

N° d'ORDRE : 15/2012-D/EL

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
« HOUARI BOUMEDIENE »
FACULTE D'ELECTRONIQUE ET INFORMATIQUE



THESE

Présentée pour l'obtention du grade de DOCTORAT

EN : ELECTRONIQUE

Spécialité : Electrotechnique

Par : BOUSSAHOUA Bouziane

Sujet

Evaluation de la sécurité transitoire des réseaux électriques par les algorithmes intelligents

Soutenue publiquement le 10/07/2012, devant le jury composé de :

Mme- Zaia ALIMAZIGHI	Professeur à l'USTHB	Présidente
Mr- Mohamed BOUDOUR	Professeur à l'USTHB	Directeur de thèse
Mr- Jean Claude MAUN	Professeur à l'Université Libre de Bruxelles	Examineur
Mr- Abdelhafid HELLAL	Professeur à l'Université Amar-Telidji de Laghouat	Examineur
Mr- Tarek BOUKTIR	Professeur à l'Université Ferhat-Abbas de Sétif	Examineur
Mr- Sadek BOUROUBI	Professeur à l'USTHB	Examineur
Mr- Abdelali BADACHE	PDG de l'OS-SONELGAZ	Invité

Abstract

This thesis is a work of modeling, simulation, evaluation and control of electrical multimachines power systems transient behavior. The new aspect is found in the mixture between different approaches in the goal to crown to mean which deal with the exigencies of online applications tacking into account detailed models of power system elements. This subject is a current and interesting especially with the complex developments known by electric power system these last years in corposants, structures and method of management and exploitation. The different blackouts registered this last decade are a good witness on actual electric system fragility and the urgent need to develop new applications for transient stability evaluation and control. This thesis focuses on the insertion of different power system corposants with detailed model in the MATLAB program developed for the power system transient security control and evaluation by the numeric integration method. All these models will be considered when developing an energetic function for the direct approach used in the classification process basing on security indices offered by such approach. It also focuses on the development of an artificial intelligent method by constructing an optimal neural network able to deal with online applications requirements. The main objective of this thesis is to improve the power system transient security by suggesting a new hybrid approach which allow, going from a set of contingencies, to class these later, to recognize the critic perturbations and to suggest a solution for power system conductor in a goal to avoid the a regional or a total blackout scenario.

Keywords - Transient stability, numerical integration method, direct/Lyapunov method, artificial neural network, Genetic Algorithm, Experiences Plan, Security index, FACTS.

Résumé

Cette thèse est un travail de modélisation, simulation, évaluation et contrôle du comportement transitoire des systèmes électriques multimachines. L'aspect nouveau est constaté au niveau de l'hybridation entre les différentes approches en vue d'aboutir à des outils qui répondent aux exigences du temps réel tout en tenant compte des modèles détaillés des différents composants d'un système électrique. Ce sujet est un sujet d'actualité intéressant surtout avec les développements complexes que connaissent les réseaux électriques ces dernières années tant au niveau des composants et structures qu'au niveau des manières de gestion et d'exploitation. Les différents blackouts enregistrés dans cette dernière décennie sont de très bons témoins sur la fragilité des systèmes électriques actuels et le besoin urgent au développement des nouveaux outils d'évaluation et de contrôle de leur sécurité transitoire. Cette thèse focalise sur l'insertion des différents composants avec leurs modèles détaillés dans les programmes développés s64s l'environnement MATLAB pour l'évaluation et le contrôle de la sécurité transitoire par la méthode d'intégration numérique. Tous ces modèles seront pris en compte lors du développement d'une fonction énergétique pour l'approche directe utilisée pour la classification des perturbations en se basant sur les indices de sécurité qu'offre ce type d'approche . Elle focalise aussi sur le développement d'une méthode basée sur l'intelligence artificielle en construisant un réseau de neurones optimal capable de répondre aux exigences des applications en temps réel. L'objectif final de cette thèse est d'améliorer la sécurité transitoire des systèmes électriques en proposant une approche hybride qui permet, en démarrant d'un ensemble de perturbations, de classer ces derniers, d'identifier les perturbations les plus critiques et de proposer des solutions aux exploitants afin d'éviter le scénario d'un blackout partiel ou général.

Mots Clés - Stabilité transitoire, méthodes d'intégration numérique, méthodes directes Lyapunov, Réseaux de neurones, Algorithmes génétiques, plans d'expériences, Indice de sécurité, FACTS.

Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mes parents ;

Ma femme ;

Mes enfants ;

Mes frères et sœurs ;

Tous les membres de la famille BOUSSAHOUA & MAHMOUDI;

Tous mes amis.

Remerciements

Mes plus sincères remerciements vont en premier lieu à ALLAH Seigneur de l'univers le tous puissant qui m'a donné tous ce que j'ai besoin pour finaliser cette thèse.

En deuxième lieu, je voudrais bien exprimer ma gratitude au Professeur BOUDOUR Mohamed, pour ses directives et encouragements continus. Son soutien inconditionnel était très important pour moi, spécialement quand j'ai décidé d'orienter mon parcours vers la recherche scientifique après sept temps dans le monde industriel. Je le remercie aussi pour sa confiance et ses invitations à collaborer avec lui dans plusieurs projets de recherche et activités scientifiques. Ses exemples d'enthousiasme et de dur travail vont me servir d'inspiration dans ma vie.

J'adresse mes vifs remerciements au Professeur Jean-Claude Maun qui a bien voulu me recevoir à deux reprises dans le laboratoire du Groupe Energie du Service de Système Bio et Electro Mécanique de la faculté des Sciences Appliquées de l'Université Libre de Bruxelles, pour toutes les facilitées offertes le long des deux stages et d'avoir accepter d'être membre du jury.

Mes chaleureux remerciements vont aussi au Professeur HELLAL Abdelhafid qui m'a initié dans les réseaux électriques et d'avoir accepté d'être rapporteur de cette thèse.

Je remercie Mr. Tarek BOUKTIR, Mr. Sadek BOUROUBI et Mr. Abdelali BADACHE d'avoir accepter de faire partie du jury de soutenance de cette thèse.

L'intérêt, les commentaires et les précieuses suggestions de tous les membres de jury sont chaleureusement reconnus. Spécialement, je voudrais exprimer mes vifs remerciements au Professeur Zaia ALIMAZIGHI la présidente du jury.

Je voudrais exprimer mes sincères amitiés à mes collègues du département électrotechnique qui ont rendu le travail agréable. Spécialement S. BOUAZABIA, L. HADJOUT, M. MENAA dont leurs collaborations étaient très importantes pour ma thèse, qu'ils trouvent ici mes sincères remerciements.

Durant le développement de ce travail, j'étais très chanceux d'avoir travaillé avec un large groupe d'étudiant, d'ingénieurs et de chercheurs qui ont été très gentils et ont partagé avec moi leurs précieuses idées. Je voudrais les remercier tous pour leurs empreintes qui ont permis d'enrichir ce travail.

Toutes mes remerciements et ma reconnaissance à mes parents, ma femme et tous les membres de la famille pour leurs love, gentillesse, compréhension et soutien sans limite.

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I Problématique de la sécurité transitoire des réseaux électriques	4
I.1 Introduction	5
I.2 Types de sécurité des réseaux électriques	5
I.3 Perturbations et risque de black-out	6
I.4 Risque croissant de blackout	6
I.5 Stabilité d'un réseau électrique	8
I.6 Application de la stabilité transitoire : Contextes et Besoins	9
I.6.1 Description préliminaire de la Stabilité transitoire	9
I.6.2 Mesure de la stabilité transitoire	9
I.6.3 Contexte d'application du mode préventif	9
I.6.4 Contexte d'application du mode d'urgence	10
I.7 Les trois classes des méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	11
I.7.1 Classe des méthodes (IN) d'Intégration Numérique (conventionnelles)	11
I.7.2 Aperçu historique sur les approches non conventionnelles	12
I.7.3 Classe des méthodes directes énergétiques type Lyapunov	13
I.7.4 Classe des méthodes des (AI) Algorithmes Intelligents	15
I.7.4.1 Méthode des (AD) Arbres de Décisions	16
I.7.4.2 Méthode des (RNA) Réseaux de Neurones Artificiels	17
I.7.4.3 Méthodes des k réseaux voisins proches (kNNs)	18
I.7.4.4 Méthode (ADF) des Arbres de Décisions Floue	18
I.7.4.5 Méthode Probabilistique	18
I.7.4.6 Méthodes hybrides des Algorithmes Intelligents	19
I.7.5 Applications des méthodes des algorithmes intelligents aux autres problèmes	19
I.7.6 Applications pratiques des méthodes des algorithmes intelligents	19
I.8 Conclusion et Cadre de notre travail	21
Chapitre II Stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique	22
II.1 Introduction	23
II.2 Modélisation de la dynamique du réseau électrique	23
II.2.1 Dynamiques de la machine synchrone	24
II.2.2 Dynamique du système d'excitation	25
II.2.2.1 Système d'excitation IEEE type 1	25
II.2.2.2 Système d'excitation simple	26
II.2.3 Dynamique du régulateur de vitesse	26
II.2.3.1 Première structure d'un régulateur de vitesse	26
II.2.3.2 Deuxième structure d'un régulateur de vitesse	27
II.2.4 Dynamique du réseau de transport	28
II.2.5 Insertion des PSS	28
II.2.5.1 Boucle de régulation de tension avec FLPSS	29
II.2.5.2 Modèle d'un réseau avec FLPSS	29
II.2.5.3 Application de la logique floue pour la détermination de U_{FLPSO}	29
II.2.6 Insertion d'un UPFC (Unified Power Flow Controller)	31

II.2.6.1 Principe de fonctionnement d'un UPFC	32
II.2.6.2 Modélisation d'un réseau électrique avec (UPFC)	32
II.3 Modèle dynamique complet d'un réseau électrique	34
II.4 Réduction de Kron (Cas spécial des charges impédances)	35
II.5 Différents modèles de la génératrice synchrone	36
II.5.1 Modèle à deux axes d'un réseau multimachines (model 1d1q)	37
II.5.2 Modèle à décroissance de courant d'un réseau multimachines (model 1q0d)	38
II.5.3 Modèle classique d'un réseau multimachines	40
II.6 Méthodes numériques utilisées dans cette thèse	42
II.7 Organigramme de résolution	43
II.8 Réseaux d'application	43
II.9 Résultats de simulation	45
II.10 Validation par le logiciel EUROSTAG	48
II.10.1 Résultats de simulation pour le réseau New England 10G- 39 Nœuds	48
II.10.2 Résultats de simulation pour le réseau New England 16G- 69 Nœuds	50
II.11 Conclusion	52
Chapitre III Stabilité transitoire par les méthodes énergétiques	53
III.1 Introduction	54
III.2 Construction d'une fonction énergétique pour le modèle classique du réseau	54
III.2.1 Modèle classique du réseau multimachines	54
III.2.2 Construction de la fonction énergétique type Lyapunov	55
III.3 Fonction énergétique pour le modèle à deux axes	58
III.4 Estimation du temps critique	58
III.4.1. Notions de base	58
III.4.1.1. Points d'équilibre	58
III.4.1.2. Points d'équilibres instables	59
III.4.1.3. Définitions	59
III.4.2 Méthodes d'évaluation du domaine de stabilité	60
III.5 Prise en compte des UPFC dans la fonction énergétique	61
III.6 Résultats de simulation obtenus par la méthode énergétique	63
III.6.1 Evaluation du CCT par la méthode énergétique (modèle a deux axes)	63
III.6.2 Evaluation du CCT par la méthode énergétique d'un réseau avec UPFC	64
III.7 Indice de sécurité	65
III.7.1 Indice de sécurité d'un réseau électrique	65
III.7.2 Organigramme de calcul de l'Indice de Sécurité	65
III.7.3 Résultats d'évaluation de l'indice de sécurité	66
III.7.4 Facteurs influençant l'Indice de Sécurité	66
III.7.4.1 Influence du niveau de charge et du temps de réglage des protections	66
III.7.4.2 Influence de la perte de génération sur l'indice de sécurité	67
III.7.4.3 Influence du changement de topologie sur l'indice de sécurité	68
III.8 Conclusion	69
Chapitre IV Stabilité transitoire par les algorithmes intelligents	70
IV.1 Introduction	71
IV.2 Stabilité transitoire par (RNA) réseaux de neurones artificiels	71
IV.2.1 Réseaux de neurones artificiels	71

IV.2.2	Perceptrons multicouches	72
IV.2.3	Création du Réseau de Neurone Artificiel	73
IV.2.4	Phase de Test	75
IV.2.5	Capacité de généralisation	77
IV.2.6	Interprétation des résultats	77
IV.3	Optimisation du RNA par les plans d'expériences	78
IV.3.1	Définitions de base des Plans d'Expériences	78
IV.3.1.a	Méthodes classiques et ses inconvénients	78
IV.3.1.b	Notions d'espace expérimental	78
IV.3.1.c	Domaine d'Etude et Surface de Réponse	80
IV.3.1.d	Coordonnées centrées réduites (Notation de YATE)	81
IV.3.1.e	Plan d'Expériences	81
IV.3.1.f	Plans Factoriels à d eux niveaux	82
IV.3.1.g	Matrice d'Expériences M.E	82
IV.3.1.h	Traitement du plan d'expériences pour k=3	83
IV.3.1.i	Avantages et inconvénients des plans factoriels complets à deux niveaux	85
IV.3.2	Application du plan factoriel complet	85
IV.3.3	Plans factoriels fractionnaires	87
IV.3.3.a	Notions de Contrastes et Aliases	87
IV.3.3.b	Générateurs d'aliases	88
IV.3.3.c	Résolution d'un plan fractionnaire	89
IV.3.4.d	Plans fractionnaires admissibles	89
IV.7.5.e	Plans fractionnaires 2^{9-5}	90
IV.3.4	Analyse de la variance	92
IV.3.4.a	Notion de degrés de liberté	92
IV.3.4.b	Calcul de la variance	93
IV.3.4.c	Test de Fisher-Snedecor	93
IV.3.5	Exploitation des résultats obtenus	94
IV.3.5.a	Application du nouveau RNA	94
IV.3.5.b	Test et interprétations	95
IV.4	Optimisation du RNA par AG (Algorithme Génétique)	96
IV.4.1	Algorithmes génétiques	96
IV.4.2	Sélection de mode	97
IV.4.3	Conception et exécution d'AG	97
IV.4.3.a	Population initiale	97
IV.4.3.b	Codage des variables	98
IV.4.3.c	Fonction d'évaluation	98
IV.4.3.d	Sélection	98
IV.4.3.e	Elitisme	98
IV.4.3.f	Recombinaison	99
IV.4.3.g	Croisement	99
IV.4.3.h	Mutation	99
VI.4.4	Création de la génération suivante et critères d'arrêt	100
VI.4.5	Paramètres de réglage de l'AG	100
VI.4.5.a	Taille de la population Nind	100

VI.4.5.b Probabilité de croisement P_c	101
VI.4.5.c Probabilité de mutation P_m	101
IV.4.6 Application au problème de la stabilité transitoire	101
IV.4.6.a Résultats d'optimisation	102
IV.4.6.b Application du RNA optimisé	103
IV.5 Conclusion	103
Chapitre V Approche hybride pour l'évaluation et la commande de la sécurité des réseaux électriques	104
V.1 Introduction	105
V.2 Sécurité en temps réel	105
V.3 Le dispatching (centre de conduite)	106
V.3.1 Structure d'un EMS	106
V.3.2 Fonction économique	107
V.3.3 Fonctions de traitement de données	108
V.3.4 Fonctions de sécurité	109
V.3.5 Etats d'exploitations	112
V.4 Commande de la sécurité dans un réseau électrique	114
V.4.1 Actions de commandes préventives et correctives	114
V.4.2 Commande en boucle fermé et en boucle ouverte	116
V.4.3 Discussion	117
V.5 Approche hybride proposée pour l'évaluation de la sécurité transitoire	118
V.5.1 Introduction	118
V.5.2 Principe général	118
V.5.3 Différents étapes de commande de la sécurité transitoire	118
V.6 Organigramme de l'approche hybride proposée pour l'évaluation de la sécurité transitoire	120
V.7 Application au réseau New England 10 G 39 Bus	121
V.8 Conclusion	123
Conclusion générale	124
Bibliographie	127
Annexe A Données du réseau New England 10 machines 39 nœuds	134
Annexe B Données du réseau New England 16 machines 69 nœuds	140

Nomenclature & Abréviations

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
$f(.)$	Fonction d'activation
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
net_j	Entrée des neurones dans la couche j
o_i	Sortie des neurones dans la couche i
P	Nombre de facteur
P_m	Puissance mécanique développée par la turbine
P_e	Puissance électrique développée par le générateur
P_{mma}, P_{mmi}	Seuils maximal et minimal de la puissance mécanique
$P_{mréf}$	Puissance mécanique de référence
T'_{d0}	Constantes de temps transitoires d'axe direct
t_e	Temps d'élimination du défaut
T_e	Constante de temps du régulateur de tension
T'_{q0}	Constantes de temps transitoires d'axe en quadrature
T_v	Constante de temps du régulateur de vitesse
v_d, v_q	Composantes direct et en quadrature de la tension
v	Module de la tension aux bornes du générateur
v_{ref}	Valeur de consigne
x_d, x_q	Réactances synchrones d'axe directe et en quadrature
x'_d, x'_q	Réactances transitoires d'axe directe et en quadrature
ω	Vitesse rotorique

ω_0	Vitesse rotorique de référence
w_i	Poids du RNA
δ, δ_e	Angle rotorique et angle électrique
δ_{in}	Angle rotorique par rapport à la référence machine
δ_m	Angle rotorique mécanique
σ	Dosage accélérométrique
γ	Taux de stastisme
τ	Promptitude
b_{inf}	Niveau bas d'un facteur
b_{sup}	Niveau haut d'un facteur
VA	Variance du facteur A
Vr	Variance résiduelle
AGC	Automatic Generation Control (Contrôle automatique de la génération)
CCT	Critical Clearing Time (temps critique d'élimination du défaut)
DE	Domaine d'Etude
EAC	Equal Area Criterion (critère d'égalité des aires)
ED	Economic Dispatch (Dispatching économique)
Epoch	Nombre d'itération
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission System
IN	Intégration Numérique
MOD	Mode Of Disturbance (mode de perturbation)
MPE	Méthode des Plans d'Expériences
OMIB	One Machine Infinite Bus (réseau monomachine)
PID	Régulateur Proportionnel Intégral Dérivé
PEBS	Potential Energy Boundary Surface (surface limite de l'énergie potentielle)
PMC	Perceptrons Multicouches
PSS	Power System Stabilizer (Stabilisateur des systems d'énergie)
pu	per unit
RNA	Réseau de Neurones Artificiels
SIME	Single Machine Equivalent (Machine équivalente)
UEPs	Unstable Equilibriums Points (points d'équilibre instables)
UPFC	Unified Power Flow Controller (Contrôleur unifié de l'écoulement de puissance)
AG	Algorithme Génétique
PE	Plan d'Expériences

Liste des tableaux

Tableau I.1 Stabilité de tension et stabilité d'angle	9
Tableau I.2 Cadre d'applications en mode préventif et leurs besoins	10
Tableau I.3 Classification des méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	11
Tableau I.4 Critères des techniques d'évaluation de la stabilité transitoire	20
Tableau I.5 Validation des programmes par EUROSTAG	50
Tableau III.1 Evaluation du CCT par la méthode énergétique	63
Tableau III.2 Résultats de simulation d'un réseau avec UPFC par Intégration Numérique et par la méthode énergétique PEBS	64
Tableau III.3 Classement des lignes selon leur importance	69
Tableau IV.1 Résultats d'un RNA d'une couche cachée (IEEE 3G- 9 Nœuds)	74
Tableau IV.2 Résultats mal classés du RNA d'une couche cachée (IEEE 3G- 9 Nœuds)	74
Tableau IV.3 Résultats du RNA de deux couches cachées (IEEE 3G- 9 Nœuds)	75
Tableau IV.4 Résultats du RNA d'une couche cachée (New England 10G -39Nœuds)	75
Tableau IV.5 Résultats mal classés du RNA d'une couche cachée (New England 10G -39Nœuds)	75
Tableau IV.6 Résultats du RNA de deux couches cachées (New England 10G -39Nœuds)	75
Tableau IV.7 Résultats du test des du RNA de deux couches cachées (IEEE 3G- 9 Nœuds)	76
Tableau IV.8 Résultats du test du RNA de deux couches cachées (New England 10G -39Nœuds)	76
Tableau IV.9 Capacité de généralisation du RNA de deux couches cachées No1	77
Tableau IV.10 Capacité de généralisation du RNA de deux couches cachées No2	77
Tableau IV.11 Matrice d'expériences d'un plan 2^2	82
Tableau IV.12 Matrice d'expérience d'un plan 2^3	83
Tableau IV.13 Matrice d'expériences et vecteur des effets	83
Tableau IV.14 Matrice d'expériences du plan factoriel complet	86
Tableau IV.15 Plan factoriel fractionnaire 2^{3-1}	87
Tableau IV.16 Matrice de calcul des contrastes pour les deux demi plans fractionnaires 2^{3-1}	88
Tableau IV.17 Valeurs maximales de r (r_{\max})	90
Tableau IV.18 Résolutions maximales des premiers plans fractionnaires réalisables	90
Tableau IV.19 Plan factoriel fractionnaire 2^{9-5}	91
Tableau IV.20 Règle de calcul du ddl	93
Tableau IV.21 Test de Fisher-Snedecor	94
Tableau IV.22 Résultats du test du nouveau réseau de neurones	95
Tableau IV.23 Résultats de simulation des GANN	102
Tableau IV.24 Résultats du test du RNA de deux couches cachées (New England 10G -39Nœuds)	103
Tableau V.1 Fréquence d'application des fonctions périodiques d'EMS	112
Tableau V.2 Caractéristiques des états du réseau	114
Tableau V.3 Actions appropriées de commande pour chaque état de fonctionnement	115
Tableau V.4 Résultats obtenus par l'approche hybride	123

