synchronisme et mener le réseau à un nouvel état de fonctionnement stable [2].

La durée de temps entre le début d'une perturbation (ou de plusieurs perturbations) et la restauration de la marche en synchronisme est appelée **période transitoire**. Cette période, généralement de 5 à 15 s [2, 3], ne concerne pas les phénomènes de petites oscillations dus au réglage secondaire. L'analyse de la stabilité transitoire est l'étude du comportement du réseau durant cette période. Dans certaines situations, le réseau ne peut pas atteindre un état de fonctionnement stable. Plusieurs variables physiques décrivant l'état du système varient avec le temps en dépassant les seuils admissibles et poussent alors le réseau vers un état de fonctionnement transitoire instable.

La stabilité transitoire est généralement influencée par les facteurs suivants :

- point de fonctionnement stable (état statique) dans lequel se trouve le système avant le défaut ;
- nature, étendue et lieu du défaut ; et
- configuration du réseau avant, pendant et après l'isolation du défaut.

Les défauts considérés dans les études de la stabilité transitoire sont généralement les courts circuits triphasés symétriques, malgré leur faible probabilité d'apparition relativement aux autres types de défaut.

La dynamique du réseau durant la période transitoire est décrite par un système d'équations différentielles de la forme générale suivante :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u) \quad (I.1)$$

avec :

x : vecteur des variables d'état du système

u : vecteur des paramètres du système

La stabilité transitoire concerne l'étude de la dynamique du réseau décrit par l'ensemble des équations différentielles (I.1). Cette étude fournit des informations relatives aux variations dans le temps des angles et des vitesses rotoriques, des tensions, courants et puissances des groupes turboalternateurs ainsi que des variations des tensions, courants et puissances transitées dans le réseau de transport, pendant et après la perturbation. Cette analyse permet d'une part de juger si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique. Elle aide aussi les planificateurs dans leurs tâches de renforcement des réseaux d'énergie électrique par de nouveaux moyens de production et de transport. Les études de stabilité transitoire ne sont pas essentielles seulement dans les exercices de planification et d'identification mais elles sont aussi importantes dans l'établissement des courbes de charge journalières et la conduite économique en temps réel des réseaux d'énergie électrique [4].

I.3 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

La nécessité de faire fonctionner les réseaux électriques près de leurs limites de stabilité (à cause du retard dans la construction de nouvelles centrales de production d'énergie et de nouvelles lignes de transport, dérégulation du marché d'électricité et interconnexion des réseaux électriques), a donné une importance capitale à l'évaluation de la stabilité des réseaux d'énergie électrique en temps réel [5].

Plusieurs approches permettant l'évaluation de la stabilité transitoire ont été proposées dans la littérature. Elles peuvent être classées en quatre familles :

Les méthodes les plus exactes pour l'évaluation de la stabilité transitoire sont les méthodes d'intégration numérique (méthodes classiques). Toute compagnie d'électricité a recours à ces méthodes lorsqu'il s'agit d'études s'effectuant en temps différé (off-line) [4]. Ces méthodes permettent d'inclure dans le modèle mathématique les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges, les systèmes de régulation de vitesse et de tension, les moyens et les systèmes de contrôle avancés (HVDC, PSS,...) et de prendre en considération les actions des circuits de protection [6, 7].

Le modèle mathématique décrivant la dynamique d'un système pendant et après une perturbation donnée est un ensemble d'équations différentielles de premier ordre. Les méthodes numériques les plus utilisées pour résoudre ces systèmes sont les techniques de Runge-Kutta, d'Euler ou encore celle du prédicteur-correcteur [2, 3].

Les méthodes d'intégration numérique permettent l'évaluation de la sévérité d'une perturbation par le calcul de son temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time).

La problématique d'analyse de la stabilité transitoire est formulée comme suit :

Etant donné un système d'énergie en état de fonctionnement stable subissant une perturbation importante à t_0 , va-t-il converger de nouveau vers un état de fonctionnement stable une fois le défaut éliminé à t_e (temps d'élimination du défaut) ?

Quelle est la durée maximale de la perturbation (CCT) sans que le système perde sa capacité de revenir vers un état de fonctionnement stable ?

Est ce que ce temps t_e est supérieur aux seuils de réglage du système de protection et des organes de coupure (disjoncteurs) qui sont chargés d'éliminer le défaut au moment opportun ?

valeurs de t_e . De plus, pour un t_e donné, l'intégration numérique de l'étape B continue jusqu'à ce qu'on puisse conclure sur la stabilité ou l'instabilité du système (généralement > 2 s).

Avantages

- fournir des résultats exacts pour les réglages des circuits de protection (disjoncteurs)
- renseigne sur la stabilité ou l'instabilité du système
- la seule méthode qui peut traiter le modèle mathématique du réseau quelque soit son degré de complexité (le modèle prenant en considération les différents phénomènes et composants du réseau : saturation, saillance, régulation,..., etc.) [8].

Inconvénients

- temps de calcul énorme, la méthode ne peut pas être applicable en temps réel
- la méthode ne peut pas évaluer la marge de sécurité du système.

1.3.2 Méthodes énergétiques

L'analyse de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique vis-à-vis d'éventuelles perturbations est un problème d'actualité dans les centres de conduite. Les méthodes classiques d'intégration numérique sont très lourdes en calcul pour entrevoir leur application en temps réel [9]. De plus elles ne donnent qu'une simple réponse stable ou instable sans permettre d'estimer la marge de stabilité du système. Actuellement, dans plusieurs réseaux électriques, des études importantes sont effectuées off-line utilisant les méthodes d'intégration numérique pour établir des conditions de fonctionnement stables face à d'éventuelles perturbations. Pour des raisons de sécurité, les conditions de fonctionnement les plus défavorables sont considérées dans ces études exécutées en temps différé. Les marges de fonctionnement stables déterminés par ces études sont généralement très conservatrices ce qui induit des pertes énormes en coût [10]. Aussi, on ne peut pas prévoir toutes les situations qui peuvent survenir lors du fonctionnement en temps réel du système. Un besoin pressant est ressenti dans les centres de conduite des réseaux pour fournir des moyens d'évaluation en

temps réel de la stabilité transitoire. Ceci explique les énormes efforts consentis aux méthodes directes pour satisfaire ces demandes.

La première méthode directe d'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau mono-machine est basée sur le critère d'égalité des aires (Equal Area Criteria) [11]. Utilisant les concepts d'énergie, cette méthode permet de calculer l'angle critique sans résoudre l'équation différentielle. Le temps critique est ensuite déterminé en effectuant une seule intégration numérique du système en défaut.

Cette méthode a été par la suite élargie aux réseaux multi-machines. Au début, l'idée de Lyapunov associée au principe d'invariance de LaSabelle était utilisée pour estimer les régions de stabilité (surfaces d'attraction) d'un système d'énergie. Plusieurs approches d'évaluation des domaines de stabilité ont été proposées dans la littérature : points d'équilibre instables (UEPs : Unstable Equilibrium Points), surfaces limites des énergies potentielles (PEBS : Potential Energy Boundary Surface), mode de perturbation (MOD : Mode of Disturbance)..., etc.

Les méthodes énergétiques peuvent se diviser en deux catégories : méthodes graphiques et méthodes directes de Lyapunov, ce que nous décrivons brièvement dans ce qui suit.

1.3.2.1 Critère d'égalité des aires

Cette méthode (EAC : Equal Area Criterion) est applicable pour un système mono-machine. C'est une méthode graphique qui permet de conclure sur la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles [11].

Considérons une machine reliée à un réseau de puissance infinie (impédance nulle, inertie infini, tension et fréquence constantes). L'équation mécanique de la machine, en prenant le nœud infini comme référence, est donnée par :

$$\frac{H}{\omega_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_a = P_m - P_e \quad (1.2)$$

$$P_e = E_1^2 Y_{11} \cos \theta_{11} + E_1 V_\infty Y_{12} (\delta - \theta_{12}) \quad (1.3)$$

avec : P_a : puissance d'accélération

P_e : puissance électrique

P_m : puissance mécanique supposée constante

E_1 : tension derrière la réactance transitoire de la machine

V_∞ : tension au nœud infini

δ : angle interne de la machine

H : constante d'inertie

ω_0 : pulsation de référence

Y_{11}, Y_{12} : admittances entre le nœud interne de la machine et le nœud infini

Avec des simples manipulations mathématiques, l'équation (I.2) peut s'écrire :

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0 = \sqrt{\frac{\omega_0}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (I.4)$$

$\omega - \omega_0$: est la vitesse relative du rotor de la machine par rapport à un système de référence tournant avec une vitesse ω_0 (dans ce cas, le nœud de référence). Si le système est stable, la machine doit tourner à la vitesse de référence ω_0 . La condition pour que le système soit stable est :

$$P_a(\delta_m) \leq 0 \quad \text{et} \quad P \int_{\delta_0}^{\delta_m} P_a d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (I.5)$$

Cette condition peut être interprétée par le fait que l'excursion de l'angle rotorique doit atteindre un maximum et ensuite s'amortir.

L'intégrale (I.5) peut être représenté graphiquement (Figure I.1) avec les surfaces d'accélération A_{acc} et de décélération A_{dec} . La stabilité transitoire du système est assurée si $A_{acc} < A_{dec}$. La limite de stabilité est atteinte quand les deux surfaces sont égales et $P_a(\delta_c) = 0$ (ce qui a donné le nom "critères des surfaces égales").

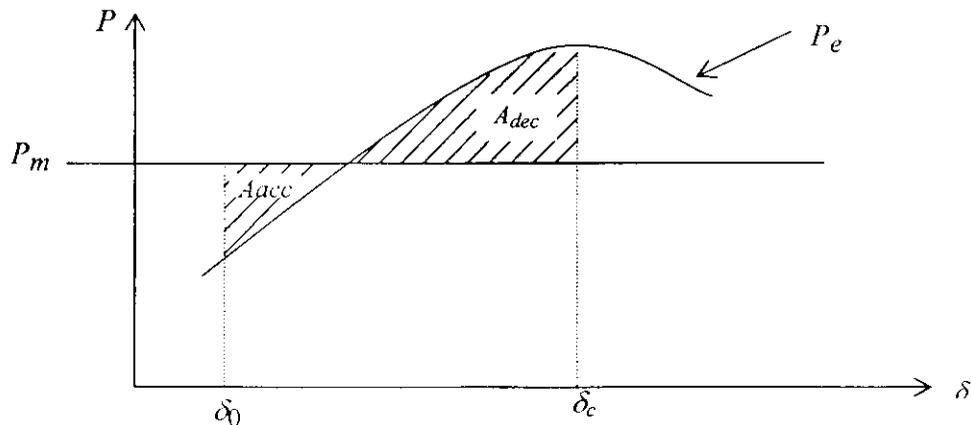


Figure I.1 Représentation graphique du critère d'égalité des aires

L'angle critique du défaut δ_c peut être déterminé en utilisant les courbes d'oscillation $P(\delta)$ avant, pendant et après le défaut. Il est obtenu par la résolution d'une équation trigonométrique simple [12,11]. Dans la référence [3], on trouve la description d'une méthode analytique qui permet de réduire un système de deux machines à un système mono-machine équivalent.

Avantages

- méthode très simple à implanter, et peut donner rapidement une estimation des régions de stabilité

Inconvénients

- la méthode ne montre aucune amélioration induite par le couple amortisseur sur les régions de stabilité
- elle ne permet pas de prendre en considération un système plus complet (systèmes de régulation) [13].

I.3.2.2 Critère d'égalité des aires élargi

Pour une perturbation donnée, le système multimachine est décomposé en deux sous-ensembles : l'un comprend l'ensemble des machines dites critiques et l'autre le reste des machines [14,15]. Ces deux sous-ensembles sont remplacés par deux machines équivalentes qui sont à leur tour remplacées par un système monomachine équivalent. L'application du critère d'égalité des aires élargi (EEAC : Extended Equal Area Criterion) permet de déterminer le temps critique du défaut et d'évaluer les marges de la stabilité transitoire du système d'origine par de simples calculs algébriques. Des chercheurs ont pu appliquer la méthode EEAC pour l'évaluation de la stabilité transitoire du système d'énergie pour les défauts non symétriques comme le déclenchement-réenclenchement d'une phase (technique largement utilisée dans les réseaux d'énergie électrique pour renforcer la fiabilité et la stabilité) [16]. La méthode EEAC a été également utilisée pour évaluer la stabilité transitoire des réseaux incluant les lignes HVDC devenues indispensables vu leurs avantages (moindre coût, faibles pertes, connexion asynchrone et renforcement de la stabilité) [6].

I.3.2.3 Critère d'égalité des aires généralisé

Cette méthode (GEAC : Extended Equal Area Criterion) a été développée en 1985-1986 [10]. Elle appartient à la classe des méthodes directes d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie multimachines et peut être utilisée en temps réel vu qu'elle renforce les avantages des méthodes directes et surmonte leurs difficultés. Elle est basée sur une transformation mathématique exacte d'un réseau multimachines à un réseau monomachine équivalent. La méthode permet la définition des indices d'évaluation de la stabilité transitoire et donne ainsi la possibilité de mesurer le degré de stabilité ou instabilité du réseau.

C'est une méthode très efficace en calcul, les indices de stabilité étant très simples et facilement utilisés pour l'analyse de sensibilité. Ceci rend la méthode très attractive pour la détermination des actions de contrôle préventif en temps réel.

La méthodologie à suivre pour réduire un système multimachine à un système monomachine équivalent est présentée dans [10], cet article développant aussi les indices qui permettent de mesurer le degré de stabilité du système.

I.3.2.4 Méthodes Directes de Lyapunov

Durant les deux dernières décennies, les méthodes énergétiques directes ont suscité l'intérêt de plusieurs chercheurs. A.M. Lyapunov a développé une structure générale pour l'évaluation de la stabilité d'un système régi par un ensemble d'équations différentielles. Cependant, l'application de ces méthodes pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique a rencontré beaucoup de difficultés se résumant par les points suivants :

- les domaines de stabilité estimés ne sont pas exacts (méthodes très conservatrices),
- seuls des modèles simplifiés des réseaux d'énergie électrique sont considérés,
- un système réduit contenant uniquement les nœuds machines est considéré pour l'analyse.

L'idée de base des nouvelles méthodes développées est de pouvoir conclure sur la stabilité ou l'instabilité du réseau d'énergie sans résoudre le système d'équations différentielles régissant le système après l'élimination du défaut. Elles utilisent un raisonnement physique simple basé sur l'évaluation des énergies cinétique et potentiel du système [17].

Principe de base et Définitions

Soit une fonction réelle scalaire $V(x)$ du vecteur variable x , et soit Ω le voisinage de l'origine du vecteur espace.

Définition I.1 Une fonction scalaire $V(\bullet)$ du vecteur x est dite "positive définie" dans Ω si :

- 1) les premières dérivées partielles de $V(\bullet)$ par rapport à x_i , sont des fonctions continues ($\partial V(x)/\partial x_i$ étant une fonction continue $\forall i$ pour tous vecteurs x dans Ω)
- 2) $V(0) = 0$
- 3) $V(x) > 0$, pour $\forall x \neq 0$ dans Ω

Définition I.2 Une fonction scalaire $V(\bullet)$ du vecteur x est "positive semi-définie" dans Ω si :

- 1) $\partial V(x)/\partial x_i$ est une fonction continue $\forall i$ pour tous vecteurs x dans Ω
- 2) $V(0) = 0$
- 3) $V(x) \geq 0$, pour $\forall x \neq 0$ dans Ω

Pour le cas des fonctions "négative définie" et "négative semi-définie", la condition 3) dans les définitions I.1 et I.2 devient $V(x) < 0$ et $V(x) \leq 0$ respectivement.

Théorème de la stabilité de Lyapunov

La dynamique des réseaux d'énergie électrique est décrite par un système d'équations différentielles non linéaires de la forme suivante :

$$\frac{dx}{dt} = f(x) \quad (I.6)$$

où x est le vecteur des variables d'état du système

Soit un point x_s . On dit que x_s est un point d'équilibre du système si $f(x_s) = 0$. Le théorème de stabilité de Lyapunov [18] stipule que :

Le point d'équilibre (origine) x_s est stable si dans un certain voisinage Ω de l'origine x_s , il existe une fonction réelle scalaire (fonction de Lyapunov) $V(x)$ telle que :

- 1) $V(x)$ est positive définie dans Ω
- 2) $\frac{dV}{dx}$ est négative semi-définie dans Ω

Si $\frac{dV}{dx} < 0$, alors la fonction $V(x)$ diminue avec le temps et tend vers sa valeur minimale (le point d'équilibre du système x_s). Plus la valeur $\frac{dV}{dx}$ est négative, plus rapide est le retour du système vers x_s (amortissement des oscillations plus rapide).

Le principe d'invariance de LaSalle (LaSalle's Invariance Principle)

Pour estimer les régions de stabilité (régions d'attraction) d'un système d'énergie électrique, LaSalle a utilisé l'idée de Lyapunov en formulant son principe [9] dans un théorème appelé LaSalle's Invariance Principle qui se traduit comme suit :

Soit $V: R^n \rightarrow R$ et $f: R^n \rightarrow R^n$ deux fonctions

Soit $L > 0$ une constante tel que : $\Omega_L = \{x \in R^n : V(x) < L\}$ est limitée

Supposons que $\frac{dV(x)}{dx} \leq 0$ quelque soit $x \in \Omega_L$ et définissons $E = \{x \in \Omega_L, \frac{dV(x)}{dx} = 0\}$

Soit B l'ensemble des points d'équilibre stables le plus large inclu dans E .

Alors, Chaque solution de $\frac{dx}{dt} = f(x)$ qui commence dans Ω_L converge vers B lorsque $t \rightarrow \infty$.

Ce résultat fournit une condition suffisante pour la stabilité.

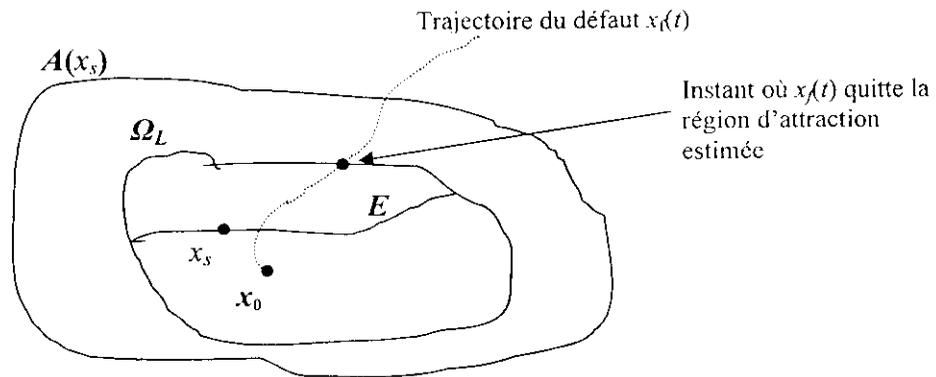


Figure I.2 Estimation de la région d'attraction

Le théorème nécessite l'existence d'une fonction auxiliaire V appelée fonction de Lyapunov. Pour le cas particulier des réseaux d'énergie électrique, l'ensemble B est composé seulement du point d'équilibre stable SEP (Stable Equilibrium Point) x_s du système après élimination du défaut. L'ensemble Ω_L est estimé dans la surface d'attraction $A(x_s)$ de x_s ($\Omega_L \subset A(x_s)$). En utilisant ce principe, le problème d'évaluation du temps critique d'élimination du défaut peut se résoudre en deux étapes :

- 1) une estimation de la région d'attraction du point d'équilibre stable du système après isolement du défaut, obtenue par : $\Omega_L = \{x \in R^n : V(x) < L\}$
- 2) les équations différentielles du système sont résolues numériquement jusqu'à ce que la fonction V , évaluée le long de la trajectoire du défaut, atteigne le niveau L . Cet instant définit le temps critique d'élimination du défaut.

La difficulté principale rencontrée est la détermination de la valeur L . En réalité, le problème est de trouver le plus grand nombre L tel que Ω_L soit contenu dans $A(x_s)$. Cette valeur maximale est désignée par l'énergie critique V_{CR} . Dans ce qui suit, nous présenterons les différentes approches proposées pour l'évaluation de cette énergie critique.

I.3.2.4.1 Point d'équilibre instable proche

La première approche proposée dans la littérature pour l'évaluation de V_{CR} et par la suite la région d'attraction $A(x_s)$ est développée en 1966 par EL Abiad et Nagapan [9]. Ils ont proposé la détermination de tous les points d'équilibre instables (UEPs : Unstable Equilibrium Points) autour du point d'équilibre stable concerné et défini V_{CR} comme étant l'énergie du point d'équilibre instable qui possède la plus faible valeur. Ce point d'équilibre instable est appelé le point d'équilibre proche (CIUEP : Closest Unstable Equilibrium Point), parce qu'en

terme d'énergie, c'est le point d'équilibre instable le plus proche du point stable. Ce choix de V_{CR} garantit la limitation de Ω_L , comme exigé par le principe d'invariance de LaSalle.

1.3.2.4.2 Point d'équilibre instable contrôlé

Le calcul de tous les points d'équilibre instables est une tâche très difficile. En outre, les estimations obtenues par la méthode du point d'équilibre instable proche sont conservatrices pour plusieurs défauts. Afin de surmonter ces difficultés, le concept du point d'équilibre instable contrôlé (CrUEP : Controlling Unstable Equilibrium Point) a été proposé [19].

Le CrUEP est défini comme étant le point d'équilibre instable le plus proche du point d'intersection de la trajectoire du défaut avec la surface limite de la stabilité. Ainsi ce concept a apporté deux avantages :

1. un point d'équilibre instable unique (contrôlé) est à déterminer,
2. l'information concernant la direction de la trajectoire du défaut est prise en considération, et par suite, la contrainte de conservation est considérablement réduite.

H.D.Chiang [19, 20] a établi les bases théoriques de cette méthode et a présenté également un algorithme de calcul du point d'équilibre instable contrôlé.

Les travaux dans [21, 22, 23] ont abouti à des améliorations prometteuses en terme de rapidité permettant des applications on-line de cette méthode.

1.3.2.4.3 Surface limite de l'énergie potentielle

La méthode PEBS (Potential Energy Boundary Surface) a été proposée par Kakimoto et al. en 1978 [9]. L'avantage majeur de cette méthode est l'estimation du temps critique du défaut sans le calcul des points d'équilibre instables. Cet avantage a fait que cette méthode est largement utilisée et simple à exploiter.

La fonction de Lyapunov peut s'écrire sous la forme suivante :

$$V = V_k(\omega) + V_p(\delta) \quad (11.7)$$

où V_k , V_p représentent respectivement l'énergie cinétique et potentielle.

La fonction d'énergie potentielle peut se voir comme une boule dans l'espace d'état des angles (Figure I.3). La projection du point d'équilibre stable dans l'espace des angles est localisée dans le fond (bas) de cette boule. Elle correspond à l'énergie potentielle minimale sur la surface. Il existe des points du maximum local et points col (saddle points). En ces points, le gradient de la fonction d'énergie potentielle est nul et par conséquent, ces points correspondent aux points d'équilibre instables du système.

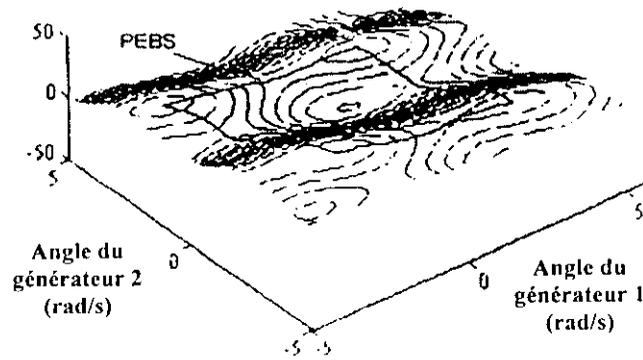


Figure I.3 PEBS pour un système de trois machines

Pour la méthode PEBS, l'évolution dans l'espace d'angles est obtenue par intégration numérique des équations d'état du système jusqu'à ce que la trajectoire $\delta(t)$ coupe la PEBS en un point appelé point de sortie (δ^*). L'énergie critique est définie comme étant l'énergie potentielle évaluée au point de sortie $V_{CR} = V_p(\delta^*)$.

Le trajectoire du système va atteindre l'énergie potentielle maximale au point de sortie avec une énergie cinétique nulle [9] et va retourner à la partie interne de la boule.

Les résultats fournis par la méthode PEBS sont en général de très bonnes estimations du temps critique d'élimination du défaut. Néanmoins dans quelques cas (Figure I.4), la méthode donne des estimations non conservatrices et par suite le temps critique d'élimination du défaut estimé est plus grand que le temps critique réel [24].

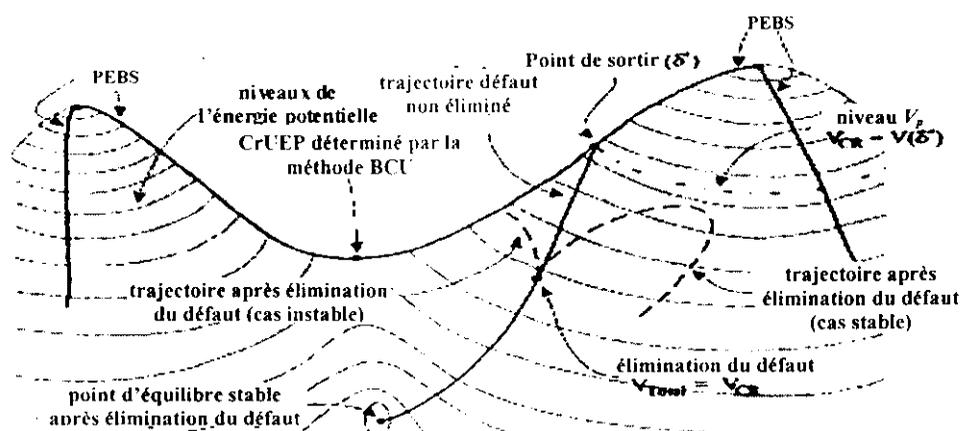


Figure I.4 Illustration graphique de la méthode PEBS

Ceci est du au fait que cette méthode ne prend pas en considération les cas où la trajectoire du système change drastiquement sa direction après élimination du défaut [25].

Malgré ces lacunes, la méthode PEBS est recommandée pour les études d'analyse et de classification des perturbations parce que des estimations du temps critique d'élimination du défaut peuvent être obtenues très rapidement.

1.3.2.4.4 Mode de perturbation

La méthode du mode de perturbation MOD (Mode Of Disturbance) associé avec le défaut, désigne les machines qui présentent les déviations angulaires maximales de la trajectoire stable critique. Ces machines sont dites : machines avancées. Elles ont des angles supérieurs à 90° au point d'équilibre instable contrôlé (CrUEP).

L'énergie cinétique transitoire, à chaque étape de l'évolution du système après élimination du défaut, quantifie l'énergie responsable des déviations rotoriques des machines par rapport au fonctionnement synchrone. La marge de l'énergie transitoire est définie comme étant la différence entre l'énergie potentielle au CrUEP et la somme des énergies cinétiques et potentielles au moment d'élimination du défaut. La valeur normalisée de cette marge est obtenue en la divisant par l'énergie cinétique au moment d'élimination du défaut.

Dans la méthode MOD, l'ensemble des machines avancées est déterminé soit manuellement (méthode MOD manuelle), soit automatiquement (méthode MOD mathématique). Le point initial utilisé pour le calcul du point d'équilibre instable est une approximation de l'intersection de la PEBS avec le vecteur reliant le PES au point déterminé en utilisant le complément- π des angles du PES pour les machines avancées [3]. La divergence ou la convergence numérique vers une fausse solution (un faux point d'équilibre instable) est l'inconvénient majeur de cette méthode si on veut l'appliquer à un réseau d'énergie situé près des limites de stabilité [26].

1.3.2.4.5 Limite de la région de stabilité basée sur le point d'équilibre instable contrôlé

La méthode BCU (Boundary of stability region based Controlling Unstable equilibrium point) proposée par Chiang et al. en 1994 [27], est considérée parmi les meilleures méthodes directes d'évaluation de la stabilité transitoire. Elle est basée sur le concept de la méthode CrUEP et sur la théorie dynamique relative au point d'équilibre instable contrôlé du système.

La méthode consiste à :

1. utiliser les angles des machines au point de sortie (déterminée par la méthode PEBS)

comme une condition initiale et intégrer numériquement les équations dynamiques du gradient du système jusqu'à ce qu'on arrive à un minimum.

2. si ce minimum est différent de 0 (différent du point d'équilibre instable contrôlé), on utilise, en ce point, les angles des machines comme condition initiale dans la résolution du système d'équations algébriques afin d'obtenir le point d'équilibre instable contrôlé.
3. une fois le CrUEP obtenu, la valeur limite de l'énergie critique est déterminée en calculant l'énergie potentielle en ce point.

A l'inverse de la méthode PEBS, la méthode BCU fournit des estimations conservatrices et par suite elle garantit la stabilité du système.

Dans [28], les chercheurs se sont basés sur la méthode BCU pour développer une approche, liée à l'analyse de la sensibilité paramétrique, permettant de dériver rapidement les limites de stabilité d'un réseau d'énergie électrique suite au changement des paramètres du système (puissances active et réactive, transit de puissances dans les lignes de transport, ...).

1.3.3 Méthodes des réseaux de neurones artificiels

Durant les dernières années, plusieurs approches introduisant les réseaux de neurones artificiels pour le traitement du problème de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique, ont été publiées. Ces méthodes sont basées sur des mesures directes des paramètres du système [29] (écoulement des puissances dans les lignes de transport, puissances des générateurs et des charges, angles internes des générateurs, ... etc).

Le principe de base de ces méthodes, est d'extraire l'information désirée des données d'entrée en la traitant à travers plusieurs couches constituées de nœuds ou « neurones ». Dans chaque couche, une représentation interne de l'entrée est générée puis utilisée comme sortie vers la couche suivante. Il a été montré qu'une machine du type perceptron avec une ou plusieurs couches internes alimentée en avant, peut s'auto-entraîner de manière indépendante, pourvu que des fonctions analytiques soient utilisées afin d'activer les neurones. La rétropropagation de l'erreur est utilisée pour changer les poids d'interconnexion et les seuils de fonction d'activation jusqu'à ce qu'une capacité propre de reconnaissance de formes ait été atteinte.

L'avantage de ces méthodes est l'évaluation on-line de la stabilité transitoire. Elles ont données des résultats assez prometteurs pour les petits systèmes [57].

Cependant, il reste très difficile de généraliser l'application de ces approches pour une évaluation précise de la stabilité transitoire des grands réseaux d'énergie électrique [01]. Elles restent très efficaces surtout pour la classification des perturbations selon leur degré de sévérité [30, 31, 32].

Les auteurs dans [33, 34, 8] ont proposé des approches, pour appliquer les réseaux de neurones pour l'évaluation de la stabilité transitoire des grands réseaux d'énergie électrique. Des techniques d'extraction des vecteurs d'état du système sont proposées afin de réduire la dimension du point de fonctionnement. La génération de l'ensemble des données ainsi effectuée, permet de considérer des réseaux de neurones moins complexes.

Toute fois, ces méthodes nécessitent des exécutions off-line (phase d'apprentissage) ayant un temps de calcul très important.

I.3.4 Méthodes hybrides

Pour faire face aux difficultés rencontrées lors de la construction de la fonction Lyapunov (méthodes directes) pour des modèles détaillés d'un réseau d'énergie électrique [35, 36], les chercheurs ont proposé des méthodes hybrides qui essaient de combiner entre elles en utilisant les avantages de chacune [35, 36, 37].

L'alternative proposée, la plus simple, est d'utiliser dans un premier lieu les méthodes directes (énergétiques ou des réseaux de neurones) avec des modèles simplifiés du réseau d'énergie électrique pour la classification des différentes perturbations. Ensuite, on utilise la méthode d'intégration numérique avec des modèles détaillés pour une étude plus précise des perturbations jugées critiques [9].

Dans [36], des chercheurs ont incorporé la méthode de la fonction d'énergie dans la méthode d'intégration numérique pour trouver des indices de stabilité. La méthode consiste à évaluer l'énergie du système le long de la trajectoire donnée par la simulation numérique et propose un critère d'arrêt permettant de minimiser le temps de calcul.

Dans [8], d'autres chercheurs proposent d'utiliser la fonction d'énergie de la machine critique seule pour déterminer un indice de stabilité.

Dans [38], l'approche PEBS a été incorporée dans la méthode d'intégration numérique pour avoir un indice de stabilité dans le critère de la première oscillation.

On trouve aussi dans [12], le principe de base d'une méthode dite Second Kick ainsi que les récentes améliorations introduites sur cette méthode, et dans [5] une étude comparative entre les méthodes directes et hybrides.

I.4 Cadre et contribution de notre travail

L'étude que nous présentons dans cette thèse concerne l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique. Nous proposons une méthode d'analyse se basant sur la combinaison des méthodes énergétiques et de la méthode d'intégration numérique.

Dans la méthode d'intégration numérique, la modélisation des générateurs prend en considération les régulateurs de tension et de vitesse. Un programme a été élaboré sous environnement MATLAB pour le modèle sans régulateurs (modèle du second ordre) et pour le modèle avec régulateurs (modèle à deux axes). Il permet la détermination de la trajectoire du système pendant le défaut.

Un modèle de second ordre a été considéré pour l'évaluation de la stabilité transitoire par les méthodes énergétiques. Les différentes méthodes se basant sur la fonction d'énergie du système sont présentées et programmées sous environnement MATLAB.

Une étude comparative entre les différentes méthodes nous permet ensuite de déterminer les avantages et les inconvénients de chacune. Le but est de trouver la meilleure combinaison qui permet d'évaluer la stabilité transitoire d'un système d'énergie électrique de la façon la plus précise et la plus rapide.

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, les modèles mathématiques des différentes composantes d'un réseau d'énergie électrique nécessaires dans la formulation du problème de la stabilité transitoire sont développés. Nous avons commencé par le modèle du système en état d'équilibre pour dériver les équations d'écoulement de puissance. Ensuite, les équations mécaniques décrivant les mouvements des rotors sont développées. Les expressions des puissances des générateurs sont dérivées en tenant compte du changement du flux rotorique, ce qui définit le modèle à deux axes de la machine synchrone. Moyennant quelques hypothèses, le modèle de second ordre, largement utilisé dans les programmes d'étude de la stabilité transitoire, est obtenu. Des représentations dans l'espace d'état, des deux modèles, sont décrites.

Ensuite, deux algorithmes sont élaborés pour l'évaluation de la stabilité transitoire par intégration numérique. Un programme est développé sous environnement MATLAB, les résultats de simulation sont présentés en fin de chapitre.

II.2 Equations de performance du système en état d'équilibre

Dans les études de la stabilité transitoire, la détermination du point de fonctionnement du réseau (obtenu par écoulement de charge) qui précède la perturbation est primordiale. Elle nous permet d'obtenir les conditions de fonctionnement stable du système avant défaut. Ceci exige la résolution d'un ensemble d'équations algébriques non linéaires appelées : équations de performance du réseau. Les résultats pour un plan de charge donné, sont les tensions (amplitudes et angles) pour tous les nœuds du réseau, les puissances (actives et réactives) dans les lignes de transmissions, la puissance totale produite et les pertes totales dans le système.

Considérons un réseau d'énergie de $m+n$ nœuds dont n nœuds de génération et m nœuds de charge. Prenons un nœud de référence, l'équation de performance du réseau sous forme matricielle est donnée par [41] :

$$\bar{I}_{BUS} = \bar{Y}_{BUS} \bar{V}_{BUS} \quad (II.1)$$

avec :

\bar{V}_{BUS} : vecteur des tensions complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ mesurées par rapport au nœud de référence.

\bar{I}_{BUS} : vecteur des courants complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ (pris positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau).

\bar{Y}_{BUS} : matrice nodale carrée des admittances complexes du réseau de transport d'énergie de dimension $(n+m \times n+m)$

La matrice \bar{Y}_{BUS} est formée comme suit :

- l'élément diagonal \bar{Y}_{ii} est égal à la somme de toutes les admittances des éléments connectés au nœud i .
- l'élément non diagonal \bar{Y}_{ik} est égal à la valeur négative de l'admittance de l'élément connectant les nœuds i et k . S'il n'y a pas de connexion entre les nœuds i et k alors l'élément correspondant est nul.

Généralement, \bar{Y}_{BUS} est très creuse pour les réseaux d'énergie électrique.

Dans ce qui suit, les conventions suivantes sont considérées :

- la puissance complexe d'un nœud i est la puissance injectée au réseau de transport et elle est aussi la puissance injectée au nœud i . Elle est obtenue en retranchant la puissance de charge de la puissance injectée par le générateur.
- le courant complexe du nœud i (\bar{I}_i) est le courant injecté au réseau de transport ou le courant injecté au nœud i . Il est obtenu en retranchant le courant de charge du courant injecté par le générateur.
- la puissance et le courant d'un nœud sont positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau de transport.

Supposons que pour un nœud i (nœud balancier dans la littérature), la tension est donnée mais les puissances active et réactive ne sont pas spécifiées, l'équation de performance (II.1) peut se transformer en un ensemble de $(n+m-1)$ équations algébriques complexes simultanées de la forme :

$$\bar{V}_i = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \left(\bar{I}_i - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+m} \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \right) \quad (i = 1, \dots, n+m, \quad i \neq \text{nœud balancier}) \quad (\text{II.2})$$

La puissance complexe injectée au nœud i est donnée par le produit de la tension complexe et le courant complexe conjugué :

$$P_i + j Q_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (\text{II.3})$$

De l'équation (II.3), on peut avoir l'expression des courants complexes injectés au nœud i :

$$\bar{I}_i = \frac{P_i - j Q_i}{\bar{V}_i^*} \quad (\text{II.4})$$

Substituons l'équation (II.4) dans (II.2), on peut avoir l'équation de base de calcul d'écoulement de puissance :

$$\bar{V}_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left(\frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}_i} - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+m} \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \right) \quad (i = 1, \dots, n+m, \quad i \neq \text{noeud balancier}) \quad (\text{II.5})$$

Les $(n+m-1)$ équations algébriques simultanées données par (II.5) décrivent complètement la performance du système en état d'équilibre. Elles sont non linéaires. Pour les résoudre, on utilise les méthodes numériques itératives classiques (Gauss-Seidel, Newton-Raphson ou la technique de Newton modifiée). Dans notre programme, nous avons utilisé les méthodes de Gauss-Seidel et Newton-Raphson.

La solution de ces équations donne les tensions complexes du système. Une fois toutes les tensions des nœuds sont déterminées, on peut calculer directement les puissances circulant dans les lignes, les puissances active et réactive du générateur du nœud de référence, les pertes dans les lignes de transport et les pertes totales dans le système.

II.3 Equation mécanique du rotor

La phase la plus importante qui concerne la stabilité transitoire est l'analyse de la dynamique des rotors des générateurs pendant la période transitoire. Les équations différentielles décrivant ce mouvement sont appelées équations mécaniques (swing équations) du à la nature oscillatoire des angles rotoriques. Ces derniers sont mesurés par rapport à un repère de référence tournant au synchronisme. Les équations mécaniques peuvent être développées en utilisant les lois fondamentales de la mécanique.

Le mouvement d'une machine est gouverné par la loi de Newton [3]:

$$T_{net} = I \alpha \quad (\text{II.6})$$

où :

α : accélération ou décélération du rotor de la machine

T_{net} : le couple net responsable de α

I : inertie du rotor du groupe turbo alternateur (turbine, générateur et excitatrice)

L'énergie cinétique emmagasinée du rotor en rotation est donné par :

$$E_{KE} = \left(\frac{1}{2} \right) I \omega_m^2 \quad (\text{II.7})$$

où : ω_m est la vitesse angulaire mécanique du rotor.

Les différents couples agissant sur le rotor sont :

- **le couple électromagnétique** composé de deux parties :

1. le couple de synchronisation (T_g) qui est en phase avec l'angle rotorique (il est aussi connu par le couple de l'entrefer). Il est égal au couple électrique dans la machine et

représente le taux de changement de l'énergie électromagnétique totale emmagasinée par rapport à l'angle rotorique.

2. le couple amortisseur (T_E) qui est en phase avec la vitesse du rotor. C'est le résultat de la réaction des circuits électromagnétiques du rotor (les amortisseurs et le corps cylindrique solide du rotor) contre tout fonctionnement asynchrone de la machine.
 - **le couple amortisseur (T_m)** du à la turbine, ses contrôles et aux systèmes de régulation du bloc turboalternateur. On peut combiner ce dernier avec (T_E) pour obtenir un seul couple amortisseur (T_D), proportionnel aux variations de la vitesse rotorique.
 - **le couple mécanique d'entrée (T_m)**, qui est le couple d'entraînement délivré par la turbine (sans les pertes de rotation).

Le couple net du groupe turbo alternateur est donné par :

$$T_{net} = T_m - T_g - T_D \quad (II.8)$$

Si les générateurs sont représentés par des modèles détaillés (avec régulations de tension et de vitesse), alors T_D , dans (II.8) n'aura aucun sens. Dans ce cas, le couple net est donné par :

$$T_{net} = T_m - T_g \quad (II.9)$$

α dans (II.6) peut être exprimé en terme de l'angle mécanique du rotor mesuré par rapport à une structure stationnaire de référence par :

$$\alpha = \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d \omega_m}{dt} \quad (II.10)$$

où θ_m est l'angle rotorique mécanique.

Supposons que le rotor tourne avec une vitesse angulaire de référence ω_{m0} , alors l'angle rotorique croît uniformément avec le temps. Pour des raisons pratiques, on définit l'angle rotorique δ_m comme suit :

$$\delta_m = \theta_m - (\omega_{m0} t + \theta_0) \quad (II.11)$$

avec :

δ_m : angle rotorique mécanique mesuré par rapport à un référence tournant en synchronisme

ω_{m0} : vitesse mécanique angulaire rotorique de référence

θ_m : angle mécanique rotorique mesuré par rapport à un référence stationnaire

θ_0 : angle constant égale à $\pi/2$ (l'axe q est en avance par rapport à l'axe d)

α dans (II.10) peut être exprimée en fonction de δ_m par :

$$\alpha = \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (II.12)$$

Substituant les équations (II.8) et (II.12) dans l'équation (II.6), on obtient :

$$I \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_{net} = T_m - T_x - T_D \quad (\text{II.13})$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (II.13) par ω_m , on obtient :

$$M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_{net} = P_m - P_x - P_D \quad (\text{II.14})$$

$$\text{avec : } M = I \omega_m \quad (\text{II.15})$$

M étant le moment d'inertie du groupe turbo-alternateur.

Généralement M est pris constant vu la faible variation de la vitesse rotorique pendant la période transitoire (2-4 %), il est donné par :

$$M = I \omega_{m0} \quad (\text{II.16})$$

Dans les formulations de l'équation mécanique, on utilise par convention l'angle électrique du rotor δ_e qui est reliée à l'angle mécanique par :

$$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m \quad (\text{II.17})$$

où : $p/2$ est le nombre de paire de pôle de la machine

En substituant (II.17) dans (II.11), on obtient :

$$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m = \theta_e - \left(\omega_{e0} t + \theta_0 \right) \quad (\text{II.18})$$

$$\text{avec : } \theta_e = \frac{p}{2} \theta_m \quad (\text{II.19})$$

$$\omega_{e0} = \frac{p}{2} \omega_{m0} \quad (\text{II.20})$$

Pour remplacer $p/2$ par des quantités conventionnelles, introduisons :

N_0 : vitesse de base de l'arbre rotorique en tours minute (tr/mn)

f_0 : fréquence électrique de base de la machine en Hz

Les relations suivantes sont très connues dans la littérature [3] :

$$\frac{N_0}{60} \frac{p}{2} = f_0 \quad (\text{II.21})$$

$$\omega_{m0} = \frac{2\pi N_0}{60} \quad (\text{II.22})$$

Substituant (II.21) dans (II.17) pour $p/2$, on obtient :

$$\delta_e = \frac{60 f_0}{N_0} \delta_m \quad (\text{II.23})$$

L'angle électrique δ_e est connu aussi par différentes appellations : angle de charge, angle de puissance ou aussi angle de couple.

Dérivant l'équation (II.23) par rapport au temps et substituant le résultat dans (II.13), on obtient une autre forme de l'équation mécanique qui contient l'angle électrique :

$$\left(I \frac{N_0}{60} \frac{1}{f_0} \right) \frac{d^2 \delta_e}{d t^2} = T_m - T_r - T_D \quad (\text{II.24})$$

Le paramètre le plus important qui affecte directement la stabilité d'un réseau d'énergie électrique est la constante d'inertie H défini par le rapport entre l'énergie cinétique emmagasinée à la vitesse de base et la puissance apparente de base du réseau.

$$H = \frac{\text{Energie cinétique emmagasinée à la vitesse de base}}{\text{Puissance de base du réseau}} \quad (\text{II.25})$$

En introduisant la puissance apparente de base $S_{B(3\phi)}$, on obtient l'expression suivante :

$$H = \frac{1/2 I \omega_{m0}^2}{S_{B(3\phi)}} \quad (\text{II.26})$$

Substituant les expressions de N_0 et I , pris respectivement des équations (II.22) et (II.26), dans l'équation mécanique (II.24), on obtient :

$$\left(\frac{2 H S_{B(3\phi)}}{\omega_{m0}} \frac{1}{2\pi f_0} \right) \frac{d^2 \delta_e}{d t^2} = T_m - T_r - T_D \quad (\text{II.27})$$

Multipliant les deux membres de l'équation (II.27) par ω_m et supposant que le changement de la vitesse de l'arbre pendant la période transitoire n'est pas significatif par rapport à la vitesse de base (c.à.d : $\omega_m/\omega_{m0} \cong 1$), et supposant aussi que les pertes électriques sont négligeables, on obtient :

$$M \frac{d^2 \delta_e}{d t^2} = P_m - P_r - P_D \quad (\text{II.28})$$

M est donné par l'expression suivante :

$$M = \frac{H S_{B(3\phi)}}{\pi f_0} \quad (\text{II.29})$$

Le coefficient d'amortissement D est relié avec la puissance d'amortissement par :

$$P_D = D \frac{d \delta_e}{d t} \quad (\text{II.30})$$

Introduisons le coefficient d'amortissement D dans l'équation (II.28), ce qui donne :

$$M \frac{d^2 \delta_e}{d t^2} + D \frac{d \delta_e}{d t} = P_m - P_r \quad (\text{II.31})$$

Malgré les suppositions introduites pour arriver à cette équation, elle est très utilisée dans les études de la stabilité des réseaux d'énergie électrique et surtout dans les méthodes directes d'évaluation de la stabilité transitoire.

L'équation mécanique en $p.u$ (per unit) est donnée par :

$$M^* \frac{d^2 \delta_e}{dt^2} + D^* \frac{d \delta_e}{dt} = P_m^* - P_e^* \quad (\text{II.32})$$

avec cette fois ci :

$$M^* = \frac{H}{\pi f_0} \quad (\text{II.33})$$

A partir des équations (II.11), (II.12), (II.18) et (II.19), on peut avoir le modèle des équations différentielles dites de second ordre d'une machine synchrone :

$$\frac{d \delta_e}{dt} = \omega - \omega_0 \quad (\text{II.34})$$

$$M^* \frac{d \omega}{dt} + D^* (\omega - \omega_0) = P_m^* - P_e^* \quad (\text{II.35})$$

où : ω est la vitesse électrique rotorique

II.4 Equations électriques de la machine synchrone

Le but de cette partie est de modéliser la machine synchrone pendant le régime transitoire. Dans une première partie, nous présentons succinctement la transformation de Park. Cette transformation conduit à un système d'équations électriques indépendantes des variables d'espace. Le rotor de la machine comporte un enroulement dit enroulement inducteur et des enroulements amortisseurs. L'ensemble des enroulements amortisseurs peut être représenté de deux manières : soit par deux enroulements court-circuités en quadrature, l'un dit amortisseur d'axe direct, l'autre amortisseur d'axe en quadrature, soit par un seul enroulement en court-circuit dit amortisseur d'axe en quadrature. On peut à partir de là, distinguer deux modèles pour décrire le fonctionnement transitoire de la machine.

Ces deux représentations conduisent au modèle de Park [39]. Dans ce travail, nous nous intéressons à la représentation qui conduit au modèle appelé « modèle à deux axes ». Ce modèle permet de passer facilement à un modèle appelé « second ordre » moyennant certaines approximations.

La tension et la fréquence sont les deux paramètres principaux qui déterminent la qualité de l'énergie électrique distribuée aux consommateurs. Ils sont des paramètres fondamentaux dans tout système d'énergie électrique. Il est donc important de prendre en compte au niveau de la modélisation du comportement dynamique des machines synchrone, les moyens de réglage qui assurent à chaque instant la stabilité de la tension et de la fréquence.

Pour la tension, le réglage s'effectue par action sur la tension d'excitation commandant le courant dans l'enroulement inducteur. Cette variation tient en compte les seuils de surexcitation et de sousexcitation. Nous considérons une structure de premier ordre pour la régulation de tension.

Pour le réglage de la vitesse de rotation du groupe, nous prenons un régulateur de type « P.I.D » (Proportionnel Intégral Dérivé) avec la prise en compte des limites sur la puissance mécanique.

Principe de la transformation de Park

La machine synchrone triphasée se compose de trois enroulements de phase notés a , b et c au niveau du stator et d'un enroulement d'excitation noté f au niveau du rotor, dont l'axe magnétique est l'axe direct noté d . Elle contient également un certain nombre de barres d'amortissement formant des circuits symétriques par rapport aux axes direct et en quadrature. Ces derniers peuvent être représentés avec une bonne approximation par deux circuits équivalant notés D et Q suivant les axes direct et transversal. La figure (II.1) donne une représentation schématique de la machine synchrone [39].

Considérons les trois phases du stator comme générateurs de courant et l'enroulement inducteur comme récepteur. Lorsque la saturation des circuits magnétique est négligée, l'application de la loi d'Ohm à chacun des six enroulements de la figure (II.1) conduit aux équations suivantes :

Pour les trois phases du stator :

$$V_a = -R_a I_a - \frac{d\Phi_a}{dt} \quad (\text{II.36})$$

$$V_b = -R_b I_b - \frac{d\Phi_b}{dt} \quad (\text{II.37})$$

$$V_c = -R_c I_c - \frac{d\Phi_c}{dt} \quad (\text{II.38})$$

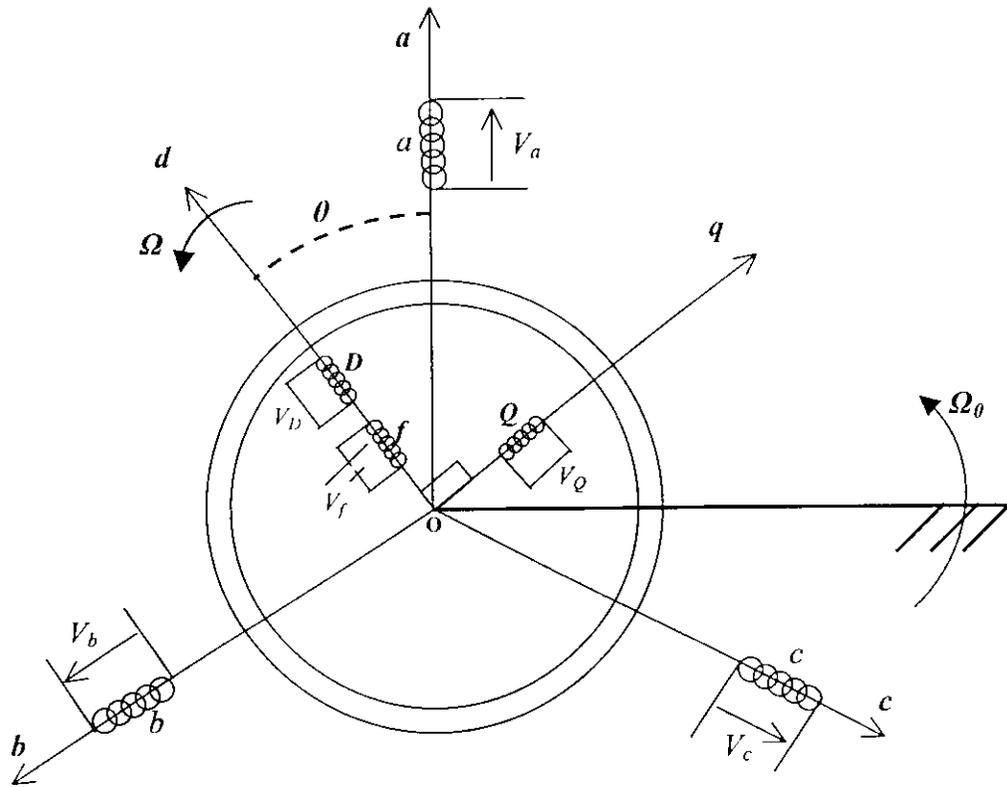


Figure II.1 Représentation de la machine synchrone

Pour les circuits du rotor :

$$V_f = R_f I_f + \frac{d\Phi_f}{dt} \tag{II.39}$$

$$0 = R_D I_D - \frac{d\Phi_D}{dt} \tag{II.40}$$

$$0 = R_Q I_Q - \frac{d\Phi_Q}{dt} \tag{II.41}$$

avec : V_k : La tension aux bornes de l'enroulement k .

Φ_k : Le flux dans l'enroulement k .

I_k : Le courant dans l'enroulement k .

$k = a, b, c, f, D$ et Q .

La transformation de Park (décomposition selon les axes d et q) peut s'interpréter comme la substitution des trois enroulements de phase (a , b et c), immobiles par rapport au stator, par deux enroulements d et q tournant à la vitesse rotorique, ayant pour axes magnétiques respectivement l'axes direct et l'axe en quadrature (Figure II.2). La matrice de transformation de Park s'écrit [39]:

$$P = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{pmatrix} \cos \theta & \cos \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \cos \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \\ \sin \theta & \sin \left(\theta - \frac{2\pi}{3} \right) & \sin \left(\theta - \frac{4\pi}{3} \right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{pmatrix} \quad (\text{II.42})$$

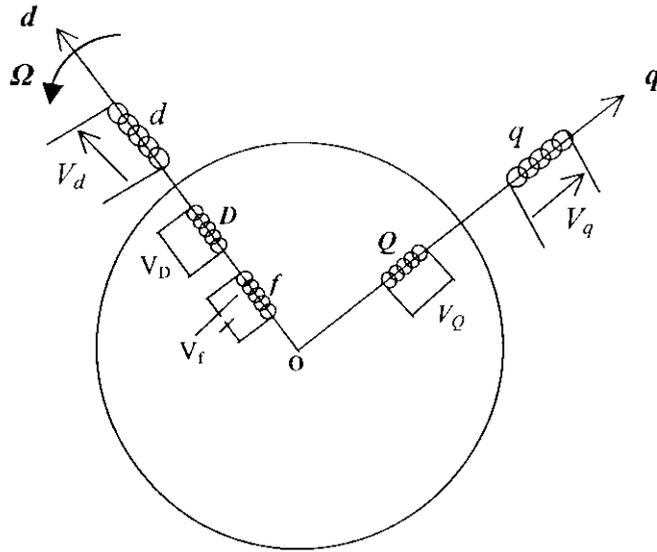


Figure II.2 Représentation bipolaire de la machine synchrone

L'application de celle-ci aux équations (II.36), (II.37) et (II.38) conduit aux équations électriques suivantes :

$$V_d = -R_a I_d - \Phi_q \frac{d\theta}{dt} + \frac{d\Phi_d}{dt} \quad (\text{II.43})$$

$$V_q = -R_a I_q - \Phi_d \frac{d\theta}{dt} + \frac{d\Phi_q}{dt} \quad (\text{II.44})$$

Les équations magnétiques reliant les courants et les flux dans les différents enroulements se décomposent alors en deux sous-systèmes linéaires (un pour chacun des deux axes) [39], ces dernières s'écrivant sous la forme :

$$\begin{pmatrix} \Phi_d \\ \Phi_f \\ \Phi_D \end{pmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{pmatrix} X_d & X_{af} & X_{aD} \\ \sqrt{\frac{3}{2}} X_{fa} & X_f & X_{fD} \\ \sqrt{\frac{3}{2}} X_{Da} & X_{Df} & X_D \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_f \\ I_D \end{pmatrix} \quad (\text{II.45})$$

$$\begin{pmatrix} \Phi_q \\ \Phi_Q \end{pmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{pmatrix} X_q & X_{aQ} \\ \sqrt{\frac{3}{2}} X_{Qa} & X_Q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_q \\ I_Q \end{pmatrix} \quad (\text{II.46})$$

avec : Φ_k : le flux dans l'enroulement k .

I_k : le courant dans l'enroulement k .

X_{kl} : la réactance mutuelle entre les enroulements k et l .

X_d et X_q : étant les réactances synchrones longitudinale et transversale.

Dans les études concernant les machines synchrones dans un modèle de réseau d'énergie électrique, il est préférable de travailler avec des grandeurs normalisées par rapport aux grandeurs nominales. Ces grandeurs réduites sont exprimées en (p.u).

Pour la vitesse, on prend :

$$\omega_b = 2 \pi f \quad (\text{II.47})$$

où : f est la fréquence du réseau.

Pour la tension :

$$V_b = R_b I_b = \omega_b \Phi_b \quad (\text{II.48})$$

Pour le flux :

$$\Phi_b = \frac{X_b I_b}{\omega_b} \quad (\text{II.49})$$

Les valeurs réduites sont alors définies par :

$$i_k = \frac{I_k}{I_b}, \quad \phi_k = \frac{\Phi_k}{\Phi_b}, \quad v_k = \frac{V_k}{V_b}, \quad n_k = \frac{R_k}{R_b} \quad (k = d, q, f, D, Q) \quad (\text{II.50})$$

Les équations (II.39), (II.40), (II.41), (II.43) et (II.44), exprimées en valeurs réduites prennent respectivement les formes suivantes :

$$0 = r_D i_D - \frac{d\phi_D}{dt} \quad (\text{II.51})$$

$$0 = r_Q i_Q - \frac{d\phi_Q}{dt} \quad (\text{II.52})$$

$$v_d = -r_a i_d - \phi_q \omega + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\phi_d}{dt} \quad (\text{II.53})$$

$$v_q = -r_a i_q - \phi_d \omega + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\phi_q}{dt} \quad (\text{II.54})$$

$$v_f = r_f i_f + \frac{d\phi_f}{dt} \quad (\text{II.55})$$

On peut aussi rendre les matrices des deux systèmes (II.45) et (II.46) symétriques par un choix approprié des grandeurs de base pour les réactances [40]. L'équation magnétique matricielle en valeur réduite s'écrit alors :

$$\begin{pmatrix} \phi_d \\ \phi_f \\ \phi_D \\ \phi_q \\ \phi_Q \end{pmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{pmatrix} x_d & x_{md} & x_{md} & 0 & 0 \\ x_{md} & x_f & x_{md} & 0 & 0 \\ x_{md} & x_{md} & x_D & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & x_q & x_{mq} \\ 0 & 0 & 0 & x_{mq} & x_Q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_f \\ i_D \\ i_q \\ i_Q \end{pmatrix} \quad (\text{II.56})$$

Considérons (II.54) et (II.55). Nous allons faire les hypothèses suivantes, généralement adoptées dans les études du régime transitoire des machines synchrones [39] :

H1 : Les f.c.m de transformation sont négligeables devant les *f.e.m* de rotation (les variations du module du flux sont négligeables devant les variations dues à la rotation) :

$$\frac{d\phi_d}{dt} \ll \omega\phi_d \quad \text{et} \quad \frac{d\phi_q}{dt} \ll \omega\phi_q \quad (\text{II.57})$$

H2 : La tension aux bornes de la résistance statorique est négligeable devant la *f.e.m* de rotation. Nous aboutissons donc aux équations suivantes pour le stator :

$$v_d = -\omega\phi_q \quad (\text{II.58})$$

$$v_q = -\omega\phi_d \quad (\text{II.59})$$

L'ensemble des équations (II.51), (II.52), (II.53), (II.56), (II.58) et (II.59) permet d'étudier le régime transitoire électrique de la machine.

II.5 Modèle à deux axes

II.5.1 Détermination des paramètres de la machine

Considérons la figure (II.2). Si l'enroulement amortisseur *D* d'axe direct n'est pas considéré, l'équation magnétique matricielle (II.49) en valeurs réduites devient :

$$\begin{pmatrix} \phi_d \\ \phi_f \\ \phi_q \\ \phi_Q \end{pmatrix} = \frac{1}{\omega} \begin{pmatrix} x_d & x_{md} & 0 & 0 \\ x_{md} & x_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & x_q & x_{mq} \\ 0 & 0 & x_{mq} & x_Q \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_f \\ i_q \\ i_Q \end{pmatrix} \quad (\text{II.60})$$

Pour tenir compte des fuites dans les enroulements, posons :

$$x_{1f} = x_f - x_{md} \quad (\text{II.61})$$

$$x_{1Q} = x_Q - x_{mq} \quad (\text{II.62})$$

On peut alors représenter la machine synchrone par les schémas équivalents sur les deux axes illustrés par la figure (II.3).

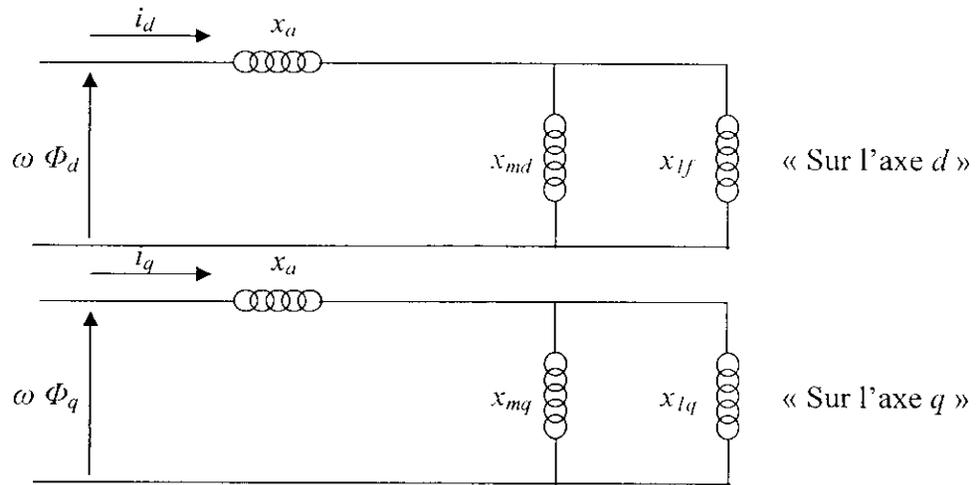


Figure II.3 Représentation magnétique de la machine synchrone

A partir de ces deux schémas nous pouvons définir :

- les réactances transitoires directe et en quadrature notées respectivement x'_d et x'_q

$$x'_d = x_d - \frac{x_{md}x_{lf}}{x_{lf} + x_{md}} \quad (\text{II.63})$$

$$x'_q = x_q - \frac{x_{mq}x_{lq}}{x_{lq} + x_{mq}} \quad (\text{II.64})$$

- les constantes de temps transitoires d'axe direct (respectivement d'axe en quadrature) notées T'_{d0} (resp. T'_{q0}) et données par :

$$T'_{d0} = \frac{1}{\omega r_f} (x_{lf} + x_{md}) \quad (\text{II.65})$$

$$T'_{q0} = \frac{1}{\omega r_f} (x_{lq} + x_{mq}) \quad (\text{II.66})$$

Afin de déterminer les équations du modèle de la machine, quelques changements de variables sont effectués. Posons:

$$e'_q = \omega \frac{x_{md}}{x_f} \phi_f \quad (\text{II.67})$$

$$e'_d = -\omega \frac{x_{mq}}{x_Q} \phi_Q \quad (\text{II.68})$$

$$e_{ex} = \frac{x_{md}}{r_f} v_f \quad (\text{II.69})$$

avec : e'_q : f.e.m transitoire d'axe direct.

e'_d : f.e.m transitoire d'axe transversal.

e_{ex} : tension de d'excitatrice.

II.5.2 Expression de la tension terminale

Pour la composante directe, nous avons :

$$v_d = -x_q \dot{i}_q - x_{mq} \dot{i}_Q \quad (\text{II.70})$$

En remplaçant i_Q par son expression (II.60), nous obtenons :

$$v_d = e'_d - x'_q \dot{i}_q \quad (\text{II.71})$$

Pour celle en quadrature, on peut écrire :

$$v_q = x_d \dot{i}_d + x_{md} \dot{i}_f \quad (\text{II.72})$$

En remplaçant i_f par son expression (II.60), nous obtenons :

$$v_q = e'_q + x'_d \dot{i}_d \quad (\text{II.73})$$

En notation complexe, la tension aux bornes de la machine dans le repère (d, q) s'écrit sous la forme :

$$\bar{v}_{tr} = v_q + jv_d \quad (\text{II.74})$$

De la même manière, pour la f.e.m interne et le courant dans le stator nous avons les expressions suivantes :

$$\bar{e}'_r = e'_q + je'_d \quad (\text{II.75})$$

$$\bar{i}'_r = i_q + ji_d \quad (\text{II.76})$$

Compte tenu des équations (II.71) et (II.73), l'expression complexe de la tension aux bornes de la machine devient :

$$\bar{v}_{tr} = \bar{e}'_r - jx'_d \bar{i}'_r + j(x'_d - x'_q) i_q \quad (\text{II.77})$$

La représentation de Fresnel correspondante est illustrée sur la figure suivante :

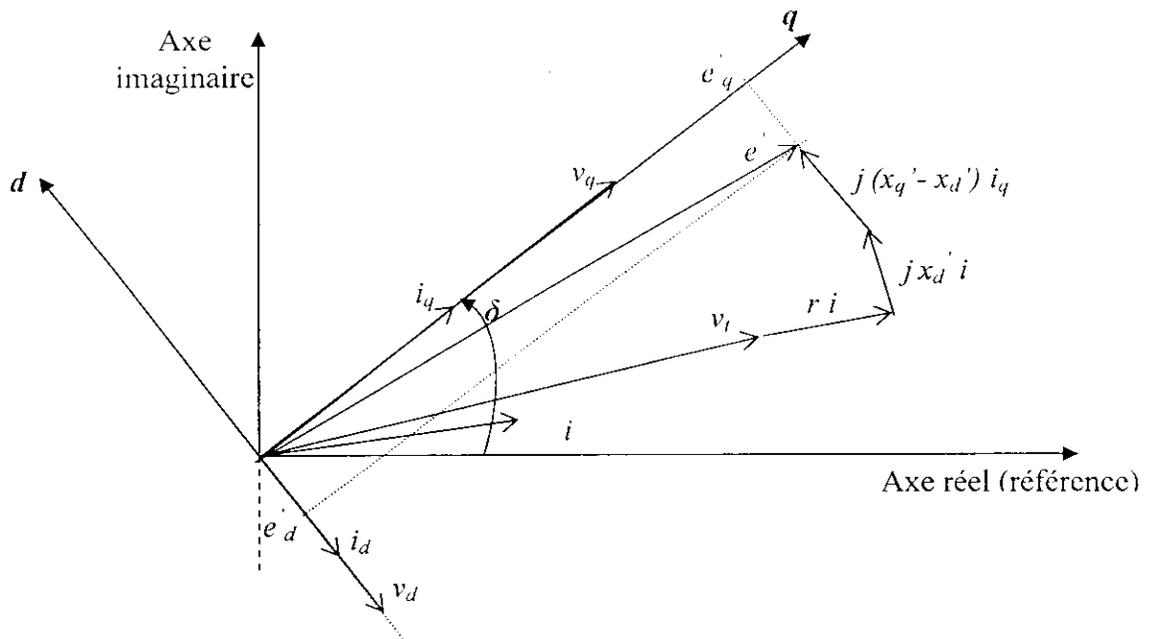


Figure II.4 Représentation vectorielle de la machine synchrone

La machine synchrone est alors modélisée dans ce cas, par le schéma électrique monophasé représenté par la Figure (II.5).