Liste des figures

Figure I.1 Evaluation de la stabilité transitoire par les méthodes des algorithmes intelligents	15
Figure II.1 Configuration du système de régulation de tension avec FLPSS.....	29
Figure II.2 Schéma de base d'un UPFC	32
Figure II.3 Modèle de base d'un UPFC	33
Figure II.4 Diagramme d'un UPFC déphaseur	33
Figure II.5 Modèle d'injection d'un UPFC	33
Figure II.6 Différents systèmes d'équations du modèle dynamique d'un réseau électrique	35
Figure II.7 Réduction de Kron d'un réseau électrique	35
Figure II.8 Circuit dynamique d'une machine synchrone (modèle à deux axes)	37
Figure II.9 Circuit dynamique du modèle à décroissance de courant d'une machine synchrone	38
Figure II.10 : Schéma équivalent du modèle classique d'un réseau multimachines	40
Figure II.11 Organigramme de résolution du problème de stabilité transitoire par intégration numérique	43
Figure II.12 Réseaux tests New England 10G-39 Nœuds, IEEE 3G- 9Nœuds et CIGRE 7G- 10Nœuds	44
Figure II.13 Réseau test New England 10G- 39 Nœuds programmés sur EUROSTAG	45
Figure II.14 Angles internes des générateurs pour un CC au nœud 5 (IEEE 3G- 9 Nœuds)	46
Figure II.15 Fréquences des générateurs pour un CC au nœud 5 (IEEE 3G- 9 Nœuds)	46
Figure II.16 Comportement des tensions des nœuds pour un CC au nœud 5 (IEEE 3G- 9 Nœuds)	46
Figure II.17 Fréquences et angles internes des générateurs pour un cc au nœud 20 (New England 10G- 39 Nœuds (Model réduit aux nœuds machines))	47
Figure II.18 Tension d'excitation et puissances mécaniques des générateurs pour un cc au nœud 20 (New England 10G- 39 Nœuds (Model réduit aux nœuds machines))	47
Figure II.19 Tension terminales et puissances électriques des générateurs pour un cc au nœud 20 Réseau New England 10G- 39 Nœuds (Model réduit aux nœuds machines)	47
Figure II.20 Variation des angles internes suite à un CC triphasé au nœud 16 (New England 10G- 39 Nœuds), $t_e=125$ ms	48
Figure II.21 Variation des angles internes suite à un CC triphasé au nœud 16 (New England 10G- 39 Nœuds), $T_e=126$ ms	49
Figure II.22 Variation des fréquences des générateurs suite à un CC triphasé au nœud 16 (réseau New England 10G- 39 Nœuds), $T_e=125$ ms	49
Figure II.23 Variation des fréquences des générateurs suite à un CC triphasé au nœud 16 (New England 10G- 39 Nœuds), $T_e=126$ ms	50
Figure II.24 CC triphasé au nœud 20, $T_e=100$ ms (New England 16G- 69 Nœuds)	51
Figure II.25 CC triphasé au nœud 20, $T_e=100$ ms (New England 16G- 69 Nœuds)	51
Figure II.26 CC triphasé au nœud 20, $T_e=100$ ms (New England 16G- 69 Nœuds)	52
Figure III.1 Détermination du CCT par la méthode énergétique PEBS Kakimoto	61

Figure III.2 Réseau IEEE 3G- 9Nœuds Avec UPFC	64
Figure III.3 Détermination de l'Indice de Sécurité par la méthode énergétique PEBS Kakimoto	65
Figure III.4 Réseau CIGRE 7G- 10Nœuds	66
Figure III.5 Evolution des énergies du réseau	66
Figure III.6 Influence du niveau de charge et des réglages des protections sur l'indice de sécurité	67
Figure III.7 Influence de la perte d'un générateur sur l'indice de sécurité	67
Figure III.8 Influence de la perte de deux générateurs sur l'indice de sécurité	68
Figure III.9 Influence de la perte d'une ligne sur l'indice de sécurité	68
Figure IV.1 : Architecture du neurone artificiel	71
Figure IV.2 : Architecture générale d'un perceptron multicouche	72
Figure IV.3 Variable x_i prend différents niveaux, les autres variables étant fixes	78
Figure IV.4 : Domaine de variation du facteur	79
Figure IV.5 Espace expérimental	79
Figure IV.6 Point expérimental	80
Figure IV.7 Domaine d'étude	80
Figure IV.8 Surface de réponse	80
Figure IV.9 Notation de YATE.....	81
Figure IV.10 Sommets A, B, C et D du domaine d'étude	81
Figure IV.11 Domaine d'étude d'un plan 2^2	82
Figure IV.12 Domaine expérimental d'un plan 2^3	83
Figure IV.13 Classement par ordre d'influence des facteurs	92
Figure IV.14 Evolution du processus d'entraînement du nouveau RNA	94
Figure IV.15 Codage des variables	98
Figure IV.16 Croisement en un point et en deux points	99
Figure IV.17 Mutation en un point et en deux points	100
Figure V.1 Vue générale sur l'évolution de la technologie de commande des réseaux électriques adaptée de [Ruiz-Viga, 2006]	105
Figure V.2 Fonctions principales d'un EMS	107
Figure V.3 Traitement des données	108
Figure V.4 Structure générale de la fonction sécurité d'un EMS	110
Figure V.5 Représentation schématique des fonctions de sécurité et des fonctions économiques conventionnelles implémentées dans un EMS	111
Figure V.6 Diagramme de transition entre états de fonctionnement d'un réseau électrique	113
Figure V.7 Applications des fonctions EMS dans les différents contextes de commande et d'évaluation de la sécurité du réseau	116
Figure V.8 Organigramme de l'approche hybride proposée	120
Figure V.9 Résultats de simulation d'un CC au nœud 14 éliminé après 300 ms (New England 10 G 39 Bus)	121
Figure V.10 Résultats de simulation d'un CC au nœud 14 éliminé après 300 ms (tensions subtransitoires) (New England 10 G 39 Bus)	122

Introduction Générale

Le contrôle et l'évaluation de la sécurité transitoire des réseaux électriques ont été considérés depuis long temps comme un problème très difficile à résoudre. De nos jours, les réseaux électriques sont exploités avec des marges de sécurité de plus en plus faibles. Cela s'explique par les priorités accordées à l'ouverture du marché de l'électricité, l'accroissement continu de la consommation d'énergie électrique, les difficultés de construire de nouveaux ouvrages au rythme de l'accroissement de la charge, l'interconnexion... Par conséquent, la vulnérabilité des réseaux est devenue un sujet très préoccupant et ceci d'autant plus que ces systèmes sont de plus en plus complexes. Cette complexité s'illustre par l'interférence entre différentes technologies ayant pour but de garantir un fonctionnement normal du système. Aussi, il n'est donc pas étonnant que la probabilité d'occurrence de blackouts régionaux ou totaux importants ait tendance à devenir élevée comme le confirment les différents incidents survenus ces dernières années (... France 1999, Algérie 2003, USA 2003, Italie/Suisse 2003, Suède/Danemark 2003, Grèce 2004, Russie 2005, Europe de l'Ouest 2006 ...).

Une situation de blackout est la conséquence d'une dégradation évolutive de l'état du réseau, résultant des effets combinés de perturbations successives (les conditions climatiques, panne de dispositifs, erreurs humaines etc.) et de contre-mesures inappropriées. Lorsque le système atteint un point de non-retour, la dégradation s'accélère rapidement et le système devient le siège de phénomènes tels que surcharges démesurées d'ouvrages, écroulements de tension, écroulements de fréquence, pertes de synchronisme de générateurs ou une combinaison de ces différents phénomènes. Cela conduit à des déclenchements en cascade de lignes électriques et de générateurs. Des mesures d'urgences doivent alors être automatiquement déployées pour éviter d'arriver au point de non-retour ou limiter l'étendue du blackout.

Ces dernières années, et à cause des tendances de l'industrie électrique, il ya plusieurs situations où les contraintes dynamiques comme les limites de stabilité sont atteintes avant les contraintes statiques comme les limites thermiques [Balu et al., 1992, Sterling et al. 1991]. Les générateurs et les lignes de transport sont exploités proche de leurs limites réglées, avec un niveau de sécurité dégradé puisque les restrictions environnementales, social et/ou économiques ne permettent pas la construction des lignes supplémentaires [Fukushima, 1997]. Quelques réseaux sont exploités proche des limites de stabilité toute la journée. Le risque de blackout étendu est aggravé récemment par la relaxation de la régulation d'énergie pour permettre aux producteurs indépendants de vendre leurs productions et augmenter ainsi essentiellement la pression sur l'accès au réseau de transport [Balu et al., 1992].

Pour les réseaux dont les limites de fonctionnement sont basées sur des critères de stabilité, les régions stables ainsi que les limites de sécurité définissant les états normaux, d'alerte et d'urgence sont habituellement définies en termes de limites de flux de puissance associées avec les conditions de déclenchement et d'exploitation des différents éléments du réseau [El-Kady et al., 1986].

Dans les procédures conventionnelles, les limites de stabilité sont obtenues pour tous les fonctionnements anticipés (sous toutes les contingences crédibles) à partir des informations dérivant des analyses offline, et des guides d'exploitation sont établis pour que le réseau soit exploité entre ces limites [Hwang et al., 1989, Fouad et Jianzhong, 1993].

Etant donnée ces limites de fonctionnement en sécurité, les exploitants du réseau doivent prendre les actions de contrôle nécessaires pour les satisfaire. Si le réseau est stable pour toutes les contingences crédibles, il est donc dans son état normal de fonctionnement et les actions des exploitants (ou les actions de contrôle automatique de génération en boucle fermée) sont élaborées pour optimiser la génération selon les critères choisis (coût minimal, profil maximal, etc.) [Fink et Carlsen, 1978]. Au contraire, si une perturbation importante comme le déclenchement d'un générateur peut causer la perte de synchronisme, le réseau est dans un état d'alerte, et les exploitants doivent prendre les actions de contrôle nécessaires pour améliorer la stabilité transitoire afin de prévenir toute crise de stabilité du réseau [El-Kady et al., 1986, Hwang et al., 1989, Kuo et Bose, 1995, Momoh et al., 1996].

Au jour d'aujourd'hui, il n'est pas possible d'implémenter des fonctions d'EMS (Energy Management System) en temps réel pour le contrôle et l'évaluation de la stabilité transitoire, capables d'aider les exploitants dans leur processus de prise de décisions ou dans la désignation de nouvelles mesures pour faire face au problème de stabilité transitoire. Ceci peut être expliqué par le fait que, dans la pratique, l'application des fonctions d'évaluation et de contrôle de stabilité transitoire exige la résolution de plusieurs problèmes très difficiles :

1. Un de ces problèmes est que l'évaluation de la stabilité transitoire est très exigeante en termes de puissance de calcul, de dimension du modèle à simuler, de nombre de contingences à évaluer, de niveau de détail des modèles des éléments du réseau à considérer et le nombre de simulations à exécuter en un temps très court.
2. Un autre problème rencontré dans la plupart des méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire est leur incapacité à fournir online l'information nécessaire pour la désignation des mesures appropriées à prendre, qui soient capables de résoudre un problème potentiel de stabilité transitoire.
3. Un obstacle majeur pour l'analyse du problème de la stabilité interzonale dans les grands réseaux interconnectés est la difficulté d'obtenir l'écoulement de puissance de base en temps réel. Pour un centre de calcul particulier, la difficulté principale est liée aux modèles des réseaux externes. Ces problèmes peuvent être résolus en utilisant les méthodes d'estimation des états distribués ou hiérarchiques [Van-Cutsem et Ribbens-Pavella, 1983, Hebraimian et Baldick, 2000, Aguado et al., 2001], ou en améliorant la précision des mesures par l'utilisation des PMU (Phasor Measurements Units) [Diu, 2001]. En ce qui concerne les modèles des réseaux externes pour les fonctions de sécurité dynamique, une option est d'utiliser les modèles dynamiques réduits enregistrés [CIGRE, 1999]. La tâche d'identification de la région pour laquelle le modèle réduit équivalent sera utilisé, pour chaque centre de contrôle, peut être facilitée par l'utilisation de quelques mesures de distance capables d'identifier l'influence des divers problèmes de stabilité transitoire, comme ceux proposés dans [Belhomme et Pavella, 1991, Pavella et Murthy, 1994]. Une meilleure solution peut être obtenue si tous les centres de conduites actualisent ces modèles réduits équivalents et les communiquent aux autres.

L'objectif de notre travail est de contribuer à la résolution des deux premiers problèmes cités ci-dessus. Il s'agit notamment de proposer des approches nouvelles d'évaluation et de contrôle online de la sécurité transitoire d'un réseau électrique. La thèse est structurée de la manière suivante :

Dans le premier chapitre, nous situons le problème de sécurité de fonctionnement des grands réseaux électriques et nous présentons les méthodes utilisées dans le traitement de cette problématique.

Le deuxième chapitre consiste à élaborer des modèles aux différents éléments du réseau qui nous permettent d'analyser les phénomènes siégeant dans un réseau lors des perturbations menant à des blacks-outs. Ce volet a été illustré en utilisant la méthode d'intégration numérique.

Le troisième chapitre est consacré à l'évaluation de la sécurité transitoire d'un réseau électrique par les méthodes énergétiques. Le premier objectif recherché dans ce chapitre est l'élaboration d'une fonction d'énergie pour des modèles détaillés des réseaux incluant les dispositifs FACTS. L'autre objectif est de définir des indices de sécurité précis et rapides afin d'envisager des applications pour la classification des perturbations.

Le quatrième chapitre présente l'application des réseaux de neurones dans l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Le but est de proposer une méthodologie pour la construction et l'optimisation d'un réseau de neurones pouvant distinguer d'une manière rapide et efficace entre les perturbations stables et instables.

Enfin, dans le dernier chapitre, une approche hybride pour l'évaluation et le contrôle de la sécurité transitoire d'un réseau électrique en temps réel est proposée. Les méthodes développées dans les chapitres précédents seront associées dans un processus qui intègre le filtrage, la classification et l'évaluation précise de la sécurité transitoire d'un réseau d'énergie électrique.

Chapitre I

Problématique de la sécurité transitoire des réseaux électriques

I.1 Introduction

La sécurité d'un réseau électrique est une propriété très importante, elle exprime la capacité du réseau à résister à une perturbation soudaine, comme les courts-circuits ou la perte imprévisible d'un élément important, sans subir un délestage important de charge ou d'une cascade de déclenchements, pendant l'aboutissement vers un état de fonctionnement acceptable après l'amortissement des phénomènes transitoires.

Pour réduire le risque des déclenchements en cascade, les réseaux électriques sont planifiés et exploités de sorte que les trois conditions suivantes soient satisfaites à chaque instant dans tout le réseau :

- 1^{ère} condition : Aucun ouvrage surchargé ;
- 2^{ème} condition : Les tensions de tous les nœuds ne dépassent pas les limites permises ;
- 3^{ème} condition : Suite à des scénarios aléatoires de perturbations, des conditions acceptables d'un point de fonctionnement stables seront atteintes après les phénomènes transitoires (c.à.d, le réseau retrouve son fonctionnement synchrone stable).

Le contrôle et l'évaluation de la sécurité des réseaux électriques sont orientés vers la vérification que les conditions citées ci-dessus soient toujours satisfaites. La sécurité peut être ainsi définie comme la science de survie d'un réseau électrique.

I.2 Types de sécurité des réseaux électriques

La tâche d'évaluation du niveau de sécurité pour des conditions de fonctionnement et une topologie données (sous un ensemble de perturbations prédéfini), a besoin de définir des marges de sécurité en utilisant des variables et des paramètres présélectionnés. Le choix de ces variables dépend des types de phénomènes caractérisant le réseau (comme exemple : dans les deux premières cas mentionnées ci-dessus, exigeant seulement l'analyse de l'état statique, l'écoulement de puissance dans les lignes et les tensions des nœuds sont les bonnes variables candidats pour définir une marge de sécurité : les différences entre les valeurs actuelles (modules des tensions des nœuds et modules des courant lignes) et leurs valeurs limites sont utilisées comme de très bons et logiques indicateurs de marge de sécurité statiques [CIGRE, 1999].

Dans le cas de la troisième condition mentionnée ci-dessus, exigeant l'analyse de la stabilité, il est nécessaire d'avoir des indices de stabilité qui dépendent des types de stabilité caractérisant le réseau. En se basant sur les méthodes d'analyse exigées, une première classification du contrôle et d'évaluation de la sécurité des réseaux électriques peut être faite comme suit :

- **Evaluations de la sécurité statique**, sont des méthodologies qui vérifient les limites des tensions des nœuds et l'écoulement de puissance pour l'état de fonctionnement stable après élimination de la perturbation, en considérant que les transitoires entre les conditions de fonctionnement avant et après défaut ont eu lieu sans aucune souffrance de quiconque phénomène d'instabilité dans toutes les régions du réseau [CIGRE 2002].
- **Evaluations de la sécurité dynamique**, sont des méthodologies pour l'évaluation de la stabilité et processus transitoire entre les états du réseau avant et après une perturbation. Dans ce cas, le contrôle et l'évaluation de la sécurité dynamique vise à assurer que le réseau soit stable après l'occurrence d'une perturbation et que les transitoires causés par une telle perturbation seront bien amortis et avec un impact faible sur la qualité du service [CIGRE 1999, Kundur 2001].

L'évaluation de la sécurité dynamique d'un réseau électrique implique que toute les formes de stabilité doivent être étudiées :

- Stabilité de l'angle ;
- Stabilité de la fréquence ;
- Et Stabilité de la tension.

I.3 Perturbations et risque de black-out

Les réseaux électriques sont de nature des systèmes dynamiques. À cause de leurs compositions, la demande d'énergie électrique, la structure du réseau de transport et la production d'énergie varient en continue. La variation de la demande à un instant le long de la journée est due aux activités économiques des industriels et aux activités sociales des abonnés domestiques. Puisque il n'est pas possible jusqu'à maintenant de stocker économiquement une grande quantité d'énergie électrique, les générateurs sont obligés de produire exactement l'énergie électrique demandée (plus les pertes du réseau de transport), ainsi un équilibre instantané doit être maintenu entre la production et la consommation.

En plus d'assurer cet équilibre, plusieurs autres conditions doivent être réunies, comme le respect des limites de charge des différents composants du réseau et garder les valeurs des variables importantes du réseau (ex. tensions des nœuds et fréquences du réseau) dans des intervalles acceptables. Néanmoins, malgré l'importance de l'équilibre instantané entre la production et la consommation, il n'est jamais strictement atteint parce que le réseau est tellement dynamique que la meilleure chose qu'on puisse faire est d'assurer que la génération suit la tendance de la variation de la demande.

En effet, chaque variation normale de la charge crée une divergence momentanée (positive ou négative selon que la demande d'énergie des consommateurs augmente ou diminue respectivement) entre la demande et l'énergie produite par les générateurs du réseau ce qui cause une déviation des tensions des nœuds et de la fréquence du réseau par rapport à leurs grandeurs nominales. Les générateurs synchrones et le réseau de transport possèdent des systèmes de contrôle automatiques qui détectent ces changements et commencent une série d'actions éliminant, le plus tôt possible, ces déviations des variables du réseau.

À côté des changements normaux (ex. Arrêt programmé des éléments pour maintenance ou petite variation de la charge), les réseaux électriques sont toujours soumis à des changements soudains et imprédictibles dans leurs structures et leurs conditions de fonctionnement, connus habituellement par perturbations, qui sont causées généralement par un défaut dans un élément important du réseau, une erreur humaine, une calamité naturelle et des conditions climatiques (ex. foudre, Strike). Les conséquences d'une perturbation peuvent toujours être considérées comme une divergence entre la demande et la génération, mais elles sont plus sévères que celles produites par des changements normaux. Les divergences **transitoires** et permanentes causées par une perturbation peuvent activer séparément les systèmes de contrôle d'urgence et les systèmes de protections, déclenchant des éléments du réseau pour corriger ou limiter les effets de la perturbation. L'écoulement de puissance est ensuite redistribué entre les éléments restants du réseau causant, parfois, des surcharges sur d'autres éléments, et l'action de déclenchement correspondante de leurs systèmes de protection pour éviter leurs endommagements. Ce processus répétitif de surcharge et de déclenchement des éléments du réseau est connu par "déclenchement en cascade", et peut mener éventuellement vers une totale interruption du courant électrique, plus communément connu par **blackout**.