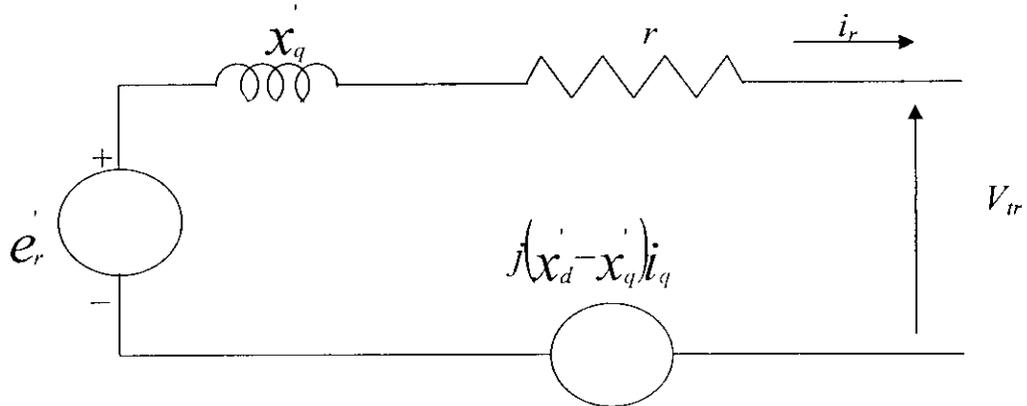


Figure II.5 : Schéma électrique monophasé équivalent de la machine synchrone

II.5.3 Equations dynamiques de la machine

II.5.3.1 Variation de la f.e.m transitoire d'axe transversal

Considérons l'équation (II.51) relative aux variations du flux dans l'enroulement inducteur :

$$\frac{d\phi_f}{dt} = v_f - r_f i_f \tag{II.78}$$

$$\text{avec : } i_f = \frac{1}{x_f} (\omega \phi_f - x_{md} i_d) \quad (\text{II.79})$$

L'équation dynamique de la f.e.m transitoire d'axe transversal e'_q s'écrit donc :

$$\frac{de'_q}{dt} = \frac{1}{T_{d0}'} \left(e_{ex} - e'_q + (x_d - x'_d) i_d \right) \quad (\text{II.80})$$

II.5.3.2 Variation de la f.e.m transitoire d'axe direct

L'équation régissant les variations du flux dans l'enroulement amortisseur est donnée par :

$$\frac{d\phi_Q}{dt} = -r_Q i_Q \quad (\text{II.81})$$

$$\text{avec : } i_Q = \frac{1}{x_Q} (\omega \phi_Q - x_{mq} i_q) \quad (\text{II.82})$$

L'équation dynamique de la f.e.m transitoire d'axe direct e'_d s'écrit donc :

$$\frac{de'_d}{dt} = \frac{1}{T_{q0}'} \left(-e'_d - (x_q - x'_q) i_q \right) \quad (\text{II.83})$$

Le modèle à deux axes de la machine est donné par :

- Les équations dynamiques (II.80) et (II.83)
- Les équations mécaniques (II.34) et (II.35)

II.5.4 Expression de la puissance électrique

La puissance électrique développée par le générateur est donnée par :

$$P_e = v_d i_d + v_q i_q \quad (\text{II.84})$$

Remplaçant v_d et v_q par ses expressions (II.71) et (II.73), on obtient :

$$p_e = e'_d i_d + e'_q i_q + (x'_d - x'_q) i_d i_q \quad (\text{II.85})$$

II.6 Modèle de second ordre

Cette représentation considère le flux dans l'inducteur constant, ce qui revient à supposer que la machine se comporte comme une force électromotrice constante notée (e_q), en série avec la réactance transitoire de la machine notée x'_q . Cette hypothèse n'est valable que pendant un temps relativement court (une seconde) après l'apparition d'une perturbation. Par cette formulation, la régulation de tension est ignorée. En général, cette modélisation manque

La puissance mécanique est considérée comme constante.

Cette représentation de la machine synchrone est un cas particulier de la modélisation à deux axes. En effet, si l'enroulement amortisseur Q n'est pas pris en compte, la composante directe de la f.e.m interne est nulle ($e'_d=0$). D'autre part, si la variation du flux dans l'enroulement inducteur est nulle pendant le régime transitoire (e'_q est constante), l'expression complexe de la f.e.m interne s'écrit alors :

$$\bar{e}' = e'_q + j0 = e_q \quad (\text{II.88})$$

e_q : f.e.m en régime permanent.

La puissance électrique développée par la machine est donnée pour ce modèle par :

$$p_e = e_q i_q + (x'_d - x'_q) i_d i_q \quad (\text{II.89})$$

II.7 Organes de régulation de la machine

En développant les équations précédentes, les effets des régulations de tension et de vitesse sur la réponse du système d'énergie ont été négligés. Pour les représentations précédentes, la tension d'excitation e_{ex} et la puissance mécanique P_m sont constantes durant toute la période de calcul de la stabilité transitoire. Pour une analyse plus exacte, il faut prendre en considération les effets des systèmes de régulation de tension et de vitesse.

En effet, la fréquence est l'expression électrique de la vitesse de rotation des alternateurs. En régime permanent, les machines, rendues solidaires par le couple synchrone, tournent toutes à la même vitesse. La variation de vitesse due au déséquilibre entre la puissance mécanique et la puissance électrique montre que les actions correctrices sur l'une des deux puissances peuvent être bénéfiques pour le maintien de la stabilité. Le choix de ces organes de commande peut non seulement améliorer le comportement statique mais avoir un effet important sur le comportement transitoire de la machine. Aussi le réglage primaire de la tension permet de contenir les variations aléatoires de la charge et éviter des changements de

tension d'excitation commandant le courant rotor de la machine. Le stator à une valeur de consigne notée v_{ref} et fixée à priori. Ce réglage est rapide (temps de réponse inférieur à la seconde) et agit selon des critères locaux (grandeurs machines). Le signal d'erreur est amplifié pour fournir le signal de commande nécessaire au changement de la tension de l'excitatrice. Ce réglage rapide permet de contenir les variations aléatoires de la charge ou des changements de topologie. Dans notre travail, nous considérons une structure simplifiée du premier ordre. Le schéma bloc de ce régulateur est celui de la figure (II.6).

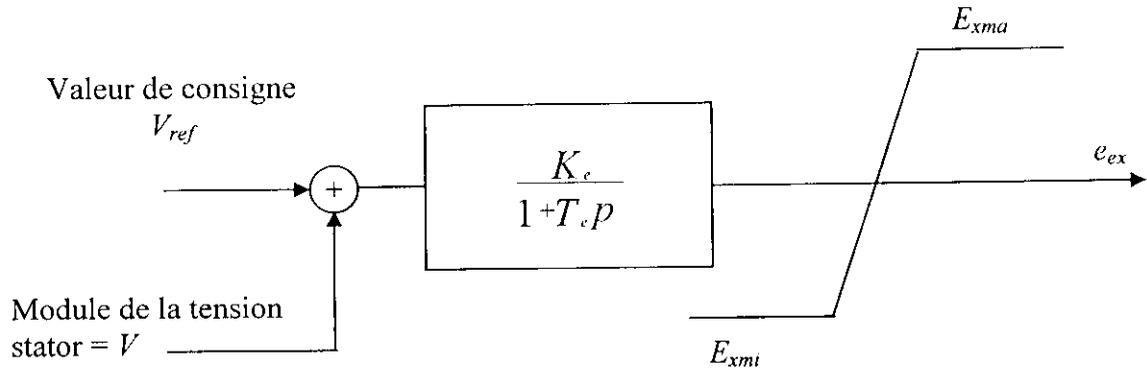


Figure II.6 : Structure du régulateur de tension

L'équation différentielle régissant la dynamique de la tension de l'excitatrice est donnée par l'expression suivante :

$$\frac{de_{ex}}{dt} = \frac{1}{T_e} (-e_{ex} + e_{ex0} + K_e (v_{ref} - v)) \quad (II.90)$$

Les seuils de surexcitation et de sous excitation sont pris en compte de la manière suivante :

$$e_{ex} = E_{xma} \quad \text{pour} \quad e_{ex} \geq E_{xma} \quad (II.91)$$

$$e_{ex} = E_{xmi} \quad \text{pour} \quad e_{ex} \leq E_{xmi} \quad (II.92)$$

où : e_{ex0} : valeur initial de la tension de l'excitatrice.

K_e : gain statique.

T_e : constante de temps de régulateur.

v : module de la tension au stator.

E_{exma} : seuil de surexcitation.

E_{exmi} : seuil de sous excitation.

II.7.2 Structure de régulateur de vitesse

La puissance mécanique développée par la turbine est essentiellement fonction de la position des soupapes d'admission, elles-mêmes sous la dépendance du régulateur de vitesse. Le régulateur considéré est de type « P.I.D ». La commande de vitesse est effectuée par un ajustement de la puissance mécanique. A la suite d'une perturbation, la réserve de puissance permet d'assurer la correction de l'écart entre la fréquence de référence (50 ou 60 Hz) et la fréquence réelle. Le régulateur de vitesse des machines agit sur les organes d'admission du fluide moteur (eau, vapeur ou gaz) afin de rétablir l'équilibre. La fonction de transfert de ce régulateur s'exprime de la manière suivante :

$$\frac{\Delta C_m(p)}{\Delta \omega(p)} = -\frac{1 + \sigma p}{\gamma + \tau p} \quad (\text{II.93})$$

avec : $\Delta C_m(p)$: variation du couple moteur développé par la turbine

$\Delta \omega(p)$: variation de la pulsation

σ : dosage accélérométrique

γ : Taux de statisme

τ : Promptitude

Cette fonction de transfert peut s'écrire aussi sous la forme suivante :

$$\frac{\Delta p_m(p)}{\Delta \omega(p)} = -K_v \frac{1 + \sigma p}{1 + T_v p} \quad (\text{II.94})$$

avec :

$$K_v = \frac{\Omega_0}{\gamma \mathcal{S}_n} \quad (\text{II.95})$$

$$T_v = \frac{\tau}{\gamma} \quad (\text{II.96})$$

K_v : gain statique du régulateur.

T_v : constante de temps.

L'équation d'évolution de la puissance mécanique s'écrit :

$$\frac{dp_m}{dt} = \frac{1}{T_v} \left(-p_m + p_{mref} - K_v \left\{ \omega + \sigma \frac{d\omega}{dt} \right\} \right) \quad (\text{II.97})$$

Les limites sur la puissance mécanique sont prises en compte de la manière suivante :

$$P_m = P_{xma} \quad \text{pour} \quad P_m \geq P_{xma} \quad (\text{II.98})$$

$$P_m = P_{xmi} \quad \text{pour} \quad P_m \leq P_{xmi} \quad (\text{II.99})$$

La représentation à deux axes de la dynamique des machines pendant le régime transitoire permet de tenir en compte la variation de la *f.e.m* transitoire et permet la prise en considération des régulateurs de tension et de vitesse.

II.8 Equation de performance du réseau pendant le défaut

II.8.1 Représentation des charges

Les charges du système d'énergie, autre que les moteurs qui sont représentés par des circuits équivalents, peuvent être traitées par plusieurs façons durant la période transitoire.

Les représentations les plus utilisées sont, soit une impédance ou admittance statique vers la terre, un courant d'amplitude constant et de phase variable, puissances active et réactive constantes, ou une combinaison de ces représentations.

Dans notre étude, on a représenté les charges par des admittances statiques vers la terre. Elle sont calculées après la résolution des équations d'écoulement de puissance du système avant défaut.

Soit : P_i, Q_i : charge du nœud i donnée par la solution d'écoulement de puissance

E_i : tension au nœud i donnée par la solution d'écoulement de puissance

Le courant circulant du nœud i vers la terre avant défaut I_{i0} , est donné par :

$$I_{i0} = \frac{P_i - jQ_i}{E_i^*} \quad (\text{II.100})$$

L'admittance statique y_{i0} qui va être utilisée pour représenter la charge pendant la période transitoire est donnée par :

$$y_{i0} = \frac{I_{i0}}{E_i} = \frac{S_{i0}^*}{E_i^2} \quad (\text{II.101})$$

II.8.2 Equation de performance

Dans un système multi-machines, l'axe tournant à la vitesse de synchronisme permet de définir un repère synchrone noté R et lié au mouvement de l'ensemble des machines. Il constitue une référence fixe. Les grandeurs liées au comportement dynamique de chaque machine prise individuellement (repère (d, q) , appelé également repère machine) sont

exprimées par rapport au repère R . Considérons une grandeur complexe A_i dans les deux systèmes de coordonnées, voir figure (II.7) :

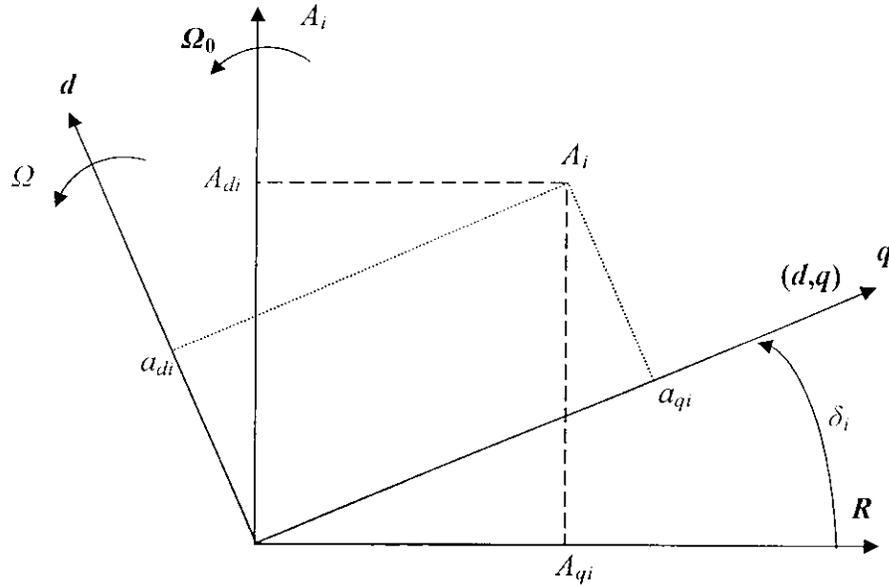


Figure II.7 Repère synchrone (R) et repère machine (d,q)

A_i peut s'écrire suivant chaque repère comme suit :

$$A_{ir} = a_{qi} + ja_{di} \quad \text{dans } (d,q) \quad (\text{II.102})$$

$$A_{iR} = A_{qi} + jA_{di} \quad \text{dans } R \quad (\text{II.103})$$

On peut écrire A_{iR} en fonction de a_{id} et a_{iq} :

$$A_{iR} = (a_{qi} \cos \delta_i - a_{di} \sin \delta_i) + j(a_{di} \cos \delta_i + a_{qi} \sin \delta_i) \quad (\text{II.104})$$

Pour chaque machine nous avons donc :

$$A_{iR} = A_{ir} \exp(j\delta_i) \quad \text{pour } i = 1, \dots, n \quad (\text{II.105})$$

En notation matricielle, le changement de base s'effectue par la relation suivante :

$$\underline{A}_R = P \underline{A}_r \quad (\text{II.106})$$

Les éléments de la matrice de passage P sont de la forme suivante :

$$\bar{p}_{ii} = \exp(j\delta_i) \quad (\text{II.107})$$

$$\bar{p}_{ij} = 0 \quad \forall i, j = 1, \dots, n \quad (\text{II.108})$$

Le réseau peut être modélisé par un système d'équation linéaire reliant les courants injectés aux nœuds et les tensions aux bornes des générateurs.

En écrivant ces équations sous forme matricielle dans le repère synchrone, nous avons [6] :

$$\underline{\bar{i}}_R = \underline{y} \underline{\bar{v}}_R \quad (\text{II.109})$$

avec : y : matrice nodale carrée de dimension $(n+m)(n+m)$, déterminée en ajoutant à la matrice Y (équation (II.1)) les éléments représentant les charges du système.

\bar{i}_R : vecteur courants à $(n+m)$ éléments

\bar{v}_R : vecteur tensions à $(n+m)$ éléments

En distinguant les nœuds machines des nœuds internes, l'équation (II.109) peut s'écrire :

$$\begin{pmatrix} \bar{i}_a \\ \bar{0} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_{aa} & y_{ab} \\ y_{ba} & y_{bb} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{v}_a \\ \bar{v}_b \end{pmatrix} \quad (\text{II.110})$$

Nous déduisons alors la relation matricielle réduite aux nœuds machine :

$$\bar{i}_R = y_{rr} \bar{v}_R \quad (\text{II.111})$$

$$\text{avec : } y_{rr} = y_{aa} - y_{ab} y_{bb}^{-1} y_{ba} \quad (\text{II.112})$$

L'équation (II.111) représente le réseau réduit à ces nœuds machines.

On peut également écrire la relation (II.111) en fonction des forces électromotrices transitoires des machines en incluant dans la matrice y_{rr} les réactances transitoires. Nous avons alors l'expression suivante qui lie les courants injectés aux nœuds producteurs aux f.e.m transitoires des générateurs :

$$\bar{i}_R = y_{re} \bar{e}_R \quad (\text{II.113})$$

avec : \bar{i}_R : vecteur des courants injectés aux nœuds producteurs à n éléments.

\bar{e}_R : vecteur des f.e.m transitoires des machines à n éléments.

y_{re} : matrice admittance réduite aux nœuds générateurs du réseau de dimension $(n \times n)$

Les éléments de y_{re} sont donnés par :

$$\bar{y}_{reij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad i, j = 1, \dots, n \quad (\text{II.114})$$

G_{ij} (respectivement B_{ij}) étant la conductance (respectivement la susceptance) de transfert entre le nœud i et le nœud j .

Compte tenu de (II.106), les courants et les f.e.m transitoires satisferont les relations suivantes :

$$\bar{i}_R = P \bar{i}_r \quad (\text{II.115})$$

$$\bar{e}_R = P \bar{e}_r \quad (\text{II.116})$$

A partir de (II.115) et (II.116), nous pouvons écrire :

$$\bar{i}_r = M \bar{e}_r \quad (\text{II.117})$$

M est la matrice donnée par :

$$M = P^{-1} y_{rc} P \quad (\text{II.118})$$

Ses éléments sont donnés par :

$$\overline{m_{ii}} = G_{ii} + jB_{ii} \quad (\text{II.119})$$

$$\overline{m_{ij}} = F_{G+B}(\delta_{ij}) + jF_{G-B}(\delta_{ij}) \quad \forall i, j = 1, \dots, n \quad (\text{II.120})$$

avec :

$$F_{G+B}(\delta_{ij}) = G_{ij} \cos(\delta_{ij}) + B_{ij} \sin(\delta_{ij}) \quad (\text{II.121})$$

$$F_{G-B}(\delta_{ij}) = B_{ij} \cos(\delta_{ij}) - G_{ij} \sin(\delta_{ij}) \quad (\text{II.122})$$

Considérons l'équation (II.116). Nous avons pour une machine i la relation suivante :

$$\overline{i_{ri}} = \sum_{j=1}^n \overline{m_{ij}} \overline{e'_{ri}} \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (\text{II.123})$$

Comme :

$$\overline{i_{ri}} = i'_{qi} + j i'_{di} \quad (\text{II.124})$$

$$\overline{e'_{ri}} = e'_{qi} + j e'_{di} \quad (\text{II.125})$$

Les composantes directes et transversales des courants s'écrivent alors sous la forme :

$$i'_{di} = G_{ij} e'_{di} + B_{ij} e'_{qi} + \sum_{j=1(\neq i)}^n (e'_{dj} F_{G+B}(\delta_{ij}) + e'_{qj} F_{G-B}(\delta_{ij})) \quad (\text{II.126})$$

$$i'_{qi} = G_{ij} e'_{qi} - B_{ij} e'_{di} + \sum_{j=1(\neq i)}^n (e'_{qj} F_{G-B}(\delta_{ij}) - e'_{dj} F_{G+B}(\delta_{ij})) \quad (\text{II.127})$$

Les composantes directes et transversales des tensions aux bornes de la machine sont obtenues à partir de (II.71) et (II.73) que nous rappelons :

$$v_{di} = e'_{di} - x'_{qi} i'_{qi} \quad (\text{II.128})$$

$$v_{qi} = e'_{qi} + x'_{di} i'_{di} \quad (\text{II.129})$$

Le module de la tension est alors :

$$v_i = \sqrt{v_{di}^2 + v_{qi}^2} \quad (\text{II.130})$$

La puissance électrique développée par la machine i est donnée par (II.84) que nous rappelons :

$$p_{ei} = e'_{di} i'_{di} + e'_{qi} i'_{qi} + (x'_{di} - x'_{qi}) i'_{di} i'_{qi} \quad (\text{II.131})$$

Dans notre étude on s'intéresse uniquement aux machines à pôles lisses. La saillance des pôles est négligée, c'est-à-dire que :

$$\dot{x}'_{di} = \dot{x}'_{qi} \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (\text{II.132})$$

La puissance électrique s'écrit donc sous la forme suivante :

$$p_{ei} = G_{ii} \left(\dot{e}'_{di}{}^2 + \dot{e}'_{qi}{}^2 \right) + \sum_{j=1(\neq i)}^n \left(C_{ij} F_{G+B}(\delta_{ij}) - D_{ij} F_{G-B}(\delta_{ij}) \right) \quad (\text{II.133})$$

$$\text{avec :} \quad C_{ij} = \dot{e}'_{di} \dot{e}'_{dj} + \dot{e}'_{qi} \dot{e}'_{qj} \quad (\text{II.134})$$

$$D_{ij} = \dot{e}'_{di} \dot{e}'_{qj} - \dot{e}'_{dj} \dot{e}'_{qi} \quad (\text{II.135})$$

II.9 Modélisation du réseau dans l'espace d'état

II.9.1 Modèle de second ordre

Lorsqu'on considère le modèle de second ordre, le générateur i est représenté par les équations dynamiques suivantes :

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i \quad (\text{II.136})$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{M_i} (p_{mi} - p_{ei}) \quad (\text{1.137})$$

Soit \underline{x}^s , un point d'équilibre stable :

$$\underline{x}^s = (\delta_1^s, \dots, \delta_n^s, \omega_1^s = 0, \dots, \omega_n^s = 0) \quad (\text{II.138})$$

Nous définissons les variables d'état du système en prenant comme origine ce point d'équilibre. Elles s'écrivent alors pour chaque machine :

$$x_i = \delta_i - \delta_i^s \quad (\text{II.139})$$

$$x_{i+n} = \omega_i \quad (\text{II.140})$$

Le vecteur des variables d'état est alors le suivant :

$$\underline{x} = (x_i, x_{i+n}) \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{II.141})$$

Les équations dynamiques du modèle dans l'espace d'état sont définies par [6] :

$$\dot{x}_i = x_{i+n} \quad (\text{II.142})$$

$$\dot{x}_{i+n} = \frac{1}{M_i} (P_{mi0} - P_{ei}(\underline{x})) \quad (\text{II.143})$$

L'équation d'interconnexion en fonction des variables d'état du système est donnée par [6] :

$$P_{ei}(\underline{x}) = e_{qi}{}^2 G_{ii} + \sum_{j=1(\neq i)}^n e_{qi} e_{qj} \left(B_{ij} \sin(x_i - x_j) + G_{ij} \cos(x_i - x_j) \right) \quad (\text{II.144})$$

$$\text{Posons : } C_{ij} = e_{qi} e_{qj} B_{ij} \quad (\text{II.145})$$

$$F_{ij} = e_{qi} e_{qj} G_{ij} \quad (\text{II.146})$$

L'expression de l'équation d'interconnexion prend la forme suivante :

$$P_{ei} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + F_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (\text{II.147})$$

II.9.2 Modèle à deux axes avec régulateurs de tension et de vitesse

Lorsqu'on considère la représentation suivant les deux axes avec les régulations de tension et de vitesse, les équations dynamiques du système sont, pour la machine i , les suivantes :

Equations dynamiques électriques :

$$\frac{de_{di}}{dt} = \frac{1}{T_{q0i}} \left(-e_{di} + (x_{qi} - x_{qi}) i_{qi} \right) \quad (\text{II.148})$$

$$\frac{de_{qi}}{dt} = \frac{1}{T_{d0i}} \left(-e_{qi} + e_{exi} - (x_{di} - x_{dt}) i_{di} \right) \quad (\text{II.149})$$

Equations dynamiques mécaniques :

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i \quad (\text{II.150})$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{M_i} (p_{mi} - p_{ei}) \quad (\text{II.151})$$

Régulateur de vitesse :

$$\frac{dp_{mi}}{dt} = \frac{1}{T_{mi}} \left(-p_{mi} + p_{mrefi} - K_{vi} \left(\omega_i - \sigma_i \frac{d\omega_i}{dt} \right) \right) \quad (\text{II.152})$$

$$p_{mi} = P_{mma_i} \quad \text{pour : } p_{mi} \geq P_{mma_i}$$

$$p_{mi} = P_{mmi_i} \quad \text{pour : } p_{mi} \leq P_{mmi_i}$$

Régulateur de tension :

$$\frac{de_{exi}}{dt} = \frac{1}{T_{ei}} \left(-e_{exi} + e_{ex0i} + K_{vi} (v_{refi} - v_i) \right) \quad (\text{II.153})$$

$$e_{exi} = E_{xma_i} \quad \text{pour : } e_{exi} \geq E_{xma_i}$$

$$e_{exi} = E_{xmi_i} \quad \text{pour : } e_{exi} \leq E_{xma_i}$$

Soit x^s , un point d'équilibre stable :

$$x^s = (e_{d1}^s, \dots, e_{di}^s, e_{q1}^s, \dots, e_{qn}^s, e_{ex01}^s, \dots, e_{ex0n}^s, p_{mref1}, \dots, p_{mrefn}, \delta_1^s, \dots, \delta_n^s, \omega_1^s = 0, \dots, \omega_n^s = 0) \quad (\text{II.154})$$

Nous définissons les variables d'état du système en prenant comme origine ce point d'équilibre. Elles s'écrivent alors pour chaque machine i comme suit :

$$x_i = \delta_i - \delta_i^s \quad (\text{II.155})$$

$$x_{i+n} = \omega_i \quad (\text{II.156})$$

$$x_{i+2n} = e_{di} - e_{di}^s \quad (\text{II.157})$$

$$x_{i+3n} = e_{qi} - e_{qi}^s \quad (\text{II.158})$$

$$x_{i+4n} = p_{mi} - p_{mrefi} \quad (\text{II.159})$$

$$x_{i+5n} = e_{exi} - e_{ex0i} \quad (\text{II.160})$$

Le vecteur des variables d'état est alors le suivant :

$$\underline{x} = (x_i, x_{i+n}, x_{i+2n}, x_{i+3n}, x_{i+4n}, x_{i+5n}) \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{II.161})$$

Les équations dynamiques du modèle dans l'espace d'état sont définies par [6] :

$$\dot{x}_i = x_{i+n} \quad (\text{II.162})$$

$$\dot{x}_{i+n} = \frac{1}{M_i} (x_{i+4n} + p_{mrefi} - p_{ei}(\underline{x})) \quad (\text{II.163})$$

$$\dot{x}_{i+2n} = \frac{1}{T_{q0i}} (-x_{i+2n} - e_{di}^s + (x_{qi} - x_{qi})i_{di}(\underline{x})) \quad (\text{II.164})$$

$$\dot{x}_{i+3n} = \frac{1}{T_{d0i}} (-x_{i+3n} + x_{i+5n} + e_{ex0i} - e_{qi}^s - (x_{di} - x_{di})i_{di}(\underline{x})) \quad (\text{II.165})$$

$$\dot{x}_{i+4n} = \frac{1}{T_{mi}} \left(-K_{vi} x_{i+n} - \left(1 + \frac{K_{vi} \sigma_i}{M_i} \right) x_{i+4n} - \frac{K_{vi} \sigma_i}{M_i} p_{mrefi} + \frac{K_{vi} \sigma_i}{M_i} p_{ei}(\underline{x}) \right) \quad (\text{II.166})$$

$$\dot{x}_{i+5n} = \frac{1}{T_{ei}} \left(-x_{i+5n} + K_{ei} [v_{refi} - v_i(\underline{x})] \right) \quad (\text{II.167})$$

Les équations d'interconnexion en fonction des variables d'état sont données par [6] :

$$\begin{aligned} i_{di}(\underline{x}) &= G_{ii} x_{i+2n} + B_{ii} x_{i+3n} + G_{ii} e_{di}^s + B_{ii} e_{qi}^s \\ &+ \sum_{j=1(i \neq j)}^n K_{ij} (x_{j+3n} \cos \phi_{ij} + x_{j+2n} \sin \phi_{ij} + e_{qi}^s \cos \phi_{ij} + e_{di}^s \sin \phi_{ij}) \end{aligned} \quad (\text{II.168})$$

$$\begin{aligned} i_{qi}(\underline{x}) &= G_{ii} x_{i+3n} + B_{ii} x_{i+2n} + G_{ii} e_{qi}^s + B_{ii} e_{di}^s \\ &+ \sum_{j=1(i \neq j)}^n K_{ij} (x_{j+3n} \sin \phi_{ij} - x_{j+2n} \cos \phi_{ij} + e_{qi}^s \sin \phi_{ij} - e_{di}^s \cos \phi_{ij}) \end{aligned} \quad (\text{II.169})$$

$$\begin{aligned}
v_{di}(\underline{x}) = & -\dot{x}_{qi} G_{ii} x_{i+2n} + (1 + \dot{x}_{qi} B_{ii}) x_{i+2n} - \dot{x}_{qi} G_{ii} e_{qi}^s + (1 + \dot{x}_{qi} B_{ii}) e_{di}^s \\
& + \sum_{j=1(\neq i)}^n K_{ij} \dot{x}_{qi} \xi_j \cos(\phi_{ij} + \gamma_j) \\
& - \sum_{j=1(\neq i)}^n K_{ij} \dot{x}_{qi} (x_{j+3n} \sin \phi_{ij} - x_{j+2n} \cos \phi_{ij})
\end{aligned} \tag{II.170}$$

$$\begin{aligned}
v_{qi}(\underline{x}) = & \dot{x}_{di} G_{ii} x_{i+2n} + (1 + \dot{x}_{di} B_{ii}) x_{i+2n} + \dot{x}_{di} G_{ii} e_{di}^s + (1 + \dot{x}_{di} B_{ii}) e_{qi}^s \\
& + \sum_{j=1(\neq i)}^n K_{ij} \dot{x}_{di} \xi_j \cos(\phi_{ij} + \gamma_j) \\
& + \sum_{j=1(\neq i)}^n K_{ij} \dot{x}_{di} (x_{j+3n} \cos \phi_{ij} + x_{j+2n} \sin \phi_{ij})
\end{aligned} \tag{II.171}$$

$$v(\underline{x}) = \sqrt{x_{di}^2(\underline{x}) + x_{qi}^2(\underline{x})} \tag{II.172}$$

$$\begin{aligned}
P_{ci}(\underline{x}) = & G_{ii} \left((x_{i+2n} + e_{di}^s)^2 + (x_{i+3n} + e_{qi}^s)^2 \right) \\
& + \sum_{j=1(\neq i)}^n K_{ij} \left\{ (x_{j+2n} + e_{di}^s)(x_{i+2n} + e_{di}^s) + \right. \\
& \left. (x_{j+3n} + e_{qi}^s)(x_{i+3n} + e_{qi}^s) \right\} \sin \phi_{ij} \\
& + \sum_{j=1(\neq i)}^n K_{ij} \left\{ (x_{j+3n} + e_{qi}^s)(x_{i+2n} + e_{di}^s) - \right. \\
& \left. (x_{j+2n} + e_{di}^s)(x_{i+3n} + e_{qi}^s) \right\} \cos \phi_{ij}
\end{aligned} \tag{II.173}$$

avec :

$$K_{ij} = \sqrt{G_{ij}^2 + B_{ij}^2} \quad \text{et} \quad \beta_{ij} = \text{Arctg} \frac{G_{ij}}{B_{ij}} \tag{II.174}$$

$$\phi_{ij} = x_{ij} + \delta_{ij} + \beta_{ij} \tag{II.175}$$

$$\xi_j = \sqrt{e_{qi}^{s2} + B_{ij}^{s2}} \quad \text{et} \quad \gamma_j = \text{Arctg} \frac{e_{qi}^s}{e_{di}^s} \tag{II.176}$$

II.10 Choix du modèle

Dans cette partie, nous avons exposé les problèmes liés à la modélisation des réseaux d'énergie électrique. En se basant sur la transformation de Park, nous avons développé deux modèles permettant d'étudier le comportement transitoire des machines.

Malgré les hypothèses simplificatrices adoptées pour chaque organe du réseau, le modèle du système multi-machines reste non linéaire, interconnecté et de grande dimension.

Les modèles permettant d'étudier le comportement dynamique du système multi-machines pendant la période transitoire que nous allons utiliser dans ce mémoire sont :

Pour la méthode d'intégration numérique, le modèle de second ordre est utilisé pour l'évaluation de la stabilité transitoire dite classique. Il est donné par les $2 \times m$ (m étant le nombre des générateurs) équations différentielles (II,136) et (II,137). L'équation algébrique d'interconnexion des générateurs avec le réseau est donnée par (II,131).

Pour une évaluation numérique plus précise, le modèle le mieux adapté est celui de deux axes avec la prise en compte des régulateurs de vitesse et de tension. Il est donné par les $6 \times m$ équations différentielles (II,148), (II,149), (II,150), (II,151), (II,152) et (II,153). Les équations algébriques d'interconnexions sont données par (II,126), (II,127), (II,128), (II,129), (II,130), (II,131). En effet, il permet de tenir compte les variations du flux dans l'enroulement inducteur et dans les circuits amortisseurs du rotor. Il permet également la prise en compte des structures de régulation automatique de la tension aux bornes des générateurs et de la vitesse de rotation des groupes turboalternateurs.

Pour les méthodes énergétiques, le modèle de second ordre donné par les $2 \times m$ équations différentielles (II,136) et (II,137) est utilisé. L'équation algébrique d'interconnexion entre les générateurs est donnée par (II,131). Malgré les hypothèses simplificatrices adoptées, ce modèle est très utilisé dans la littérature des méthodes directes et hybrides où la minimisation du temps d'évaluation est l'objectif principal.

II.11 Evaluation classique de la stabilité transitoire

II.11.1 Evaluation de la stabilité transitoire (modèle du second ordre)

Dans ce qui suit, nous présentons les différentes étapes à suivre pour l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique multi machines avec les générateurs représentés par un modèle classique de seconde ordre (*f.e.m* constante derrière une réactance transitoire).

1. La première étape dans les études de la stabilité transitoire est le calcul d'écoulement de puissance afin d'obtenir les conditions initiales du réseau juste avant la perturbation.

Une fois les données du réseau introduites, on calcule la matrice admittance du système avant défaut. Après le choix du nœud de référence (généralement, le nœud possédant le moment d'inertie le plus important), une solution initiale est proposée et l'équation de performance du système (II.5) est résolue. Les méthodes de Gauss-Seidel et Newton-Raphson ont été utilisées pour le calcul d'écoulement de puissance.

2. Introduction des données suivantes relatives au problème de la stabilité transitoire :
 - constantes d'inertie des groupes turbo-alternateur H_i et les réactances transitoires des générateurs
 - nature et endroit du défaut (court circuit triphasé)
 - temps d'élimination du défaut (t_e) et les éventuels changements dans la topologie du système
 - temps maximum de calcul
3. les calculs préliminaires suivants sont à effectuer :
 - conversion des charges en admittances équivalentes par l'équation (II.101)
 - calcul des tensions internes des générateurs en utilisant l'équation (II.77)
 - calcul des matrices admittances du réseau pendant et après la perturbation selon la topologie du réseau.
 - calcul des matrices admittances réduites du système par l'équation (II.112)

Ainsi, tous les paramètres du système d'équations donné par (II.142), (II.143) et (II.144) sont déterminés.

4. Résoudre le système d'équations différentielles non linéaires donné par les équations (II.142) et (II.143) pour obtenir l'évolution dans le temps des angles et vitesses des différents générateurs. Pour la stabilité transitoire (modèle de seconde ordre), les angles des tensions internes des générateurs correspondent aux angles des rotors.

- les conditions initiales sont le résultat de calcul d'écoulement de puissance
- les équations données par (II.142) et (II.143) représentent le modèle du système pendant et après l'élimination du défaut. Seuls les coefficients de l'équation d'interconnexion (II.144) changent selon la topologie du système.

Plusieurs méthodes sont proposées dans la littérature pour intégrer numériquement le système d'équations (II.142) (II.143). Dans notre étude, nous avons utilisé la méthode d'Euler modifiée [41].

5. Pour des temps d'élimination de défaut successifs t_e , on intègre le système pendant et après l'élimination du défaut. A chaque fois, nous analysons les courbes des angles rotoriques. Si tous les angles rotoriques mesurés par rapport au centre d'angle du système atteignent un maximum (généralement inférieur à 150°) et diminuent par la suite, alors le système est stable pour le t_{el} choisi. Si l'un des angles continue à augmenter dans le temps, alors le générateur correspondant va perdre le synchronisme et le système est instable. Après plusieurs simulations, le temps critique d'élimination du défaut CCT est déterminé.

L'organigramme résumant cette procédure est présenté par la Figure (II.8).

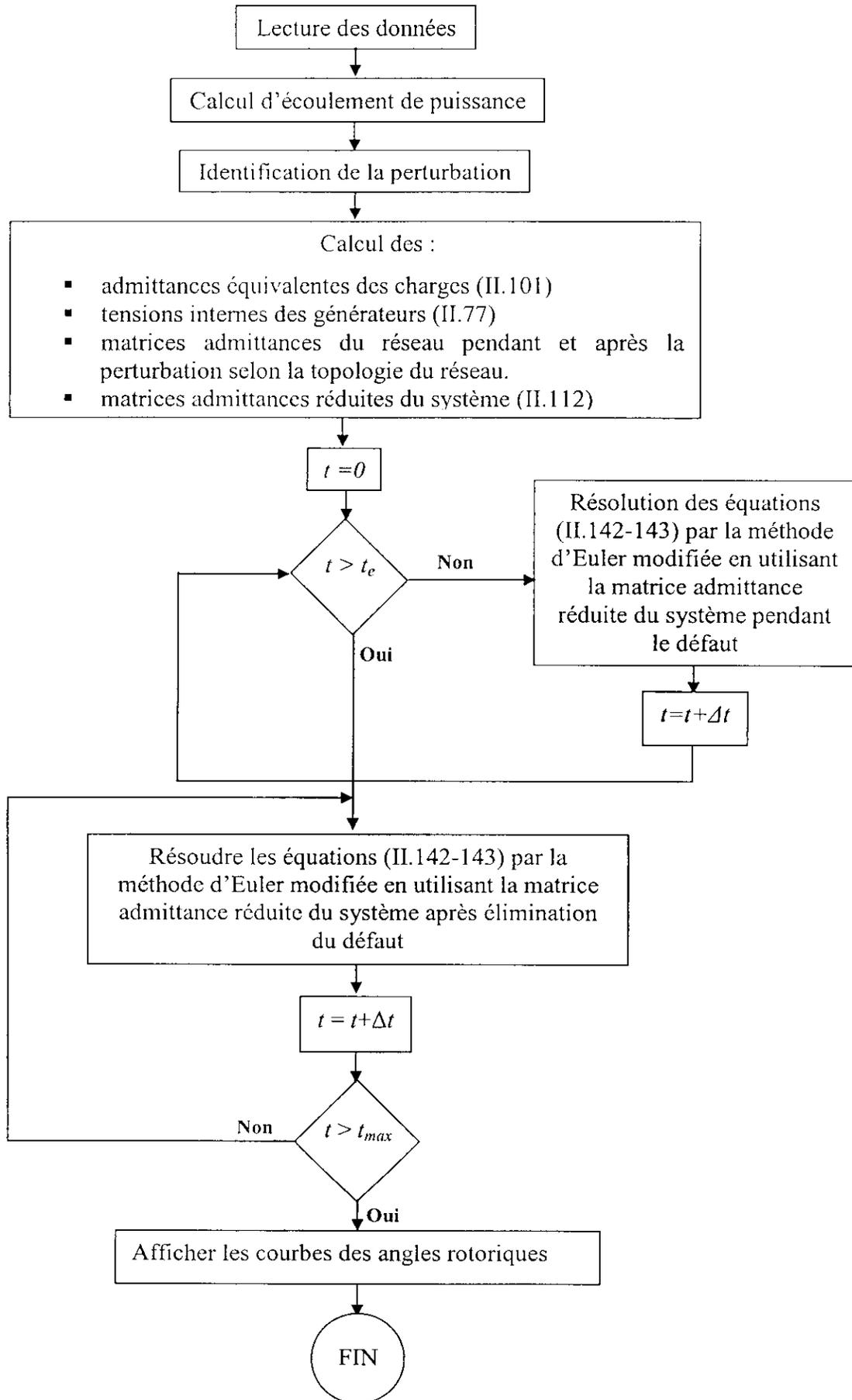


Figure II.8 : Organigramme de l'évaluation de la stabilité transitoire (Modèle de second ordre)

II.11.2 Evaluation précise de la stabilité transitoire (modèle à deux axes) :

Dans cette section, le modèle à deux axes des générateurs est utilisé durant la procédure et l'organigramme d'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique multi machines. Les régulateurs de tension et de vitesse sont également pris en compte dans le modèle d'étude. La procédure parcourt les étapes suivantes :

1. Cette étape est identique à celle décrite dans le paragraphe II.11.1.
 2. Introduction des données relatives au problème de la stabilité transitoire
 - constantes d'inertie des groupes H_i ;
 - réactances synchrones et transitoires directes et transversale des générateurs ;
 - données des régulateurs de tension ;
 - données des régulateurs de vitesse ;
 - nature et endroit du défaut (court circuit triphasé) ;
 - temps d'élimination du défaut (t_e) et toute modification de topologie du système ;
 - temps maximum de calcul.
 3. Calculs préliminaires à effectuer :
 - conversion des charges en admittances équivalentes (II.101) ;
 - calcul des matrices admittances du réseau pendant et après la perturbation selon la topologie du réseau ainsi que des matrices admittances réduites du système (II.112)
- Ainsi, tous les paramètres des équations différentielles données par (II.162) à (II.167) et les équations d'interconnexion par (II.168) à (II.176), sont déterminés.
4. résolution du système d'équations différentielles non linéaires donné (II.162) à (II.167) afin d'obtenir l'évolution dans le temps des angles et vitesses des différents générateurs. Les conditions initiales sont déterminées à partir des résultats d'écoulement de puissance. Les équations données par (II.162) (II.163) (II.164) (II.165) (II.166) et (II.167) représentent le modèle du système pendant le défaut et après élimination du défaut, seulement les coefficients des équations d'interconnexion changent suivant la topologie du système. Nous avons utilisé la méthode d'Euler modifiée [41] pour l'intégration numérique des équations différentielles.
 5. cette étape est identique à celle décrite dans le paragraphe II.11.1.

L'organigramme résumant cette procédure est présenté par la Figure (II.9).

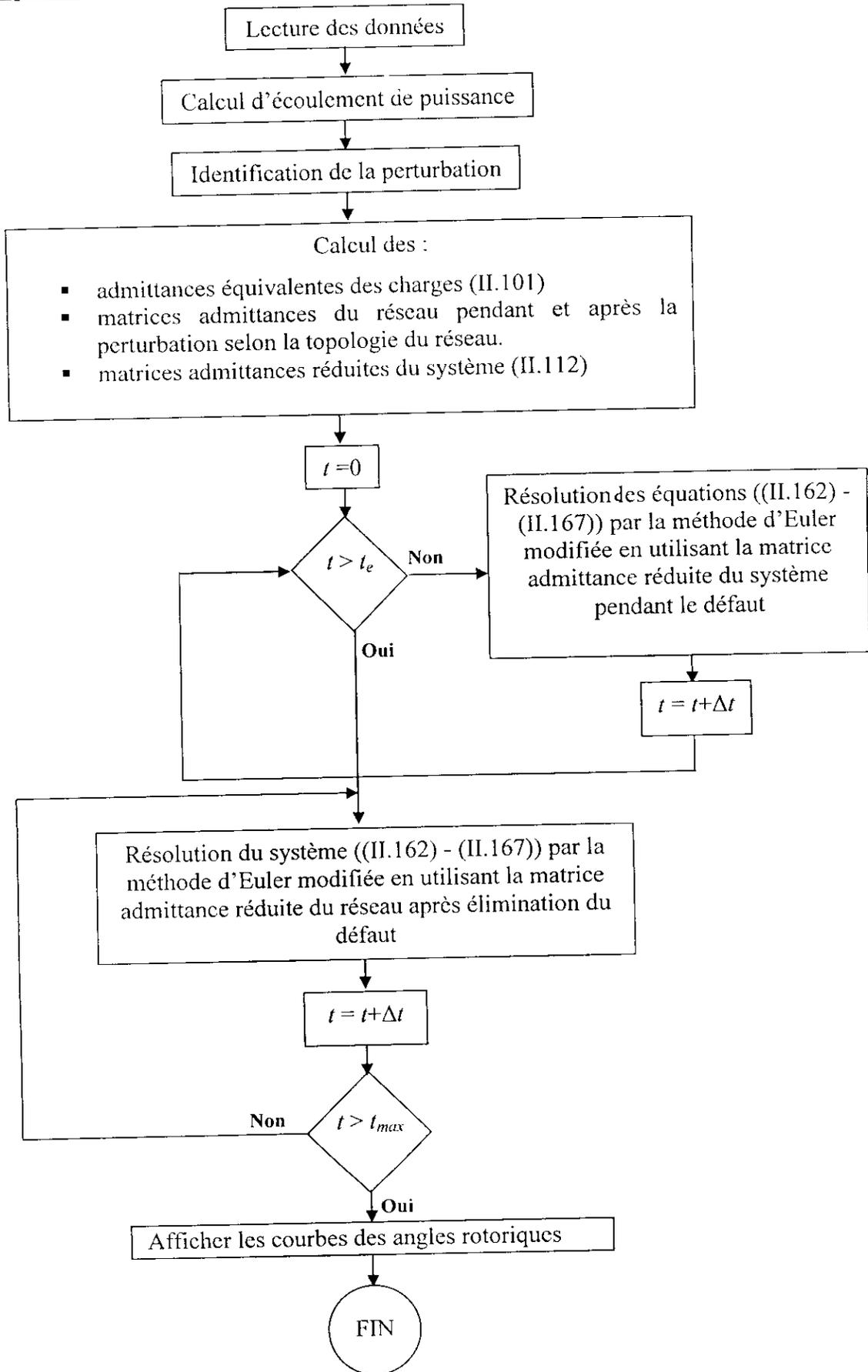


Figure II.9 Organigramme de l'évaluation de la stabilité transitoire (Modèle à deux axes)

II.12 Résultats et interprétations

Le système d'application choisi pour tester les programmes élaborés est le réseau IEEE 9 nœuds [42]. Il est constitué de 3 générateurs, 3 charges et 3 compensateurs. La topologie du système et les données des différents éléments se trouvent en annexe.

Pour le plan de charge donné par le Tableau (II.1), les principaux résultats obtenus par le logiciel TRANSEC élaboré sous environnement MATLAB sont présentés. Le défaut est localisé au niveau de la ligne reliant les nœuds 1 et 2 suivi du déclenchement de cette dernière après un temps t_e .

Tableau II.1 Point initial du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds

Nœud		Tension		Charge		Génération	
Noeud	Type	Amplitude (pu)	Angle (°)	Active (pu)	Réactive (pu)	Active (pu)	Réactive (pu)
1	1	1.004	0.0	0	0	0	0
2	2	1.002	0.0	0	0	1.63	0.21
3	2	1.002	0.0	0	0	0.85	0.25
4	0	1.000	0.0	0	0	0	0
5	0	1.000	0.0	0	0	0	0
6	0	1.000	0.0	0	0	0	0
7	0	1.000	0.0	- 1.21	- 0.35	0	0
8	0	1.000	0.0	- 1.11	-0.25	0	0
9	0	1.000	0.0	- 0.81	- 0.20	0	0

II.12.1 Résultats d'écoulement de charge

La matrice admittance d'interconnexion du réseau utilisée pour le calcul d'écoulement de charge est donnée par le tableau (III.2). C'est une matrice symétrique.

Tableau II.2 Matrice admittance Y du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds (pu)

+ 0.68 - 78.53i	- 0.68 + 12.31i	0	+0.00 +66.23i	0	0	0	0	0
	+ 1.25 - 94.45i	- 0.56 + 10.72i	0	+ 0.00 + 71.43i	0	0	0	0
		+ 0.56 - 57.67i	0	0	+ 0.00 + 46.95i	0	0	0
			+ 1.66 - 109.29i	0	0	- 1.06 + 24.23i	- 0.60 + 18.85i	0
				+ 5.77 - 148.62i	0	0	- 3.20 + 44.61i	- 2.56 + 32.59i
					+ 13.54 - 164.66i	- 1.87 + 33.12i	0	- 11.67 + 84.60i
						+ 5.57 - 92.72i	- 1.20 + 16.30i	- 1.43 + 19.12i
							+ 5.92 - 93.38i	- 0.92 + 13.64i
								+ 16.58 - 149.91i

Le programme d'écoulement de charge converge en 13 itérations (méthode de Gauss Seidel) avec une précision de 0.0001. Les principaux résultats sont donnés par le tableau (II.3).

Tableau II.3 Résultats d'écoulement de charge

N° Nœud	Tension		Charge		Génération	
	Amplitude (pu)	Angle ($^{\circ}$)	Active (pu)	Réactive (pu)	Active (pu)	Réactive (pu)
1	1.004	0.0	0	0	0.66	0.30
2	1.002	0.7	0	0	1.63	0.21
3	1.002	0.1	0	0	0.85	0.25
4	1.000	- 0.7	0	0	0	0
5	0.999	- 0.1	0	0	0	0
6	0.997	- 1.1	0	0	0	0
7	0.993	- 1.9	- 1.21	- 0.35	0	0
8	0.994	- 1.6	- 1.11	- 0.25	0	0
9	0.995	- 1.4	- 0.81	- 0.20	0	0

II.12.2 Résultats de la stabilité transitoire

Plusieurs perturbations ont été simulées pour valider le programme élaboré. Nous présentons à titre d'exemple les résultats concernant un défaut de court circuit triphasé au niveau de la ligne 1-2 (branche 2) proche du nœud 1 suivi par l'ouverture de la branche en défaut après un temps t_e .

II.12.2.1 Matrices admittances du réseau

Les matrices admittances du réseau qui tiennent compte des charges et des réactances transitoires des générateurs et celles réduites aux nœuds machines (avant, durant et après la perturbation) sont données par les tableaux suivants :

Tableau II.4 Matrice admittance avant défaut (pu)

+ 0.00 - 3.13i	0	0	+ 0.00 + 3.13i	0	0	0	0	0	0	0	0
	+0.00 -3.17i	0	0	+0.00 +3.17i	0	0	0	0	0	0	0
		+0.00 -4.31i	0	0	+0.00 +4.31i	0	0	0	0	0	0
			+0.68 - 81.65i	- 0.68 +12.31i	0	+0.00 +66.23i	0	0	0	0	0
				+1.25 - 97.62i	- 0.56 +10.72i	0	+ 0.00+ 71.43i	0	0	0	0
					+0.56 - 61.98i	0	0	+ 0.00+ 46.95i	0	0	0
						+1.66 - 109.29i	0	0	- 1.06 + 24.23i	- 0.60+ 18.85i	0
							+5.77 - 148.62i	0	0	- 3.20 + 44.61i	- 2.56 + 32.59i
								+13.54- 164.66i	- 1.87 + 33.12i	0	-11.67+ 84.60i
									+6.79 - 93.08i	- 1.20 + 16.30i	- 1.43 + 19.12i
										+7.05 - 93.63i	- 0.92 + 13.64i
											+17.41- 150.11i

Tableau II.5 Matrice admittance réduite avant défaut (pu)

+ 0.23 - 2.16 i	+ 0.22 + 0.78 i	+ 0.30 + 0.97 i
	+ 0.24 - 2.25 i	+ 0.30 + 1.04 i
		+ 0.41 - 2.58 i

Tableau II.6 Matrice admittance durant le défaut (pu)

+0.00 -3.13i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	+0.00 -3.17i	0	0	+0.00 +3.17i	0	0	0	0	0	0	0
		+0.00 -4.31i	0	0	+0.00 +4.31i	0	0	0	0	0	0
			0	0	0	0	0	0	0	0	0
				+0.00 +71.43i	0	0	0	0	0	0	0
					+0.56 - 61.98i	0	0	+0.00 +46.95i	0	0	0
						+1.66 - 109.29i	0	0	-1.06 +24.23i	-0.60 +18.85i	0
							+5.77 - 148.62i	0	0	-3.20 +44.61i	-2.56 +32.59i
								+13.54- 164.66i	-1.87 +33.12i	0	-11.67 +84.60i
									+6.79 - 93.08i	-1.20 + 16.30i	-1.43+ 19.12i
										+7.05 - 93.63i	-0.92 +13.64i
											+17.41- 150.11i

Tableau II.7 Matrice admittance réduite durant le défaut (pu)

+ 0.00 - 3.13 i	0	0
	+ 0.02 - 2.87 i	+ 0.02 + 0.26 i
		+ 0.05 - 3.55 i

Tableau II.8 Matrice admittance après élimination du défaut (pu)

+0.00 -3.13i	0	0	0	+0.00 +3.13i	0	0	0	0	0	0	0
	+0.00 -3.17i	0	0	+0.00 +3.17i	0	0	0	0	0	0	0
		+0.00 -4.31i	0	0	+0.00 +4.31i	0	0	0	0	0	0
			+0.00 - 69.35i	0	0	+0.00 +66.23i	0	0	0	0	0
				+0.56 - 85.32i	-0.56 +10.72i	0	+0.00 +71.43i	0	0	0	0
					+0.56 - 61.98i	0	0	+0.00 +46.95i	0	0	0
						+1.66 - 109.29i	0	0	-1.06 +24.23i	-0.60 +18.85i	0
							+5.77 - 148.62i	0	0	-3.20 +44.61i	-2.56 +32.59i
								+13.54- 164.66i	-1.87 +33.12i	0	-11.67 +84.60i
									+6.79 - 93.08i	-1.20 + 16.30i	-1.43+ 19.12i
										+7.05 - 93.63i	-0.92 +13.64i
											+17.41- 150.11i

Tableau II.9 Matrice admittance réduite après élimination du défaut (pu)

+ 0.22 - 2.08 i	+ 0.22 + 0.72 i	+ 0.29 + 0.94 i
	+ 0.24 - 2.21 i	+ 0.30 + 1.06 i
		+ 0.41 - 2.57 i

II.12.2.2 Courbes des angles rotoriques

Les quatre figures suivantes montrent l'évolution des angles rotoriques internes durant le défaut et après l'élimination du défaut. Pour un défaut qui dure 0,3 s, le système est déclaré stable par les deux méthodes, alors que pour un temps de à 0,355 s (modèle du second ordre) et 0,371 s (modèle à deux axes), le système est instable.

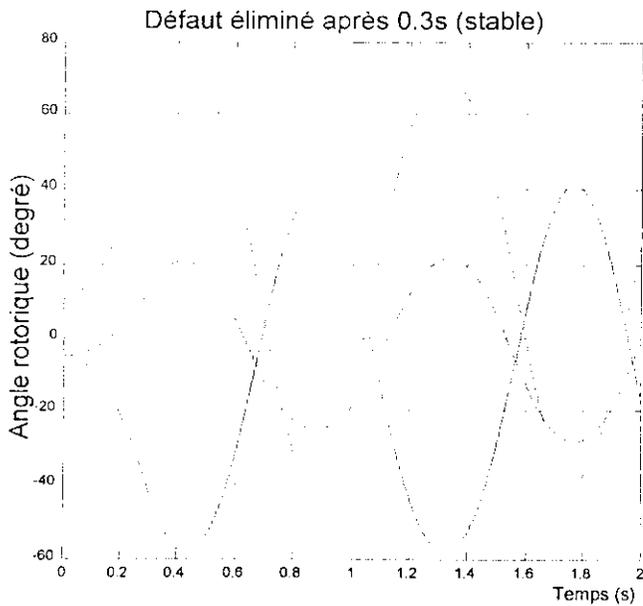


Figure II.10 Angles internes (Réf. COA)
Modèle de second ordre

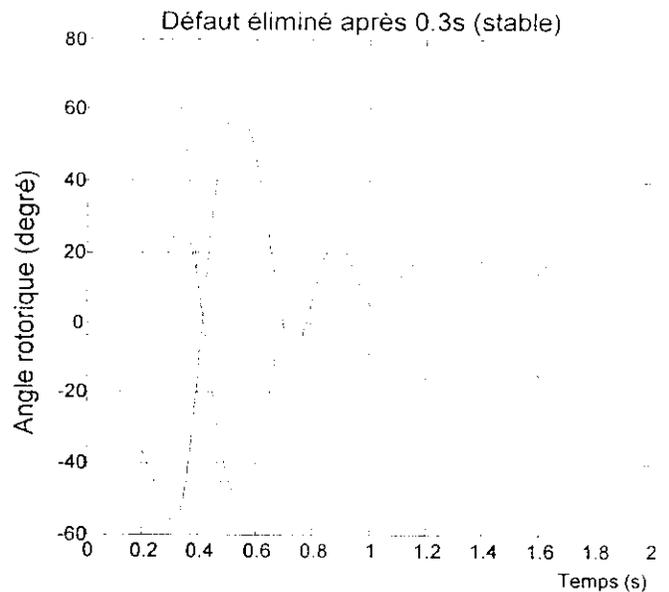


Figure II.11 Angles internes (Réf. COA)
Modèle à deux axes

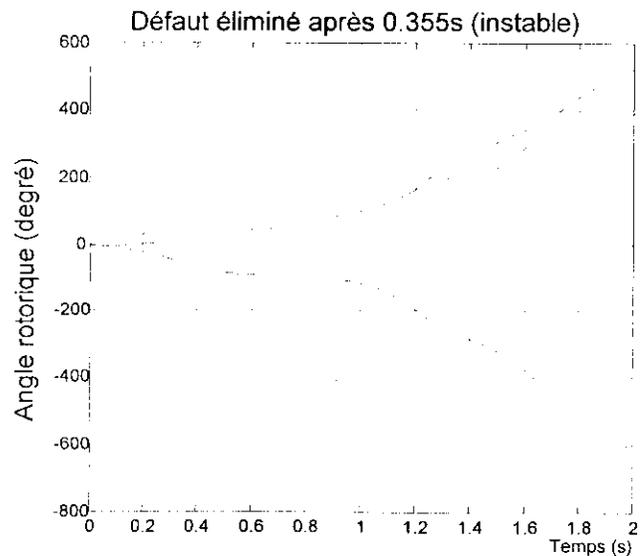


Figure II.12 Angles internes (Réf. COA)
Modèle de second ordre

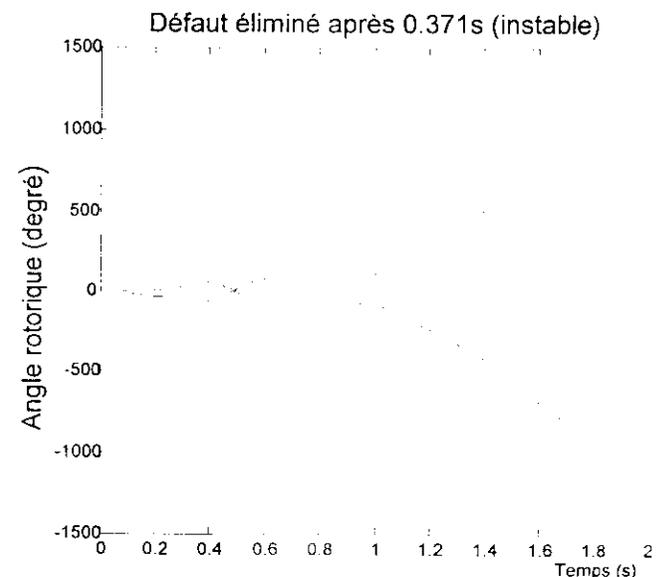


Figure II.13 Angles internes (Réf. COA)
Modèle à deux axes

Pour l'évaluation de la stabilité transitoire de la première oscillation, on peut se limiter pour un modèle de second ordre de la machine synchrone. Il donne des résultats satisfaisants.

II.12.2.3 Temps critiques et temps de calcul

Les défauts considérés sont des courts-circuits triphasés symétriques avec ouverture de la branche en défaut.

Défaut	Noeud	Branche	Modèle de second ordre	Modèle à deux axes
1	1	1	0,35 - 0,36	0,37 - 0,38
2	2	3	0,30 - 0,31	0,28 - 0,29

Une estimation du temps de calcul est donnée dans le tableau (III.11)

Défaut	Noeud	Branche	Modèle de second ordre	Modèle à deux axes
1	1	1	3 mn	4 mn

Les tableaux (II.10) et (II.11) montrent qu'il n'y a pas une grande différence entre les temps critiques déterminés en utilisant le modèle des générateurs de second ordre ou le modèle à deux axes alors que le temps de calcul nécessaire avec un modèle à deux axes est plus grand que celui du modèle de second ordre.

II.13 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité la problématique de l'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode classique d'intégration numérique. Cette méthode permet d'inclure dans le modèle d'étude les différentes composantes des réseaux et par suite une évaluation précise de la stabilité transitoire.

Pour l'évaluation de la stabilité transitoire de la première oscillation, le modèle de second ordre des générateurs donne des résultats satisfaisants malgré les hypothèses simplificatrices.

Il faut noter que l'évaluation de la stabilité transitoire nécessite plusieurs simulations pour différents temps d'élimination du défaut. Le temps de calcul est important, ce qui en fait un obstacle pour l'application de cette méthode en temps réel.

La méthode classique donne des réponses simples (stable ou instable) et ne permet pas de mesurer la marge ou le degré de stabilité ou d'instabilité du réseau.

Ces deux obstacles ont poussé les recherches vers d'autres alternatives pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique d'une façon plus rapide et offrant la possibilité de mesurer le degré de stabilité. Ceci fait l'objet des chapitres suivants.

III.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, un logiciel sous environnement MATLAB pour la résolution par intégration numérique du problème de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique multi machines, est développé. Cette méthode conventionnelle donne sans doute des résultats précis pour les temps seuils critiques des appareils de coupure qui protègent le réseau. Ceci est dû au fait qu'elle permet d'introduire les différentes composantes du système dans le modèle de simulation (dans notre mémoire, nous nous sommes limités aux régulateurs de tension et de vitesse).

Pour ce contexte, la méthode est très réaliste, mais l'inconvénient est qu'à chaque fois qu'on complique le modèle, le temps d'exécution du programme devient très long. La méthode présente un autre inconvénient, elle ne permet qu'à travers plusieurs simulations, l'étude de l'influence des paramètres du système sur son comportement transitoire. Elle ne donne aussi qu'une réponse simple sur la stabilité ou l'instabilité du système.

Ces obstacles ont conduit les chercheurs vers l'alternative des méthodes directes. L'attraction de ces méthodes consiste en leurs capacités de calculer directement le temps critique d'élimination du défaut pour les différentes perturbations. Elles permettent aussi l'évaluation du degré de stabilité pour une topologie et un point de fonctionnement donné.

Dans ce chapitre, nous présentons les méthodes directes pour la résolution du problème de la stabilité transitoire, basées sur une fonction d'énergie type Liapunov. Ces méthodes nécessitent l'intégration du système d'équations différentielles uniquement pour l'intervalle du défaut et par conséquent, un temps de calcul énorme est gagné.

Les méthodes de la fonction d'énergie transitoire (TEF : Transient Energy Function) appliquées dans les études de stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique sont basées sur des formules analytiques pour la détermination des énergies transitoires cinétique et potentielle du réseau au moment d'élimination du défaut. Ces méthodes comprennent des hypothèses simplificatrices pour la modélisation ainsi que des approximations mathématiques. Dans les formulations simples de la TEF [26], le modèle classique de second ordre d'un réseau d'énergie électrique est utilisé. Des développements ultérieurs [6, 7, 43] ont introduit des procédures approximatives pour modéliser l'effet de l'excitation, des charges et des HVDC. La matrice du réseau est généralement réduite aux nœuds internes des générateurs. Quelques études [44, 45] ont formulé la TEF sans réduction de la matrice du réseau.

La fonction d'énergie est définie comme l'intégrale de la puissance cinétique, qui représente la différence entre les puissances électriques et les puissances mécaniques des générateurs aux nœuds machines [26, 46]. Les variables indépendantes d'intégration sont les

angles des machines. Toutes les autres variables affectant l'équation d'échange d'énergie sont ou bien constantes ou fonction des angles des machines.

Commençons par la présentation du modèle mathématique d'un système d'énergie électrique multi-machines, compatible avec les conditions de la théorie de Lyapunov. Deux modèles sont développés : le premier utilise la référence machine et le deuxième utilise la référence du centre d'inertie (centre d'angle ou COA : Center Of Angle).