Puisque l'énergie électrique participe aux aspects économiques et sociaux, les conséquences de blackouts sont très sévères. Comme exemple, on peut citer le blackout historique de New York entre le 13 et 14 juillet 1977, qui a laissé les 9 millions habitants de la ville sans électricité pendant 25 heures, a causé une perte financière de 350 million de Dollars en plus d'un coût social dû à la violence générale et les actes criminels enregistrés durant la période du noir [Hauer and Dagle 1999]. Pour ces raisons, le fonctionnement sûr et fiable des réseaux électriques reçoit une importance cruciale par chaque pays. Ainsi les réseaux électriques sont conçus et opérés de telle sorte que les perturbations probables peuvent être supportées sans perte de charge et que les perturbations les plus sévères ne mènent pas vers des situations incontrôlables d'une cascade de déclenchement et d'interruption de courant électrique.

I.4 Risque croissant de blackout

Le risque de blackout dans tous les pays du monde est aggravé par plusieurs caractéristiques des réseaux électriques actuels et par les nouvelles pratiques de planification et d'exploitation, parmi lesquelles on cite les points suivants :

➤ **Interconnexion des réseaux électriques :** Pour réaliser d'une manière fiable et économique leur mission principale de délivrance de grande quantité d'énergie électrique à partir des sources de générations aux différentes zones de consommation, les responsables du secteur énergétique ont procédé à la formation d'un très grand réseau électrique interconnecté qui couvre des immenses zones géographiques. Un exemple de ces grands réseaux électriques est l'UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) qui assure l'électricité de plus de 400 millions personnes et comprend les réseaux électriques de plus de 20 pays européens. Ces interconnexions conçus initialement pour des raisons économiques et pour améliorer la disponibilité de la puissance électrique à travers la production des régions éloignées, ont rendu possible des blackouts régionaux et même totale. L'UCTE a été étendu par la suite aux réseaux des pays nord Africaines.

➤ **Interdépendance entre les réseaux électriques et les autres infrastructures :** La ramification des blackouts, causée par des échecs au niveau du réseau électrique, n'a jamais été aussi importante comme ces dernières années où les infrastructures de transport, télécommunication, eau, pipelines des Gaz, pétrole, banque, finance et autres dépendent de plus en plus sur le réseau électrique pour assurer le contrôle de leurs opérations. Cette interdépendance veut dire qu'une action isolée dans un secteur peut entraîner rapidement une cascade d'événements dans le même secteur et même pour les autres secteurs. La probabilité d'apparition de larges perturbations est devenue très élevée.

➤ **Inhibition de nouvelles constructions de réseau par les restrictions économiques et sociales :** Dans plusieurs réseaux électriques, la puissance installée n'augmente pas à la même allure que la population et la demande. Comme conséquence, les générateurs et le réseau de transport doivent fonctionner proche de leurs limites avec une marge de sécurité très étroite et un grand risque d'avoir des conséquences néfastes suite à des perturbations.

➤ **La restructuration de l'industrie électrique :** Les processus de restructuration sont performés dans quelques réseaux électriques afin d'instaurer un milieu compétitif au niveau de la génération, en remplaçant la structure verticale d'un réseau électrique par plusieurs compagnies indépendantes de génération, transport et distribution. Cette restructuration augmente le risque des blackouts pour les raisons suivantes :

1. Avant la dérégulation, les réseaux électriques ont été exploités d'une manière coopérative. Toutes les unités verticales coopèrent afin d'améliorer la sécurité et la fiabilité du réseau, et dans quelques cas, signent des contrats pour former des holdings dans lesquels les ressources de toutes les unités sont optimisées comme un système unique pour atteindre un niveau global désiré de sécurité et d'économie. Puisque maintenir un niveau de sécurité acceptable nécessite une coordination proche entre les sources de génération et les différents réseaux de transport. Après la dérégulation, la compétition est tolérée entre les différents producteurs d'énergie électriques et les opérateurs du réseau électrique n'ont plus le contrôle total sur ces producteurs. La quantité d'information disponible et le niveau de coopération entre la production et le transport sont faibles. De ce fait, le niveau de sécurité de fonctionnement diminue. Dans le même contexte, et dans le but de diminuer les coûts, le taux de maintenance diminue.
2. Une autre conséquence de ce processus est que les lignes doivent transporter de grandes puissances sur de longues distances.
3. Puisque les nouvelles compagnies de production d'électricité sont concernées seulement par leur profit et pas par la performance globale du réseau, il est possible qu'elles opèrent pour augmenter leurs profits au détriment de la sécurité du réseau.
4. D'autres possibilités entrent en jeu avec la dérégulation des réseaux électriques comme la rétention de capacité des générateurs, les fausses déclarations des disponibilités des groupes, la manipulation des prix, la manipulation des caractéristiques des groupes de productions et le choix économique des endroits pour les nouveaux investissements etc.
5. Dans le passé, et pour satisfaire la demande croissante en énergie électrique, les nouveaux investissements dans les systèmes de production et de transport était le résultat d'un processus de coordination et d'optimisation centralisé ente les différents

sous-systèmes afin de concevoir un système avec de meilleures performances possible et à moindre coût. Dans les réseaux restructurés d'aujourd'hui, le marché libre est le mécanisme qui permet de prendre des décisions économiques lors de la planification des nouveaux moyens de production. Le processus de planification des extensions du réseau de transport pour assurer l'alimentation des charges restent à résoudre. La possibilité d'arriver au stade où le système de production sera incapable de fournir l'énergie à toutes les charges, croit dans ces conditions.

En plus de l'accroissement de la possibilité d'occurrence des blackouts, la difficulté de planifier et d'exploiter les réseaux électriques est en augmentation à cause de la demande qui ne cesse d'accroître. L'utilisation des nouvelles technologies (comme internet et autres réseaux informatiques) exige une électricité de qualité supérieure.

L'occurrence de blackouts ne peut être éliminée complètement, puisque aucun réseau électrique n'est immunisé contre un scénario catastrophique. Un réseau électrique bien planifié et bien exploité ainsi que l'utilisation des nouvelles techniques de maintenance, de protection et de contrôle peuvent réduire la fréquence et la sévérité des blackouts. **La technique principale pour éviter ces derniers est l'évaluation et le contrôle de la sécurité transitoire des réseaux électriques.**

Aussi, assurer une énergie électrique de qualité, sous des conditions d'exploitation extrêmement contraignantes imposées par la libéralisation du marché d'électricité, est possible seulement par l'amélioration des méthodes d'évaluation de la sécurité du réseau électrique et si nécessaire le développement des actions de contrôle appropriées.

Les sections suivantes donnent une introduction sur la stabilité des réseaux électriques d'une manière générale et la stabilité transitoire qui est le but principal de cette thèse d'une manière détaillée. Une description comparative des différentes méthodes utilisées dans l'évaluation de la stabilité transitoire est aussi présentée. Cette description est importante pour la suite de ce travail qui propose une approche hybride d'évaluation de la sécurité transitoire afin de répondre aux exigences des pratiques actuelles dans l'exploitation des réseaux électriques.

I.5 Stabilité d'un réseau électrique

D'une manière générale, la stabilité d'un système d'énergie électrique peut être définie par la propriété d'un système d'énergie électrique qui lui permet de rester dans un état d'équilibre stable sous des conditions de fonctionnement normales et de retrouver un état d'équilibre acceptable après être exposé à une perturbation [Kundur, 2004]. Parmi tous les problèmes d'un réseau électrique, la stabilité est le problème le plus compliqué à comprendre et à traiter.

La stabilité d'un réseau électrique est un problème multi face qui dépend de plusieurs facteurs, comme : Le temps qu'il faut prendre en considération pour évaluer la stabilité (ou l'instabilité) ; l'ampleur de la perturbation ; la nature physique de l'instabilité résultante. De là, bien qu'une classification rigoureuse parmi les différents types de stabilité soit délicate, une classification non rigoureuse souvent acceptée peut être admise en se basant sur les facteurs cités. Ainsi, par rapport au temps du phénomène, on peut distinguer la stabilité dans le court terme, le moyen terme et le long terme. Par rapport à l'ampleur de la perturbation, on peut distinguer la stabilité due à des petites perturbations et la stabilité due à des grandes perturbations. La première peut être traitée après la linéarisation du système d'équations différentielles régissant la dynamique du système. La dernière exige l'utilisation des approches non linéaires. De plus, ces deux derniers types de stabilité peuvent être divisés en stabilité de tension (amplitude de la tension) et stabilité angulaire (angle de déphasage de la tension). Le tableau I.1 suivant indique les différentes classifications. Particulièrement, il indique que la stabilité transitoire traite le comportement des angles lors des grandes perturbations.

Tableau I.1 Stabilité de tension et stabilité angulaire		
	Système linéaire	Système non linéaire
Stabilité de tension	Faibles perturbations	Grandes perturbations
Stabilité angulaire	Faibles perturbations	Grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité transitoire d'un réseau électrique est son aptitude de maintenir les générateurs en synchronisme après avoir subi une grande perturbation. Au moment d'une telle perturbation, la réponse du système entraîne de très grands écarts des angles des rotors des générateurs et si les actions correctives échouent, on perd le synchronisme entre générateurs. Généralement, la perte de synchronisme se développe en quelques secondes après une grande perturbation.

Le caractère non linéaire de la stabilité transitoire, sa nature rapide et ses implications pratiques désastreuses la rendent une des plus importantes préoccupations et en même temps la plus difficile à analyser et à contrôler, spécialement en temps réel.

Le but des paragraphes qui suivent est de présenter une vue synthétique des approches d'évaluation de la stabilité transitoire. Ils décrivent les trois classes de méthodes disponibles actuellement avec leurs particularités et leurs avantages.

I.6 Application de la stabilité transitoire : Contextes et Besoins

I.6.1 Description préliminaire de la Stabilité transitoire

La stabilité transitoire comporte l'évaluation de la capacité d'un réseau électrique à supporter une grande perturbation et survive pendant le passage vers des conditions de fonctionnement normales ou acceptables. "Grandes perturbations" sont des défauts sévères comme un court circuit au niveau d'une ligne de transport, perte de génération ou de charge et perte d'une partie du réseau de transport. Les transitoires initiés par de telles perturbations sont de nature électromécanique en générale, leur comportement est assez complexe et sa prédiction est très délicate. Ils diffèrent d'un système à un autre et d'une situation à une autre. Aussi, ils dépendent largement de l'origine, du type, de la localisation et de la sévérité de la perturbation. Souvent, un très grand nombre de simulations sont exécutées régulièrement et durant la période de planification pour comprendre le système. Encore, malgré une bonne conception et une conduite normale, le système peut être menacé par l'instabilité transitoire.

La stabilité transitoire est un vieux problème comme les systèmes réseaux électriques eux-mêmes. Sa définition classique proposée en 1948 [Kimbarck, 1948] est comme suit : "La stabilité transitoire d'un système d'énergie électrique est un terme appliqué aux réseaux électrique à courant alternatif qui indique la condition à laquelle les différentes machines synchrones du système restent en synchronisme. Inversement, l'instabilité indique la condition entraînant la perte de synchronisme.

Pour une description intuitive simple de la stabilité transitoire, un réseau électrique peut être vu comme un ensemble de machines synchrones et de charges interconnectées à travers un réseau de transport. Sous des conditions de fonctionnement normales, toutes les machines tournent à la même vitesse de synchronisme. Si une grande perturbation se produit, les générateurs commencent à osciller l'un par rapport à l'autre, leur mouvement régi par des équations différentielles non linéaires. Leur nombre dépend du model du système d'énergie électrique, il peut être plus grand que le nombre des machines du système. En conclusion, la stabilité transitoire est un problème non linéaire de grande dimension.

I.6.2 Mesure de la stabilité transitoire

La mesure conventionnelle de la robustesse transitoire d'un réseau électrique vis-à-vis d'une grande perturbation est définie par son temps critique d'élimination du défaut CCT (Critical Clearing Time). Ce dernier est la durée maximale du temps d'action de la perturbation sans que le système perde sa capacité de retrouver un point de fonctionnement stable. Une autre mesure (de grande importance pratique) de la stabilité transitoire est la puissance (produite ou transférée) limite. Elle est définie comme la plus grande puissance ne causant pas la perte de synchronisme, pour une grande perturbation. On note que les mesures ci-dessus supposent la considération de trois différentes phases : avant, pendant et après la perturbation.

I.6.3 Contexte d'application du mode préventif

Dans le mode préventif, on distingue traditionnellement trois champs, chacun avec ses propres exigences. Ils sont résumés dans le tableau I.2 et sont brièvement commentés ci-dessous.

- **Planification du réseau électrique** : Plusieurs cas sont exécutés, des mois à des années avant que le système planifié soit désigné. A cause de l'importance du temps alloué pour ces simulations, la vitesse est un facteur très important. En effet, pour surmonter la dimension des cas à simuler, on a besoin des méthodes de sélection rapides pour l'identification des situations intéressantes qui nécessite la concentration des planificateurs. D'un autre côté, on désire avoir des méthodes d'évaluation de la sensibilité, capables de fournir des informations sur les paramètres pertinents du système, leur impact sur la stabilité, et par la suite proposer des moyens de renforcement de la stabilité en cas de besoin [Kundur, 2004].
- **Planification du fonctionnement** : Dans ces études, où l'intervalle de temps est réduit à quelques jours, voir quelques heures, la vitesse d'évaluation devient un facteur critique. D'ailleurs, et comme le système d'énergie électrique est opéré d'une manière qui n'est pas nécessairement celle envisagée pendant la conception, on a besoin, en plus de l'évaluation du temps critique d'élimination du défaut, d'estimer les marges de stabilité et proposer, quand c'est nécessaire, des solutions pour augmenter ces limites. Les études de sensibilité et les moyens de contrôle à côté des analyses sont nécessaires. On n'a pas besoin des méthodes précises, pourvu qu'elles permettent aux opérateurs de prendre des décisions avec un minimum de simulations.

Dans les pratiques d'aujourd'hui, où les études de stabilité durant la planification se limitent tout simplement à estimer les limites de stabilité ou des guides de fonctionnement, les techniques basées sur des modèles très simplifiés sont acceptées. Elles peuvent être utilisées pour identifier les cas intéressants (quelques réponses mieux qu'aucune réponse) et pour proposer des actions correctives.
- **Fonctionnement en temps réel** : pour ce fonctionnement, l'opérateur dispose seulement de quelques minutes pour analyser la situation et prendre des mesures correctives si nécessaire. La vitesse devient donc un facteur crucial, en plus, des outils de contrôle et de sensibilité sont très appréciés.

Application (temps nécessaire)	Exigences		Particularités	Besoins
	Vitesse	Précision		
Planification des réseaux (quelques mois – décade)	Désirée	Importante	Cas volumineux	<ul style="list-style-type: none"> • Moyens de sélection • Sensibilité
Planification du fonctionnement (quelques heures à quelques jours)	Critique	Importante	Combine entre l'économie et la sécurité	<ul style="list-style-type: none"> • Marges • Sensibilité
Fonctionnement en temps réel (quelques minutes)	Cruciale	Désirée	Le temps est crucial	<ul style="list-style-type: none"> • Analyses • Sensibilité • Contrôle (en temps réel)

I.6.4 Contexte d'application du mode d'urgence

Le tableau I.2 regroupe les caractéristiques les plus importantes et les besoins des trois cadres d'application en mode préventif. La problématique dans ce mode est de prévoir les situations futures, dans différents horizons de temps, pour mieux évaluer les limites de stabilité transitoire garantissant un fonctionnement sûr d'un système d'énergie électrique ou de déterminer au préalable les actions correctives appropriées qu'il faut réaliser pour assurer la stabilité transitoire en cas d'apparition de perturbations sévères. Cependant, et même dans le contexte du fonctionnement en temps réel, il est peut probable d'optimiser les limites de stabilité, à cause de la nature combinatoire des événements qui peuvent apparaître. Idéalement, la décision de contrôle finale est prise pour l'état actuel du système, après l'apparition d'une grande perturbation. Ceci devrait être la tâche des méthodes rapides d'évaluation et de contrôle de la stabilité transitoire en temps réel **en cas d'urgence**.

Cependant, une telle tâche est très exigeante, à cause du temps très court qui reste pour prendre une décision afin de préserver l'intégrité du système. Encore, aujourd'hui, le besoin d'un contrôle urgent en temps réel est très ressenti. Dans les sections qui suivent, nous allons présenter les différentes méthodes d'analyse et d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Nous présentons également les avantages et les inconvénients de chacune d'elles afin de trouver une réponse à notre problématique de sécurité transitoire des réseaux électriques.

I.7 Les trois classes des méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

Il y a trois classes d'approches d'évaluation de la stabilité transitoire, méthodes d'intégration numérique, méthodes directes et méthodes des algorithmes intelligents. On peut les diviser en méthodes conventionnelles et non conventionnelles ou méthodes déterministes et non déterministes (statistiques). Le tableau I.3 montre ces deux types de classifications.

Tableau I.3 Classification des méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire			
	Conventionnelles	Non conventionnelles	
	Intégration numérique	Directes	Algorithmes Intelligents
Déterministes	X	X	
Statistiques			X

I.7.1 Classe des méthodes (IN) d'Intégration Numérique (conventionnelles)

Le phénomène de la stabilité transitoire est gouverné par un modèle mathématique composé de deux systèmes d'équations :

$$\dot{x} = f(x, y) \quad (I.1)$$

$$0 = g(x, y) \quad (I.2)$$

Le premier système est un ensemble d'équations différentielles non linéaires régissant la dynamique des générateurs, des turbines et tous les systèmes de régulation et FACTS, le deuxième système est un ensemble d'équations algébriques non linéaires, il comprend les équations de la structure des générateurs, les équations du réseau, les équations des charges, les équations des FACTS, etc. La dimension du vecteur x dépend du détail de la modélisation, la plus petite dimension est deux fois le nombre de générateurs.

Après le début de la perturbation, la méthode conventionnelle résout numériquement l'ensemble des équations différentielles et algébriques non linéaires, pendant le défaut et après l'élimination du défaut. D'habitude, pour chercher la limite de la stabilité transitoire correspondante (exemple : le temps critique d'élimination du défaut (CCT)), cette méthode procède par dichotomie. Le nombre d'exécution du programme d'intégration dépend du degré de la précision voulue. Pour fixer les idées, la recherche typique du CCT nécessite autour de 7 simulations (par exemple : 3 cas stables, 4 cas instables). Une simulation instable commence avec le début du défaut et s'arrête lorsque des générateurs perdent le synchronisme (c.à.d, lorsque le déphasage entre deux angles rotoriques dépassent 180°). Typiquement, une simulation instable peut durer 1 seconde après l'élimination du défaut qui peut durer entre 100 ms et 400 ms. D'un autre côté, une simulation stable englobe tout l'intervalle du temps jugé nécessaire pour décider sur la stabilité du système. Typiquement, cet intervalle est de 5 à 10 s, mais il peut être choisi plus court ou plus long suivant le détail de la modélisation (une modélisation très simplifiée ne nécessite pas plus de 3 s) et la nature physique du phénomène étudié (mode machine, mode entre régions, instabilité de la première oscillation ou instabilité pour plusieurs oscillations). Le temps nécessaire s'élève à 15 minutes (temps CPU) pour un système comprenant 60 générateurs.

Historiquement, ces méthodes sont utilisées avant l'invention des ordinateurs. Des versions de calcul très simples des systèmes d'équations (I.1) et (I.2) sont effectuées manuellement pour avoir les courbes d'oscillation (angles rotoriques et vitesses angulaires des générateurs en fonction du temps) [Park, 1929]. Depuis, les méthodes d'intégration numériques sont considérées comme des méthodes universelles pour l'évaluation de la stabilité transitoire d'un système d'énergie électrique multimachines. Ceci est dû aux particularités intéressantes de ces méthodes, mais aussi au fait que, jusqu'aux dernières années, il n'y avait pas une alternative générale disponible. Actuellement, les conditions ont changé, et de nouvelles méthodes commencent à être effectives au moment d'apparition de nouvelles exigences de plus en plus rigoureuses que les méthodes conventionnelles incapables de les satisfaire.

Avantages : Les méthodes d'intégration numérique sont capables de :

- Fournir les informations essentielles sur l'évolution des paramètres pertinents du système avec le temps (courbe d'oscillation des machines, angles rotoriques, vitesses, accélérations, tensions, courants, puissances, etc.) ;
- Traiter n'importe quelle modèle du système et n'importe quel scénario de stabilité ;
- Atteindre la précision voulue à condition que le modèle du système est correctement conçu et que les paramètres sont correctement connus.

Inconvénients : Les méthodes d'intégration numérique :

- Ont besoin des méthodes de classification pour écarter les perturbations non dangereuses ;
- Ne permettent pas de définir des indices pour la mesure des marges de stabilité ;
- Ne fournissent aucune information pour le contrôle du système.

En bref, les méthodes d'intégration numérique ne peuvent pas atteindre la plupart des besoins identifiés dans le tableau (I.2). En plus, elles sont totalement incapables de répondre aux besoins d'un contrôle urgent en temps réel.