Par la suite, nous présenterons la construction d'une fonction d'énergie type Lyapunov pour les deux références.

Après le développement de la fonction d'énergie, nous présenterons les algorithmes et les organigrammes des différentes approches proposées dans la littérature. Ces derniers permettent l'évaluation du temps critique d'élimination du défaut.

III.2 Modélisation d'un système multi-machines

Une brève description mathématique d'un réseau d'énergie multi-machines est formulée à travers les équations de base déjà montrées dans le chapitre précédent. Les hypothèses considérées sont les suivantes :

- toutes les charges sont représentées par des admittances constantes,
- utilisation d'un réseau réduit aux nœuds machines,
- la saillance est négligée,
- la résistance du stator est négligée,
- le réseau de transport est linéaire, passif et invariable,
- les générateurs sont représentés par une f.e.m constante derrière une réactance transitoire directe (modèle de second ordre),
- la puissance mécanique reste constante pendant toute la période transitoire,
- l'amortissement D est négligé,
- le flux est constant sur les deux axes.

Ces hypothèses sont applicables pour la stabilité durant la première oscillation. Le modèle classique des générateurs est développé pour deux références : le premier lié à une machine tournant à la vitesse de synchronisme et le deuxième au centre d'inertie des machines du réseau.

III.2.1 Equations dans la référence machine

Les équations dynamiques décrivant le mouvement des rotors des générateurs sont données par les équations (II.31) et (II.147) que nous rappelons :

$$\begin{aligned}
 M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d \delta_i}{dt} &= P_{mi} - P_{ei} \\
 &= P_{mi} - \sum_{j=1}^n C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + F_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \\
 &= P_i - P_{ei} \quad (i = 1, 2, \dots, n)
 \end{aligned} \tag{III.1}$$

avec :

$$P_i = P_{mi} - E_i^2 G_{ii} \tag{III.2}$$

$$P_{ei} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + F_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) \tag{III.3}$$

Les définitions et les expressions des différents termes composant l'équation (III.1) sont données dans le chapitre II.

Cette équation est applicable pendant le défaut et après élimination du défaut, sauf que C_{ij} et F_{ij} changent de valeur pour chaque période selon la topologie du système.

Pour obtenir les équations d'état du système d'énergie électrique de (n) machines décrit par (III.1), il faut utiliser des angles rotoriques relatives, mesurées par rapport à une machine de référence. Si en plus, un amortissement nul ($D = 0$) ou uniforme ($\frac{D_i}{M_i} = \lambda$ ($i = 1, 2, \dots, n$)) est

considéré, on peut définir les variables d'état suivant [3]:

$$\begin{aligned}
 \delta_i - \delta_n &= \delta_{in} \\
 \omega_i - \omega_n &= \omega_{in}
 \end{aligned} \quad i = 1, 2, \dots, n-1 \tag{III.4}$$

où $\omega_i = \frac{d\delta_i}{dt}$ est la vitesse angulaire du rotor par rapport à un axe de référence tournant à la vitesse synchrone.

$$\omega_i = \omega_{ir} - \omega_0 \tag{III.5}$$

avec : ω_{ri} : Vitesse actuelle de la machine

ω_0 : Vitesse synchrone

Avec ces variables d'état, l'équation (III.1) peut s'écrire comme suit :

$$\begin{aligned}
 \dot{\delta}_{in} &= \omega_{in} \\
 \dot{\omega}_{in} &= -\lambda \omega_{in} + \frac{1}{M_i} (P_i - P_{ei}) - \frac{1}{M_n} (P_n - P_{en}) \\
 &= -\lambda \omega_{in} + f_{in}(\delta) \quad (i = 1, 2, \dots, n-1)
 \end{aligned} \tag{III.6}$$

Les points d'équilibre du système ci-dessus sont donnés par :

$$\begin{aligned}\dot{\delta}_{in} = 0 &\Rightarrow \omega_{in}^0 = 0 \\ \dot{\omega}_{in} = 0 &\Rightarrow f_{in}(\delta_{in}^0, \delta_{jn}^0) = 0\end{aligned}\quad (i = 1, 2, \dots, n-1) \quad (\text{III.7})$$

Remarquons qu'à l'équilibre, toutes les machines ont la même vitesse électrique.

Considérons le point d'équilibre stable (SEP : Stable Equilibrium Point) du réseau après élimination du défaut $(\delta^s, 0)$ dont les composantes sont :

$$(\delta_{in}^s, \omega_{in}^s = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n-1) \quad (\text{III.8})$$

Pour transférer ce point à l'origine, les variables du vecteur d'état deviennent :

$$x^T = [(\delta_{1n} - \delta_{1n}^s), (\delta_{2n} - \delta_{2n}^s), \dots, (\delta_{(n-1)n} - \delta_{(n-1)n}^s), \omega_{1n}, \omega_{2n}, \dots, \omega_{(n-1)n}] \quad (\text{III.9})$$

L'équation d'état (III.6) devient :

$$\begin{aligned}\dot{\delta}_{in} &= \omega_{in} \\ \dot{\omega}_{in} &= -\lambda \omega_{in} + \frac{1}{M_i} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n C_{ij} (\sin \delta_{ij}^s - \sin \delta_{ij}) + F_{ij} (\cos \delta_{ij}^s - \cos \delta_{ij}) \\ &\quad - \frac{1}{M_n} \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n C_{nj} (\sin \delta_{nj}^s - \sin \delta_{nj}) + F_{nj} (\cos \delta_{nj}^s - \cos \delta_{nj}) \\ &= -\lambda \omega_{in} + \frac{1}{M_i} f'_i(\delta) - \frac{1}{M_n} f'_n(\delta) = -\lambda \omega_{in} + f'_{in}(\delta) \quad (i = 1, 2, \dots, n-1)\end{aligned} \quad (\text{III.10})$$

Pour négliger l'amortissement, il suffit d'annuler λ dans l'équation (III.10).

Notons que la condition nécessaire pour l'existence d'un point d'équilibre, imposée par l'équation du mouvement (III.1) est qu'à ce point, on a :

$$\sum_{i=1}^n P_{mi} - P_{ci} = 0 \quad (\text{III.11})$$

III.2.2 Equations dans la référence du centre d'angle (COA)

Dans les équations d'état (III.6) et (III.10), les angles rotoriques δ_i et les vitesses de glissement ω_{in} sont mesurés par rapport à une machine de référence tournant au synchronisme. Une autre formulation des équations d'état est utilisée dans la littérature. La référence pour cette dernière est le centre d'inertie des machines (centre d'angle). Cette formulation nous permet d'avoir des expressions compactes et symétriques et facilite ainsi le traitement numérique de ces équations [3].

La référence du centre d'inertie est définie comme suit :

$$\delta_{COA} = \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^n M_i \delta_i \quad (\text{III.12})$$

$$M_T = \sum_{i=1}^n M_i \quad (\text{III.13})$$

Les équations du mouvement exprimées dans la référence du centre d'angle sont obtenues en prenant la dérivée secondaire de l'équation (III.12) et en substituant l'équation (III.1) dans la résultante, on obtient donc :

$$M_T \ddot{\delta}_{COA} = \sum_{i=1}^n M_i \ddot{\delta}_i = -\sum_{i=1}^n D_i \dot{\delta}_i + \sum_{i=1}^n P_{mi} - P_{ci} \quad (\text{III.14})$$

Prenant un amortissement uniforme, l'équation de mouvement dans la référence du centre d'angle prend la forme suivante :

$$\ddot{\delta}_{COA} = -\lambda \dot{\delta}_{COA} + \frac{1}{M_T} P_{COA} \quad (\text{III.15})$$

avec :

$$P_{COA} = \sum_{i=1}^n P_{mi} - P_{ci} \quad (\text{III.16})$$

En négligeant l'amortissement, on obtient :

$$\ddot{\delta}_{COA} = \frac{1}{M_T} P_{COA} \quad (\text{III.17})$$

Notons qu'à n'importe quel point d'équilibre du système on a (voir (III.11))

$$P_{COA}(EP) = 0 \quad (\text{III.18})$$

On va maintenant définir le nouvel angle rotorique de la $i^{\text{ème}}$ machine ($\tilde{\delta}_i$) et sa dérivée par rapport au temps ($\dot{\tilde{\delta}}_i$) dans la référence du centre d'angle par :

$$\begin{aligned} \tilde{\delta}_i &= \delta_i - \delta_{COA} \\ \dot{\tilde{\delta}}_i &= \dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{COA} = \tilde{\omega}_i \end{aligned} \quad (\text{III.19})$$

Les variables définies dans la référence du centre d'angle dans (III.19) vérifient :

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\delta}_i &= 0 \\ \sum_{i=1}^n M_i \dot{\tilde{\delta}}_i &= \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i = 0 \end{aligned} \quad (\text{III.20})$$

L'expression de l'équation du mouvement (III.1) dans la référence du centre d'angle est donnée par :

$$\begin{aligned} M_i \ddot{\tilde{\delta}}_i = M_i \ddot{\tilde{\omega}}_i &= -(D_i \tilde{\omega}_i - \frac{M_i}{M_T} \sum_{i=1}^n D_i \tilde{\omega}_i) - (D_i - \frac{M_i}{M_T} D_T) \dot{\delta}_{COA} \\ &+ (P_i - \tilde{P}_{ci} - \frac{M_i}{M_T} P_{COA}) \end{aligned} \quad (\text{III.21})$$

avec :

$$\begin{aligned} \tilde{P}_{ci} &= \sum_{j=1}^n \{ C_{ij} \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) + F_{ij} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) \} \\ &\dots \\ D_T &= \sum_{i=1}^n D_i \quad i = 1, 2, \dots, n \end{aligned} \quad (\text{III.22})$$

Pour un amortissement uniforme, l'équation d'état résultante est donnée par :

$$\begin{aligned}\dot{\tilde{\delta}}_i &= \tilde{\omega}_i \\ \dot{\tilde{\omega}}_i &= -\lambda\tilde{\omega}_i + f_i(\tilde{\delta}) \quad i = 1, 2, \dots, n\end{aligned}\quad (III.23)$$

Les points d'équilibre de cette forme d'équation sont obtenus en résolvant :

$$\dot{\tilde{\delta}}_i = \dot{\tilde{\omega}}_i = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.24)$$

Particulièrement, le point d'équilibre stable est donné par :

$$\begin{aligned}f_i(\tilde{\delta}^s) &= 0 \\ \tilde{\omega}_i^s &= 0\end{aligned}\quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.25)$$

III.3 Construction de la fonction d'énergie type Lyapunov

III.3.1 Fonction d'énergie dans la référence COA

Dans cette partie, nous allons construire une fonction d'énergie transitoire de type Lyapunov pour le réseau après élimination du défaut en utilisant le modèle mathématique décrit dans la section précédente. Plusieurs méthodes sont proposées pour la construction de la fonction d'énergie [46]. Nous allons utiliser dans notre travail, la méthode basée sur la première intégrale [3,46].

Considérons le modèle mathématique d'un réseau multi machine dans la référence COA (III.23), l'amortissement est nul. On peut écrire (III.23) sous la forme :

$$M_i \tilde{\omega}_i d\tilde{\omega}_i = f_i(\tilde{\delta}) d\tilde{\delta}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.26)$$

Intégrant cette équation entre le point d'équilibre stable $(\tilde{\delta}_i^s, 0)$ et $(\tilde{\delta}_i, \omega_i)$, nous obtenons la première intégrale pour chaque machine comme suit :

$$\begin{aligned}E_i(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) &= \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 - \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} f_i(\tilde{\delta}) d\tilde{\delta}_i \\ &= \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 - P_i (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n C_{ij} \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) d\tilde{\delta}_i \\ &\quad + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n F_{ij} \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) d\tilde{\delta}_i + \frac{M_i}{M_T} \int_{\tilde{\delta}_i^s}^{\tilde{\delta}_i} P_{COA} d\tilde{\delta}_i \quad i = 1, 2, \dots, n\end{aligned}\quad (III.27)$$

Cette expression est connue sous le nom de la fonction d'énergie transitoire de la machine i . La première intégrale de l'équation du mouvement du système est la somme des n équations données par (III.27). Notons que le terme incluant P_{COA} va disparaître (voir l'équation

(III.18). Tenant compte de ceci, le première intégral de l'équation du mouvement du système est donnée par :

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 - \sum_{i=1}^n P_i (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \left[C_{ij} \left\{ \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) - \cos(\tilde{\delta}_i^s - \tilde{\delta}_j^s) \right\} - \int_{\tilde{\delta}_i^s + \tilde{\delta}_j^s}^{\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j} F_{ij} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j) \right]$$

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_{P1}(\tilde{\delta}) + E_{P2}(\tilde{\delta}) + E_{P3}(\tilde{\delta})$$

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_{PE}(\tilde{\delta}) \quad (III.28)$$

avec :

$E_{KE}(\tilde{\omega})$: donne le changement dans l'énergie cinétique des rotors des machines du réseau relative au COA

$E_{P1}(\tilde{\delta})$: donne le changement d'énergie due aux positions des rotor relative au COA

$E_{P2}(\tilde{\delta})$: donne le changement d'énergie magnétique stockée dans le branche ij

$E_{P3}(\tilde{\delta})$: donne le changement de l'énergie perdues dans le branche ij .

Dans ce qui suit, nous allons montrer que si les conductances de transfert sont négligées ($F_{ij} = 0$), ce qui veut dire $E_{P3}(\tilde{\delta})=0$, la fonction donnée par (III.28) satisfera les conditions d'une fonction de type Lyapunov.

Effectivement, pour $F_{ij}=0$, l'équation (III.28) devient :

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_P(\tilde{\delta}) \quad (III.29)$$

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_{P1}(\tilde{\delta}) + E_{P2}(\tilde{\delta}) \quad (III.30)$$

avec :

$$E_{KE}(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 \quad (III.31)$$

$$E_P(\tilde{\delta}) = - \sum_{i=1}^n P_i (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} \left\{ \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) - \cos(\tilde{\delta}_i^s - \tilde{\delta}_j^s) \right\}$$

$$= -\phi(\tilde{\delta}) + \phi(\tilde{\delta}^s) \quad (III.32)$$

$$\phi(\tilde{\delta}) = \sum_{i=1}^n P_i \tilde{\delta}_i + \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) \quad (III.33)$$

$$\phi(\tilde{\delta}^s) = \phi(\tilde{\delta}) \Big|_{\tilde{\delta}=\tilde{\delta}^s} \quad (III.34)$$

On peut montrer facilement que $E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega})$ a un extrême au point $E(\tilde{\delta}^s, 0)$ parce que :

$$\frac{\partial E}{\partial \tilde{\omega}_i} \Big|_{\tilde{\omega}=0} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (III.35)$$

$$\frac{\partial E}{\partial \tilde{\delta}_i} \Big|_{\tilde{\delta}=\tilde{\delta}^s} = \frac{\partial \phi}{\partial \tilde{\delta}_i} \Big|_{\tilde{\delta}=\tilde{\delta}^s} = 0 \quad i = 1, 2, \dots, n$$

On peut aussi montrer que cet extrême est minimal, parce que $E_{\kappa}(\tilde{\omega})$ est une fonction scalaire positive. De l'équation (III.29) on peut avoir :

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) \geq -\phi(\tilde{\delta}) + \phi(\tilde{\delta}^s) \quad (\text{III.36})$$

En plus, la dérivée secondaire de $E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega})$ ne peut être une fonction définie positive que si $(\tilde{\delta}, 0)$ est un point d'équilibre stable et par conséquent :

$$\phi(\tilde{\delta}^s) > \phi(\tilde{\delta}) \quad (\text{III.37})$$

Puisque les conditions :

1. $E(\tilde{\delta}^s, 0) = 0$
2. $E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega})$ est une fonction définie positive
3. $\dot{E} = 0$

Alors, la fonction $E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega})$ de l'équation (III.29) est une fonction de type Lyapunov dans certaine région Ω entourant le point d'équilibre stable $(\tilde{\delta}^s, 0)$.

III.3.1 Fonction d'énergie dans la référence machine

D'une manière similaire, on peut avoir l'expression de la fonction d'énergie dans la référence machine qu'est donnée par l'équation suivante :

$$\begin{aligned} E(\delta, \omega) = & \frac{1}{2M_T} \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n M_i M_j (\omega_{in} - \omega_{jn})^2 \\ & - \frac{1}{M_T} \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n (P_i M_j - P_j M_i) \{ (\delta_{in} - \delta_{jn}) - (\delta_{in}^s - \delta_{jn}^s) \} \\ & - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} \{ \cos(\delta_{in} - \delta_{jn}) - \cos(\delta_{in}^s - \delta_{jn}^s) \} \end{aligned} \quad (\text{III.38})$$

Cette fonction vérifie les conditions d'une fonction de Lyapunov, elle est équivalente à celle donnée par l'équation (III.29).

III.4 Estimation des domaines de la stabilité

Dans la section précédente, on a dérivé une fonction d'énergie type Lyapunov d'un réseau d'énergie électrique multi machine réduit aux nœuds internes des générateurs. Deux références d'angle ont été utilisées, la référence machine et la référence du centre d'angle COA. Dans ce qui suit, on va utiliser la formulation basée sur la référence COA.

L'application de cette fonction d'énergie pour l'évaluation de la stabilité transitoire est basée sur la détermination de la valeur critique E_{CR} entourant le point d'équilibre stable (SEP) du réseau.

Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature pour calculer la valeur critique E_{CR} de la fonction d'énergie (III.23). Les principes de base de ces approches ont été exposés dans le premier chapitre. Dans cette partie, nous allons reprendre en détail ces approches et donner les différents algorithmes de calcul utilisés par ces méthodes.

III.4.1 Notions de base

III.4.1.1 Points d'équilibre

Considérons le système d'énergie décrit par un model de second ordre de la machine synchrone avec un réseau réduit aux nœuds internes des générateurs, donné par le système d'équations (III.1). Le système d'équations d'état correspondant est donné par (III.23). Les points d'équilibre instables du réseau sont donnés par le système d'équations (III.24) et le point d'équilibre stable PES par (III.25) qui est composé de n équations. On peut résoudre les $(n-1)$ premières équations et utiliser par la suite (III.20) pour déterminer $\tilde{\delta}_n$.

Aux points d'équilibre, les vitesses $\tilde{\omega}_i$ et P_{COA} deviennent nulles. Ceci veut dire qu'à l'équilibre toutes les vitesses sont égales à une valeur de référence qui n'est pas obligatoirement égale à la référence synchrone.

Nous avons utilisé la méthode de Newton Raphson pour la résolution de l'équation (III.25) pour la détermination du point d'équilibre stable. Les points d'équilibre instables sont obtenus en résolvant le système d'équation (III.24) par la méthode DFP (DFP : Davidon-Fletcher-Powell).

III.4.1.2 Points d'équilibre instables

Pour la détermination des points d'équilibre instables entourant le point d'équilibre stable du réseau après élimination du défaut, on a besoin de points de départ. Ces derniers sont obtenus en supposant qu'une, deux ou n machines perdent le synchronisme quand le réseau est devenu instable.

Si le générateur i est instable, alors on obtient les deux points de départ dits « type 1 SP » (SP : starting point). Ils sont donnés par :

$$\tilde{\delta}_i^{SP} = [\tilde{\delta}_1^s, \tilde{\delta}_2^s, \dots, \pi - \tilde{\delta}_i^s, \dots, \tilde{\delta}_n^s] \quad (III.39)$$

$$\tilde{\delta}_i^{SP} = [\tilde{\delta}_1^s, \tilde{\delta}_2^s, \dots, -\pi - \tilde{\delta}_i^s, \dots, \tilde{\delta}_n^s] \quad (III.40)$$

Si les générateurs i et j sont instables, alors on obtient les deux points de départ dits « type 2 SP », ils sont donnés par :

$$\tilde{\delta}_i^{SP} = [\tilde{\delta}_1^s, \tilde{\delta}_2^s, \dots, -\pi - \tilde{\delta}_i^s, \tilde{\delta}_{i+1}^s, \dots, -\pi - \tilde{\delta}_j^s, \tilde{\delta}_{j+1}^s, \dots, \tilde{\delta}_n^s] \quad (III.42)$$

Dans (III.39), (III.40), (III.41) et (III.42), $\tilde{\delta}_k$ est la $k_{\text{ième}}$ composante du point d'équilibre stable du système.

On peut montrer facilement que le nombre totale des points de départ et par suite le nombre total des points d'équilibre instables est égale à $2 \times (2^n - 1)$. n étant le nombre des générateurs du réseau.

III.4.1.3 Définitions

On va donner maintenant quelques définitions utilisées souvent dans le développement des différents algorithmes.

Trajectoire stable critique : c'est la trajectoire du système quand le défaut est éliminé immédiatement avant le temps critique CCT . (CCT : Critical Clearing Time) et le système est stable.

Trajectoire instable critique : c'est la trajectoire du système quand le défaut est éliminé immédiatement après le temps critique CCT_+ et le système est instable.

Trajectoire défaut non éliminé : c'est la trajectoire du système quand le défaut persiste sans être éliminé.

Point de sortie de la trajectoire défaut non éliminé : C'est le point où la trajectoire défaut non éliminé $x(t)$ coupe la surface limite de la stabilité du système. Appelons ce point x^{ex} (exit point).

Point d'équilibre instable contrôlé : c'est le point par lequel la trajectoire instable critique coupe la surface limite de la stabilité. Ce dernier est proche au point par lequel la trajectoire de défaut non éliminé sort du domaine de stabilité. On suppose ici que les deux trajectoires de défaut non éliminé et instable critique sont proches l'un de l'autre.

Notons que la connaissance du point d'équilibre instable contrôlé, donne des valeurs limites pratiques à la fonction d'énergie et par suite une définition pratique du domaine de stabilité est possible. Notons aussi que les différentes approches qui vont être exposées dans les parties suivantes ont le même but qu'est l'identification du point d'équilibre instable contrôlé.

Surface limite de l'énergie potentielle

La notion de la surface limite d'énergie potentielle basée sur une intuition physique, a été présentée par Kakimoto et al. en 1978 sous la forme d'un ensemble de courbes orthogonales avec les courbes équipotentielles passant par les points d'équilibres instables. Ils ont proposé la procédure suivante pour la construction de la surface limite d'énergie potentielle [3].

- Du point d'équilibre stable du réseau après élimination du défaut, on trace plusieurs rayons dans toutes les directions dans l'espace d'angle ;
- Le long de chaque rayon, on cherche le premier point pour lequel la partie potentielle de la fonction d'énergie type Lyapunov atteint sa valeur maximale relative. Les points $x(t)$, ainsi obtenus sur ces rayons, seront rattachés entre eux pour former la surface limite d'énergie potentielle.

Mathématiquement, la Surface limite de l'énergie potentielle est caractérisée par l'équation suivante :

$$[f(\tilde{\delta})]^T (\tilde{\delta} - \tilde{\delta}^s) = 0 \quad (\text{III.43})$$

$$\sum_{i=1}^n (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) f_i(\tilde{\delta}) = 0 \quad (\text{III.44})$$

III.4.2 Méthodes d'évaluation du domaine de stabilité

III.4.2.1 Méthode du point d'équilibre instable proche (CIUEP)

C'est la méthode la plus ancienne dans la littérature des méthodes énergétiques qui donnent un critère pour l'évaluation du domaine de stabilité. Elle considère la valeur la plus petite de la fonction d'énergie évaluée aux points d'équilibre instables du système comme valeur critique de la fonction d'énergie. Le point d'équilibre instable où la fonction d'énergie prend sa valeur minimale est connu dans la littérature par le point d'équilibre instable le plus proche (CIUEP). La procédure proposée par cette méthode est la suivante :

1. Calculer le point d'équilibre stable (SEP) du système après élimination du défaut
2. Calculer tous les points d'équilibre instables entourant le SEP $(\tilde{\delta}_i^{UEP}, 0)$
3.
$$E_{CR}^{CIUEP} = \min_i E(\tilde{\delta}_i^{UEP}, 0) \quad (III.45)$$

Cette méthode nécessite un temps de calcul énorme pour la détermination des points d'équilibre instables et elle donne des domaines de stabilité très conservateurs. Elle ne prend pas en considération la trajectoire du défaut. L'expérience montre qu'on peut avoir des résultats satisfaisants en se limitant aux points d'équilibre instables type 1 et type n dont le nombre est égale à $(2 \times n)$ [47].

L'organigramme descriptif de la méthode du point d'équilibre instable proche est donné par la Figure (III.1).

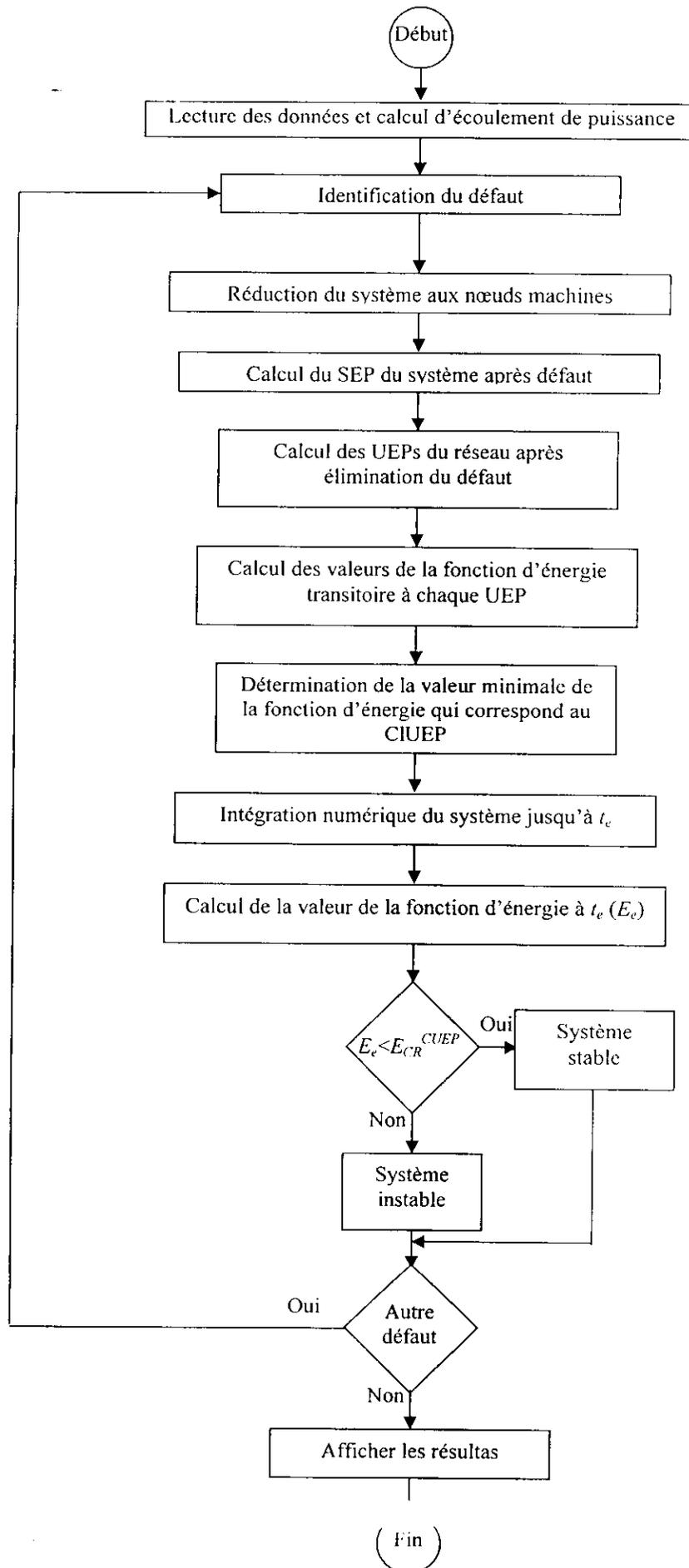


Figure III.1 Organigramme de la méthode CIUEP

III.4.2.2 Méthode du point d'équilibre instable contrôlé (CrUEP)

La méthode CrUEP (Controlling Unstable Equilibrium Point) relie le point d'équilibre instable à la machine (ou groupe de machines) qui perdent le synchronisme en premier lieu, si le défaut persiste sans être éliminé.

Ces machines sont celles possédant les accélérations $f_i(\tilde{\delta})$ les plus grandes à t_e . Ce raisonnement a conduit à la procédure suivante :

1. déterminer le point d'équilibre stable du système (SEP) après élimination du défaut ;
2. calculer à t_e , les accélérations $f_i(\tilde{\delta})$ de toutes les machines du système ;
3. déterminer la machine i possédant l'accélération $f_i(\tilde{\delta})_{Max}$ maximale ;
4. déterminer la machine (ou groupes de machines) qui possèdent les accélérations maximales (supérieurs à 80% $f_i(\tilde{\delta})_{Max}$) ;
5. déterminer le point de début SP comme mentionné dans (III.39), (III.40), (III.41) et (III,42) (type 1, 2, etc. ...) selon le nombre des machines ;
6. utiliser ce point pour résoudre l'équation (III.25) par la méthode DFP et déterminer le point d'équilibre instable contrôlé ($\tilde{\delta}^{uc}, 0$).
7. calculer la valeur de la fonction d'énergie à ce point $E(\tilde{\delta}^{uc}, 0)$

La valeur limite de la fonction d'énergie recherchée est donnée par :

$$E_i^{CrUEP} = E(\tilde{\delta}^{uc}, 0) \quad (III.46)$$

L'organigramme descriptif de cette méthode est donné par la Figure (III.2).

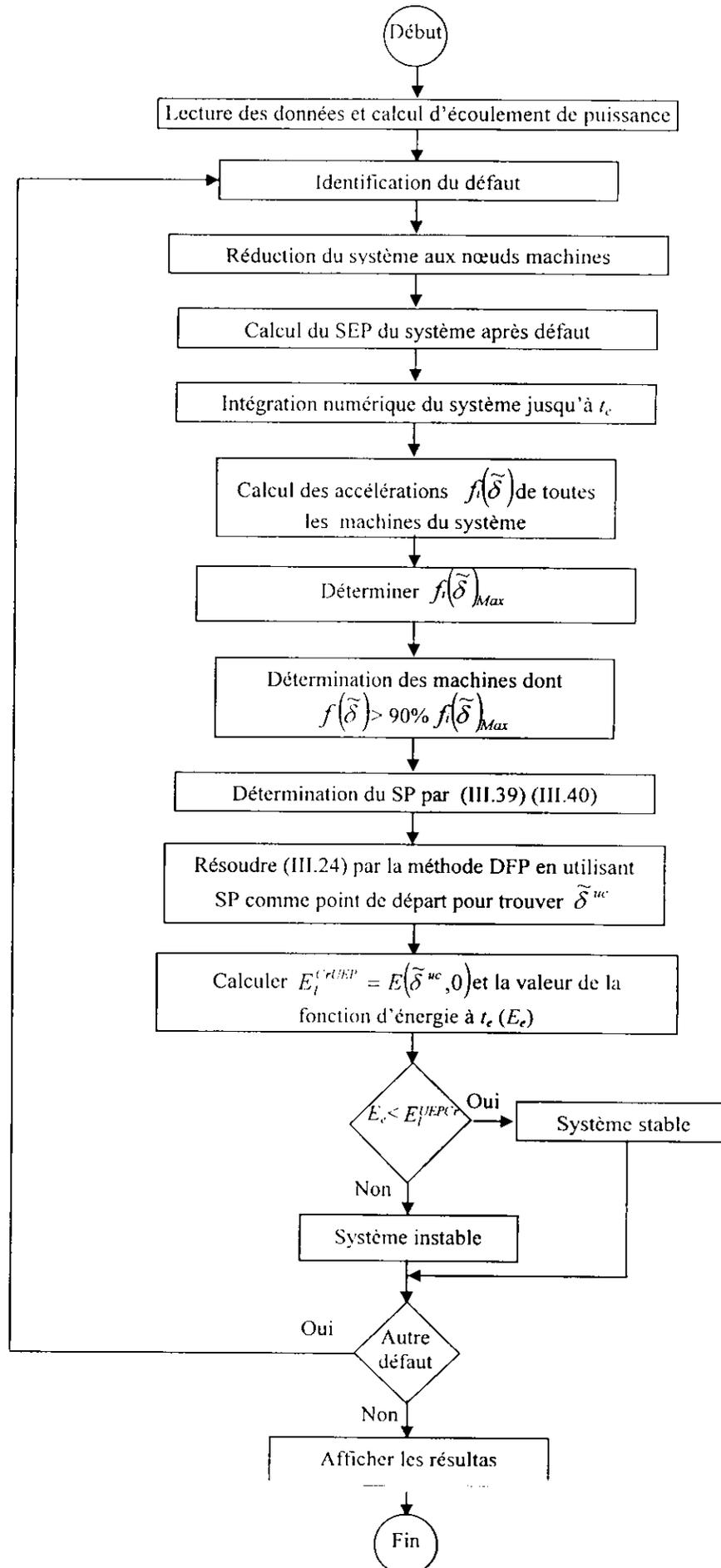


Figure III.2 : Organigramme de la méthode CrUEP

III.4.2.3 Méthode de surface limite de l'énergie potentielle (PEBS)

La méthode PEBS (Potential Energy Boundary surface) a été proposée par Kakimoto et Athay. Ils se sont basés sur les mêmes principes en proposant deux approches différentes l'une de l'autre.