1.7.2 Aperçu historique sur les approches non conventionnelles

Les inconvénients des méthodes conventionnelles ont donné une impulsion au développement des approches non conventionnelles. Elles sont divisées en deux types : les approches directes basées sur les fonctions d'énergie type Lyapunov et les méthodes des algorithmes intelligents. Le développement de ces deux approches a débuté dans les années soixante. Juste après, il est devenu clair que les méthodes des algorithmes intelligents ne peuvent pas se développer d'une manière satisfaisante parce que les outils de calculs disponibles en cette période étaient insuffisants pour répondre à leurs besoins. Ainsi, à part quelques tentatives théoriques, les Algorithmes Intelligents ne sont devenus effectifs que seulement deux décades plus tard.

Dans cette période, les méthodes directes ont reçues un effort de recherche considérable. Une des particularités très importante de ces méthodes, était leur possibilité de réduire l'intégration numérique seulement pendant la durée du défaut en évitant en même temps les simulations répétitives. L'autre particularité intéressante est que les méthodes directes peuvent fournir des marges de stabilité qui à leurs tours ouvrent des possibilités à des analyses de sensibilité souhaitables.

L'intérêt pratique suprême des particularités citées ci-dessus et l'envie d'appliquer les méthodes directes aux problèmes de stabilité transitoire des systèmes d'énergie électrique expliquent les efforts de recherche intensifs développés ces dernières décades. Un peu plus tard, les premières espérances enthousiasmes attachés à ces méthodes ont été éclipsés par deux difficultés principales. La première est liée à l'impossibilité de désigner une fonction d'énergie type Lyapunov précise pour un système d'énergie multimachines à moins que des modèles simples soient utilisés. L'autre difficulté est liée à l'évaluation d'un domaine de stabilité pratique, souhaitable par les deux points de vue : rapidité de calcul et précision de

l'évaluation de la stabilité transitoire. Comme ceci se produit dans plusieurs applications, ces difficultés ont été éventuellement surmontées par combinaison des approches théoriques pures avec des solutions pragmatiques de l'ingénierie. Et comme d'habitude, plusieurs combinaisons ont été proposées, correspondant aux différentes applications. Elles sont brièvement décrites ci-dessous. Comme anticipation, on va mentionner ici que ces combinaisons sont basées sur des critères directs couplés avec la simulation numérique. Les résultats obtenus répondent aux grandes espérances attachées initialement aux méthodes directes.

Pour les Algorithmes Intelligents, les premières tentatives d'application à la stabilité transitoire ont été faites en 1968 par [Dy-Liacco, 1968], en 1975 par [Prabhakara et Al-Abiad, 1975] et en 1987 par [Prabhakara et Heydt, 1987]. Après une période d'environ deux décades, elles commencent à être développées activement en fin des années quatre-vingt. Commencant par les approches des réseaux de neurones artificiels [Sobajic et Pai, 1989], elles ont tourné graduellement vers les méthodes des machines d'apprentissage comme l'arbre de décision [Wehenkel et al., 1989], complété par la méthode k-NN [Houben et Al, 1995]. Actuellement, un éventail riche de méthodes des algorithmes intelligents, souvent hybrides, sont disponibles. Elles sont brièvement expliquées dans les sections suivantes.

I.7.3 Classe des méthodes directes énergétiques type Lyapunov

En appliquant le principe du critère de Lyapunov à la stabilité transitoire d'un réseau électrique, on peut évaluer sous des conditions de stabilité prédéfinies (c.à.d. une perturbation prédéfinie ainsi que son scénario d'élimination) si le système après défaut est stable ou instable. Ceci permet de définir la procédure pratique suivante : Après la construction de la fonction d'énergie type Lyapunov $V(x(t))$, on calcule la valeur $V(x(t_e))$ ce qui permet de conclure que le système est stable si cette valeur est inférieure à une valeur limite $V_l = V(x^u)$ évaluée au point critique x^u sinon le système est instable. Ici, $x(t_e)$ indique les valeurs prises par le vecteur d'état du système à t_e , le temps d'élimination du défaut. Ces valeurs sont calculées par la méthode d'intégration numérique exécutée pendant le défaut (jusqu'à t_e). D'un autre côté, x^u indique les valeurs que prend le vecteur d'état du système aux frontières du domaine de stabilité.

$V = V_l$ fournit la condition de limite de stabilité (c.à.d. le temps critique d'élimination du défaut pour un niveau de charge donné) ou la limite de puissance pour un t_e donné. D'un autre côté, l'excès de V_l sur V représente une sonde de mesure de la marge de stabilité, il mesure combien le système est loin de l'instabilité pour des conditions de fonctionnement prédéfinies.

D'un point de vue calcul, la procédure décrite ci-dessus nécessite :

- Calcul de $V(x(t_e))$ qui est très simple, à condition que $V(x)$ est déjà construite pour une modélisation donnée du système d'énergie électrique et $x(t_e)$ est connu ;
- Une simulation par intégration numérique unique est exécutée pour la période du défaut, qui possède une limite maximale CCT, afin de déterminer $x(t_e)$. Cette période représente un pourcentage très petit du temps exigée par les méthodes conventionnelles pour une même modélisation.
- Calcul de $V_l = V(x^u)$ simple connaissant x^u ; le grand problème c'est comment déterminer x^u qui fournit une limite pratique très intéressante de V .

Avantages : La description ci-dessus propose que deux avantages principaux fussent attendus de la part des approches directes notées :

- calcul direct des limites de stabilité transitoire ;
- définitions convenables et calcul de la marge de stabilité qui permet des analyses de sensibilité des paramètres du système.

Inconvénients : Mais, d'un autre côté, et dans le but de rendre ces approches applicables en pratique, nous devons être capables de :

- (1) construire une bonne fonction d'énergie type Lyapunov ;

(2) évaluer une bonne valeur limite ou une bonne estimation pratique du domaine de stabilité.

Les deux conditions ci-dessus sont très difficiles à atteindre. Par rapport à la première condition (1), il apparaît très précoce que la construction de la fonction d'énergie était possible seulement avec des modèles simplifiés (actuellement inadmissibles) du système d'énergie électrique. Parmi les tentatives les plus intéressantes de résolution de cette difficulté, on cite (modélisation préservant la structure du système) [Bergen et Hill, 1981] et (approche pseudo Lyapunov) consistant à utiliser la méthode conventionnelle avec un modèle détaillé en association avec une fonction pseudo Lyapunov avec un modèle simple [Athay et al., 1979].

Pour la deuxième condition (2), parmi la variété des solutions proposées, on cite les méthodes d'Athay et al. (1979), de Kakimoto et l'approche d'accélération [Ribbens-Pavella et al. 1981], la méthode BCU ou point d'exit [Chiang et al., 1994], la méthode PEBS [Pai, 1989] et la méthode IPEBS [Fonseca et Decker, 1985]. Néanmoins, malgré l'innovation de ces approches, elles n'arrivent pas à circonvenir les difficultés rencontrées. En effet, d'un côté, les estimations des domaines de stabilité dérivées fournissent des évaluations conservatrices de la stabilité transitoire. Avec un degré de conservatisme imprévisible et variable d'une approche à une autre, et d'un autre côté, de point de vue calcul, les calculs engagés étaient souvent très lourds, contrebalancer même le gain en calcul des méthodes directes et des fois les rendent plus lourds que les méthodes conventionnelles.

Résultats des recherches : Des efforts de recherches impressionnants et un nombre de publications très important ont été consacrés à la dérivation des approches pseudo Lyapunov, capables de traiter le problème de la stabilité transitoire d'une manière flexible vis-à-vis la modélisation utilisée, précises en comparant avec les méthodes conventionnelles pures et efficaces de point de vue calcul. Il faut noter pour ces approches les deux observations suivantes :

- Le problème d'estimation du domaine de stabilité peut être traité par la considération d'un système équivalent de deux machines ou une seule machine d'un système multimachines.
- Le problème de modélisation peut être résolu en utilisant des méthodes hybrides directes-conventionnelles.

La première observation donne raison d'un côté à l'approche de décomposition-association de Bellman et aux fonctions vecteur Lyapunov, où le système multimachines est divisé en deux sous systèmes composé chacun d'une machine [Grujic et Al., 1987] et d'un autre côté à l'approche du système équivalent d'une seule machine [Zhang et al. 1997a].

Les résultats pratiques de ces approches sont des méthodes hybrides directes-conventionnelles de deux types : Les uns utilisent le système d'énergie électrique multimachines, les autres utilisent le modèle d'un système équivalent d'une seule machine (Single Machine Equivalent (SIME)).

Les meilleures performances atteintes par ces différentes approches peuvent être résumées comme suit :

- Flexibilité totale avec respect du degré de complexité de la modélisation du système d'énergie électrique comme pour les approches conventionnelles ;
- Evaluation de stabilité transitoire d'une seule oscillation et de plusieurs oscillations comme pour les approches conventionnelles ;
- Possibilité de conception des moyens de sélection efficaces ;
- Calcul de marges de stabilité et possibilité de fournir des moyens pratiques d'analyse de sensibilité ;
- Identification du groupe de générateurs pertinents qui vont perdre le synchronisme en premier lieu et par la suite envisager un contrôle urgent en temps réel.

Brièvement, la meilleure de ces méthodes garde les caractéristiques intéressantes des méthodes conventionnelles en évitant leurs inconvénients. Elle est aussi 5 à 20 fois rapide. D'un autre côté, ces approches surmontent toutes difficultés des méthodes Lyapunov.

Remarques et conclusion : Plus de 30 ans après leur apparition, les investigations sur les méthodes directes appliquées à la stabilité transitoire des systèmes d'énergie électrique, ont atteint et même dépassé les espérances portées sur eux au début. Aujourd'hui, elles sont arrivées à être mûres et elles sont prêtes pour l'utilisation en mode préventif comme des moyens de sélection pour la planification de fonctionnement et pour le fonctionnement en temps réel comme outil d'analyse de sensibilité afin de proposer des actions de contrôle. Dans le mode d'urgence et pour les analyses et les contrôles urgents de la stabilité transitoire en temps réel, des résultats très promoteurs ont été obtenus avec l'approche d'urgence SIME (Sigle Machine Equivalent) [Zhang et Al. 1997b] qui certainement mérite des recherches et des développements futurs. Il est prévu que ces moyens d'urgence fournis par ce type d'approches seront implémentés dans les centres de conduites très prochainement. Ceci est le problème des moyens de communication disponibles aujourd'hui.

I.7.4 Classe des méthodes des (AI) Algorithmes Intelligents

Nous nous intéressons dans cette section à l'apprentissage supervisé seulement, pour qui, nous distinguons trois familles d'approches : machine d'apprentissage (arbre de décision DTs (Decision Trees et réseaux de neurones artificiels (RNA), méthode statistique de reconnaissance de forme et la méthode connue sous classe des k proches voisins (kNNs k -Nearest Neighbors (kNNs)).

Principe : Les trois familles d'approches cherchent à extraire l'information contenue dans l'ensemble d'apprentissage constituée des cas prés analysés (prés classifiés). Mais, alors que DTs et RNA compressent cette information en règles synthétiques ou modèle (pour classification), l'approche k NN apprend en mode de cas par cas, visant à découvrir des similarités avec les cas des classes majoritaires leurs k proches voisins. La figure I.1 résume ce principe et montre que tous le processus des algorithmes intelligents est compris dans trois étapes successives : deux en temps différé et une en temps réel.

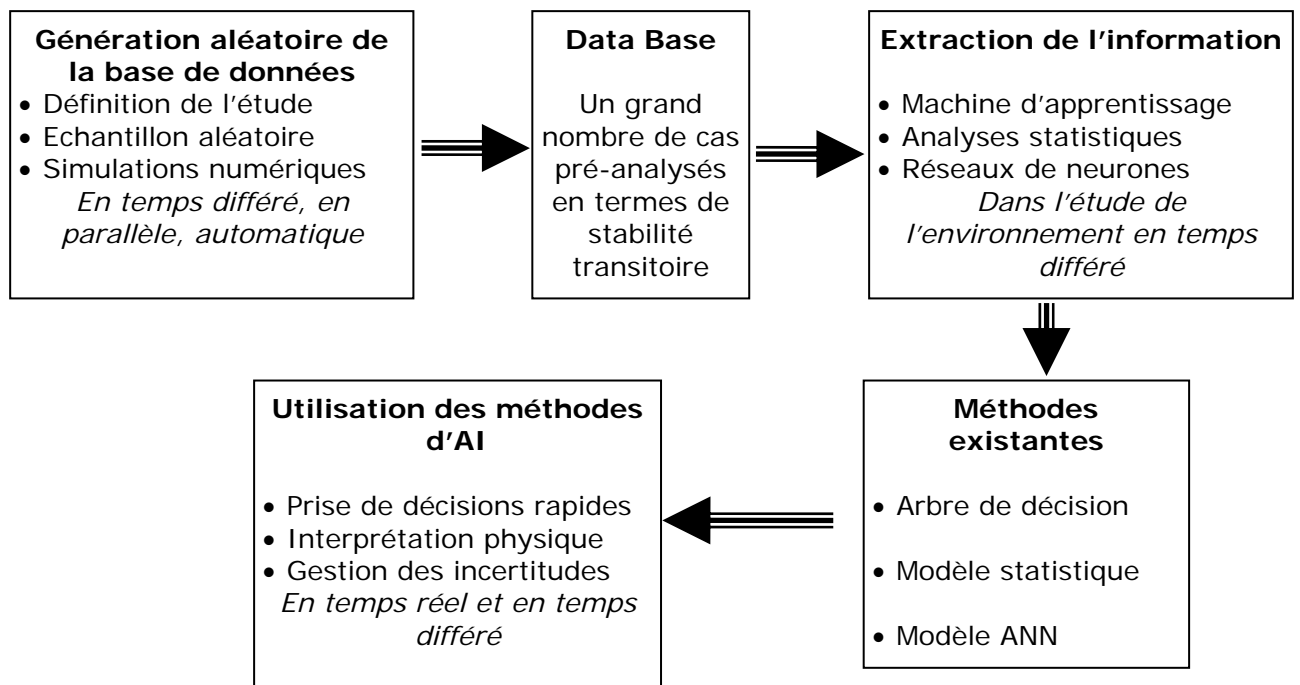


Figure I.1 Evaluation de la stabilité transitoire par les méthodes des algorithmes intelligents

Génération de la base de données (DB : Data Base) : La première étape concerne la génération de la base de données des cas pré analysés. Dans le contexte de la stabilité transitoire, il faut générer un ensemble d'états qui englobe toutes les situations prévues, en

utilisant un ou plusieurs vecteurs d'états de base et faire des variations réalistes aléatoires des paramètres des vecteurs d'état à conditions que ces variations affectent le phénomène de la stabilité transitoire. La stabilité de chaque vecteur d'état, par rapport à une perturbation donnée, est évaluée que se soit en terme de marge (stabilité limite, (CCT ou puissance limite)) ou simplement stable-instable par rapport au critère choisi (par exemple : stable si t_e est supérieure à CCT, instable autrement). Les différents types d'évaluation de la stabilité transitoire sont obtenus en exécutant les programmes de la méthode conventionnelle avec le degré de précision et le détail de la modélisation désirés.

Les cas ainsi générés et pré analysés sont par la suite classés en deux ensembles indépendants : l'ensemble d'apprentissage (LS : Learning Set) et ensemble de test (TS : Test Set). Le LS est utilisé pour faire apprendre les règles à la méthode des algorithmes intelligents sélectionnée. Le TS est utilisé pour évaluer la qualité de la méthode.

L'ampleur de la base de données (c.à.d. le nombre de cas jugé suffisant pour déterminer des bonnes règles) dépend du problème traité. Son choix est un problème expérimental. Pour donner une idée, la base de données décrite par [Wehenkel et al. 1994] était générée dans l'intention d'évaluer la stabilité transitoire d'une centrale électrique importante du système d'énergie électrique très haute tension d'EDF, elle comprend 3000 vecteurs d'état, 2000 pour l'ensemble d'apprentissage et 1000 pour l'ensemble de test. Cette DB a permis de construire une bonne DTs et plus tard de bons RNA, kNNs et DTs floue [Wehenkel et Pavella, 1996].

La qualité des performances des différentes méthodes sera discutée ci-dessous. La qualité des informations contenues dans la base de données dépend largement de la connaissance des experts sur leur système d'énergie électriques et les propriétés de sa stabilité transitoire. Notons que, puisque la base de données est générée en temps différé, ces expertises doivent être exercées avec prudence et si nécessaire augmentées par une collaboration convenable entre experts. D'un autre côté, la qualité de la méthode des algorithmes intelligents élaborée dépend fortement sur les expertises des opérateurs du système d'énergie et des concepteurs des ces méthodes. Notons aussi qu'on peut gagner plus d'expériences lors du rafraîchissement d'une base de données déjà construite ainsi que le modèle de la méthode des algorithmes intelligents correspondant. Finalement, on signale que la base de données fournit un moyen d'analyse statistique.

Notre but essentiel dans les paragraphes suivants est d'identifier les caractéristiques importantes des différentes méthodes des algorithmes intelligents. Cependant, les éléments de la conception de la méthode peuvent nous aider à identifier les particularités de la méthode.

I.7.4.1 Méthode des (AD) Arbres de Décisions

L'arbre de décision comprend des nœuds de test et des nœuds terminaux, elle entraîne des tests Dichotomiques exécutés automatiquement par la procédure de construction résumée ci-dessous.

La construction de l'arbre commence par le haut de l'arbre, avec tout l'ensemble d'apprentissage, cet ensemble d'apprentissage comprend un mélange de cas de différentes classes (comme exemple : stable et instable). La procédure considère tous les attributs d'un candidat (qui sont les paramètres du système qui seront jugés à priori susceptibles de contrôler le phénomène concerné). Ils sont proposés par les expériences du passé et choisi par des experts humains. Notons que, pour des raisons qui vont apparaître plus bas, l'arbre de décision construite pour le but d'analyse dans le mode préventif vont d'avantage utiliser les paramètres du système avant la perturbation et choisis un attribut avec sa valeur limite qui vont permettre de décomposer le mélange des cas stables et instables en deux sous ensembles d'apprentissage purifiés, en se dirigeant vers les deux nœuds successeurs. Cette procédure dichotomique est appliquée plusieurs fois à chaque nœud de test successif, en choisissant le meilleur attribut de test avec sa meilleure valeur limite. La procédure s'arrête lorsqu'on obtient un sous ensemble suffisamment purifié (c.à.d. même si on continue, on obtient deux sous ensembles insensés). Cet sous ensemble compose le nœud terminal, marqué stable ou instable selon sa population majoritaire.

Dans ce qui suit, on va signaler les conséquences essentielles de la procédure décrite ci-dessous :

➤ **Sélection des attributs de test** : ces derniers sont des sous ensembles des attributs des candidats proposés pour la construction de l'arbre. Les attributs de test sont les paramètres qui contrôlent le phénomène étudié (dans notre cas la stabilité transitoire). A côté de l'identification des attributs, l'arbre aussi prend son influence respective sur le phénomène, en termes de sa quantité d'informations (Information Quantity IQs) qui sont donnés en %. En réalité, IQs mesurent la capacité de purification de l'attribut correspondant (c.à.d. son aptitude de mieux décomposer l'ensemble d'apprentissage du nœud de test en sous ensembles successeurs directs. Notons que l'IQ de l'attribut de test qui apparaît plusieurs fois dans l'arbre est la somme des IQs partiels. Notons aussi que plus la position de l'attribut de test est supérieure dans la hiérarchie de l'arbre plus est grande son IQ et de là son influence sur le phénomène.

➤ **La description synthétique du phénomène concerné (ici la stabilité transitoire)** : La description suit la structure hiérarchique de l'arbre : plus essentielle est la part de test sur le mécanisme, plus est grande sa position dans l'arbre.

➤ **Classification directe des cas invisibles** : Ceci est obtenu par le placement du cas invisible dans le nœud du haut de l'arbre et lui laisser progresser vers le bas tous en lui exposant aux successifs tests qui va les rencontrer. Eventuellement, le cas arrive à un nœud terminal et sa classe est donnée.

Les deux premières conséquences se reportent à des informations synthétiques qui rapportent l'interprétation du phénomène. Le dernier concerne des informations détaillées qui rapportent la classification.

En réalité, la particularité unique et la force particulière se base sur la première conséquence : l'interprétation est essentielle au moins pour la problématique de la stabilité, pour cette raison, elle va être aussi le caractère principal des approches hybrides des algorithmes intelligents préconisées ci-dessous. Une autre quantité d'informations d'une grande importance pratique est la possibilité d'introduire des moyens de contrôle.

Puisque ça concerne la classification, l'arbre de décision classe un cas en se basant sur les valeurs des attributs de test que l'arbre suppose pour ce cas. De là, en choisissant les paramètres du système avant la perturbation attribués candidat, on diminue l'effort de classification au temps nécessaire par le cas de traverser l'arbre (c.à.d. à un temps très court). Mais, d'un autre côté, il faut observer que l'arbre de décision fournit des approximations discrètes au lieu de continues. Ceci nous empêche d'avoir des valeurs marginales (exemple : CCTs). Cette approximation discrète est le prix à payer pour avoir une bonne interprétation.

Pour résumer la discussion ci-dessus, en plus de l'interprétation, les arbres de décision fournissent des moyens de classification des perturbations, d'analyse de sensibilité (influence des paramètres de contrôle sur le phénomène) et de contrôle en un temps extrêmement court. Elles fournissent tous les ingrédients nécessaires pour satisfaire les besoins d'une conduite en temps réel.

I.7.4.2 Méthode des (RNA) Réseaux de Neurones Artificiels

Au contraire de DTs, les RNA sont capables de fournir des marges continues (exemple : de retrouver le CCTs contenus dans la base de données), au moins dans le voisinage des limites de stabilité. Cette capacité est due aux relations non linéaires entre les entrées et les sorties du RNA à travers les couches de neurones cachées. Mais, d'un autre côté, ces relations compliquées, rendent presque impossible d'avoir des éclaircissements sur le phénomène. Ainsi, par exemple, il est impossible d'identifier les attributs d'entrées qui contrôlent le phénomène et d'évaluer leur influence. Contrairement à l'arbre de décision, les RNA fournissent des approximations continues en sacrifiant l'aspect d'interprétation.

Pour notre problème de stabilité, cette boîte noire d'informations est un handicap, elle rend les RNA inutiles sauf s'ils ont été combinés avec d'autres approches comme les arbres de décisions.

I.7.4.3 Méthodes des k réseaux voisins proches (kNNs)

Comme c'est déjà mentionné, k NNs apprend en mode de cas par cas. Par exemple, a k NNs classe un état caché dans la classe majoritaire de leur k proche voisinage dans l'ensemble d'apprentissage. Plus généralement, la capacité de fournir des informations détaillées sur un état en comparant avec les autres états pré analysés est l'avantage essentiel de l'approche k NNs. Une autre propriété potentielle très intéressante de l'approche k NNs est sa capacité de distinguer les cas hors sujet (oubliés). Ils existent des cas très éloignés de tous les autres cas de la base de données, l'approche k NNs peut prévenir sur les défaillances possibles de la méthode des algorithmes intelligents en permettant d'évaluer correctement ces derniers.

De toute manière, pour rendre cette approche très attractive de point de vue conception efficace en pratique, on peut utiliser les techniques d'optimisation capables de choisir "des bonnes distances" entre cas. Dans ce contexte, "bonne distance" veut dire un bon choix de l'espace d'attribution ainsi que ses poids. Les algorithmes génétiques peuvent réaliser ce travail, mais ils sont très lourds. Les arbres de décision 'DTs' peuvent efficacement solutionner ce problème comme décrit ci-dessous.

I.7.4.4 Méthode (ADF) des Arbres de Décisions Floue

Les méthodes basées sur la théorie des ensembles flous permettent de concilier entre l'interprétation et l'approximation continue. Elles sont développées en utilisant à chaque nœud de test une propriété de test avec deux valeurs limites (au lieu d'une seule valeur comme c'est le cas pour les arbres de décision simples) [Boyer and Wehenkel, 1995]. Ainsi, l'approximation est continue au lieu de discrète). Malgré que cette méthode n'est pas encore arrivée à un degré de maturité acceptable, elle possède trois propriétés intéressantes :

- La possibilité de retrouver les marges de stabilité injectées dans la base de données ;
- Une classification discrète plus précise ;
- La possibilité de performer des analyses de sensibilité (de calculer les dérivés des marges de stabilité par rapport aux propriétés de test).

I.7.4.5 Méthode Probabilistique

Alors que la décomposition du problème de stabilité des systèmes d'énergie électrique en plusieurs sous problèmes est un moyen convenable pour traiter un problème assez compliqué, la stabilité totale du système devrait toujours être en mémoire : la solution d'un sous problème ne doit pas dégrader l'autre.

[Wehenkel et al. 1997] propose une approche probabilistique globale à la performance dynamique d'un système d'énergie électrique subissant différents phénomènes dynamiques sévères courts ou longs. L'approche modélise d'une manière probabilistique les causes potentielles pouvant conduire à des conséquences extrêmes (comme l'écroulement des tensions, ouverture des lignes surchargées, perte de synchronisme), tout en prenant en considération les incertitudes de modélisation. La base de données est générée par une combinaison aléatoire des différentes causes. Elle est analysée par la suite en utilisant des outils statistiques.

Une base de données semblable a été générée pour une partie du système EDF, en utilisant 1500 scénarios de simulation et un modèle de simulation avec 11000 variables d'état.

Pour manipuler une telle base de données, les auteurs ont été obligés de développer des moyens spéciaux :

- Moyen de génération de la base de données, exploitant les calculs parallèles pour simuler en détail les différents scénarios ;
- Un moyen statistique de traitement de base de données spécialement adapté à la grande base composée de données temporelles.

I.7.4.6 Méthodes hybrides des (AI) Algorithmes Intelligents

Chacune des méthodes propres des algorithmes intelligents possède des points forts mais aussi des points faibles. L'hybridation entre les différentes méthodes conduit à des approches plus intéressantes en profitant des avantages de chaque méthode. On trouve dans la littérature deux approches hybrides. La première combine entre la méthode d'arbre de décision et la méthode des réseaux de neurones artificiels et la deuxième combine entre la méthode d'arbre de décision et la méthode des k voisins proches [Wehenkel et al. 1996].

Avantage des méthodes des algorithmes intelligents

Les trois points forts intrinsèques des méthodes des algorithmes intelligents par rapport aux méthodes déterministes sont :

- interprétation du phénomène ;
- efficacité de calcul en temps réel ;
- gestion des incertitudes.

Les deux premières propriétés sont liées aux modèles des méthodes des algorithmes intelligents. La gestion des incertitudes est obtenue grâce à la nature statistique de ces méthodes, c.à.d. à la manière de génération de la base de données, où des informations incertaines sont prises au hasard. Cette dernière propriété est d'une importance capitale dans les problèmes pratiques où les incertitudes sont toujours présentes. Elles sont inséparables avec la connaissance incomplète du modèle et des paramètres du système d'énergie électrique (ex. modélisation des charges connectées à des nœuds de haute tension). On ne mentionne pas ici le manque d'informations lié aux facteurs politico-économiques.

I.7.5 Applications des méthodes des algorithmes intelligents aux autres problèmes

Au début, les méthodes des algorithmes intelligents étaient destinées au problème de la stabilité transitoire. Actuellement, cette même méthodologie peut être adaptée aux autres problèmes (voir tableau I.3) de stabilité des systèmes d'énergie électrique. L'adaptation concerne essentiellement la génération de la base de données. Un tel développement vient d'être terminé dans le contexte de la stabilité de tension [Wehenkel et al. 1991] et dans le contexte de la sécurité statique [Hatziar Gyriou et al. 1994].

I.7.6 Applications pratiques des méthodes des algorithmes intelligents

La discussion ci-dessus montre que les méthodes des algorithmes intelligents sont en réalité capables de répondre aux besoins les plus stricts d'évaluation de la stabilité transitoire. Cependant, leurs utilisations et implémentations actuelles doivent surmonter au moins deux difficultés essentielles. La première est liée à la génération de la base de données, qui est une condition préalable de toute méthode des algorithmes intelligents. Pour la rendre une tâche routinière, il faut que des moyens convenables soient disponibles. Actuellement, de tels moyens pour une génération automatique de la base de données ont été déjà développés dans le contexte du mode de planification de fonctionnement [Jacquemart et al. ,1995], aussi dans le contexte du mode de fonctionnement en temps réel, un opérateur automatique est proposé par Dy-Liacco [Dy-Liacco, 1996].

Table I.4 Critères des techniques d'évaluation de la stabilité transitoire

Critères		1	2		3	4	5					
		Information requise		Temps Différé	Temps Réel	Information fournie						
		Model Possible	Temps Différé	Temps Réel	Tâches	Exigence de Calcul	Analyse	Classement	Interprétation	Sensibilité	Control	Gestion de Risque
Méthode d'IN		+++	TD	SC	IV	TE	D	-	-	-	-	-
Méthode d'IA	Temps Différé	+++	TD	-	BD, V	-	D, S		+	+	P, C	+
	Temps Réel	+++		VS	-	TFE	D, S		+	+	P	+
Méthode Directes	Pure	+,++	PD	SC	V	FE	D	++	-	+	P	-
	Hybride Prévention	+++	TD	SC	IV	FE	D, S	+	-	+	P	-
	Hybride Urgent	+++	-	VS	IV	TFE	S		+	+	C	+

TD : Totalemment détaillé, PD : Partiellement détaillé, SC : Système complet, VS : Variables Sélectionnées, IV: léger Validation, V: Validation , TE: Très Exigeante, E: Exigeante, FE: Faible Exigeante, TFE: Très Faible Exigeante D : Détaillée, S : Synthétique, P: Préventif, C: Correctif .

La deuxième raison est que toutes les stratégies développées jusqu'à maintenant se basent sur des concepts déterministes. Dans le but de rendre les méthodes des algorithmes intelligents acceptables par la communauté des systèmes d'énergie électrique, de nouvelles stratégies doivent être développées. Ainsi, il est souhaitable que les méthodes des algorithmes intelligents soient utilisées en premier lieu dans les domaines où elles prouvent leur supériorité par rapport aux autres méthodes déterministes. Un de ces domaines prioritaires est le fonctionnement en temps réel (dans le mode préventif et/ou dans le mode d'urgence).

Le maintien d'expertise dans les environnements des études en temps différé est une autre opportunité pour l'exploitation des avantages des approches statistiques.

I.8 Conclusion et cadre de notre travail

Le progrès phénoménal dans les technologies de l'information et de calcul a été déterminant pour le développement des méthodes des algorithmes intelligents. Dans le contexte de la stabilité transitoire, les résultats obtenus par ces méthodes en moins de 10 ans sont impressionnants. Le facteur majeur de ces succès est dû à la collaboration très proche et à l'implication des ingénieurs chercheurs et développeurs, qui ramènent leurs expériences et jugements. Ils ont participé fortement à la génération de bonnes bases de données, qui représentent l'élément clef des algorithmes intelligents. La prochaine et la dernière étape vers des implémentations pratiques est de rendre ces méthodes acceptables par les praticiens et par les opérateurs des systèmes d'énergie électrique. Ceci est actuellement sur la bonne voie.

Dans ce chapitre nous avons identifié les besoins actuels de l'évaluation de la stabilité transitoire dans le contexte des deux modes préventif et urgent. Ensuite nous avons décrit les trois classes d'approches existantes pour l'évaluation de la stabilité transitoire avec leurs couplages tout en mentionnant leurs potentialités et en essayant d'identifier les besoins que chaque méthode peut satisfaire. En se basant sur les cinq critères d'évaluation suivants :

- 1) Possibilité et facilité de modélisation ;
- 2) Type d'informations nécessaires ;
- 3) Tâches de préparation en temps différé ;
- 4) Calculs nécessaires en temps réel ;
- 5) Type des informations fournies.

On peut alors porter les trois observations suivantes :

- Plusieurs approches existant actuellement, peuvent répondre aux plus stricts exigences de tous les types de stabilité;
- A cause du degré de sophistication élevé de quelques méthodes, leurs implémentations actuelles ainsi que leurs utilisations ont grand besoin d'une collaboration proche entre chercheurs, développeurs et ingénieurs praticiens.
- Le but final à atteindre est celui d'une approche unique capable de traiter la problématique d'évaluation de la stabilité transitoire dans les différents contextes au lieu de plusieurs sous approches. Ce but fera l'objet de cette modeste thèse.

Chapitre II

Stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique

II.1 Introduction

Les études de la stabilité d'un réseau électrique examinent la réponse du système suite à des perturbations majeures telles que la perte d'une grande centrale de production, l'ouverture d'une grande ligne de transport ou un court circuit triphasé. Ces analyses sont de nature non linéaire et s'intéressent à la capacité des générateurs du système de rester en synchronisme.

Dans ce chapitre nous nous intéressons à l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique par la méthode conventionnelle d'intégration numérique en utilisant plusieurs modèles de la machine synchrone. Dans cette thèse, deux régulateurs de tension, deux régulateurs de vitesse, un modèle de PSS et un FACTS (UPFC) sont modélisés et pris en compte dans le modèle dynamique général du réseau. Nous nous intéressons dans ce chapitre à l'évaluation des comportements transitoires des tensions aux différents nœuds du réseau.

Pour cela, nous allons présenter les modèles des différents éléments constituant le réseau. Ensuite, on donne les différentes étapes à suivre pour évaluer le comportement transitoire des générateurs et des tensions aux différents nœuds du réseau. La réduction du réseau aux nœuds internes des générateurs ainsi que l'organigramme de résolution du problème de stabilité transitoire pour ce modèle réduit sont aussi discutées dans ce chapitre.

II.2 Modélisation de la dynamique du réseau électrique

Puisque l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques est basée sur des calculs impliquant des modèles mathématiques, il est important de comprendre la formulation et la construction de ces modèles ainsi que leurs limites d'utilisation. Dans les analyses subtransitoires du réseau, des équations aux dérivées partielles décrivant les propriétés des lignes de transport et des charges seront résolues en utilisant des techniques numériques approximatives. Pour l'analyse présentée dans cette thèse, les phénomènes subtransitoires rapides associés aux lignes de transport et aux charges seront négligés. Les lignes et les charges sont modélisées avec des équations algébriques exactement comme pour les études d'écoulement de puissance en régime non perturbé.

Les termes représentant les phénomènes transitoires au niveau du stator sont aussi négligés. Tenant compte de cette hypothèse, les équations du stator seront des équations algébriques [Kundur, 1994]. Ceci nous permet d'utiliser les équations statoriques à l'état statique dans la représentation des équations d'interconnexions du réseau.

Les modèles des générateurs synchrones et de leurs régulateurs sont limités aux équations différentielles ordinaires de premier ordre. Ces générateurs sont couplés ensemble à travers le système d'équations algébriques du réseau. Chacune de ces équations différentielles exprime la variation d'une variable d'état (angles internes des générateurs, vitesses des rotors, tensions d'excitation, positions des vannes des soupapes régulatrices, ...) en termes des autres variables d'état et autres variables algébriques du réseau et des stators des générateurs. Il convient de noter que les équations différentielles sont généralement non linéaires. En plus de la non linéarité, des phénomènes tels que la saturation magnétique, les limites sur les tensions et sur les positions des vannes des soupapes régulatrices doivent être pris en considération.

Avant d'énoncer le modèle final, une hypothèse importante s'impose au sujet du réseau et des charges actuelles. Nous supposons qu'une intégrale multiple existe pour toutes les variables dynamiques liés au réseau et aux charges qui ne sont pas des simples impédances $R-L$. Nous supposons que l'intégrale multiple pour les variables dynamiques du réseau peut être rapprochée par l'équation suivante :

$$(R_i + jX_{epi})(I_{Di} + jI_{Qi}) = (V_{Di} + jV_{Qi}) \quad (\text{II.1})$$

Nous supposons également que l'intégrale multiple pour les variables dynamiques électriques des charges peut être rapprochée par des ensembles de deux équations algébriques qui

peuvent être exprimées en tant qu'ensemble d'équations complexes de la forme générale suivante :

$$(V_{Di} + jV_{Qi})(I_{LDi} - jI_{LQi}) = P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) \quad (\text{II.2})$$

où $P_{Li}(V_i)$ et $Q_{Li}(V_i)$ peuvent être des fonctions non linéaires du module V_i de la tension du nœud i . Les modèles de charge utilisés généralement sont les modèles polynomiales :

$$P_{Li}(V_i) = P_{Loi} + k_{P1i}V_i + k_{P2i}V_i^2 + \dots \quad i=1, \dots, n \quad (\text{II.3})$$

$$Q_{Li}(V_i) = Q_{Loi} + k_{Q1i}V_i + k_{Q2i}V_i^2 + \dots \quad i=1, \dots, n \quad (\text{II.4})$$

ou modèle expérimental.

Les constantes P_{Loi} et Q_{Loi} représentent des puissances constantes.

k_{P1i} et k_{Q1i} représentent des courants d'intensité constante à un facteur de puissance constant.

k_{P2i} et k_{Q2i} représentent des impédances constantes.

n représente le nombre totale des nœuds du réseau.

Notons que P_{Li} et Q_{Li} sont données en tant que puissances injectées, cela signifie que P_{Li} sera négative pour une charge passive.

Avec ce modèle généralisé pour le réseau et les charges, nous écrivons les équations algébriques pour l'interconnexion des circuits de m machines avec tous les transformateurs, lignes, et les charges en utilisant la matrice admittance des nœuds du réseau standard définie à travers les tensions des nœuds et les courants injectés par :

Pour les m nœuds de génération, nous avons :

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + (I_{LDi} + jI_{LQi}) = \sum_{k=1}^n Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}} V_k e^{j\theta_k} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{II.5})$$

Pour les n nœuds de charge, nous avons :

$$(I_{LDi} + jI_{LQi}) = \sum_{k=1}^n Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}} V_k e^{j\theta_k} \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{II.6})$$

Toutes les quantités sont définies précédemment et l'indice $Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}}$ indique l'élément (i, k) de la matrice admittance nodale du réseau utilisée pour le calcul d'écoulement de puissance.

II.2.1 Dynamiques de la machine synchrone

En négligeant les phénomènes transitoires dans les stators, la dynamique de la $i^{\text{ème}}$ machine du réseau est la suivante :

Equations électriques :

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) \left[I_{di} - \frac{(X'_{di} - X''_{di})}{(X'_{di} - X_{lsi})^2} (\psi_{1di} + (X'_{di} - X_{lsi})I_{di} - E'_{qi}) \right] + E_{fdi} \quad (\text{II.7})$$

$$T''_{doi} \frac{d\psi_{1di}}{dt} = -\psi_{1di} + E'_{qi} - (X'_{di} - X_{lsi})I_{di} \quad (\text{II.8})$$

$$T'_{qoi} \frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} - (X_{qi} - X'_{qi}) \left[I_{qi} - \frac{(X'_{qi} - X''_{qi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})^2} (\psi_{2di} + (X'_{qi} - X_{lsi})I_{qi} - E'_{di}) \right] \quad (\text{II.9})$$

$$T_{qoi}'' \frac{d\psi_{2qi}}{dt} = -\psi_{2qi} - E'_{di} - (X'_{qi} - X_{lsi})I_{qi} \quad (\text{II.10})$$

Equations mécaniques :

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (\text{II.11})$$

$$\begin{aligned} \frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = \\ T_{Mi} - \frac{(X''_{di} - X_{lsi})}{(X'_{di} - X_{lsi})} E'_{qi} I_{qi} - \frac{(X'_{di} - X''_{di})}{(X'_{di} - X_{lsi})} \psi_{1di} I_{qi} - \frac{(X''_{qi} - X_{lsi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} E'_{di} I_{di} + \frac{(X'_{qi} - X''_{qi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} \psi_{2qi} I_{di} - \\ (X''_{qi} - X''_{di}) I_{di} I_{qi} - T_{FWi} \end{aligned} \quad (\text{II.12})$$

Ce modèle des générateurs est le modèle le plus détaillé utilisé dans les études de stabilité transitoire des réseaux électriques. La dynamique du générateur est représentée par six équations différentielles de premier ordre. On l'appelle modèle d2q2 puisque on considère quatre amortisseurs pour la représentation du générateur dans le modèle équivalent de Park, deux sur l'axe directe et deux sur l'axe quadrature.

II.2.2 Dynamique du système d'excitation

Au niveau des groupes de production, un régulateur primaire de tension agit sur la tension d'excitation commandant le courant rotorique de la machine de façon à asservir la tension statorique aux bornes de la machine à une valeur de consigne V_{refi} , fixée a priori. Ce réglage est rapide et agit selon des critères locaux (grandeurs machine). 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.

Le flux d'excitation de la génératrice synchrone est fourni par une tension d'excitation continue variable dont la valeur est contrôlée par un régulateur de tension. Ce dernier peut être électromécanique ou solide. Il peut être un générateur de courant continu ou un transformateur avec un redresseur. L'excitateur et son régulateur de tension sont collectivement dénommés un système d'excitation. Bien que l'action principale de l'excitateur d'une génératrice synchrone soit le réglage de la tension de sortie du générateur, son action détermine aussi, indirectement, la puissance réactive du générateur.

Les groupes de travail IEEE proposent périodiquement dans leurs études des recommandations pour la modélisation de la dynamique des systèmes d'excitation. Quatre modèles sont proposés, dont le modèle du régulateur IEEE type 1 [IEEE, 1992] était applicable à grande échelle dans les compagnies d'énergie électrique. Bien que les spécialistes présentent dans leurs thèses des modèles de systèmes d'excitation plus rigoureux, ce modèle est encore largement utilisé. Dans notre thèse, nous avons utilisé deux types différents de régulateurs.

II.2.2.1 Système d'excitation IEEE type 1

Ce régulateur est modélisé généralement avec quatre variables d'état dynamique :

V_{Si} : Tension de sortie du circuit de détections, dont la constante de temps est généralement très faible et souvent supposée nulle.

V_{Ri} : Tension de sortie de régulateur.