Leurs formulations du problème de détermination des domaines de stabilité utilisent les propriétés de la partie potentielle de la fonction d'énergie type Lyapunov. Ils déterminent la valeur critique de la fonction d'énergie sans passer par le calcul des UEPs et le SEP du réseau.

III.4.2.3.1 Procédure Kakimoto et Al (PEBSK)

La supposition sur laquelle se base cette procédure est le fait que pour des temps excédant légèrement le CCT, la trajectoire de défaut non éliminé coïncide avec la trajectoire critique. D'un autre côté, la dérivée par rapport au temps de la fonction d'énergie donnée par l'équation (III.30) est nulle aux UEPs (amortissement négligé). Observant aussi qu'aux UEPs $E_{KE}(\tilde{\omega})$ passe par un minimum $E_{KE}(\tilde{\omega}) = 0$ et par suite $E_{PE}(\tilde{\delta})$ passe par un maximum. Les auteurs de cette procédure identifient l'intersection de la trajectoire défaut non éliminé avec la PEBS par la procédure suivante :

1/ Pour des temps d'élimination du défaut successives, t_e , calculer les valeurs de la fonction d'énergie $E(\tilde{\delta}(t_e), \tilde{\omega}(t_e))$ et de la partie potentielle $E_{PE}(\tilde{\delta}(t_e))$ jusqu'à l'obtention de la valeur maximale de cette dernière. Cette valeur est considérée comme la valeur limite E_i^{Ka}

$$E_i^{Ka} = E_{PE Max} \quad (III.47)$$

2/ Le temps critique d'élimination du défaut (CCT) est déterminé en cherchant le long de la trajectoire du réseau l'intersection de $E(\tilde{\delta}(t_e), \tilde{\omega}(t_e))$ avec E_i^{Ka} .

La procédure, telle qu'elle est présentée, néglige les conductances de transfert et l'amortissement. L'effet des conductances de transfert peut être considéré en intégrant numériquement le troisième terme $E_{P3}(\tilde{\delta})$ dans l'équation (III.28) ou en utilisant une trajectoire linéaire approximative dans l'espace des angles des rotors.

La présence d'un maximum local qui n'ayant pas de rapport avec l'intersection de la trajectoire et le PEBS, peut donner des fausses valeurs de $E(\tilde{\delta}(t_e), \tilde{\omega}(t_e))$ [58].

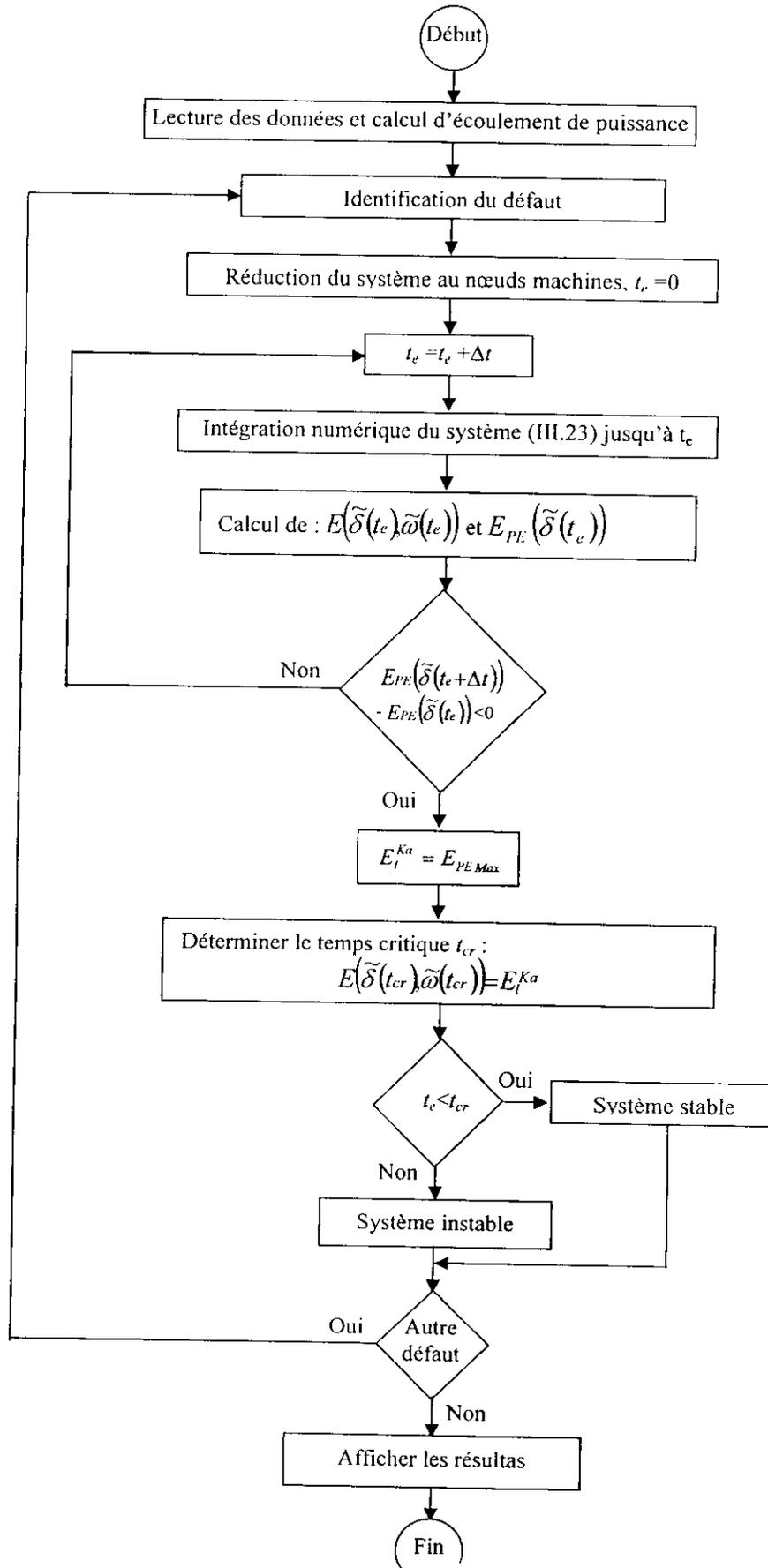


Figure III.3 : Organigramme de la méthode de la PEBSK

III.4.2.3.2 Procédure Athay et Al (PEBSA)

Cette procédure est dérivée directement de la caractéristique de la PERS donnée par les équations (III.43) et (III.44). Elle est résumée dans les étapes suivantes :

1/ Intégrer numériquement les équations du système (III.23) le long de la trajectoire défaut non éliminé jusqu'au changement de signe du produit donné par (III.43) ou (III.44) (le changement de signe est du négatif au positif). Soit $\tilde{\delta}^*$ le vecteur d'angle à ce point.

Notons que la fonction $f(\tilde{\delta})$ est évaluée pour la configuration du système après élimination du défaut malgré que $\tilde{\delta}$ est pris de la trajectoire défaut non éliminé.

2/ Calculer $E_{PE}(\tilde{\delta}^*)$, cette valeur est la limite recherchée :

$$E_i^{Ath} = E_{PE}(\tilde{\delta}^*) \quad (III.48)$$

L'organigramme descriptif de cette procédure est donné par la Figure (III.4).

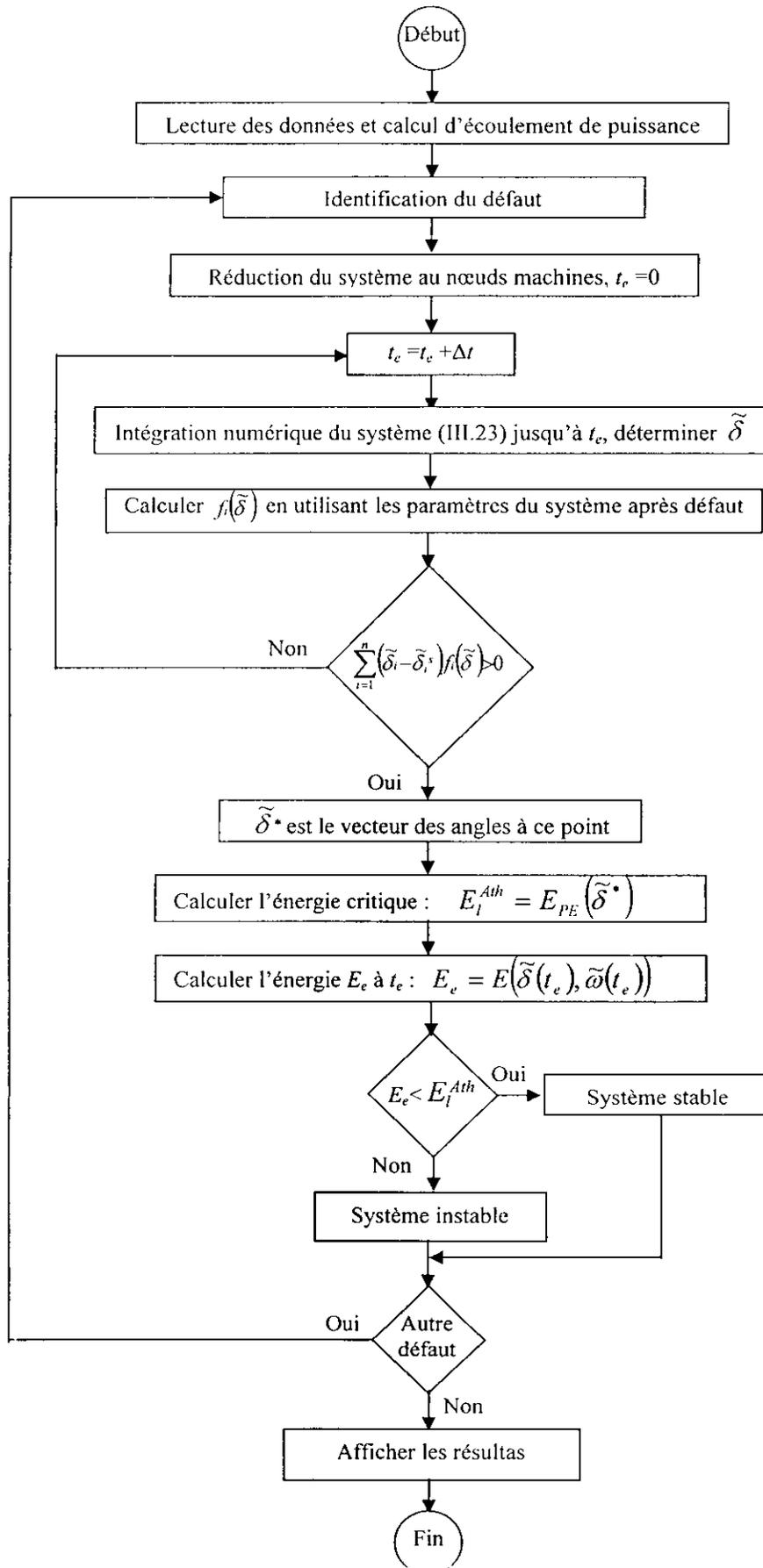


Figure III.4 : Organigramme de la méthode de la PEBSA

III.4.2.4 Méthode de mode de perturbation (MOD)

La méthode MOD (Mode Of Disturbance) est une autre procédure qui vise à détecter le point d'équilibre instable contrôlé (CrUEP). Elle se base sur la supposition qui dit que lorsque le réseau devient instable, il se divise en deux sous groupes : un groupe constitué de générateurs critiques et l'autre du reste des générateurs. La méthode vise à déterminer les générateurs avancés (les générateurs dont l'angle interne dépasse 90° pour un point d'équilibre instable donné).

Pour la méthode MOD standard, les équations d'état du système sont exprimées dans la référence du COA par (III.23) (en négligeant l'amortissement). La fonction d'énergie est exprimée par (III.28).

Le troisième terme $E_{p3}(\tilde{\delta})$ de (III.28) dépend de la trajectoire du système. Pour l'intégrer, on peut supposer une trajectoire linéaire du système dans l'espace d'angle des générateurs utilisant le COA comme référence, entre le point initial $\tilde{\delta}^B$ et le point final $\tilde{\delta}^F$. On aura pour la i ème machine, la trajectoire approximative suivante :

$$\tilde{\delta}_i = \tilde{\delta}_i^B + t(\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_i^B) \quad t \in [0,1] \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (III.49)$$

A partir de (III.49), on peut avoir les relations suivantes :

$$d\tilde{\delta}_i = (\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_i^B) dt \quad (i = 1, 2, \dots, n) \quad (III.50)$$

$$d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j) = (\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_i^B + \tilde{\delta}_j^F - \tilde{\delta}_j^B) dt \quad (III.51)$$

$$d(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) = (\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_i^B - \tilde{\delta}_j^F + \tilde{\delta}_j^B) dt \quad (III.52)$$

Et par suite, on peut avoir :

$$d(\tilde{\delta}_i + \tilde{\delta}_j) = \frac{(\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_i^B + \tilde{\delta}_j^F - \tilde{\delta}_j^B)}{(\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_i^B - \tilde{\delta}_j^F + \tilde{\delta}_j^B)} d(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) \quad (III.53)$$

En utilisant cette dernière équation, le 3ème terme de l'équation (III.28) peut être évalué entre deux points dans l'espace d'angle comme suit :

$$E_{p3}(\tilde{\delta}) = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \frac{(\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_i^B + \tilde{\delta}_j^F - \tilde{\delta}_j^B)}{(\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_i^B - \tilde{\delta}_j^F + \tilde{\delta}_j^B)} F_{ij} \left\{ \sin(\tilde{\delta}_i^F - \tilde{\delta}_j^F) - \sin(\tilde{\delta}_i^B - \tilde{\delta}_j^B) \right\} \quad (III.54)$$

Avec cette approximation, la fonction (III.28) est devenue une expression analytique manipulable et peut être calculé rapidement.

Concernent la partie cinétique de la fonction d'énergie et après des simulations énormes, il a été observé [3] que c'est pas tout le changement dans l'énergie cinétique, exprimé dans (III.28) et résultant de la perturbation, qui participe dans l'instabilité du système. Ceci a mené les chercheurs à séparer entre les générateurs très perturbés et le reste des générateurs. Il est

devenu nécessaire d'identifier la portion de $E_{KE}(\tilde{\omega})$ qui contribue efficacement dans l'instabilité du système. Il a été prouvé que cette portion est liée au mouvement du COA des générateurs critiques par rapport à celui des restes des générateurs [3].

Si « cr » et « sys » dénotent les générateurs critiques et le reste des générateurs du système respectivement, alors :

$$M_{cr} = \sum_{i \in cr} M_i \quad (III.55)$$

$$M_{sys} = \sum_{i \in sys} M_i \quad (III.56)$$

$$\tilde{\omega}_{cr} = \frac{1}{M_{cr}} \sum_{i \in cr} M_i \tilde{\omega}_i \quad (III.57)$$

$$\tilde{\omega}_{sys} = \frac{1}{M_{sys}} \sum_{i \in sys} M_i \tilde{\omega}_i \quad (III.58)$$

Le mouvement de ces deux groupes des générateurs correspond à un système de deux générateurs qui peut être transformé à un système d'une machine reliée à un système infini.

Ce dernier est décrit par les valeurs équivalentes suivantes :

$$M_{eq} = \frac{M_{cr} M_{sys}}{M_{cr} + M_{sys}} = \frac{M_{cr} M_{sys}}{M_T} \quad (III.59)$$

$$\tilde{\omega}_{eq} = (\tilde{\omega}_{cr} - \tilde{\omega}_{sys}) \quad (III.60)$$

L'énergie cinétique correspondante est donnée par :

$$E_{KE}^{corr}(\tilde{\omega}_{eq}) = \frac{1}{2} M_{eq} \tilde{\omega}_{eq}^2 \quad (III.61)$$

Cette nouvelle expression (III.61), qui s'appelle l'énergie cinétique corrigée, va remplacer le premier terme de l'équation (III.28).

On va définir maintenant la marge de l'énergie potentielle normalisée ΔP_{PEn} par :

$$\Delta P_{PEn} = \frac{\Delta P_{PE}}{E_{KE}^{corr}} \quad (III.62)$$

où :

$$\Delta E_{PE} = E_{PE}(\tilde{\delta}^{co}) - E_{PE}(\tilde{\delta}^e) \quad (III.63)$$

$$\begin{aligned} \Delta E_{PE} = & - \sum_{i=1}^n P_i (\tilde{\delta}_i^{co} - \tilde{\delta}_i^e) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} (\cos(\tilde{\delta}_{ij}^{co}) - \cos(\tilde{\delta}_{ij}^e)) \\ & - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \frac{(\tilde{\delta}_i^{co} - \tilde{\delta}_i^e + \tilde{\delta}_j^{co} - \tilde{\delta}_j^e)}{(\tilde{\delta}_i^{co} - \tilde{\delta}_i^e - \tilde{\delta}_j^{co} + \tilde{\delta}_j^e)} F_{ij} \{ \sin(\tilde{\delta}_i^{co} - \tilde{\delta}_j^e) - \sin(\tilde{\delta}_i^{co} - \tilde{\delta}_j^e) \} \end{aligned} \quad (III.64)$$

E_{KE}^{corr} : est l'énergie cinétique corrigée à l'instant d'élimination du défaut. Elle est basée sur le candidat UEP choisi (le groupe des générateurs avancés (critiques) choisi)

e : Correspond aux angles à l'instant d'élimination du défaut

co : Correspond aux angles au UEP contrôlé choisi

La procédure proposée par Fouad [3] pour calculer la valeur limite de la fonction d'énergie transitoire est la suivante :

1. déterminer le point d'équilibre stable SEP ($\tilde{\delta}^s$) du système après élimination du défaut, ce qui revient à résoudre (III.25) ;
2. pour une candidature MOD donnée, déterminer le point d'équilibre instable approximatif $\tilde{\delta}_{ap}$. Si la candidature MOD concerne les générateurs i et j , on va dénoter le point d'équilibre instable approximatif par $\tilde{\delta}_{ij}$, il est donné par (III.41) ou (III.42) ;
3. considérer le rayon (un segment droit dans l'espace d'angle) qui réunit $\tilde{\delta}^s$ et $\tilde{\delta}_{ap}$ et chercher le long de ce rayon le point où E_{PE} est maximale. Dénoter ce point par $\tilde{\delta}^{ray}$;
4. utiliser $\tilde{\delta}^{ray}$ obtenu et calculer ΔP_{PEn} de (III.62) en remplaçant $\tilde{\delta}^{co}$ par $\tilde{\delta}^{ray}$ dans (III.64) ;
5. répéter les étapes de 2 à 4 pour chaque candidature MODs. Le vecteur qui donne la valeur minimale de ΔP_{PEn} par mis toutes les candidatures est dénoté par $\tilde{\delta}^{ray(m)}$. Ceci est la première estimation du UEP contrôlé ;
6. avec $\tilde{\delta}^{ray(m)}$ comme point de début (départ), résoudre le système d'équation (III.24) (méthode DFP) pour obtenir le point d'équilibre instable contrôlé actuel ($\tilde{\delta}^{co}, 0$). Les angles qui sont supérieurs à 90° dans le vecteur $\tilde{\delta}^{co}$ calculé correspondent au MOD recherché ;
7. la valeur limite de la fonction d'énergie est donnée par :

$$E_t^{MOD} = E_{PE}(\tilde{\delta}^{co}) \quad (III.50)$$

Sélection des candidatures MODs

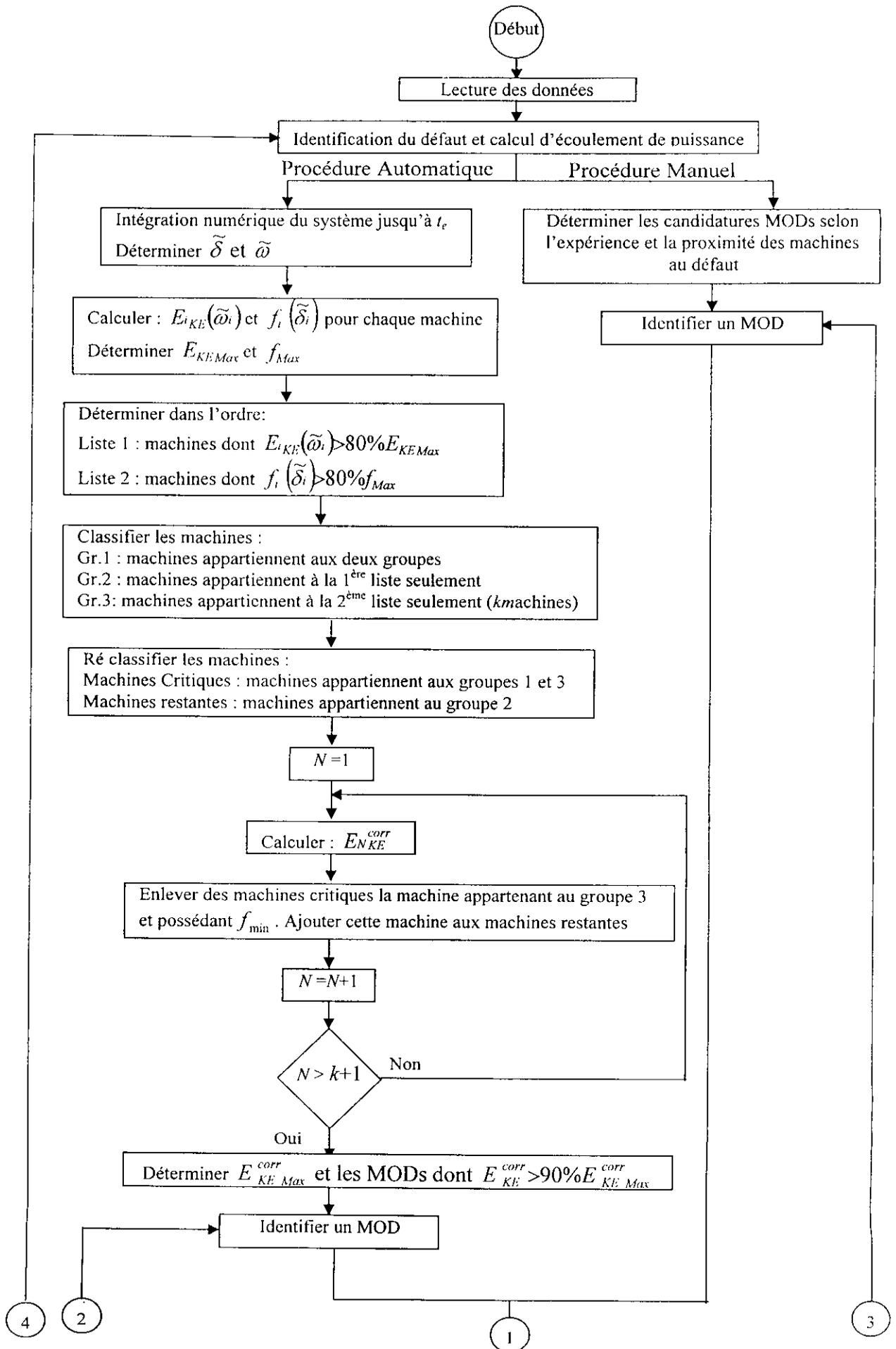
Une candidature MOD est constituée d'un groupe de générateurs qui sont supposés sévèrement affectés par la perturbation. Il y a deux procédures pour la sélection d'une candidature MOD, une procédure manuelle et l'autre automatique.

Procédure manuelle : Elle est basée sur l'expérience des conducteurs du système et de la proximité des générateurs au défaut.

Procédure automatique : Pour déterminer une candidature MOD automatiquement, on procède comme suit :

1. préparer une première liste contient les générateurs classés en ordre décroissant selon leurs énergies cinétiques ($(\frac{1}{2}M_i\tilde{\omega}_i^2)$) calculées au moment d'élimination du défaut (t_c).
Arrêter la liste quand l'énergie cinétique est inférieure à un certain pourcentage de l'énergie maximale ($80\% E_{KE,Max}$).
2. préparer une deuxième liste des générateurs classés en ordre décroissant selon leurs accélérations $f_i(\tilde{\delta})$ de l'équation (III.23) évalués au point d'élimination du défaut (t_c).
Arrêter la liste quand l'accélération est inférieure à un certain pourcentage de l'accélération maximale ($80\% f_{Max}$).
3. générer une troisième liste constituée de trois portions et basée sur les deux listes précédentes :
La portion supérieure : Contient les générateurs appartiennent aux deux listes
La portion intermédiaire : Contient les générateurs appartiennent à la première liste seulement
La portion inférieure : Contient les générateurs appartiennent à la deuxième liste seulement
4. Pour le calcul de E_{KE}^{corr} , on a besoin de deux groupes de générateurs. Groupes des générateurs critiques et l'autre va être formé des restes des générateurs du système.
Au début, prendre la première liste et la troisième liste comme des générateurs critiques et la deuxième liste constitue le deuxième groupe.
Calculer l'énergie cinétique corrigé E_{KE}^{corr} avec ces deux groupes. Après, commencer à partir du bas de la troisième liste d'enlever de la liste des générateurs critiques déterminé ci-dessus, un générateur à chaque étape et ajouter ce dernier au deuxième groupe constituant le reste des générateurs. Calculer à chaque étape E_{KE}^{corr} évaluée à t_c .
5. Préparer une quatrième liste par faire sortir les MODs dans l'ordre décroissant de leurs E_{KE}^{corr} , retenir seulement les MODs dont E_{KE}^{corr} n'est pas inférieure à $90\% E_{KE,Max}^{corr}$.
Ces groupes forment les candidatures MODs.

Cette méthode nécessite un temps de calcul important.



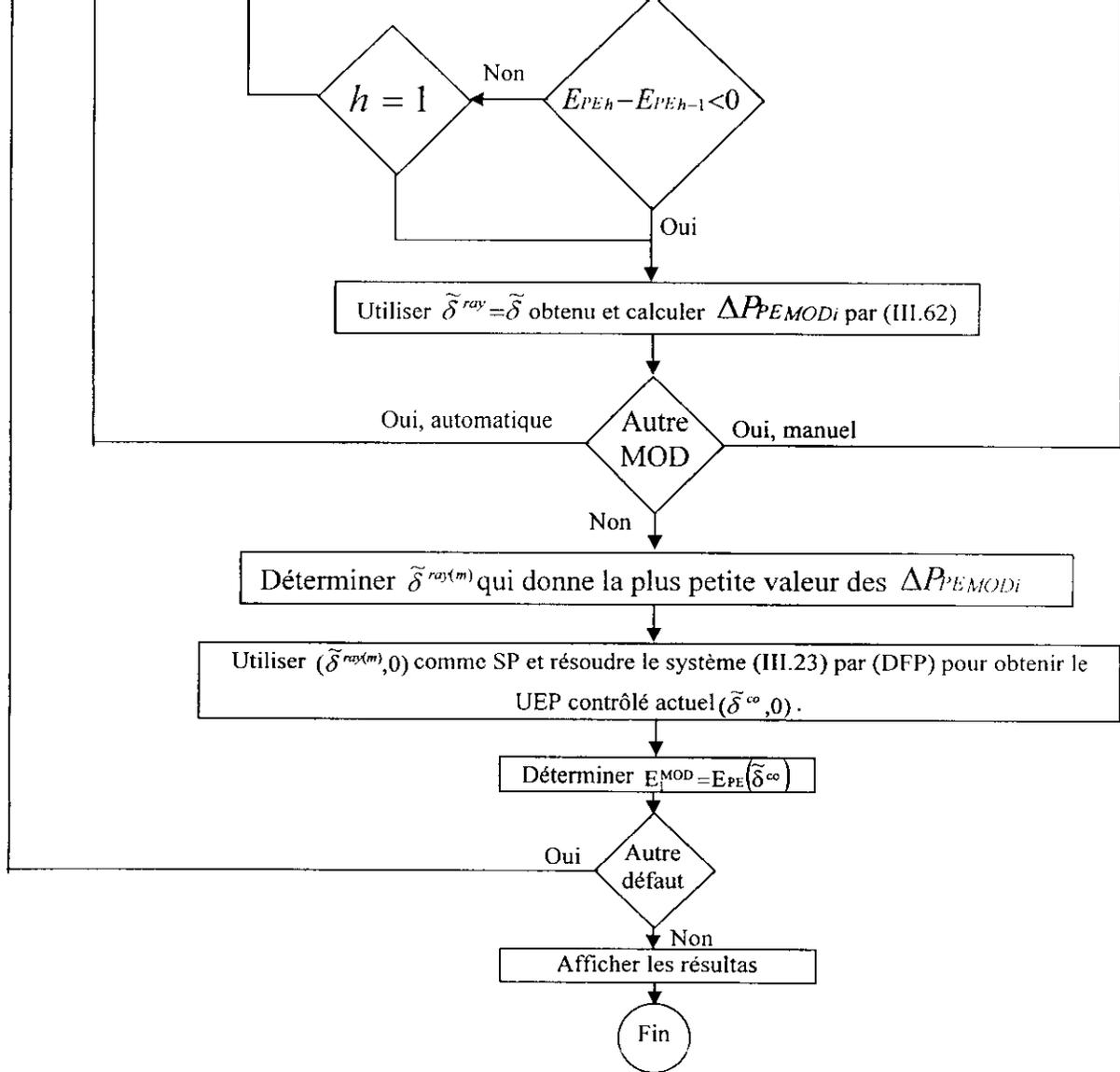


Figure III.5 : Organigramme de la méthode du MOD

		2nd ordre	deux axes					
1	1	0,35-0,36	0,37-0,38	0.384	0.414	0.399	0.376	0.384

III.5.2 Application sur le réseau CIGRE 7 machines 10 nœuds [47]

Nous présentons dans ce qui suit les résultats obtenus en appliquant le programme élaboré sur un réseau plus grand et plus complexe afin de monter la flexibilité et la généralité du programme TRANSEC élaboré. Le plan de charge est donné par le tableau (III.2)

Nœud	Tension		Charge		Génération	
	Amplitude (pu)	Angle (°)	Active (pu)	Réactive (pu)	Active (pu)	Réactive (pu)
1	1.106	+ 7.9	0.00	0.00	0.00	0.00
2	1.156	0.0	- 0.20	- 1.20	1.20	+2.85
3	1.098	0.0	0.00	0.00	2.56	+0.10
4	1.110	0.0	- 6.50	- 4.05	3.00	+6.50
5	1.118	0.0	0.00	0.00	2.30	+0.03
6	1.084	0.0	- 0.80	- 0.30	1.60	-0.70
7	1.054	0.0	- 0.90	- 0.40	1.74	+0.43
8	1.000	0.0	- 1.00	- 0.50	0.00	0.00
9	1.000	0.0	- 2.30	- 1.40	0.00	0.00
10	1.000	0.0	- 0.90	- 0.45	0.00	0.00

III.5.2.1 Résultats d'écoulement de charge

La matrice admittance du réseau (symétrique) et les résultats d'écoulement de charge sont donnés respectivement par les tableaux (III.3) et (III.4).

Tableau III.3 Matrice admittance Y du réseau CIGRE 7 machines 10 noeuds (pu)

+8.09 -39.66 i	0	-4.04 +19.83 i	-4.04 +19.83 i	0	0	0	0	0	0
	+6.37 -21.83 i	-2.60 +7.13 i	0	0	0	0	0	0	-3.771 +14.70 i
		+12.14 -56.82 i	-1.90 +12.52 i	0	0	0	0	-3.59 +17.33i	0
			+37.37 -144.56i	-9.73 +48.67i	-16.81 +44.23 i	0	0	-1.24 +4.90 i	-3.62 +14.42 i
				+9.73 -48.67 i	0	0	0	0	0
					+21.17 -58.82 i	0	-4.36 +14.61 i	0	0
						+1.90 -12.52 i	-1.90 +12.52 i	0	0
							+7.51 -32.03 i	-1.24 +4.90 i	0
								+6.08 -27.12 i	0
									+7.40 -29.11 i

Le programme d'écoulement de charge converge en 11 itérations (méthode de Gauss-Seidel) avec une précision de 0.0001. Les mêmes résultats sont obtenus par la méthode de Newton-Raphson en 4 itérations.

Nœud	Tension		Charge		Génération	
	Amplitude (<i>pu</i>)	Angle (°)	Active (<i>pu</i>)	Réactive (<i>pu</i>)	Active (<i>pu</i>)	Réactive (<i>pu</i>)
1	1.106	+ 7.9	0.00	0.00	2.29	-0.31
2	1.156	+ 0.4	- 0.20	- 1.20	1.20	+2.85
3	1.098	+ 6.5	0.00	0.00	2.56	+0.10
4	1.110	+ 4.2	- 6.50	- 4.05	3.00	+6.50
5	1.118	+ 6.3	0.00	0.00	2.30	+0.03
6	1.084	+ 5.1	- 0.80	- 0.30	1.60	-0.70
7	1.054	+ 7.7	- 0.90	- 0.40	1.74	+0.43
8	1.044	+ 4.3	- 1.00	- 0.50	0.00	0.00
9	1.023	+ 2.1	- 2.30	- 1.40	0.00	0.00
10	1.113	+ 1.1	- 0.90	- 0.45	0.00	0.00

III.5.2.2 Résultats de la stabilité transitoire

Les résultats présentés ci-après concernent le défaut court circuit triphasé au niveau de la ligne 6-8 (branche 11) proche du nœud 6 suivi par l'ouverture de la ligne en défaut.

III.5.2.2.1 Matrices admittances du réseau

Les matrices admittances du réseau et celles réduites aux nœuds machines (avant, durant et après la perturbation) sont données par les tableaux suivants. Elles sont toutes symétriques.

Tableau III.5 Matrice admittance avant défaut (pu)

+0.00 -13.51i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +13.51i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	0.00 -8.47i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +8.47i	0	0	0	0	0	0	0	0
		+0.00 -16.13i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +16.13i	0	0	0	0	0	0	0
			+0.00 -20.41i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +20.41i	0	0	0	0	0	0
				+0.00 -13.51i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +13.51i	0	0	0	0	0
					+0.00 -14.08i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +14.08i	0	0	0	0
						+0.00 -11.49i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +11.49i	0	0	0
							+8.10 - 53.18i	0	-4.05 +19.84i	-4.05 +19.84i	0	0	0	0	0	0
								+7.87 - 31.20i	-2.60 +7.14i	0	0	0	0	0	0	-3.78 +14.70i
									+12.14 -72.95i	-1.90 +12.53i	0	0	0	0	-3.59 +17.34i	0
										+42.65 - 168.26i	-9.74 +48.68i	-16.81 +44.24i	0	0	-1.25 +4.90i	-3.63 +14.43i
											+9.74 - 62.19i	0	0	0	0	0
												+21.86 -73.16i	0	-4.37 +14.62i	0	0
													+2.71 -24.38i	-1.90 +12.53i	0	0
														+8.43 - 32.49i	-1.25 +4.90i	0
															+8.28 -28.46i	0
																+8.13 -29.48i

Tableau III.6 Matrice admittance durant le défaut (pu)

+0.00 -13.51i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +13.51i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.00 -8.47i	0	0	0	0	0	0	0	+0.00 +8.47i	0	0	0	0	0	0	0	0
	+0.00 -16.13i	0	0	0	0	0	0	0	+0.00 +16.13i	0	0	0	0	0	0	0
		+0.00 -20.41i	0	0	0	0	0	0	0	+0.00 +20.41i	0	0	0	0	0	0
			+0.00 -13.51i	0	0	0	0	0	0	0	+0.00 +13.51i	0	0	0	0	0
				+0.00 -14.08i	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
					+0.00 -11.49i	0	0	0	0	0	0	0	+0.00 +11.49i	0	0	0
						+8.10 - 53.18i	0	-4.05 +19.84i	-4.05 +19.84i	0	0	0	0	0	0	0
							+7.87 - 31.20i	-2.60 +7.14i	0	0	0	0	0	0	0	-3.78 +14.70i
								+12.14 -72.95i	-1.90 +12.53i	0	0	0	0	0	-3.59 +17.34i	0
									+42.65 - 168.26i	-9.74 +48.68i	0	0	0	-1.25 +4.90i	-3.63 +14.43i	
										+9.74 - 62.19i	0	0	0	0	0	
											0	0	0	0	0	
													+2.71 -24.38i	-1.90 +12.53i	0	0
														+8.43 -32.49i	-1.25 +4.90i	0
															+8.28 -28.46i	0
																+8.13 -29.48i

Tableau III.7 Matrice admittance après élimination du défaut (pu)

+0.00 -13.51i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +13.51i	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-0.00 8.47i	0	0	0	0	0	0	0	+0.00 -8.47i	0	0	0	0	0	0	0	0
		+0.00 -16.13i	0	0	0	0	0	0	-0.00 +16.13i	0	0	0	0	0	0	0
			+0.00 -20.41i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +20.41i	0	0	0	0	0	0
				+0.00 -13.51i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +13.51i	0	0	0	0	0
					+0.00 -14.08i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +14.08i	0	0	0	0
						+0.00 -11.49i	0	0	0	0	0	0	+0.00 +11.49i	0	0	0
							+8.10 -53.18i	0	-4.05 +19.84i	-4.05 +19.84i	0	0	0	0	0	0
								+7.87 -31.20i	-2.60 +7.14i	0	0	0	0	0	0	-3.78 +14.70i
									+12.14 -72.95i	-1.90 +12.53i	0	0	0	0	-3.59 +17.34i	0
										+42.65 -168.26i	-9.74 +48.68i	-16.81 +44.24i	0	0	-1.25 +4.90i	-3.63 +14.43i
											+9.74 -62.19i	0	0	0	0	0
												-17.49 -58.55i	0	0	0	0
													+2.71 -24.38i	-1.90 +12.53i	0	0
														+8.43 -32.49i	-1.25 +4.90i	0
															+8.28 -28.46i	0
																+8.13 -29.48i

Tableau III.8 Matrice admittance réduite avant défaut (pu)

+ 0.56 - 8.83i	+0.03 + 0.67i	+0.19 + 2.43i	+ 0.22 + 2.23i	+0.06 + 1.17i	+0.04 + 1.15i	+0.01 + 0.41i
	+0.74 - 5.31i	+0.07 + 1.24i	+0.14 + 1.12i	+0.05 + 0.59i	+0.03 + 0.58i	+0.01 + 0.21i
		+0.7 - 10.34i	+0.27 + 2.37i	+0.09 + 1.24i	+0.08 + 1.30i	+0.05 + 0.58i
			+0.98 - 14.52i	+0.38 + 3.09i	+0.28 + 2.96i	+0.05 + 0.89i
				+0.58 - 9.03i	+0.08 + 1.55i	+0.01 + 0.46i
					+0.87 - 9.78i	+0.16 + 1.15i
						+0.88 - 4.50i

Tableau III.9 Matrice admittance réduite pendant le défaut (pu)

+0.60 - 9.13i	+0.04 + 0.52i	+0.23 + 2.09i	+0.28 + 1.45i	+0.11 + 0.76i	0	+0.02 + 0.10i
	+0.74 - 5.39i	+0.09 + 1.07i	+0.16 + 0.72i	+0.07 + 0.38i	0	+0.01 + 0.05i
		+0.81 - 10.72i	+0.31 + 1.49i	+0.13 + 0.79i	0	+0.05 + 0.24i
			+1.01 - 16.54i	+0.44 + 2.04i	0	+0.03 + 0.10i
				+0.63 - 9.57i	0	+0.01 + 0.05i
					+0.00 - 14.08i	0
						+0.86 - 4.81i

Tableau III.10 Matrice admittance réduite après élimination du défaut (pu)

+0.56 - 8.83i	+0.02 + 0.67i	+0.19 + 2.42i	+0.21 + 2.26i	+0.06 + 1.18i	+0.02 + 1.21i	+0.03 + 0.30i
	+0.74 - 5.31i	+0.07 + 1.24i	+0.14 + 1.13i	+0.05 + 0.59i	+0.03 + 0.61i	+0.01 + 0.15i
		+0.79 - 10.34i	+0.25 + 2.35i	+0.08 + 1.23i	+0.04 + 1.26i	+0.11 + 0.64i
			+0.96 - 14.37i	+0.37 + 3.17i	+0.27 + 3.26i	+0.05 + 0.38i
				+0.57 - 8.98i	+0.07 + 1.71i	+0.02 + 0.20i
					+0.95 - 9.23i	+0.01 + 0.20i
						+1.14 - 2.88i

III.5.2.2 Courbes et interprétations

Nous allons présenter dans les figures suivantes l'évolution dans le temps des angles rotoriques et des fréquences des tensions statoriques qui nous permettent de décider sur la stabilité ou l'instabilité du réseau. Plusieurs temps d'élimination du défaut sont considérés.

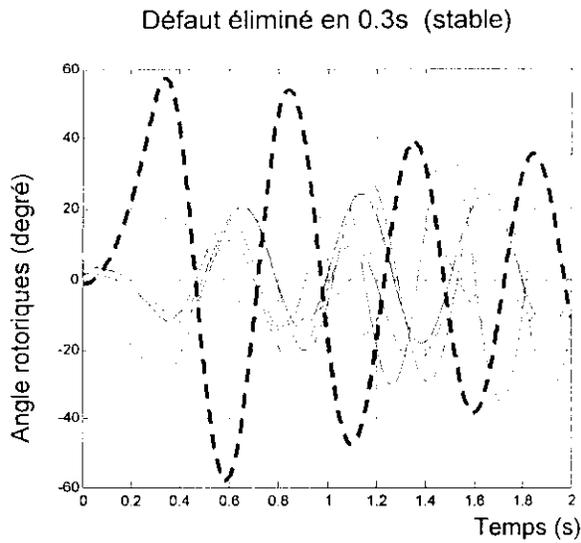


Figure III.8 Angles rotoriques (référence COA)

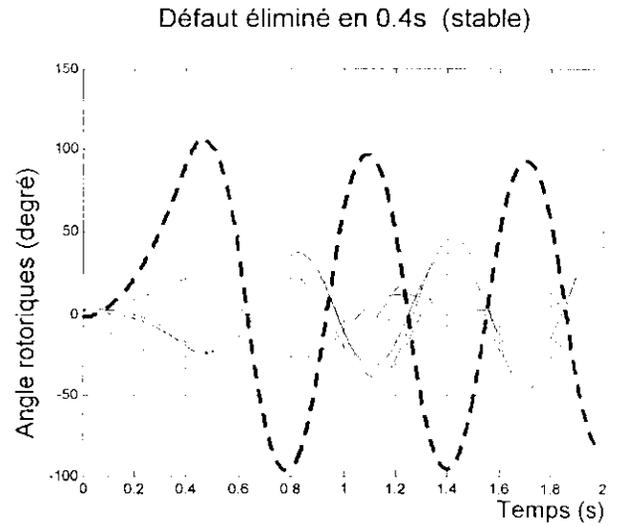


Figure III.7 Angles rotoriques (référence COA)

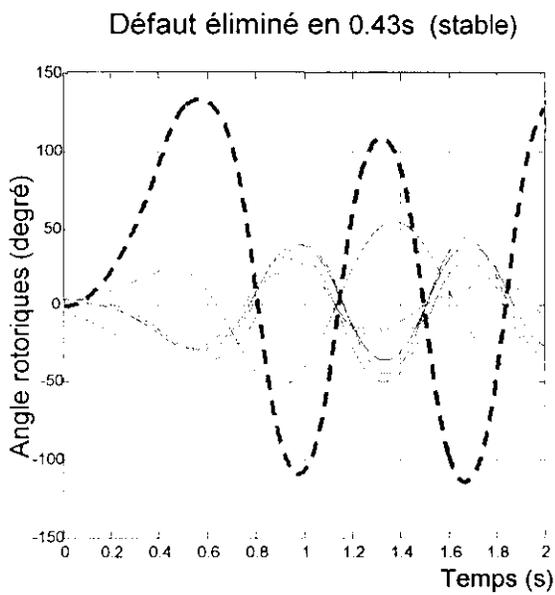


Figure III.8 Angles rotoriques (référence COA)

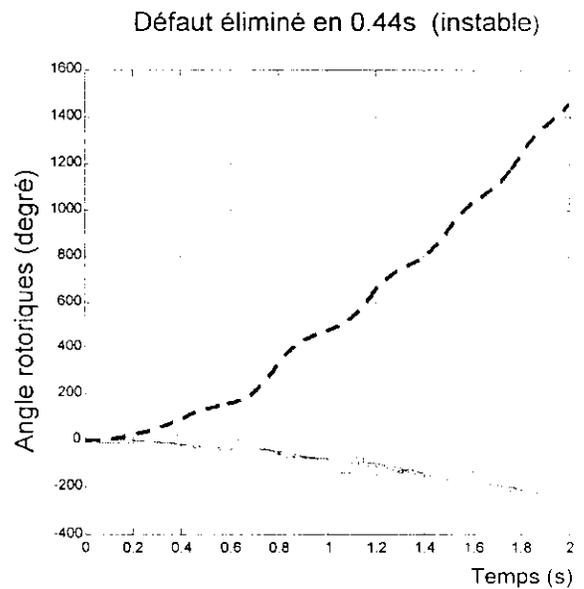


Figure III.9 Angles rotoriques (référence COA)

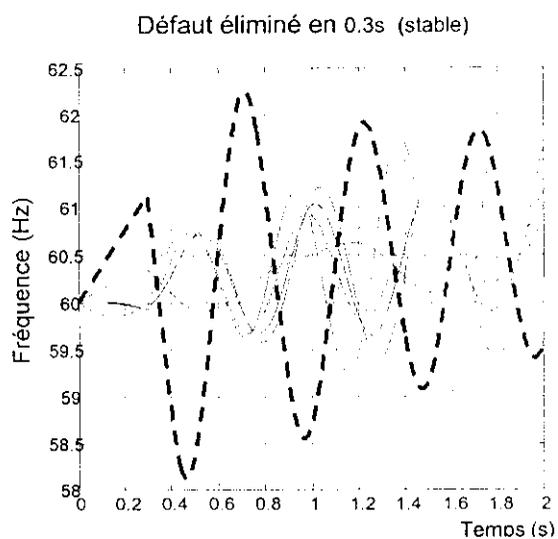


Figure III.10 Fréquences des tensions statoriques

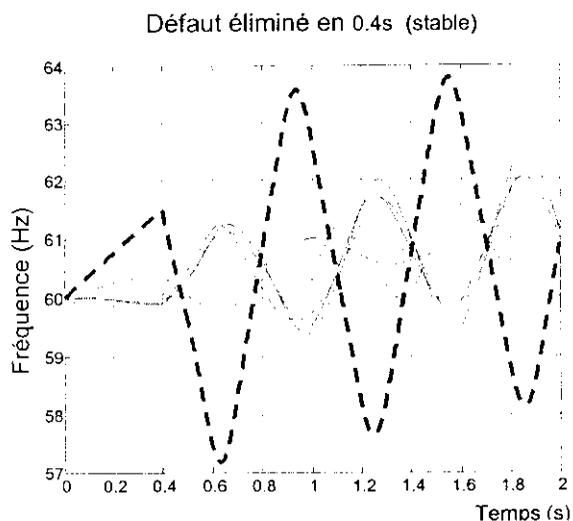


Figure III.11 Fréquences des tensions statoriques

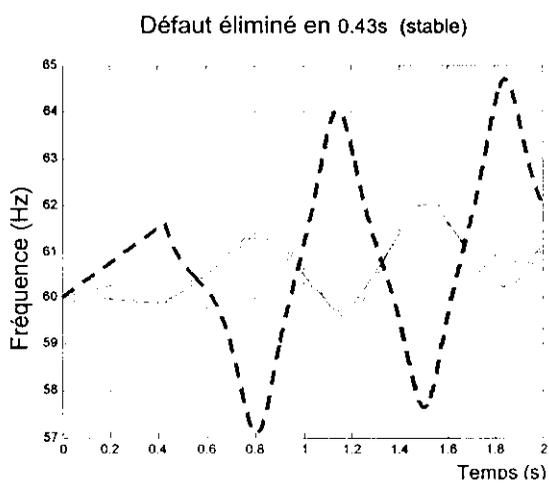


Figure III.12 Fréquences des tensions statoriques

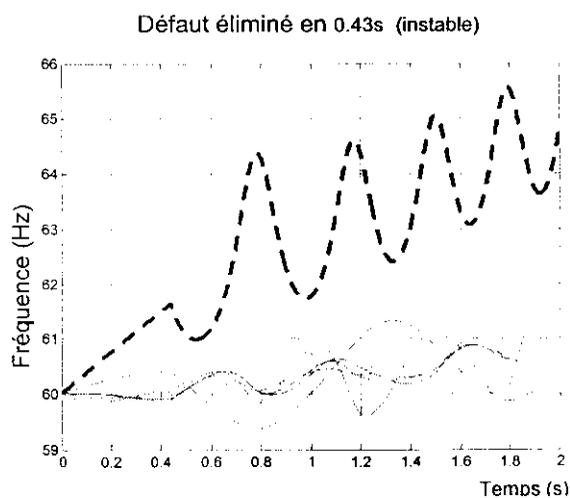


Figure III.13 Fréquences des tensions statoriques

L'analyse des courbes d'évolution dans le temps des angles rotoriques et des fréquences des tensions statoriques nous permet de conclure sur la stabilité ou l'instabilité du réseau pour un point de fonctionnement et un défaut donné. Les figures (III.7) et (III.8) montrent que le système est stable pour un défaut éliminé après 0.3s et 0.4s respectivement, la déviation maximale par rapport au centre d'angle du réseau concerne la machine 4 qui est plus proche au défaut. Elle est de l'ordre de 55° pour un défaut éliminé à 0.3s et de l'ordre de 100° pour le défaut éliminé après 0.4s.

La figure (III.9) montre que le système est proche aux limites de stabilité transitoire, la machine N°4 risque de perdre le synchronisme avec le reste des machines du réseau. De cette figure, on peut conclure que le temps d'élimination du défaut (0.43s) est très proche au temps critique.

La figure (III.10) montre le cas d'un système instable ou le générateur 4 perd le synchronisme avec le reste des générateurs.

L'évolution dans le temps des fréquences des tensions statoriques montre la même chose. Pour les cas stables, la fréquence oscille autour de la fréquence de synchronisme (60 Hz). Pour le cas instable, on voit clairement que le générateur N°4 a perdu le synchronisme avec les autres générateurs du réseau.

La détermination du temps critique d'élimination du défaut par la méthode classique d'intégration numérique nécessite la simulation du système à plusieurs reprises avec des temps d'élimination du défaut différents. Ceci nécessite un temps de calcul important et rend la méthode inapplicable en temps réel. La méthode classique donne des réponses simples (stable ou instable) sur l'état de fonctionnement transitoire. Elle ne permet pas de mesurer la marge de stabilité du réseau pour un défaut donné. Ces limites que présente la méthode classique ont poussé les recherches vers les méthodes directes dont le principal but est d'avoir des réponses rapides sur la stabilité transitoire du réseau et de pouvoir mesurer la marge de stabilité. Dans ce qui suit, nous présentons les résultats obtenus par les méthodes énergétiques.

III.5.2.2.3 Temps critiques

Les perturbations considérées sont les courts circuits triphasés avec ouverture (AO) ou sans l'ouverture (SO) de la ligne en défaut. Plusieurs perturbations ont été simulées par les différentes approches classique et directes proposées dans ce travail.

Les programmes élaborés sont testés sur plusieurs réseaux et ont donné des résultats satisfaisants. Les résultats concernant le réseau CIGRE 7 machines 10 nœuds sont présentés par le tableau (III.11).

Défaut			Méthodes d'évaluation du temps critique					
Type	Nœud	Branche	INSO	CIUEP	CrUEP	PEBSK	PEBSA	MOD
SO	1	-	0,33-0,34	0,258	0,346	0,361	0,353	0,346
SO	2	-	0,39-0,40	0,331	0,441	0,457	0,447	0,441
SO	4	-	0,44-0,45	0,274	0,456	0,512	0,511	0,457
AO	4	2	0,39-0,40	0,273	0,439	0,500	0,499	0,441
AO	4	5	0,42-0,43	0,275	0,450	0,508	0,507	0,452
SO	5	-	0,34-0,35	0,262	0,356	0,374	0,356	0,357
AV	6	-	0,43-0,44	0,247	0,432	0,463	0,455	0,432
AV	6	11	0,43-0,44	0,248	0,432	0,463	0,432	0,432

Le tableau (III.12) donne une estimation du temps de calcul nécessaire pour chaque méthode.

Défaut			Méthodes d'évaluation du temps critique					
Type	Nœud	Branche	INSO	CIUEP	CrUEP	PEBSK	PEBSA	MOD
AO	4	5	180	15	10	9	9	12

Les résultats présentés dans les tableaux (III.11) et (III.12) montrent que les méthodes directes sont moins précises par rapport à la méthode classique d'intégration numérique mais elles sont très rapides et par suite elles sont compatibles avec des applications en temps réel.

Pour un défaut donné, la méthode classique d'intégration numérique nécessite plusieurs simulations (5 à 10 simulations) avec des temps d'élimination du défaut différents afin de déterminer le temps critique. Ces simulations concernent la durée du défaut et un intervalle de temps suffisant (jusqu'à 2s) après élimination du défaut pour qu'on puisse conclure sur la stabilité ou l'instabilité du réseau.

Les méthodes énergétiques nécessitent une seule simulation pour arriver au temps critique d'élimination du défaut. Seule la durée du défaut est concernée par la simulation, ce qui explique la rapidité des méthodes directes.

La précision des méthodes directes diffère d'une méthode à une autre. La méthode CIUEP donne des résultats fiables mais elle est très conservatrice pour les grands réseaux d'énergie électrique [47]. Les temps critiques donnés par cette méthode sont inférieurs aux temps critiques réels. La stabilité du réseau est assurée mais la méthode ne garantit pas une exploitation économique des réseaux. Cette limitation est due au fait que la méthode CIUEP ne prend pas en considération la trajectoire du défaut lors de la détermination de la valeur critique de l'énergie transitoire. La méthode nécessite un temps de calcul élevé par rapport aux autres méthodes directes, ceci est dû aux nombreux points d'équilibres instables à déterminer.

Les méthodes CrUEP, MOD, PEBSA et PEBSK donnent des résultats très proches aux temps critiques d'élimination du défaut réels. Toutes ces méthodes prennent en considération la trajectoire du défaut.

Les méthodes CrUEP et MOD visent à déterminer le groupe de machines critiques correspondant au défaut étudié. La détermination du point d'équilibre instable nécessite la résolution d'un système d'équations algébriques par la méthode DFP. Les méthodes PEBSK et PEBSA identifient directement le point d'équilibre instable comme étant l'intersection avec la surface limite d'énergie potentielle en testant les signes des expressions analytiques évaluées le long de la trajectoire du défaut. Ce qui explique la rapidité de ces dernières par rapport aux méthodes CrUEP et MOD.

La méthode MOD est un peu longue par rapport à la méthode CrUEP parce qu'elle exige une sélectivité rigoureuse pour arriver au groupe des machines critiques. La méthode permet de calculer l'énergie cinétique corrigée responsable de la perte de synchronisme et par suite l'instabilité du réseau.

La méthode PEBS basée sur l'approche d'Athay et Al, donne des résultats plus précis que ceux donnés par la méthode PEBS basée sur l'approche de Kakimoto et al. Les deux méthodes sont très rapides et par suite, elles sont compatibles avec des applications en temps réel.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, la problématique d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique a été présentée. Les méthodes considérées sont la méthode classique d'intégration numérique et les différentes approches des méthodes énergétiques directes. Malgré que ces dernières donnent des résultats moins précis que la méthode d'intégration numérique, mais cependant leur rapidité laisse entrevoir une application en temps réel.

Les méthodes énergétiques ne nécessitent pas l'intégration du système d'équations différentielles décrivant le réseau après élimination du défaut. Elles permettent d'évaluer la stabilité transitoire du réseau en examinant l'énergie transitoire le long de la trajectoire du réseau pendant le défaut.

La méthode classique est en générale utilisée dans les études de planification et de développement des nouveaux moyens de production et de transport qui se déroulent en temps différé.

Les méthodes directes vu leur rapidité peuvent être utilisées pour une évaluation en temps réel de la stabilité transitoire. Elles sont aussi utilisées pour effectuer la classification des défauts dans les études en temps différé.

IV.1 Introduction

Les réseaux d'énergie électrique étaient robustes dans le passé. La demande était faible, les réseaux n'étaient pas grands et l'implantation des nouvelles centrales et lignes ne causaient pas de problème. De nos jours, la robustesse n'est plus assurée. Ceci est dû à plusieurs paramètres tels l'augmentation importante de la demande, la difficulté de trouver des couloirs pour des nouvelles lignes de transports, les interconnexions, l'environnement du marché permettant un choix libre des sites de production et la dérégulation du marché d'électricité qui force les réseaux d'énergie électrique à fonctionner proche de leurs capacités maximales. Avec ce stress croissant sur les réseaux actuels, plusieurs compagnies font face à des problèmes de stabilité transitoire. Il y a un besoin urgent d'inclure des programmes d'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel dans les systèmes de conduite des réseaux afin d'éviter les déclenchements en cascade des lignes et des générateurs en cas de perturbations de grande amplitude [03, 46, 47, 48, 28].

Conventionnellement, l'évaluation de la sécurité transitoire des réseaux est effectuée en temps différé par simulation numérique (méthode classique). Dans le processus d'évaluation, la méthode classique d'intégration numérique est utilisée pour les défauts les plus sévères pour des points de fonctionnement spécifiés et par conséquence, les limites de stabilité déterminées sont très conservatives et incompatibles avec une exploitation économique du réseau [45]. En plus, les conditions de fonctionnement en temps réel sont souvent différentes de celle simulé en temps différé. Dans ces situations, les opérateurs du système ont besoin d'un moyen de calcul rapide qui aide à la prise des décisions adéquates afin de surmonter les difficultés d'exploitation [59].

Dans ce chapitre, un algorithme hybride combinant la méthode classique d'intégration numérique et les méthodes directes PEBS (basée sur l'approche d'Athay et al.) et MOD est présenté [3]. Un programme élaboré sous environnement MATLAB, permet aux conducteurs des réseaux de mesurer la marge de sécurité transitoire pour un point de fonctionnement donné. Il leurs permet aussi d'étudier l'influence du niveau de charge d'un générateur sur la stabilité transitoire du réseau pour un défaut proche du générateur concerné. Ceci offre une utilisation optimale sans risque de toute la capacité du réseau. Il permet aussi d'étudier l'influence du temps d'élimination du défaut sur la stabilité transitoire du réseau, ce qui offre

aux planificateurs la possibilité de bien régler les temporisations des protections électriques du réseau.

IV.2 Modèle du réseau et fonction d'énergie

Pour garantir la rapidité, la précision et la facilité des calculs, les hypothèses suivantes sont considérées :

1. Les générateurs du réseau sont représentés par le modèle de second ordre décrit dans le chapitre II, il donne des résultats précises et rapides concernant la stabilité transitoire de la première oscillation ;
2. Les charges du système sont modélisées par des impédances constantes ;
3. L'amortissement est négligé ;
4. La référence COA est utilisée.

Tenant compte de ces hypothèses, la dynamique des générateurs d'un réseau composé de n machines est donnée par le système d'équation suivant [3, 8, 28] :

$$\ddot{\tilde{\delta}}_i = \tilde{\omega}_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{IV.1})$$

$$M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = (P_i - \tilde{P}_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{COA}) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{IV.2})$$

Avec :

$$P_i = P_{mi} - E_i^2 G_{ii} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{IV.3})$$

$$\tilde{P}_{ei} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \{ C_{ij} \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) + F_{ij} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) \} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{IV.4})$$

Tous les paramètres composant ces équations sont décrites dans le chapitre précédent.

Les équations décrivant la dynamique du réseau avant, pendant et après la perturbation, ont les mêmes formes données par (IV.1) et (VI.2). Seulement les paramètres C_{ij} et F_{ij} prennent des valeurs différentes selon la topologie du réseau pendant chaque période.

En négligeant les conductances de transfert, on peut obtenir par intégration dans la référence COA la fonction d'énergie suivante [3] :

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_P(\tilde{\delta}) \quad (\text{IV.5})$$

$$E_{KE}(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^n M_i \tilde{\omega}_i^2 \quad (IV.6)$$

$$E_p(\tilde{\delta}) = - \sum_{i=1}^n P_i (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) - \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n C_{ij} \left\{ \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) - \cos(\tilde{\delta}_i^s - \tilde{\delta}_j^s) \right\} \quad (IV.7)$$

IV.3 Méthodes énergétiques utilisées

La méthode énergétique utilisée pour arriver au point d'équilibre instable est celle basée sur le concept de la surface limite d'énergie potentielle (approche d'Athay et Al.). Elle est décrite en détail dans le chapitre précédent. Elle donne des résultats rapides et précis comme montrée dans le tableau (III.11). L'idée principale de cette méthode est la détection de l'intersection de la trajectoire du système avec la surface limite d'énergie potentielle. L'intersection est définie par le changement de signe du produit (IV.8) ou (IV.9) suivants :

$$[f(\tilde{\delta})]^T (\tilde{\delta} - \tilde{\delta}^s) = 0 \quad (IV.8)$$

$$\sum_{i=1}^n (\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_i^s) f_i(\tilde{\delta}) = 0 \quad (IV.9)$$

Avec :

$$f_i(\tilde{\delta}_i) = \left(\frac{1}{M_i} \right) (P_i - \tilde{P}_{ci}) - \frac{1}{M_r} P_{COA} \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (IV.10)$$

Les notions de la méthode MOD sont utilisées pour calculer l'énergie cinétique corrigée E_{KE}^{corr} .

IV.4 Algorithme d'évaluation de la marge de sécurité

Dans ce qui suit, nous allons présenter l'algorithme permettant l'évaluation de la sécurité transitoire du réseau :

1. Introduction des données du système ;
2. Calcul d'écoulement de charge pour déterminer les conditions du réseau juste avant la perturbation ;
3. Utiliser la méthode d'intégration numérique pour obtenir les angles et les vitesses des rotors à l'instant d'élimination du défaut ;
4. Déterminer le point d'équilibre stable du réseau après élimination du défaut par la méthode de Newton Raphson ;
5. Utiliser la méthode d'intégration numérique pour obtenir les angles et les vitesses des rotors après élimination du défaut. A chaque itération, déterminer si la trajectoire du

réseau traverse la surface limite d'énergie potentielle PEBS (par vérification du signe du produit donné par (IV.9) ou (IV.10)).

6. Si une intersection avec PEBS est détectée, arrêter l'intégration et déclarer le réseau instable. La marge de l'énergie transitoire est définie par :

$$- E_{KE}^{corr} \quad (IV.11)$$

Pour déterminer cette dernière, il est nécessaire de déterminer le mode de perturbation. Ceci est effectué en examinant les angles rotoriques au point d'intersection avec PEBS, les machines possédant des angles plus proches à $(180 - \tilde{\delta}_i^s)$ qu'à $(\tilde{\delta}_i^s)$ constituent le groupe des machines critiques ;

E_{KE}^{corr} est donnée par l'équation (III.61).

7. Si un pic local de l'énergie potentielle du réseau est atteint avant la détection d'une intersection avec PEBS, alors le système est déclaré stable ;

La marge de l'énergie transitoire est définie par :

$$E_{PE}(\tilde{\delta}^{PEBS}) - E_{PE}(\tilde{\delta}^e) \quad (IV.12)$$

Le point $(\tilde{\delta}^{PEBS})$ est déterminé par la procédure d'Athay et Al discutée dans le chapitre précédent.

IV.5 Applications et Résultats

L'algorithme a été testé sur plusieurs réseaux. On présente ici les résultats concernant le réseau CIGRE composé de 10 nœuds et 7 machines. On trouve les données de ce dernier dans le paragraphe III.5.1 du chapitre précédent. Les défauts considérés sont les courts circuits triphasés avec ou sans ouverture de la branche en défaut. Deux types de nœuds de défaut sont considérés, il s'agit des nœuds de génération et des nœuds de charge. On va étudier l'influence du temps d'élimination du défaut, du point de fonctionnement (niveau de chargement) du réseau et le niveau de charge d'un générateur proche au défaut sur la stabilité transitoire du réseau.

IV.5.1 Influence du temps d'élimination du défaut

Tous les réseaux d'énergie électrique sont munis d'un système de protection électrique contre les éventuelles défauts qui risquent d'engendrer des graves dégâts sur le matériel et même sur la sécurité des personnes. Le rôle de ce dernier est d'éliminer les défauts au moment opportun sans trop perturber le réseau et les consommateurs. Le logiciel que nous

avons développé permet aux planificateurs d'arrêter les seuils maximaux d'élimination de défaut qui assurent la stabilité et la sécurité des réseaux électriques.

Soit le plan de charge donnée par le tableau (III.2). Le tableau (VI.1) suivant donne la marge de sécurité du réseau pour différent temps d'élimination de défaut. Le défaut est localisé au niveau du nœud 4 suivi par l'ouverture de la branche 2. (Voir tableau IV.2 et Figure IV.1).

t_e (s)	MS (pu)
0,3	27,48
0,35	24,43
0,4	16,32
0,45	7,36
0,5	0,01
0,55	-0,14
0,6	-1,79

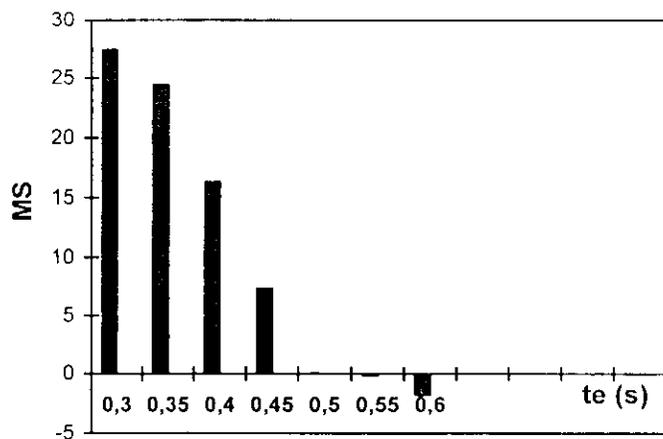


Figure IV.1 Influence du temps d'élimination du défaut sur la marge de sécurité

Le tableau VI.1 montre que la marge de stabilité diminue lorsque le temps d'élimination de défaut augmente. La marge de stabilité permet de conclure sur la sévérité d'une perturbation donnée. La détermination du temps critique d'élimination du défaut nécessite plusieurs simulations et par suite un temps de calcul important. Le programme est donc destiné pour le calcul de la marge de stabilité et pas pour la détermination du temps d'élimination du défaut.