E_{fdi} : Sortie de l'excitateur, qui est l'entrée de la machine synchrone.

R_{fi} : Taux de signal de retour (anticipe l'effet de l'erreur en changeant la tension de sortie).

Les équations différentielles décrivant le comportement dynamique du régulateur sont :

$$T_{Ri} \frac{dV_{si}}{dt} = -V_{si} + (V_{refi} - V_i) \quad (II.13)$$

$$T_{Ai} \frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai}R_{fi} - \frac{K_{Ai}K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} + K_{Ai}V_{si} \quad (II.14)$$

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -[K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi})] E_{fdi} + V_{Ri} \quad (II.15)$$

$$T_{Fi} \frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} \quad (II.16)$$

Généralement, on considère une contrainte limite suivante sur le régulateur de tension :

$$V_{Ri}^{min} \leq V_{Ri} \leq V_{Ri}^{max}$$

L'entrée du système de régulation de tension est l'erreur détectée sur la tension terminale du générateur comparée à une tension de référence ($V_{refi} - V_i$). Si la constante de temps T_{Ri} est nulle, cette différence sera égale à V_{si} , qui devient une variable algébrique plutôt qu'une variable dynamique.

II.2.2.2 Système d'excitation simple

Une deuxième structure simplifiée d'un système d'excitation de premier ordre est considérée dans ce travail.

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

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -E_{fdi} + K_{Ei} (V_{refi} - V_i) \quad (II.17)$$

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

$$E_{fd}^{min} \leq E_{fd} \leq E_{fd}^{max}$$

II.2.3 Dynamique du régulateur de vitesse

Tous les générateurs ont un régulateur de vitesse, qui compare leur vitesse actuelle à la vitesse de synchronisme. Ce régulateur ajuste le flux d'énergie dans la turbine par le biais des vannes régulatrices. Les soupapes des vannes régulent le débit de vapeur dans le cas d'une turbine à vapeur, le débit du gaz dans le cas d'une turbine à gaz, le débit d'eau dans le cas d'une centrale hydraulique ou le carburant dans le cas des moteurs diesel.

II.2.3.1 Première structure d'un 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 premier régulateur considéré dans ce travail est de type « P.I.D ». La commande de la vitesse est effectuée par un ajustement de la puissance mécanique. A la suite d'une perturbation, c'est la réserve tournante de la puissance qui permet d'assurer la correction de l'écart entre la fréquence de référence (50 Hz) et la fréquence réelle mesurée au x bornes d'un générateur. Le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur (eau, vapeur, gaz ...), selon le type de la centrale de production d'électricité, afin de rétablir l'équilibre. La fonction de transfert du régulateur utilisée dans cette thèse [Sauer et Pai, 1998] s'exprime de la manière suivante:

$$\frac{\Delta C_m}{\Delta \omega} = -\frac{1+p\sigma}{\gamma+p\tau} \quad (\text{II.18})$$

ΔC_m : Variation du couple moteur développé par la turbine.

$\Delta \omega$: Variation de la pulsation.

σ : Dosage accélérométrique.

γ : Taux de statisme

τ : Taux de statisme.

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

$$\begin{aligned} \frac{\Delta P_m}{\Delta \omega} &= -K_v \frac{1+p\sigma}{1+pT_v} \\ K_v &= \frac{\omega_s}{\gamma S_B} \\ T_v &= \frac{\gamma}{\tau} \end{aligned} \quad (\text{II.19})$$

K_v : Gain statique du régulateur.

K_v : Constante de temps.

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

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_v} \left(-P_m + P_{mref} - K_v \left(\omega - \sigma \frac{d\omega}{dt} \right) \right) \quad (\text{II.20})$$

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

$$P_m^{min} \leq P_m \leq P_m^{max}$$

II.2.3.2 Deuxième structure d'un régulateur de vitesse

Un deuxième modèle de régulateur de vitesse avec deux variables d'état est considéré dans ce travail. Les équations régissant la dynamique de ce dernier sont données par :

P_{SVi} : Position de la soupape de la vanne régulatrice

T_{Mi} : Couple mécanique

Les équations différentielles du régulateur sont :

$$T_{SVi} \frac{dP_{SVi}}{dt} = -P_{SVi} + P_{Ci} - \frac{1}{R_{Di}} \left(\frac{\omega_i}{\omega_0} - 1 \right) \quad (\text{II.21})$$

$$T_{CHi} \frac{dT_{Mi}}{dt} = -T_{Mi} + P_{SVi} \quad (\text{II.22})$$

Avec le contrainte limite :

$$0 \leq P_{SVi} \leq P_{SVi}^{max}$$

L'entrée du régulateur de vitesse est le signal d'erreur, qui est donné ici comme la différence entre la vitesse de synchronisme et la vitesse réelle. Toutes les quantités sont données en pu. Ceci permet de considérer la puissance à la place du couple dans la même équation.

II.2.4 Dynamique du réseau de transport

Pour compléter le modèle dynamique, il est nécessaire de connecter tous ces générateurs synchrones à travers le réseau aux charges des consommateurs. Dans la plupart des études des réseaux, les dynamiques rapides des charges et des lignes de transport sont négligées. Le modèle est élaboré en appliquant la loi de Kirchhoff à chaque nœud (appelé également bus). Les charges actives et réactives des nœuds sont généralement représentées par une puissance constante, un courant constant ou impédance constante en fonction des tensions au niveau des nœuds. Cette dernière dépend de la nature des charges (résidentiel, agricole, commercial ou industriel).

Les contraintes algébriques électriques dans les stators des générateurs :

$$0 = V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX''_{di})(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - [(X''_{qi} - X''_{lsi})I_{qi} + \frac{(X''_{qi} - X_{lsi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})}E'_{di} - \frac{(X'_{qi} - X''_{qi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})}\psi_{2qi} + j\frac{(X''_{di} - X_{lsi})}{(X'_{di} - X_{lsi})}E'_{qi} + j\frac{(X'_{di} - X''_{di})}{(X'_{di} - X_{lsi})}\psi_{1qi}]e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} \quad (\text{II.20})$$

Les contraintes algébriques des nœuds de générations (équations de bilan de puissance):

$$V_i e^{j\theta_i}(I_{di} - jI_{qi})e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (\text{II.21})$$

Avec les contraintes algébriques des nœuds de charge (équations de bilan de puissance) :

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (\text{II.22})$$

La tension d'entrée du régulateur de tension est V_i qui est automatiquement définie par les contraintes algébriques du réseau. Ainsi, pour des fonctions données $P_{Li}(V_i)$ et $Q_{Li}(V_i)$, les $m+n$ équations algébriques complexes doivent être résolus pour V_i

$\theta_i (i = 1, \dots, n), I_{di}, I_{qi} (i = 1, \dots, m)$ en termes des états $\delta_i, E'_{di}, \psi_{2qi}, E'_{qi}, \psi_{1di} (i = 1, \dots, m)$. On peut explicitement éliminer les courants en résolvant (II.13) ou (II.14) et les substituées dans les équations différentielles. Ceci laisserait seulement les n équations algébriques complexes à résoudre pour les tensions complexes $V_i e^{j\theta_i}$.

II.2.5 Insertion des PSS

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur, figure II.2. Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur. Par conséquent, avec un système d'excitation rapide et fort, l'avantage présenté par un couple synchronisant important est toujours assuré et le problème de la décroissance du couple d'amortissement est corrigé [IEEE, 2003]. Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus juste et au bon moment.

Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants [Kundur, 2004] :

- supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation ; c.-à-d. assurer la stabilité transitoire du système.
- maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ainsi qu'aux modes interrégionaux sans effets négatifs sur les autres modes.
- minimiser la probabilité d'effets défavorables, à savoir, les interactions avec les phénomènes de hautes fréquences dans le système de puissance telle la résonance

dans le réseau de transport et les instabilités locales dans la bande de l'action désirée du système de contrôle

- être suffisamment robuste pour permettre au système de contrôle d'assurer ses objectifs pour divers points de fonctionnement probables du système de puissance.

Récemment, les stabilisateurs des systèmes d'énergie à base de logique floue FL PSS sont apparus comme étant les stabilisateurs les plus adaptés, vu leur temps de calcul et leur robustesse [Abido et Abdel-Magid, 1997] [Singh et Sen, 2003]. Un modèle de PSS basé de logique floue est proposé et programmé dans cette thèse [Boussahoua et Boudour, 2007].

II.2.5.1 Boucle de régulation de tension avec FL PSS

Un signal stabilisateur U_{FLPSS} est ajouté à la boucle de régulation de l'excitation selon la figure II.1 [Abido et Abdel-Magid, 1997], [Abido et Abdel-Magid, 1999], [Hassan et al., 1991] et [Hiyama, 1999].

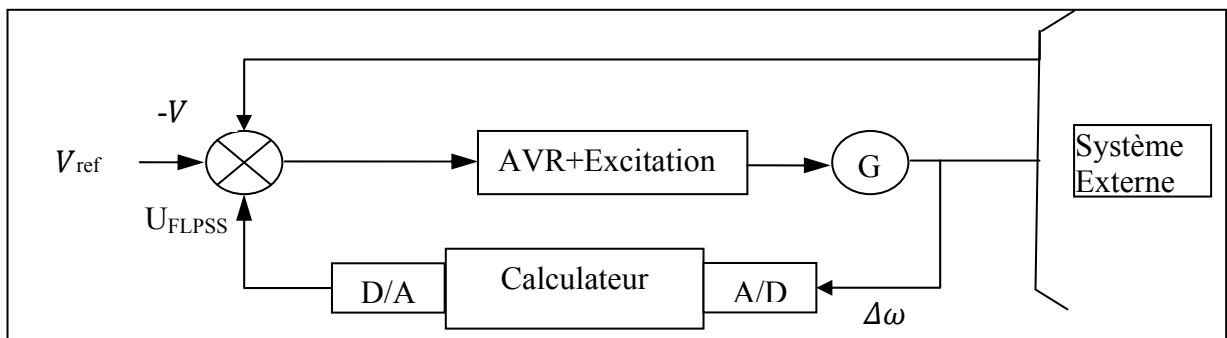


Figure II.1 Configuration du système de régulation de tension avec FL PSS

II.2.5.2 Modèle d'un réseau avec FL PSS

Pour le système d'excitation IEEE type 1 et afin de prendre en considération l'effet du FL PSS, l'équation (II.13) de ce dernier est modifiée et prend l'expression suivante :

$$T_{Ri} \frac{dv_{si}}{dt} = -V_{si} + (V_{refi} - V_i + U_{FLPSSi}) \quad (II.23)$$

Pour le système d'excitation simple, l'effet du FL PSS est introduit en modifiant l'équation (II.17) comme suit :

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -E_{fdi} + K_{Ei} (V_{refi} - V_i + U_{FLPSSi}) \quad (II.24)$$

II.2.5.3 Application de la logique floue pour la détermination de U_{FLPSS}

a)- Choix des entrées et de la sortie

Le choix du signal d'entrée de PSS représente une étape critique dans la conception du PSS. Plusieurs considérations interviennent dans ce choix, telles :

- la sensibilité du signal d'entrée aux oscillations électromécaniques (autrement dit, les modes oscillatoires doivent être "observables" dans le signal choisi).
- l'insensibilité du signal d'entrée du PSS à son propre signal de sortie. D'une façon similaire, la sensibilité doit être la plus faible possible pour les signaux de sortie d'autres PSSs.

Un bon résultat peut être obtenu si l'entrée du PSS est :

- a) Le signal de la variation de la vitesse de rotor du générateur ;
 b) Le signal de la dérivée de l'écart de la vitesse (accélération) du générateur.

Le signal de sortie du contrôleur U_{FLPSS} représente les conséquences des règles imposées sur ces deux entrées. Ce signal d'amortissement doit être ajouté à la tension de référence [Abido et Abdel-Magid, 1999], [Hassan et al., 1991].

b)- Fonction d'appartenance

La génération de la fonction d'appartenance s'effectue soit d'une manière itérative, soit avec la méthode d'essai et d'erreur ou encore en se basant sur l'expérience humaine. Il n'existe jusqu'à présent aucune méthode qui généralise la formulation des stratégies de la logique floue. Dans notre travail, on définit deux fonctions d'appartenances continues qui sont les mieux adaptées pour la résolution des problèmes de la stabilité des réseaux électriques.

Deux fonctions d'appartenance sont, néanmoins, proposées :

$$\phi(x, a, b, c) = \begin{cases} 0 & \forall x \leq a \\ 2 \left(\frac{x-a}{c-a} \right)^2 & \forall x \in]a, b[\\ 1 - 2 \left(\frac{x-a}{c-a} \right)^2 & \forall x \in]b, c[\\ 1 & x > c \end{cases} \quad (\text{II.25})$$

$$\psi(x, b, c) = \begin{cases} \phi \left(x, c - b, c - \frac{b}{2}, c \right) & \forall x \leq c \\ \phi \left(x, c, c + \frac{b}{2}, c + b \right) & \forall x > c \end{cases} \quad (\text{II.26})$$

c)- Détermination de U_{FLPSS}

A l'instant t , $u(t)$ est exprimée par :

$$u(t) = U(k) \quad k T_s < t < (k + 1) T_s \quad (\text{II.27})$$

T_s : Période d'échantillonnage.

La valeur du vecteur $U(k)$ est discrétisée à chaque instant selon les étapes suivantes :

Etape1 : Considérer la machine j où le stabilisateur va être installé.

Etape2 : La déviation de la vitesse de la machine j , $\Delta\omega_j(k)$ est mesurée à chaque instant échantillonné, et l'accélération de la machine est alors calculée par :

$$\Delta\omega_j \dot{(k)} = \frac{|\Delta\omega_j(k) - \Delta\omega_j(k-1)|}{T_s} \quad (\text{II.28})$$

Etape3 : Calculer $\Delta\omega_{s_j} \dot{(k)}$ l'accélération pondérée à un facteur d'accélération F_j :

$$\Delta\omega_{s_j} \dot{(k)} = \Delta\omega_{s_j} \dot{(k)} F_{aj} \quad (\text{II.29})$$

Etape4 : La condition $C_j(k)$ du générateur est exprimée par :

$$C_j(k) = (\Delta\omega_j(k), \Delta\omega_{s_j} \dot{(k)}) \quad (\text{II.30})$$

Etape5 : Calculer $R_j(k)$ et $\theta_j(k)$ avec :

$$\begin{cases} R_j(k) = C_j(k) \\ \theta_j(k) = tg^{-1}\left(\frac{\Delta\omega_{s_j}(k)}{\Delta\omega_j(k)}\right) \end{cases} \quad (II.31)$$

Etape6 : Calculer les fonctions d'appartenance $N_{s_j}(\theta_j)$ et $P_{s_j}(\theta_j)$ en se basant sur les équations (II.25) et (II.26) :

$$N_{s_j}(\theta_j) = \begin{cases} 1 - \phi(\theta_j, \theta_{ij}, \theta_{m1j}, \theta_{mj}) & \forall \theta_j \leq \theta_{mj} \\ \phi(\theta_j, \theta_{mj}, \theta_{m2j}, \theta_{mj}) & \forall \theta_j > \theta_{mj} \end{cases} \quad (II.32)$$

$$P_{s_j}(\theta_j) = \psi(\theta_j, 2\pi - \theta_{ij}, \theta_{mj}) \quad (II.33)$$

Avec :

$$\begin{cases} \theta_{mj} = (2\pi + \theta_{ij})/2 \\ \theta_{m1j} = (\theta_{ij} + \theta_{mj})/2 \\ \theta_{m2j} = (2\pi + \theta_{mj})/2 \end{cases} \quad (II.34)$$

Etape7 : Déterminer la valeur du gain $G_{s_j}(k)$, défini par :

$$G_{s_j}(k) = \begin{cases} \frac{R_j(k)}{D_j} & R_j(k) < D_j \\ 1 & R_j(k) > D_j \end{cases} \quad (II.35)$$

Etape8 : Calculer le signal $U_{FLPSSj}(k)$ avec :

$$U_{FLPSSj}(k) = G_{s_j}(k)[N_{s_j}(\theta_j) - P_{s_j}(\theta_j)] U_{maxj} \quad (II.36)$$

Avec U_{maxj} est la valeur maximal du signal stabilisateur de la machine j .

Etape9 : Incrémenter k par 1 et retourner à l'étape 1.

Un algorithme génétique a été utilisé pour l'optimisation des paramètres F_j , θ_{ii} et D_j des FLPSS installés sur les différentes machines. L'algorithme d'optimisation des trois FLPSS implémentées sur le réseau test IEEE 3 générateurs 9 nœuds ainsi que les résultats de simulation sont présentés en. Les contrôleurs PSSs qui sont des systèmes simples et faciles à installer, pratiques, efficaces et moins chers, sont les systèmes les plus utilisés pour améliorer la stabilité aux petites perturbations. Ils participent aussi dans l'amélioration du comportement transitoire des réseaux électriques [Boussahoua et Boudour, 2011].

II.2.6 Insertion d'un UPFC (Unified Power Flow Controller)

Dans le but de pouvoir modéliser correctement le réseau, il faut prendre en considération l'insertion des systèmes FACTS (Flexible AC transmission Systems) [Kazemi et Badrzadeh, 2004, Gudar et Pati, 2011] qui regroupent tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer la contrôlabilité et les capacités de transfert des réseaux de transport d'énergie électrique. Ils permettent aussi d'améliorer le comportement statique et dynamique d'un réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteur statique) leur assure une vitesse de réponse supérieure à celle des systèmes électromécaniques classiques. Parmi ces systèmes, on trouve l'UPFC [Gholipour, 2003], appelé aussi DRU (déphaseur régulateur universel), qui est l'un des éléments les plus performants des FACTS.

II.2.6.1 Principe de fonctionnement d'un UPFC

Kyungyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

- la tension.
- l'impédance de la ligne.
- le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

En effet, l'UPFC permet à la fois le contrôle des puissances actives et réactives ainsi que la tension au nœud d'insertion.

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur shunt et l'autre connecté en série avec le réseau par l'intermédiaire d'un autre transformateur série. Ces deux onduleurs sont interconnectés par un condensateur de filtrage comme le montre la figure (II.3). En principe l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de flux d'énergie, l'amélioration de la stabilité et l'atténuation des oscillations de puissance [Dash et al., 2000].

Dans la figure II.2, l'onduleur 1 est utilisé pour fournir la puissance active nécessaire injectée au réseau par l'onduleur 2. Il peut réaliser aussi la fonction de compensation de l'énergie réactive, indépendamment de la puissance active fournie au réseau. L'onduleur 2 injecte la tension V_b et fournit les puissances active et réactive nécessaires pour augmenter le transit de puissance dans les lignes et améliorer le comportement dynamique du réseau [K. Belacheheb, 2001].

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement deux onduleurs de tension triphasés. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions instantanément, en changeant la commande de ses onduleurs, ce qui permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant temporairement l'une des fonctions [Dash et al., 2000], [K. Belacheheb, 2001].

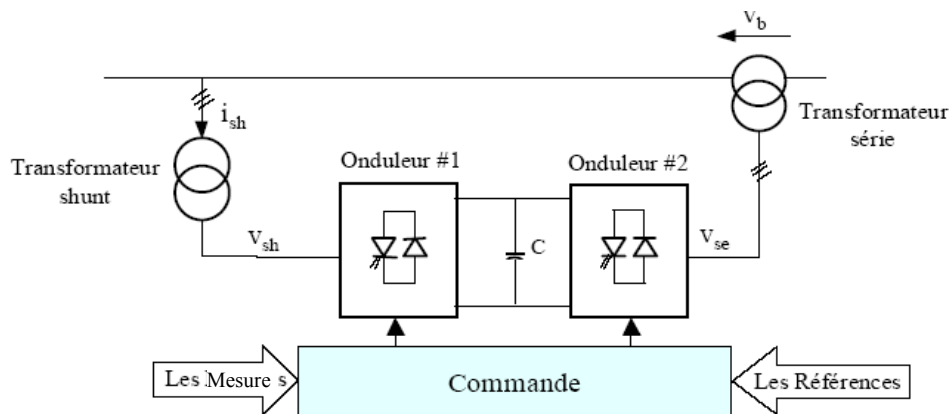


Figure II.2 : Schéma de base d'un UPFC

II.2.6.2 Modélisation d'un réseau électrique avec UPFC

Le modèle mathématique d'un UPFC est établi dans le but d'étudier le comportement transitoire d'un réseau électrique. Le schéma de base d'un UPFC est donné par la figure II.2. Cette dernière représente le schéma unifilaire de l'UPFC inséré entre les nœuds i et j d'un réseau électrique.

Nous considérons le schéma équivalent d'un UPFC connecté entre les jeux de barres i et j comme illustré sur la figure II.3, il peut être représenté par une source de tension connectée en série avec une réactance X_{TRS} accompagnée du transformateur et une source de courant connectée en parallèle.

Le courant I_T est en phase avec la tension U_i et représente la puissance active d'échange entre la branche série et la branche parallèle de l'UPFC. Cette puissance est égale à la puissance active injectée dans la branche série.