IV.5.2 Influence du point de fonctionnement du réseau

Pour une topologie donnée d'un réseau d'énergie électrique et pour un défaut donné, on veut parfois savoir rapidement la marge de stabilité du réseau pour le point de fonctionnement actuel ou pour d'autres éventuels points de fonctionnement. L'algorithme développé permet aux conducteurs du réseau de réaliser cette tâche en temps réel et par suite d'exploiter au maximum les ressources dont dispose le réseau.

Les résultats de simulation d'un défaut proche du nœud 4 (noeud de génération), suivi par l'ouverture de la branche 2 après 0.45 s sont donnés par le tableau IV.2 et la figure IV.2.

Tableau IV.2 Influence du point de Fonctionnement (noeud 4, branche 2, $t_e : 0.45 s$)

Charge totale (%)	Charge totale (pu)	MS (pu)
60	8,64	9,53
70	10,08	7,75
80	11,52	5,77
90	12,96	5,02
100	14,4	4,66
110	15,84	2,73
120	17,28	0,73
130	18,72	0,06
140	20,16	0,01
150	21,6	-0,01

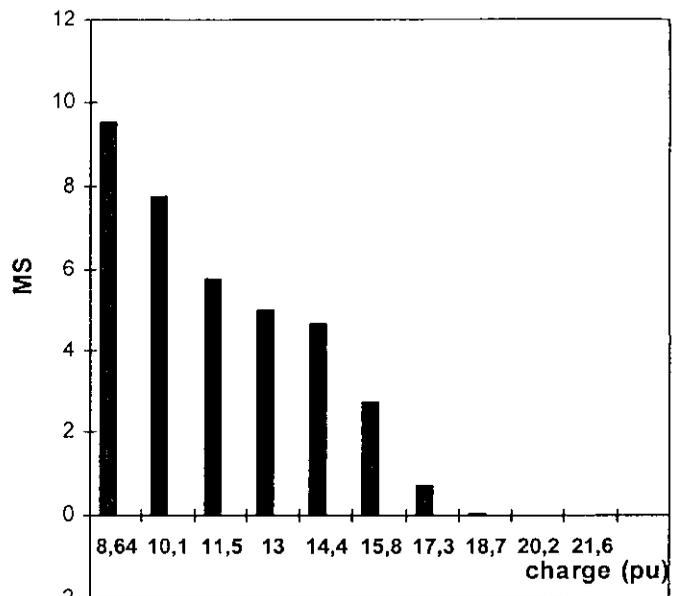


Figure IV.2 Influence du point de fonctionnement (nœud 4, branche 2, $t_e : 0.45 s$)

Le tableau IV.3 et la figure IV.3 donne les résultats concernant un court circuit triphasé de 0.3s proche du nœud 5 (nœud de charge) sans ouverture de la ligne en défaut.

Tableau IV.3 Influence du point de fonctionnement (nœud 5, $t_e : 0.3 s$)

Charge totale (%)	Charge totale (pu)	MS (pu)
60	8,64	14,56
70	10,08	12,53
80	11,52	10,74
90	12,96	8,91
100	14,4	7,43
110	15,84	5,43
120	17,28	3,47
130	18,72	1,16
140	20,16	-0,01
150	21,6	-0,04

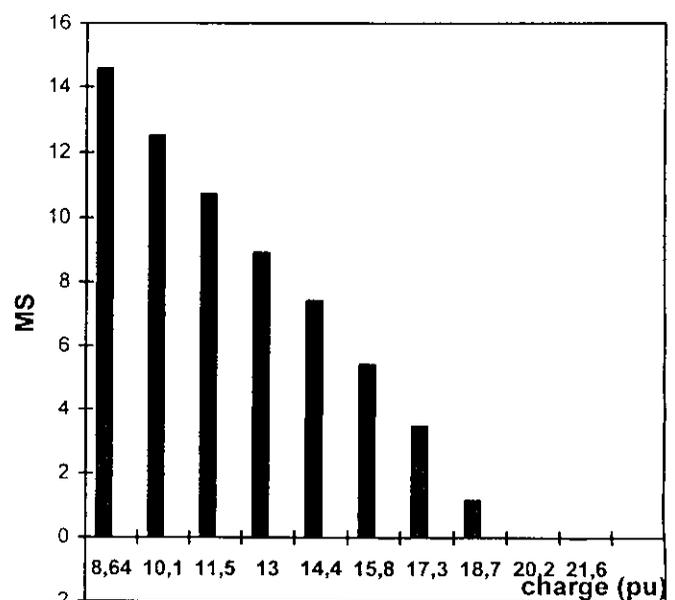


Figure IV.3 Influence du point de fonctionnement (nœud 5, $t_e : 0.3 s$)

La variation de la charge et des niveaux de production des générateurs est supposée uniforme dans notre programme.

Il est possible d'imposer au programme des points de fonctionnement plus réalistes en incorporant un programme d'écoulement de charge optimal ou en se basant sur la courbe de charge journalière prévisionnelle.

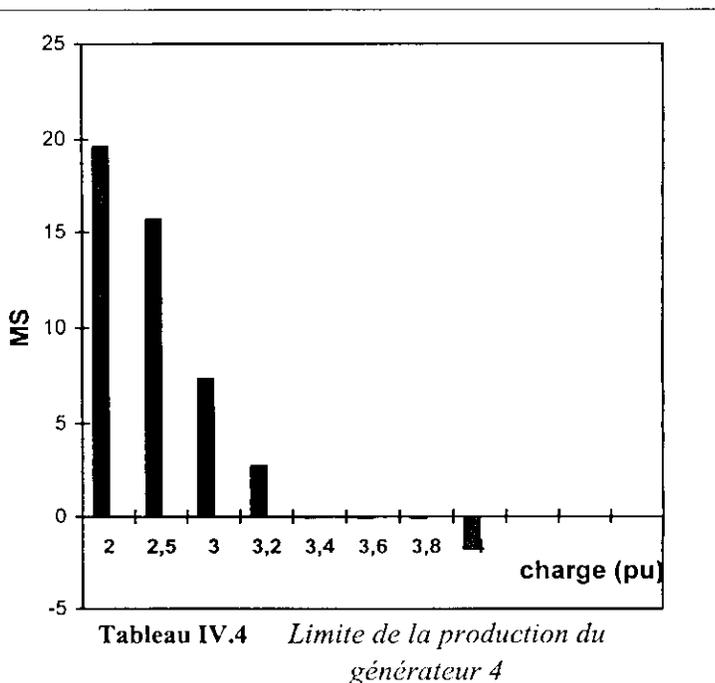
IV.5.3 Limites de production d'un générateur

Généralement, le réseau de transport d'électricité est conçu pour évacuer toute l'énergie de tous les générateurs. Malheureusement, les incidents qui peuvent survenir sur des éléments vitaux du réseau (transformateur de puissance, perte des lignes d'évacuation) diminuent cette capacité. Souvent, les opérateurs du réseau se trouvent face à des situations critiques où ils ne peuvent pas charger les générateurs au maximum. Pour une telle décision, on a besoin d'un moyen de calcul pour déterminer les limites maximales de charge sans affecter la stabilité transitoire du réseau. Le logiciel développé répond à cette préoccupation.

Dans le tableau suivant, nous avons présenté l'influence du niveau de charge du générateur 4. Le point de fonctionnement est celui donné par les tableaux (III.1) et (III.3). Le défaut considéré est un court-circuit triphasé proche du nœud 4, éliminé après 0.3 s sans ouverture de la branche en défaut.

Tableau IV.4 *Limite de la production du générateur 4*

Charge (pu)	MS (pu)
2,0	19,63
2,5	15,68
3,0	7,36
3,2	2,75
3,4	-0,05
3,6	-0,07
3,8	-0,08
4,0	-1,8



IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté une méthode hybride pour l'évaluation de la sécurité transitoire des réseaux électriques. Elle combine entre la méthode d'intégration numérique et les méthodes énergétiques PEBS (basée sur la caractéristique de la surface limite de l'énergie potentielle du système) et MOD (pour le calcul de l'énergie cinétique corrigée). L'avantage majeur de cette méthode est de pouvoir conclure sur la sévérité d'une perturbation (marge de sécurité) d'une manière très rapide et par suite elle peut être utilisée pour la classification d'un ensemble de perturbations. Elle peut être utilisée aussi par les opérateurs du réseau en temps réel pour la détermination des limites maximales de production des générateurs critiques et même la charge maximale du réseau en cas de changement de topologie du réseau. Elle peut être utilisée par les planificateurs du réseau pour le dimensionnement optimal du système de protection électrique du réseau qui garantit la sécurité transitoire du réseau et la continuité d'alimentation en énergie électrique des consommateurs.

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail, nous avons présenté un algorithme rapide d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique. Cet algorithme est une combinaison entre la méthode classique d'intégration numérique et les méthodes directes basées sur la fonction d'énergie transitoire de type Lyapunov. Nous avons réalisé également un logiciel sous environnement MATLAB qui permet l'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode classique d'intégration numérique et par les méthodes directes énergétiques. Il permet aussi la mesure du degré de stabilité ou d'instabilité du réseau pour une perturbation donnée

Après avoir rappelé les différentes méthodes utilisées dans la littérature pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique, nous avons présenté la problématique de modélisation des réseaux d'énergie électrique pour les études de la stabilité transitoire. Nous avons abouti à deux modèles. Le premier est un modèle complet (modèle à deux axes) qui permet la prise en compte des régulateurs de tension et de vitesse, les générateurs sont représentés par le modèle à deux axes. Le deuxième est un modèle simple (modèle du second ordre) où les générateurs sont représentés par une f.e.m constante derrière une réactance transitoire. L'avantage de la méthode classique d'intégration numérique est la possibilité d'inclure des modèles détaillés des différents composants du réseau et par suite, elle fournit des résultats précis sur la stabilité transitoire. Les limitations principales, sont le temps de calcul important et l'absence d'une marge de sécurité. Les résultats de simulation sur le réseau IEEE 3 générateurs 9 nœuds ont montré que le modèle du second ordre est largement suffisant pour l'évaluation de la stabilité transitoire correspondant au critère de la première oscillation.

Nous avons étudié ensuite des méthodes directes basées sur la fonction d'énergie type Lyapunov. Nous avons présenté cinq approches différentes. Les résultats de simulations appliquées sur le réseau IEEE 3 générateurs 9 nœuds et le réseau CIGRE 7 machines 10 nœuds nous ont permis de distinguer entre les avantages et les inconvénients de chacune. Les résultats montrent aussi la rapidité de ces méthodes, ce qui les rend compatibles avec des applications en temps réel.

Un algorithme hybride, combinant la méthode classique d'intégration numérique et les méthodes énergétiques PEBS et MOD a été proposé par la suite. Cet algorithme permet de mesurer la marge de sécurité transitoire d'un réseau d'énergie électrique pour des défauts de

court circuit avec ou sans ouverture de la ligne en défaut. Il permet aussi l'étude de l'influence du point de fonctionnement, du temps d'élimination du défaut et du niveau de production du générateur critique sur la sécurité transitoire du réseau.

Les résultats de simulation obtenus sur le réseau CIGRE 7 machines 10 nœuds sont prometteurs. L'algorithme proposé peut être incorporé dans les systèmes de conduite des réseaux d'énergie électrique. Il offre aux opérateurs des réseaux une possibilité de conduite efficace et économique.

Pour des travaux ultérieurs, on se propose de citer les points suivants :

- Modélisation plus complète du réseau électrique en tenant compte des régulateurs de tension et de vitesse en introduisant les PSS et FACTS dans les systèmes de contrôle et régulation ;
- Simulation des défauts asymétriques (monophasés et biphasés) en développant un écoulement de puissance triphasé avec les composantes symétriques ;
- Afin de tester l'efficacité de l'algorithme proposé, il reste à l'appliquer à des grands réseaux d'énergie électrique tels le réseau national (SONELGAZ).
- Parfaire le logiciel élaboré pour le rendre un produit fini.

- [1] B. A. Nicholson et R. W. Dunn, "On-line security optimisation of large power systems using artificial intelligence techniques", Proceeding of the 4th international conference in advances in power system control, operation and management, pp. 579-584, Nov 1997, Hong Kong
- [2] G. T. Heydt, "Computer analysis methods for power system", Macmillan publishing company, New York, 1986
- [3] M. Pavella et P. G. Murthy, "Transient stability of power systems: theory and practice", Library of congress cataloguing in publication, 1994
- [4] Y. Dong et H. R. Pota, "Fast transient stability assessment using large step-size numerical integration", IEE proceedings-C, Vol. 138, No. 4, pp. 377-383, Jul. 1991
- [5] B. Bonvini, S. Massucco, A. Morini et T. Siewierski, "A comparative analysis of power system transient stability assessment by direct and hybrid methods", IEEE, pp. 1575-1579, 1996
- [6] S. K. Tso et S. P. Cheung, "Fast prediction of transient stability margin in system with SVC control and HVDC link", IEEE catalogue N°95TH9130, pp. 456-461, 1995
- [7] S. K. Tso et S. P. Cheung, "Consideration of excitation control for transient stability assessment", IEEE, pp. 485-490, 1994
- [8] A. Padilha et E. F. Denis, "Transient stability indices from hybrid approach", IEEE porto power tech conference, Sep. 2001
- [9] L. F. C. Alberto, F. H. J. R. Silva et N. G. Bretas, "Direct method for transient stability analysis in power system: state of art and future perspectives", IEEE porto power tech conference, Sep. 2001
- [10] A. F. Rahimi, "A generalised equal-area criterion: a method for on line transient stability analysis", IEEE, pp. 684-688, 1990
- [11] A. Z. Khan et F. Shahzad, "A PC based software package for the equal area criterion of power system transient stability", IEEE Transactions on power systems, vol. 13, No. 1, pp. 21-26, Feb. 1998
- [12] E. Vaahedi, Y. Mansour, A. Y. chung, B. R. Corns et E. K. Tse, "Enhanced SECOND KICK method for on-line dynamic security assessment", IEEE Transactions on power systems, vol. 11, No. 4, pp. 1976-1982, Nov. 1996
- [13] J. L. Willems, "Direct methods for transient stability studies in power system analysis", IEEE Transactions on automatic control, vol. 14, No. 4, pp. 332-341, 1971
- [14] Y. Xue, Th. Van Cutsem et M. Ribbens Pavella, "Extended equal area criterion: justifications, generalisation et applications", IEEE Transactions on power systems, vol. 4, No. 1, pp. 44-52, Feb. 1988
- [15] Y. Xue, T. V. Custen et M. R. Pavella, "A simple direct method for fast transient stability assessment of lar power systems", IEEE Transactions on power systems, vol. 3, No. 2, pp. 400-412, May 1988
- [16] Y. Zhang et Y. Xue, "Application of extended equal area criterion to emergency control of successive single-phase reclosing" IEEE tencon/biejing, pp. 82-86, 1993

- [17] D. J. Sobajic et Y. H. Pao, "Artificial neural-net based dynamic security assessment for electric power systems", IEEE Transactions on power systems, vol. 4, No. 1, pp. 220-228, Feb. 1989
- [18] S. Robak, J. W. Bialek et J. Machowski, "Comparison of different control structures for Lyapunov-based power system stabilizer", IEEE, pp. 229-234, 2001
- [19] H. D. Chiang, "A theory-based controlling UEP method for direct analysis of power systems transient stability", IEEE, 1989
- [20] H. D. Chiang, Bih-Yuan Ku et J. S. Thorp, "A constrictive method for direct analysis of transient stability", IEEE Proceeding of the 27th conference on decision and control, pp. 684-689, Texas, Dec. 1988
- [21] I. Luna-Lopez, J. M. Caneto et A. Loukianov, "Dynamical method for CUEP detection in power system transient stability assessment", IEEE, pp. 189-194, 2002
- [22] A. M. Eskicioglu et O. Sevaoglu, "Feasibility of Lyapunov functions for power system transient stability by the controlling UEP method", IEEE proceedings-C, Vol. 139, No. 9, pp. 152-156, Mar. 1992
- [23] W. W. Lemon, K. R. C. Mamandur et W. R. Batcelo, "Transient stability prediction and control in real-time by QUEP", IEEE Transactions on power systems, vol. 4, No. 2, pp. 627-642, May 1989
- [24] Hsiao-Dong Chiang, "Foundations of the potential energy boundary surface method for power system transient stability analysis", IEEE Transactions on circuits and systems, vol. 35, No. 6, pp. 712-728, Jun. 1988
- [25] P. Omahen, "Fast transient stability assessment using corrective PEBS method", IEEE, pp. 1408-1411, 1991
- [26] F. A. Rahimi, M. G. Lauby, J. N. Wrubel et K. L. Lee, "Evaluation of the transient energy function method for on-line dynamic security analysis", IEEE Transactions on power systems, vol. 8, No. 2, pp. 497-507, May 1993
- [27] Hsiao-Dong Chiang, Felix F. Wu et Pavin P. Varaiya, "A BCU method for direct analysis of power system transient stability", IEEE Transactions on power systems, vol. 9, No.3, pp. 1194-1208, Aug. 1994
- [28] J. Dong, H. D. Chiang et T. P. Conneen, "A sensitivity-based BCU method for fast derivation of stability limits in electric power systems", IEEE Transactions on power systems, vol. 8, No. 4, pp. 1418-1428, Nov. 1993
- [29] M. Aggoune, A. El-Sharkawi, D. C. Park, D. J. Damborg et R. J. Marks II, "Preliminary results on using artificial neural networks for security assessment", IEEE Transactions on power systems, vol. 6, No. 2, pp. 890-896, May 1991
- [30] Y. Mansour, A. Y. Chang, M. J. Tamby, E. Vaheed, B. R. Corns, B. C. Hydro, M. A. El-Sharkawi, "Large scale dynamic security screening and ranking using neural networks", IEEE Transactions on power systems, vol. 12, No. 2, pp. 954-960, May 1997
- [31] T. S. Sidhu, "Contingency screening for steady-state security analysis by using FFT and artificial neural networks", IEEE Transactions on power systems, vol. 15, No. 1, pp. 421-426, Feb. 2000

- [32] R. T. F. Ah King et H. C. S. Rughooputh, "Real-time transient stability prediction using neural tree network", IEEE, pp. 2182-2187, 1995
- [33] C. A. Jensen, M. A. El-Sharkawi et R. J. Marks, "Power system security assessment using neural networks : feature selection using fisher discrimination", IEEE Transactions on power systems, vol. 16, No. 4, pp. 757-763, Nov. 2001
- [34] A. B. R. Kumar, V. Brandwajn, A. Ibakchi et M. El-Sharkawi, "Neural network for dynamic security assessment of large-scale power systems: requirements overview", IEEE, pp. 65-71, 1991
- [35] A.L. Bettiol, L. Wehenkel et M. Pavella, "Transient stability-constrained maximum allowable transfer", IEEE Transactions on power systems, vol. 14, No. 2, pp. 654-659, May 1999
- [36] G. A. Maria, C. Tang et J. Kim, "Hybrid transient stability analysis", IEEE Transactions on power systems, vol. 5, No. 2, pp. 384-393, May 1990
- [37] B. Bonvini, S. Massucco, A. Morini et T. Seiweirski, "A comparative analysis of power system transient stability assessment by direct and hybrid methods", IEEE, pp. 1575-1579, 1996
- [38] C. K. Tang, C. E. Graham, M. El-kady et R. T.H. Alden, "Transient stability index for conventional time domain simulation", IEEE Transactions on power systems, vol. 9, No. 3, pp. 1524-1530, Aug. 1994
- [39] A. J. Wood et B.F. Wollenberg, "Power generation, operation and control", Quinn-Woodbine, New York, 1983
- [40] W. D. J. Stevenson, "Element of power system analysis", Singapore, 1985
- [41] G. T. Stagg et A. H. El-Abiad, "Computer method in power system analysis", MC Graw-Hill, New York, 1968
- [42] P. M. Anderson et A. A. Fouad, "Power system control and stability", IEEE Press, New York, 1994
- [43] H. Chen, Y; Wang et R. Zhou, "Transient and voltage stability enhancement via coordinated excitation and UPFC control", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib, Vol. 148, No. 3, pp. 201-208, May 2001
- [44] M. M. Abu_elnaga, M. A. El-Kady et R. D. Finddlay, "Stability assessment of highly stressed power systems using the sparse formulation of the direct method", IEEE Transactions on power systems, vol. 3, No. 4, pp. 1655-1661, Nov. 1988
- [45] H. D. Chiang et C. C. Chu, "Direct stability analysis of electric power systems using energy functions: theory, applications and perspectives", Proceedings of the IEEE, Vol. 83, No 11, pp.1497-1929, Nov. 1995
- [46] DA-Zhong Fang, T. S. Chung, Y. Zhang et W. Song, "Transient stability limits conditions analysis using corrected transient energy function approach", IEEE Transactions on power systems, vol. 15, No. 2, pp. 804-810, May 2000
- [47] M. A. Pai, "Power system stability analysis by the direct method of Lyapunov", Hardcover, New York, Jan.1982

- [48] V. Brandwajn, A. B. R. Kumar, A. Ipakchi, A. Bose et S. D. Kuo, "Severity indices for contingency screening in dynamic security assessment", IEEE Transactions on power systems, vol. 12, No. 3, pp. 1136-1142, Aug. 1997
- [49] A. A. Fouad, "Dynamic security assessment practices in North America", IEEE Transactions on power systems, vol. 3, No. 3, pp. 1312-1321, Aug. 1988
- [50] Olle I. Elgerd, "Electric energy systems theory", MC Graw-Hill, New Delhi, 1982
- [51] Yao-nan Yu, "Electric power system dynamics", Academic press, New York, Jan.1983
- [52] G. T. Heydt, "Computer analysis methods for power systems", Macmillan Publishing Company, New York, Feb. 1986
- [53] P. Barret, "Régime transitoire des machines tournants électriques", Edition Eyrolles, 1982
- [54] E. Wilson et S. D. Kimbark, "Power system stability", Paper back, New York, March 1967
- [55] S. A. Nasar et I. Boldea, "Electric machines", Library Binding, New York, May 1990
- [56] J. H. Kim, J. K. Park, B. H. Kim, J. B. Park and T. H. Jung, "An efficient reliability assesement in a competitive power market", CIGRE, Session 2002
- [57] K. N. Shubhanga et A. M. Kulkarni, "Application of structure preserving energy margin sensitivity to determine the effectiveness of shunt and series FACTS devices", IEEE Transactions on power systems, vol. 17, No. 3, pp. 730-738, Aug 2002
- [58] A. B. R. Kumar, V. Brandwajn, A. Ibakchi et R. Adapa, "Integrated frame work in dynamic security analysis", IEEE Transactions on power systems, vol. 13, No. 3, pp. 816-821, Aug. 1998
- [59] B. Bousahoua, M. Boudour et A. Hellal , "Un nouveau algorithme pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique", CIGRE, Alger, Juin 2004

A- Données du système IEEE 3 machines 9 nœuds [42]

A-1 : Topologie du système

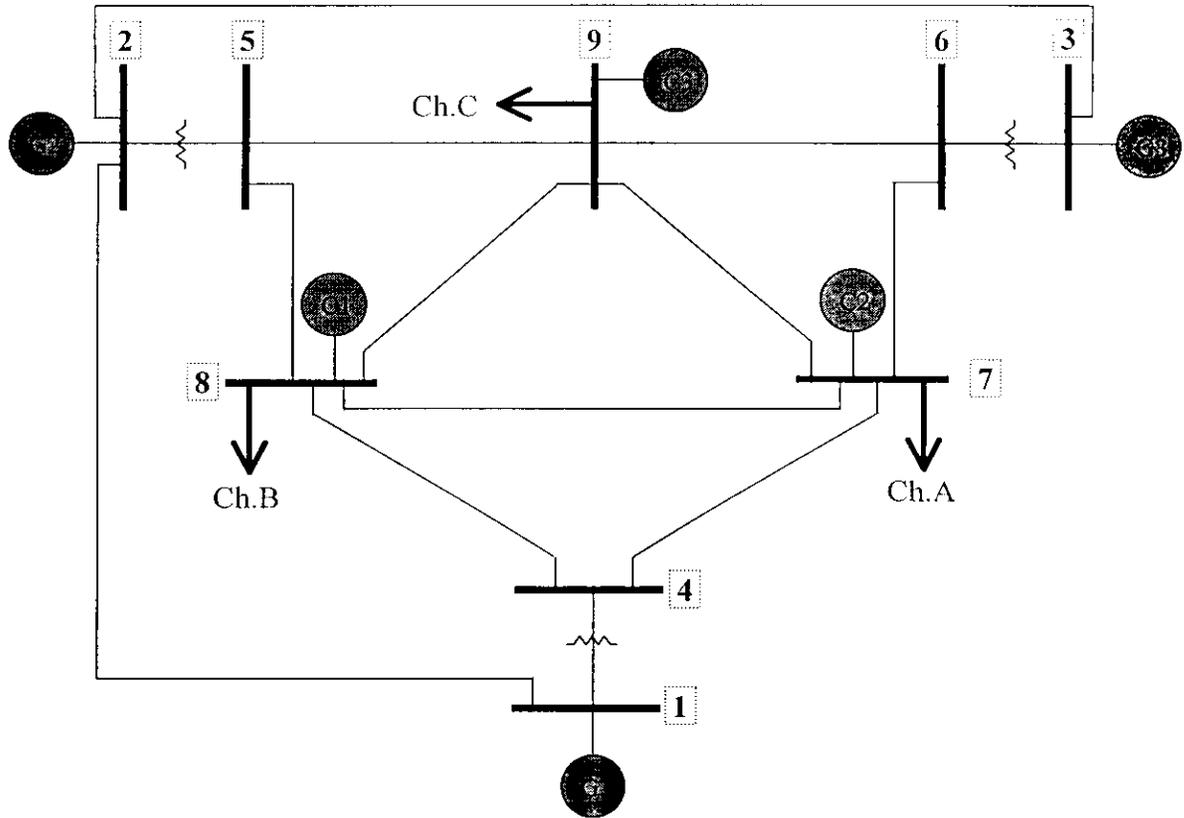


Figure A.1 : Topologie du réseau IEEE 3 machines 9 nœuds

A-2 : Données des charges et des compensateurs en *p.u.*

Tableau A.1 Charges et Compensateurs				
Nœud		7	8	9
P	pu	1.210	1.110	0.814
Q	pu	0.350	0.250	0.200
B_c (compens.)	pu	0.031	0.011	0.020

A-3 : Données des lignes

Branche	Nœud de départ	Nœud d'arrivée	$B_{sh} (pu)$	$R_{ser} (pu)$	$X_{ser} (pu)$
1	1	2	0.0580	0.0045	0.0810
2	1	4	0.0000	0.0000	0.0151
3	2	3	0.0062	0.0049	0.0930
4	2	5	0.0000	0.0000	0.0140
5	3	6	0.0000	0.0000	0.0213
6	4	7	0.0027	0.0018	0.0412
7	4	8	0.0018	0.0017	0.0530
8	5	8	0.0017	0.0016	0.0223
9	5	9	0.0025	0.0024	0.0305
10	6	7	0.0010	0.0017	0.0301
11	6	9	0.0015	0.0016	0.0116
12	7	8	0.0062	0.0045	0.0610
13	7	9	0.0058	0.0039	0.0520
14	8	9	0.0061	0.0049	0.0730

A-4 : Données des générateurs

Générateur		1	2	3
Type		Nucléaire	Vapeur	Vapeur
S	kVA	245	192	128
V	kV	14.4	18.0	13.8
FP	-	0.85	0.85	0.85
H	pu	9.254	6.214	4.766
x'_d	pu	0.320	0.315	0.232
x_d	pu	1.71	1.67	1.68
x'_q	pu	0.380	0.395	0.312
x_q	pu	1.71	1.67	1.68
T'_{d0}	s	7.1	6	5.89
T'_{q0}	s	0.700	0.535	0.600

A-5 : Données des transformateurs en p.u.

Nœud de départ	Nœud d'arrivée	Rapport (kV)	Réactances (pu)
1	4	14.4/230	0.0151
2	5	14.4/230	0.0213
3	6	14.4/230	0.0133

A-6 : Données des régulateurs de tension

Générateur		1	2	3
T_e	Pu	0.100	0.100	0.100
K_e	Pu	50.00	50.00	50.00
E_{sma}	Pu	+ 5.00	+ 5.00	+ 5.00
E_{smi}	Pu	- 5.00	- 5.00	- 5.00

A-7 : Données des régulateurs de vitesse

Générateur		1	2	3
T_v	Pu	5.0	5.0	5.0
K_v	Pu	0.5	0.5	0.5
σ	Pu	0.6	0.6	0.6
P_{mma}	Pu	3.00	2.00	1.50
P_{mni}	Pu	0.80	0.60	0.40

B- Données du système CIGRE 7 machines 10 nœuds [47]

B-1 : Topologie du système

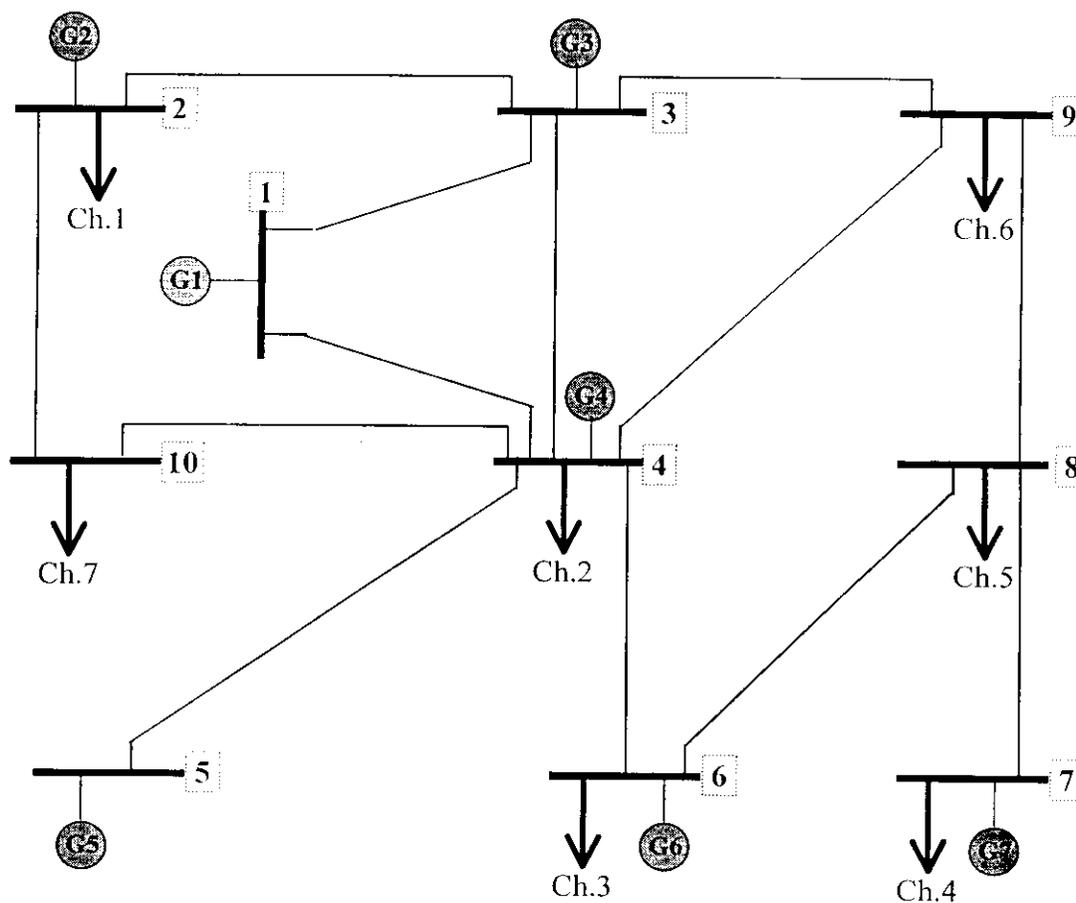


Figure B.1 : Topologie du réseau CIGRE 7 Machines 10 Nœuds

B-2 : Données des charges en $p.u.$

La puissance de base est 100 MVA et la tension de base est 225 kV.

Charge	1	2	3	4	5	6	7
Nœud	2	4	6	7	8	9	10
P (pu)	2.00	6.50	0.80	0.90	1.00	2.30	0.90
Q (pu)	1.20	4.05	0.30	0.40	0.50	1.40	0.45

B-3 : Données des lignes

Branche	Nœud de départ	Nœud d'arrivée	$B_{sh} (\mu S)$	$R_{ser} (ohm)$	$X_{ser} (ohm)$
1	1	3	200	5	24.5
2	1	4	100	5	24.5
3	2	3	200	22.8	62.6
4	2	10	300	8.3	32.3
5	3	4	300	6	39.5
6	3	9	200	5.8	28
7	4	5	200	2	10
8	4	6	1200	3.8	10
9	4	9	200	24.7	97
10	4	10	300	8.3	33
11	6	8	200	9.5	31.8
12	7	8	300	6	39.5
13	8	9	200	24.7	97

B-3 : Données des générateurs

Générateur	1	2	3	4	5	6	7
$S (pu)$	3.40	2.35	4.00	4.70	3.60	2.50	2.73
FP	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85	0.85
$P (pu)$	2.17	1.20	2.56	3.00	2.30	1.60	1.74
$x'_d (pu)$	0.074	0.118	0.062	0.049	0.074	0.071	0.087
$M (pu)$	0.0602	0.0411	0.0759	0.0954	0.0602	0.0677	0.0568