Le courant I_q représente la branche réactive parallèle du courant. Ceci est montré dans le diagramme déphaseur représenté ci-dessous :

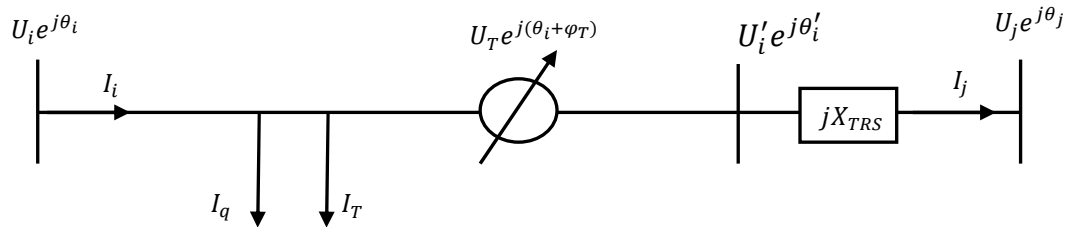


Figure II.3 Modèle de base d'un UPFC

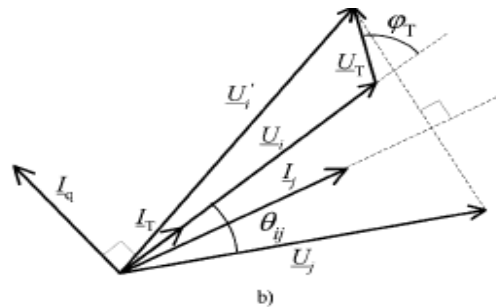


Figure II.4 Diagramme d'un UPFC déphaseur

Les paramètres contrôlables sont le module de la tension série injectée U_T , le déphasage de cette tension φ_T et la branche réactive du courant. Le courant I_T dépend de la puissance active injectée dans la branche série.

Le modèle d'injection d'un UPFC est obtenu en ajoutant un courant d'injection parallèle avec la réactance X_{TRS} . Il est montré dans la figure II.5 ci-dessous.

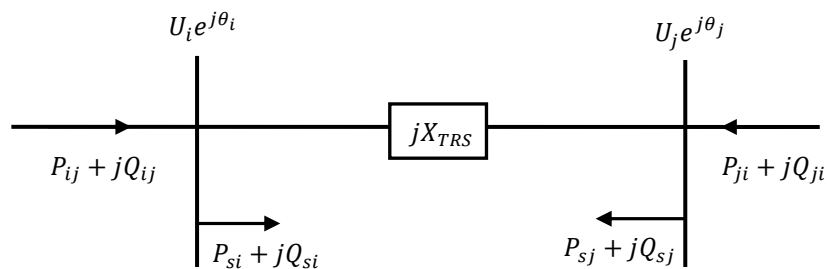


Figure II.5 Modèle d'injection d'un UPFC

$$P_{si} = \frac{U_i U_T}{X_{TRS}} \sin(\varphi_T) + U_i I_T \tag{II.37}$$

$$P_{sj} = \frac{U_i U_T}{X_{TRS}} \sin(\theta_{ij} + \varphi_T) \tag{II.38}$$

Les équations associées au modèle d'injection sont montrées ci-dessous :

$$Q_{si} = \frac{U_i U_T}{X_{TRS}} \cos(\varphi_T) + U_i I_q \quad (\text{II.39})$$

$$Q_{sj} = -\frac{U_i U_T}{X_{TRS}} \cos(\theta_{ij} + \varphi_T) \quad (\text{II.40})$$

$$\text{Où } \theta_{ij} = \theta_i - \theta_j$$

L'insertion d'un UPFC dans un réseau électrique est prise en compte par le changement des éléments diagonaux de la matrice admittance du réseau sans UPFC des deux nœuds entre lesquelles nous avons inséré notre dispositif. Les termes à ajouter sont donnés par les équations suivantes :

$$Y_{sii} = \frac{(P_{si} - jQ_{si})}{|V_i|^2} \quad (\text{II.41})$$

$$Y_{rjj} = \frac{(P_{rj} - jQ_{rj})}{|V_j|^2} \quad (\text{II.42})$$

En outre, nous remplaçons la puissance active shunt reliée de l'UPFC par la puissance active dans la branche série. Cette puissance active est égale à la partie réelle du produit vectoriel de la tension série injecté U_T et la valeur conjuguée du courant I_j .

$$U_i I_T = \text{Re}(\bar{U}_i \bar{I}_j^*) \quad (\text{II.43})$$

Le courant peut être calculé par :

$$\bar{I}_j = \left(\frac{\bar{U}_i' - \bar{U}_j}{j X_{TRS}} \right) \quad (\text{II.44})$$

Où le module de la tension \bar{U}_i' est :

$$|\bar{U}_i'| = \sqrt{(U_i + U_T \cos(\varphi_T))^2 + (U_T \sin(\varphi_T))^2} \quad (\text{II.45})$$

L'argument de la tension \bar{U}_i' est :

$$\arg(\bar{U}_i') = \theta_i + \arctan\left(\frac{U_T \sin(\varphi_T)}{U_i + U_T \cos(\varphi_T)}\right) \quad (\text{II.46})$$

Après quelques calculs algébriques, nous pouvons réécrire la puissance active comme suit:

$$U_i I_T = \frac{U_j U_T}{X_{TRS}} \sin(\theta_{ij} + \varphi_T) - \frac{U_i U_T}{X_{TRS}} \sin(\varphi_T) \quad (\text{II.47})$$

Par conséquent la valeur de la puissance réelle injectée est :

$$P_{si} = \frac{U_j U_T}{X_{TRS}} \sin(\theta_{ij} + \varphi_T) = -P_{sj} \quad (\text{II.48})$$

II.3 Modèle dynamique complet d'un réseau électrique

Le modèle dynamique complet d'un réseau électrique est résumé par la figure suivante :

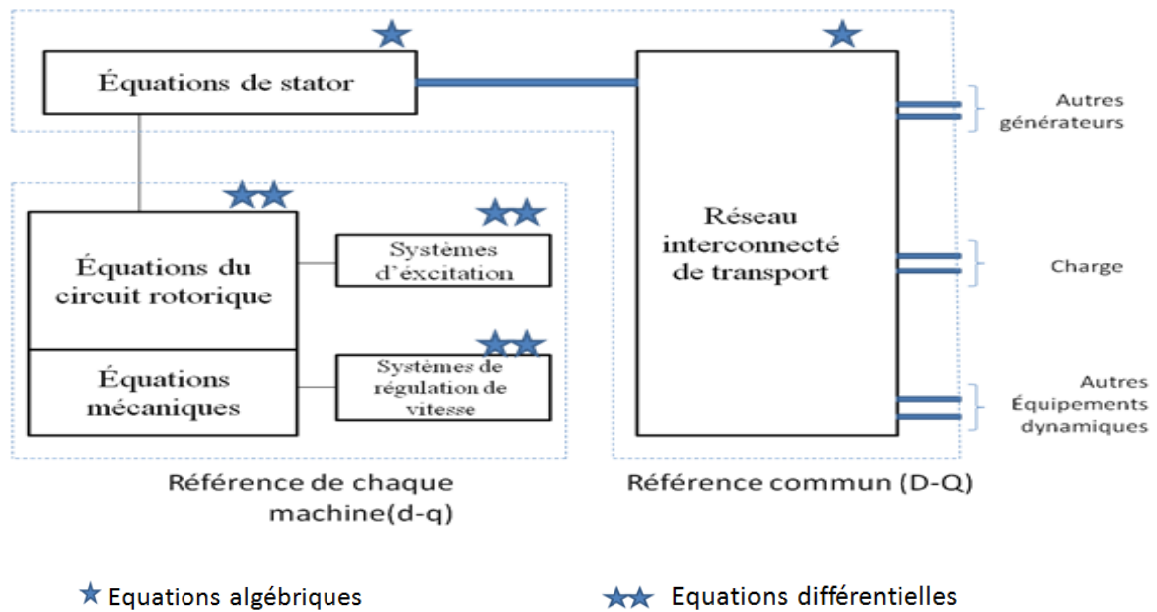


Figure II.6 Différents systèmes d'équations du modèle dynamique d'un réseau électrique

II.4 Réduction de Kron (Cas spécial des charges impédances)

I s'agit ici de remplacer la topologie complète d'un réseau par une autre mathématiquement équivalente en maintenant seulement les nœuds générateurs. Cette réduction est schématisée par la figure II.7 suivante:

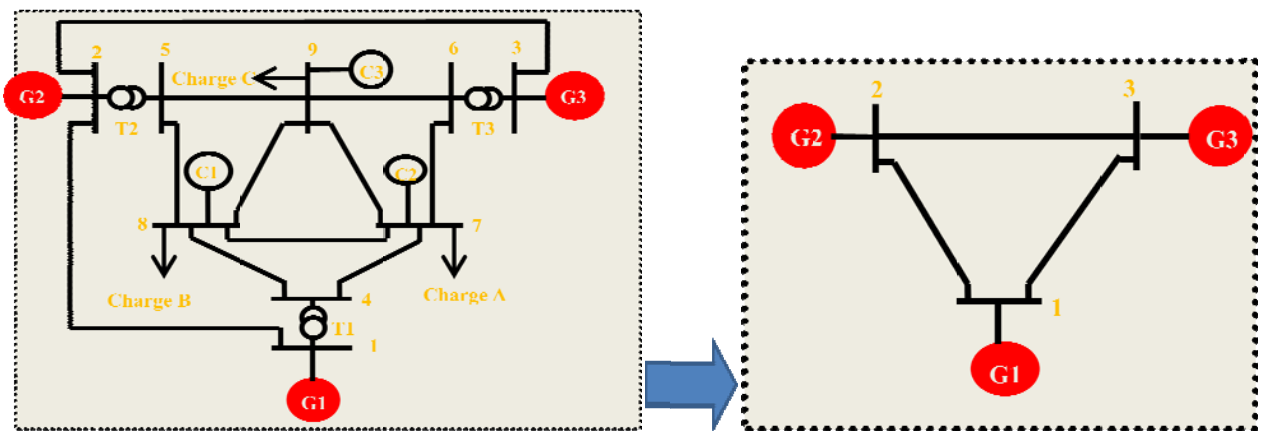


Figure II.7 Réduction de Kron d'un réseau électrique

Dans cette figure, un réseau de 9 nœuds dont 3 nœuds de production, a été remplacé par un autre réseau équivalent en ne gardant que les trois nœuds générateurs.

Dans certains cas, le modèle dynamique d'un réseau électrique peut être mis dans une forme explicite sans équations algébriques. Nous faisons l'hypothèse pessimiste suivante sur la représentation de la charge :

$$P_{Li}(V_i) = k_{P2i}V_i^2 \tag{II.49}$$

$$Q_{Li}(V_i) = k_{Q2i}V_i^2 \tag{II.50}$$

Dans ce cas-ci, les charges et $(R_{si} + jX''_{di})$ peuvent être ajoutés aux éléments diagonaux de la matrice admittance pour obtenir les équations algébriques suivantes:

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = \frac{1}{(R_{si} + jX''_{di})} \left[(X''_{qi} - X''_{di})I_{qi} + \frac{(X''_{qi} - X_{lsi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} E'_{di} - \frac{(X'_{qi} - X''_{qi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} \psi_{2qi} + \right. \\ \left. j \frac{(X''_{di} - X_{lsi})}{(X'_{di} - X_{lsi})} E'_{qi} + j \frac{(X'_{di} - X''_{di})}{(X'_{di} - X_{lsi})} \psi_{1qi} \right] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - \left(\frac{1}{R_{si} + jX''_{di}} \right) V_i e^{j\theta_i} \quad (II.51)$$

$$0 = - \left(\frac{1}{R_{si} + jX''_{di}} \right) \left[(X''_{qi} - X''_{di})I_{qi} + \frac{(X''_{qi} - X_{lsi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} E'_{di} - \frac{(X'_{qi} - X''_{qi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} \psi_{2qi} + j \frac{(X''_{di} - X_{lsi})}{(X'_{di} - X_{lsi})} E'_{qi} + \right. \\ \left. j \frac{(X'_{di} - X''_{di})}{(X'_{di} - X_{lsi})} \psi_{1qi} \right] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + \sum_{k=1}^n (G''_{ik} + jB''_{ik}) V_k e^{j\theta_k} \quad i = 1, \dots, m \quad (II.52)$$

$$\sum_{k=1}^n (G''_{ik} + jB''_{ik}) V_k e^{j\theta_k} = 0 \quad i = m + 1, \dots, n \quad (II.53)$$

Où $G''_{ik} + jB''_{ik}$ est la ik^{eme} entrée de la matrice admittance des nœuds incluant toutes les charges « impédance constante » et $\frac{1}{R_{si} + jX''_{di}}$ sur la i^{eme} diagonale.

On voit clairement que tous les $V_k e^{j\theta_k}$ ($k = 1, \dots, n$) peuvent être éliminés en résolvant (II.52) et (II.53) et les substituées dans (II.51) pour obtenir m équations complexes et linéaires en I_{di}, I_{qi} ($i = 1, \dots, m$). Celles-ci peuvent être résolues par l'inverse d'une matrice qui serait une fonction de $\delta_i, E'_{di}, \psi_{2qi}, E'_{qi}, \psi_{1di}$ ($i = 1, \dots, m$). Cet inverse peut être évité si la simplification suivante est faite :

$$X''_{qi} = X''_{di} \quad i = 1, \dots, m$$

Avec cette hypothèse, (II.53) et (II.54) peuvent être résolues pour $V_k e^{j\theta_k}$ et être substitué dans (II.51) pour obtenir:

$$I_{di} + jI_{qi} = \sum_{k=1}^m (G''_{red ik} + jB''_{red ik}) \left[\frac{(X''_{qk} - X_{lsk})}{(X'_{qk} - X_{lsk})} E'_{dk} - \frac{(X'_{qk} - X''_{qk})}{(X'_{qk} - X_{lsk})} \psi_{2qk} + j \frac{(X''_{dk} - X_{lsk})}{(X'_{dk} - X_{lsk})} E'_{qk} \right. \\ \left. + j \frac{(X'_{dk} - X''_{dk})}{(X'_{ki} - X_{lsk})} \psi_{1qk} \right] e^{j(\delta_k - \delta_i)} \quad (II.54)$$

Où $G''_{red ik} + jB''_{red ik}$ est la ik^{eme} entrée de la matrice admittance d'ordre $m \times m$ (appelée généralement la matrice réduite « aux nœuds internes »). Ce système d'équations peut être résolu facilement pour I_{di}, I_{qi} ($i=1, \dots, m$) et les substitués dans les équations différentielles de la génératrice. La substitution des I_{di}, I_{qi} donne également V_i comme fonction des variables d'états, ainsi nous obtenons un modèle dynamique sous sa forme explicite sans équations algébriques.

II.5 Différents modèles de la génératrice synchrone

Selon le degré de précision qu'on cherche et selon les hypothèses simplificatrices, plusieurs modèles dynamiques de la génératrice synchrone sont donnés dans la littérature. Dans ce qui

suit, on va donner les différents modèles de la génératrice synchrone utilisées dans les études d'évaluation de la stabilité transitoire.

II.5.1 Modèle à deux axes d'un réseau multimachines (modèle 1d1q)

Le modèle de commande réduit de la dernière section contient toujours la dynamique du bobinage amortisseur ψ_{1di} et ψ_{2qi} . Si T'_{doi} et T'_{qoi} sont suffisamment petits, il y a une tubulure intégrale pour ces états dynamiques. Une première approximation de la tubulure intégrale d'amortisseur subtransitoire est trouvée en mettant à zéro T'_{doi} et T'_{qoi} dans (II.8) - (II.10). On obtient alors:

$$-\psi_{1di} + E'_{qi} - (X'_{di} - X_{lsi})I_{di} = 0 \tag{II.55}$$

$$-\psi_{2qi} - E'_{di} - (X'_{qi} - X_{lsi})I_{qi} = 0 \tag{II.56}$$

En éliminant ψ_{1di} et ψ_{2qi} , le circuit dynamique de la machine synchrone (modèle à deux axes) pour un réseau multimachines est le suivant :

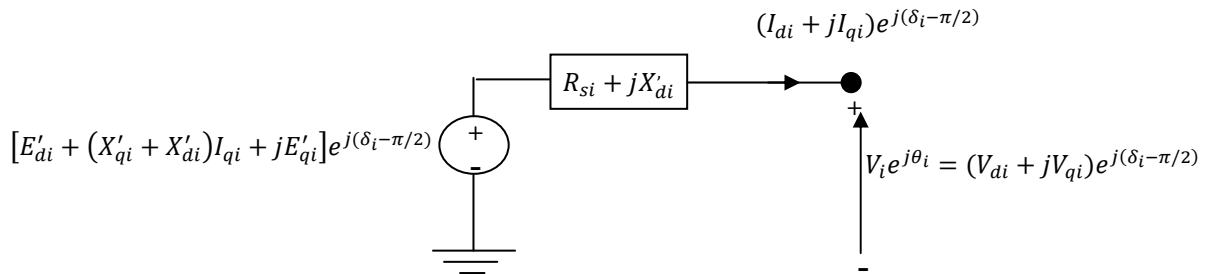


Figure II.8 Circuit dynamique d'une machine synchrone (modèle à deux axes)

Le modèle dynamique d'un réseau multimachines (machine synchrone représentée par son modèle à deux axes) est le suivant :

$$T'_{qoi} \frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} - (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi} \tag{II.59}$$

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \tag{II.60}$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \tag{II.61}$$

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi} - E'_{di}I_{di} - E'_{qi}I_{qi} - (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi} - T_{FMi} \tag{II.62}$$

Les modèles des régulateurs de tension et de vitesse ne sont pas influencés par ce modèle.

Cas spécial d'une charge impédance :

Moyennant certaines hypothèses simplificatrices, le modèle dynamique à deux axes peut être mis sous une forme explicite proche sans équations algébriques. Nous reprenons les hypothèses sur la représentation des charges données par (II.49) et (II.50):

Dans ce cas-ci, les charges et $R_{si} + jX'_{di}$ peuvent être ajoutées aux éléments diagonaux de la matrice admittance des nœuds pour obtenir les équations algébriques simplifiées suivantes pour le modèle à deux axes avec des charges d'impédance constante :

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = \frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})} [(X'_{qi} - X'_{di})I_{qi} + E'_{di} + jE'_{qi}]e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - \frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})} V_i e^{j\theta_i} \quad (II.63)$$

$$0 = - \left(\frac{1}{R_{si} + jX'_{di}} \right) [(X'_{qi} - X'_{di})I_{qi} + E'_{di} + jE'_{qi}]e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + \sum_{k=1}^n (G'_{ik} + jB'_{ik}) V_k e^{j\theta_k} \quad (II.64)$$

$$\sum_{k=1}^n (G'_{ik} + jB'_{ik}) V_k e^{j\theta_k} = 0 \quad (II.65)$$

$G'_{ik} + jB'_{ik}$ est le ik^{eme} élément de la matrice admittance, y compris tous les charges d'impédance constante et $\frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})}$ sur la i^{eme} diagonale.

On voit clairement que toutes les tensions $V_k e^{j\theta_k}$ ($k=1, \dots, n$) peuvent être éliminées en résolvant (II.64) et (II.65) et en les substituées dans (II.63) pour obtenir les m équations complexes qui sont linéaires en I_{di}, I_{qi} ($i = 1, \dots, m$). Celles-ci peuvent être résolues, en principe, par l'inverse d'une matrice qui serait fonction des variables d'états $E'_{di}, E'_{qi}, \delta_i$ ($i=1, \dots, m$). Cette inversion peut être évitée si la simplification suivante est faite :

$$X'_{di} = X'_{qi} \quad i=1, \dots, m \quad (II.66)$$

Les équations (II.64) et (II.65) peuvent être résolues pour $V_k e^{j\theta_k}$. En les substituant dans (II.63), on aura :

$$(I_{di} + jI_{qi}) = \sum_{k=1}^m (G'_{red ik} + jB'_{red ik}) [E'_{dk} + jE'_{qk}] e^{j(\delta_k - \delta_i)} \quad (II.67)$$

Où $G'_{red ik} + jB'_{red ik}$ est le ik^{eme} élément de la matrice admittance d'ordre $m \times m$ (souvent appelée matrice réduite aux nœuds internes).

Le système d'équations (II.67) peut facilement être résolu pour avoir les expressions des I_{di}, I_{qi} ($i = 1, \dots, m$) et les faire substitués dans les équations (II.58) - (II.60). Le modèle dynamique résultant est sous forme explicite sans équations algébriques.

II.5.2 Modèle à décroissance de courant d'un réseau multimachines (modèle 1q0d)

Le modèle d'ordre réduit de la dernière section contient toujours la dynamique des enroulements amortisseurs E'_{di} . Si T'_{qoi} ($i=1, \dots, m$) sont suffisamment petits, il ya une tubulure intégrale pour ces variables d'états dynamiques. Une approximation peut être faite en mettant égales à zéro les T'_{qoi} ($i=1, \dots, m$) dans (II.7) pour obtenir :

$$0 = - E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{di} \quad (II.68)$$

Une fois utilisé pour éliminer E'_{di} , le circuit dynamique de la machine synchrone change de forme selon la figure II.9 représentant le schéma du modèle à décroissance de courant.

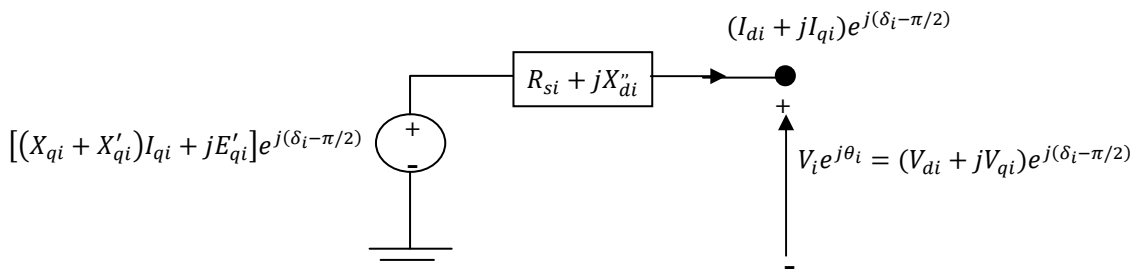


Figure II.9 Circuit dynamique du modèle à décroissance de courant d'une machine synchrone

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \quad (\text{II.69})$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (\text{II.70})$$

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi} - E'_{qi}I_{qi} - (X_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi} - T_{FWi} \quad (\text{II.71})$$

Avec les contraintes algébriques:

$$0 = V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX'_{di})(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - [(X_{qi} - X'_{di})I_{qi} + jE'_{qi}] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} \quad (\text{II.72})$$

$$V_i e^{j\theta_i} (I_{di} - jI_{qi}) e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (\text{II.73})$$

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (\text{II.74})$$

Comme avant, pour des fonctions $P_{Li}(V_i), Q_{Li}(V_i)$ données les $m+n$ équations algébriques complexes doivent être résolues pour $V_i, \theta_i (i=1, \dots, n), I_{di}, I_{qi} (i=1, \dots, m)$ en termes des variables d'états $\delta_i, E'_{qi} (i=1, \dots, m)$. On peut éliminer explicitement les courants en résolvant (II.72) ou (II.73) et en les substituant dans les équations différentielles et le reste des équations algébriques. On aura seulement n équations algébriques complexes à résoudre pour les n tensions complexes $V_i e^{j\theta_i}$.

Cas spécial d'une charge impédance :

Dans certains cas, le modèle dynamique à décroissance de courant peut être mis sous forme explicite proche sans équations algébriques. Nous reprenons les hypothèses sur la représentation des charges données par (II.49) et (II.50):

Dans ce cas-ci, les charges et $R_{si} + jX'_{di}$ peuvent être ajoutés dans les entrées diagonales de la matrice admittance des nœuds pour obtenir les équations algébriques simplifiées suivantes pour le à décroissance de courant avec des charges d'impédance constante.

$$(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = \frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})} [(X_{qi} - X'_{di})I_{qi} + jE'_{qi}] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - \frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})} V_i e^{j\theta_i} \quad (\text{II.75})$$

$$0 = - \left(\frac{1}{R_{si} + jX'_{di}} \right) [(X_{qi} - X'_{di})I_{qi} + jE'_{qi}] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + \sum_{k=1}^n (G'_{ik} + jB'_{ik}) V_k e^{j\theta_k} \quad (\text{II.76})$$

$$\sum_{k=1}^n (G'_{ik} + jB'_{ik}) V_k e^{j\theta_k} = 0 \quad (\text{II.77})$$

$G'_{ik} + jB'_{ik}$ est le ik^{eme} élément de la matrice admittance, y compris toutes les charges d'impédance constante et $\frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})}$ sur la i^{eme} diagonale.

Les $V_k e^{j\theta_k} (k = 1, \dots, n)$ peuvent être éliminés par la solution de (II.76) et (II.77) et la substitution dans (II.75) pour obtenir les m équations complexes qui sont des fonctions linéaires de $I_{di}, I_{qi} (i = 1, \dots, m)$. Celles-ci peuvent être résolues par l'inversion d'une matrice qui serait une fonction des variables d'états $E'_{di}, E'_{qi}, \delta_i (i=1, \dots, m)$. Cette inversion peut être évitée si la simplification suivante est faite :

$$X'_{di} = X_{qi} \tag{II.78}$$

Les équations (II.76) et (II.77) peuvent être résolues pour $V_k e^{j\theta_k}$. La substitution de ces dernières dans (II-75) donne :

$$(I_{di} + jI_{qi}) = \sum_{k=1}^m (G'_{red ik} + jB'_{red ik}) E'_{qk} e^{j(\delta_k - \delta_i)} \tag{II.79}$$

$G'_{red ik} + jB'_{red ik}$ est le ik^{eme} élément de la matrice admittance d'ordre $m \times m$ (souvent appelée matrice réduite aux nœuds internes).

L'équation (II.77) peut être résolue facilement pour avoir les expressions des $I_{di}, I_{qi} (i = 1, \dots, m)$ et les substituées dans les équations (II.62) - (II.69). La substitution des I_{di}, I_{qi} dans (II.68) donne également V_i en fonction des variables d'états. Ainsi, le modèle dynamique résultant est sous une forme explicite sans équations algébriques. Nous soulignons que la simplification de (II.78) n'est pas habituellement considérée valide pour la plupart des machines.

II.5.3 Modèle classique d'un réseau multimachines

La dérivation du modèle classique exige des hypothèses qui ne peuvent pas être rigoureusement soutenues. Retournant au modèle à deux axes, plutôt que de prendre $T'_{di} = 0 (i=1, \dots, m)$, nous supposons qu'une tubulure intégrale existe pour $E'_{di}, E'_{qi}, E_{fdi}, R_{fi}, V_{Ri}$. Ainsi, comme première approximation, les tensions E'_{qi} et $(E'_{di} + (X'_{qi} - X'_{di})I_{qi})$ sont supposées constantes. A partir des valeurs initiales $E'_{di}{}^{\circ}, I_{qi}{}^{\circ}, E'_{qi}{}^{\circ}$ nous définissons la tension constante :

$$E_i{}^{\circ} \triangleq \sqrt{(E'_{di}{}^{\circ} + (X'_{qi}{}^{\circ} - X'_{di}{}^{\circ})I_{qi}{}^{\circ})^2 + (E'_{qi}{}^{\circ})^2} \tag{II.80}$$

Et l'angle constant :

$$\delta_i{}^{\circ} \triangleq \tan^{-1} \left(\frac{E'_{qi}{}^{\circ}}{E'_{di}{}^{\circ} + (X'_{qi}{}^{\circ} - X'_{di}{}^{\circ})I_{qi}{}^{\circ}} \right) - \frac{\pi}{2} \tag{II.81}$$

Le schéma équivalent de la machine synchrone pour le modèle classique est présenté par la figure II.10.

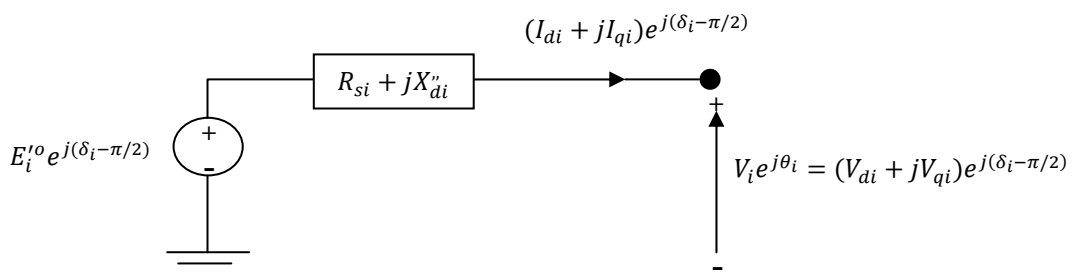


Figure II.10 : Schéma équivalent du modèle classique d'un réseau multimachines

Puisque le modèle classique est habituellement employé avec la supposition du couple d'arbre constant, nous supposons :

$$T_{CHi} = \infty \quad (II.82)$$

Le modèle classique est alors un système d'ordre $2m$.

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (II.83)$$

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi}^{\circ} - \text{real}[(E_i^{\circ} e^{j(\delta_i + \delta_i^{\circ})} (I_{di} - jI_{qi}) e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})}] - T_{MWi} \quad (II.84)$$

Avec les contraintes algébriques:

$$0 = V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX'_{di})(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - jE_i^{\circ} \quad (II.85)$$

$$V_i e^{j\theta_i} (I_{di} - jI_{qi}) e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} \quad (II.86)$$

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (II.87)$$

Pour des fonctions $P_{Li}(V_i)$, $Q_{Li}(V_i)$ données, les $m+1$ équations algébriques complexes doivent être résolues pour V_i , θ_i ($i=1, \dots, n$), I_{di} , I_{qi} ($i=1, \dots, m$) en termes des variables d'états δ_i . On peut éliminer explicitement les courants en résolvant (II.86) ou (II.87) et la substitution dans les équations différentielles et le reste des équations algébriques. On aura seulement n équations algébriques complexes à résoudre pour les n tensions complexes $V_i e^{j\theta_i}$.

Cas spécial d'une charge impédance :

Dans certains cas, ce modèle classique peut être mis dans une forme explicite proche sans équations algébriques. Nous reprenons les hypothèses sur la représentation des charges données par (II.49) et (II.50):

Dans ce cas-ci, les charges et $R_{si} + jX'_{di}$ peuvent être ajoutés dans les éléments diagonaux de la matrice admittance du réseau pour obtenir les équations algébriques simplifiées suivantes pour le modèle classique avec des charges d'impédance constante.

$$(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = \frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})} E_i^{\circ} e^{j(\delta_i + \delta_i^{\circ})} - \frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})} V_i e^{j\theta_i} \quad (II.88)$$

$$0 = -\frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})} E_i^{\circ} e^{j(\delta_i + \delta_i^{\circ})} + \sum_{k=1}^n (G'_{ik} + jB'_{ik}) V_k e^{j\theta_k} \quad (II.89)$$

$$\sum_{k=1}^n (G'_{ik} + jB'_{ik}) V_k e^{j\theta_k} = 0 \quad (II.90)$$

$G'_{ik} + jB'_{ik}$ est le ik^{eme} élément de la matrice admittance, y compris toutes les charges d'impédance constante et $\frac{1}{(R_{si} + jX'_{di})}$ sur le i^{eme} élément diagonale.

Les tensions $V_k e^{j\theta_k}$ ($k=1, \dots, n$) peuvent être éliminées par la résolution de (II.88) et (II.89) et en les substituant dans (II.87) pour obtenir les m équations complexes sous la forme suivante:

$$(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = \sum_{k=1}^m (jB'_{red ik} E_k^{\circ} e^{j(\delta_k + \delta_k^{\circ})}) \quad (II.91)$$

$G'_{red\ ik} + jB'_{red\ ik}$ est le ik^{eme} élément de la matrice admittance d'ordre $m \times m$ réduite aux nœuds internes. On définit :

$$\delta_{classique} \triangleq \delta_i + \delta_i^{\circ} \quad (II.92)$$

Avec des charges d'impédances constantes, le modèle classique multimachines est obtenu en substituant (II.91) dans (II.92):

$$\frac{d\delta_{classique}}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (II.93)$$

$$\begin{aligned} \frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = & \\ T_{Mi} - \sum_{k=1}^m E_i^{\circ} E_k^{\circ} G'_{red\ ik} \cos(\delta_{classiquei} - \delta_{classiquek}) - & \\ \sum_{k=1}^m E_i^{\circ} E_k^{\circ} B'_{red\ ik} \sin(\delta_{classiquei} - \delta_{classiquek}) - T_{MWi} & \end{aligned} \quad (II.94)$$

Le modèle classique peut également être obtenu à partir du modèle à deux axes en mettant $X'_{qi} = X'_{di}$, et $T_{Chi} = T'_{qoi} T'_{doi} = \infty$ ($1, \dots, m$) ou du modèle d'un seule axe en mettant $X_{qi} = X'_{di}$, et $T'_{qoi} = 0$, $T_{Chi} = T'_{doi} = \infty$ ($1, \dots, m$). Dans ce dernier cas, δ_i° est nulle, de sorte que $\delta_{classique}$ égale à δ_i et E_i° est égal à E_{qi}° ($1, \dots, m$).

II.6 Méthodes numériques utilisées dans cette thèse

Dans notre travail, nous avons programmé et testé plusieurs méthodes numériques pour la résolution du système d'équations différentielles et algébriques régissant la dynamique d'un réseau électrique. Pour le problème d'écoulement de puissance modélisé par un système d'équations algébriques, nous avons programmé les méthodes de Gauss-Seidel et Newton Raphson. Pour la résolution du système d'équations différentielles et algébriques régissant la dynamique du réseau électrique, deux familles de méthodes ont été utilisées (explicite et implicite). Pour les algorithmes explicites, chaque équation différentielle, après application d'une formule d'intégration, est résolue individuellement. Les méthodes programmées et utilisées dans cette thèse sont la méthode d'Euler, la méthode d'Euler modifiée et la méthode de Runge-Kutta, quatrièmes ordre. Pour les algorithmes implicites, le système d'équations différentielles et algébriques est transformé en un système d'équations algébriques par discrétisation puis résolu dans sa globalité. Dans notre thèse, nous avons utilisé la règle de trapèze pour effectuer cette transformation, le système d'équations algébriques résultant est résolu par la méthode de Gauss-Seidel.

II.7 Organigramme de résolution

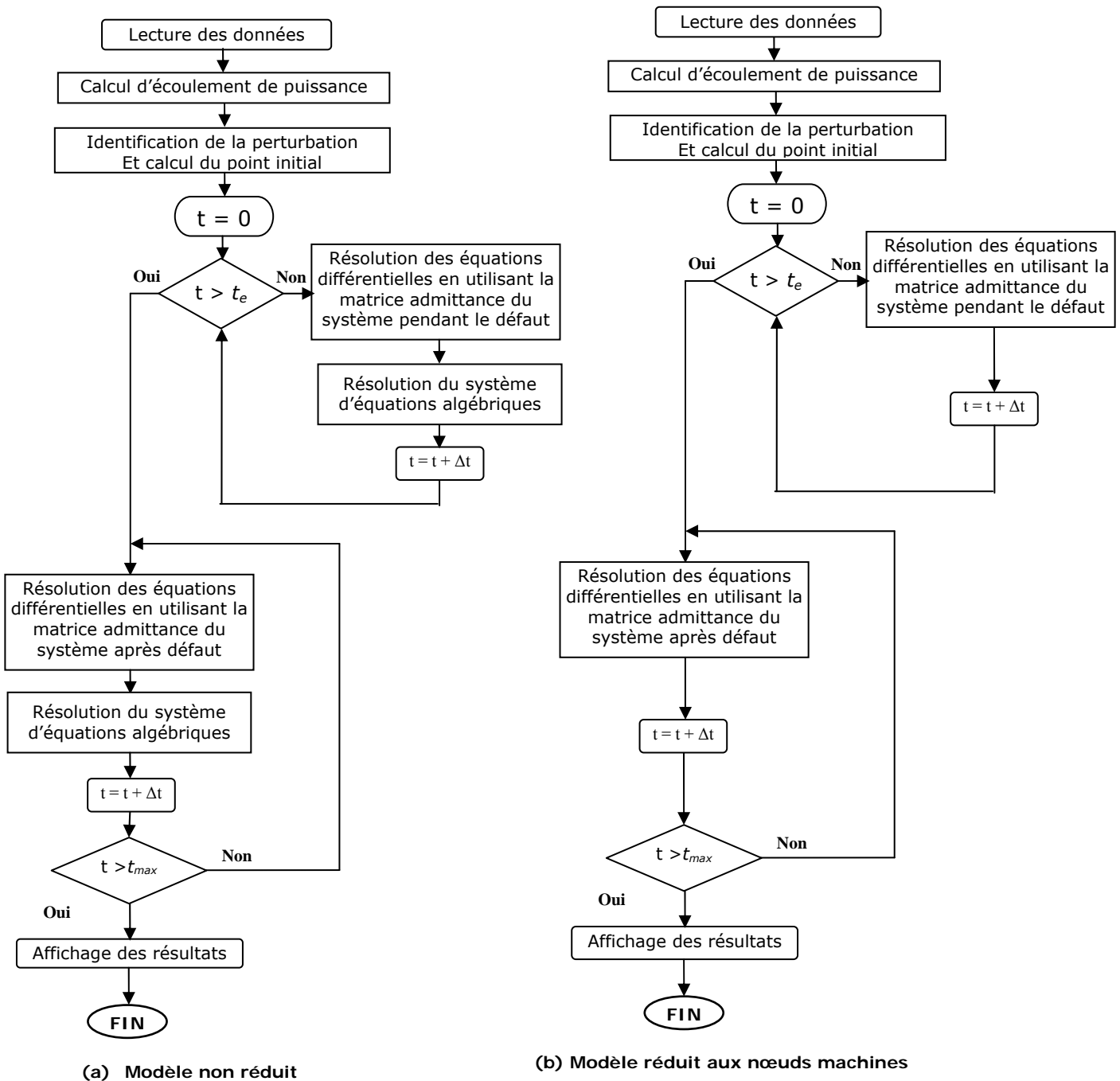
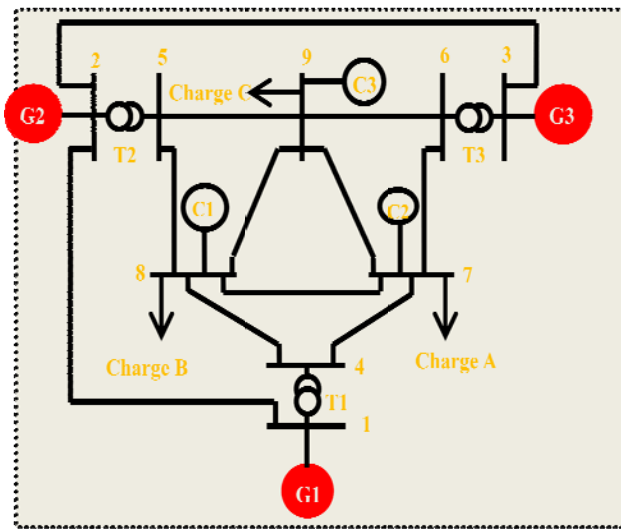
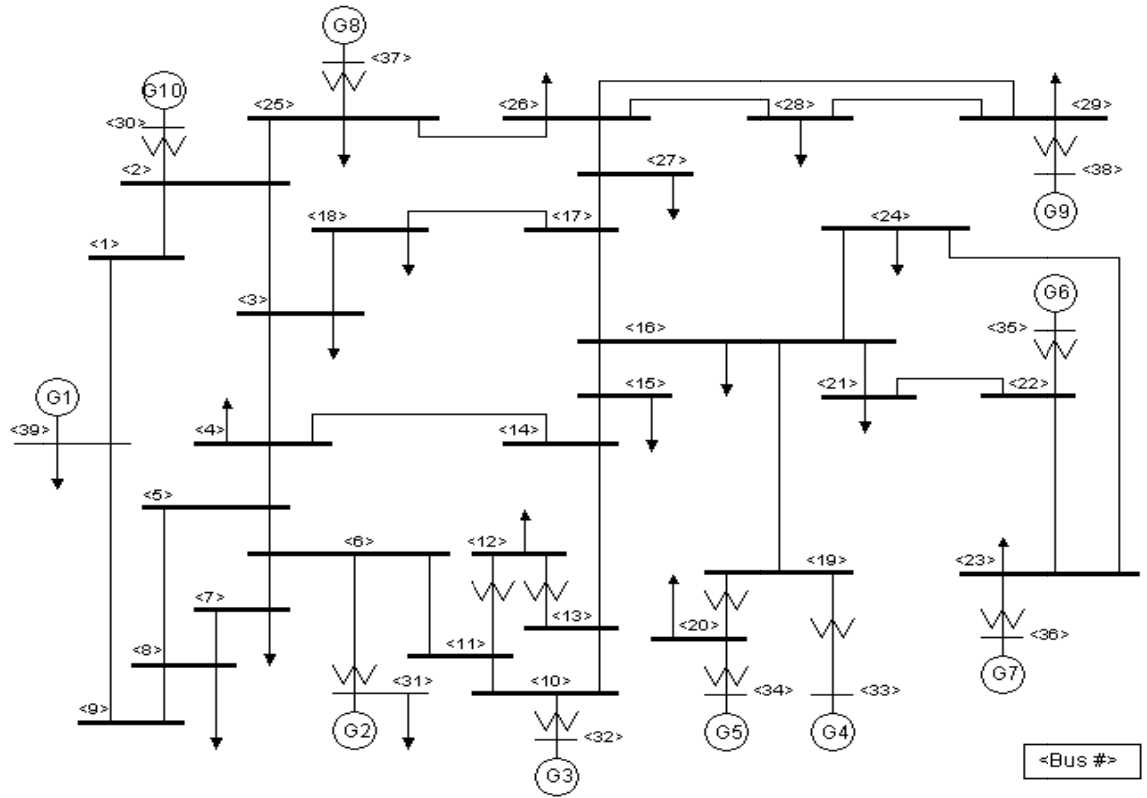


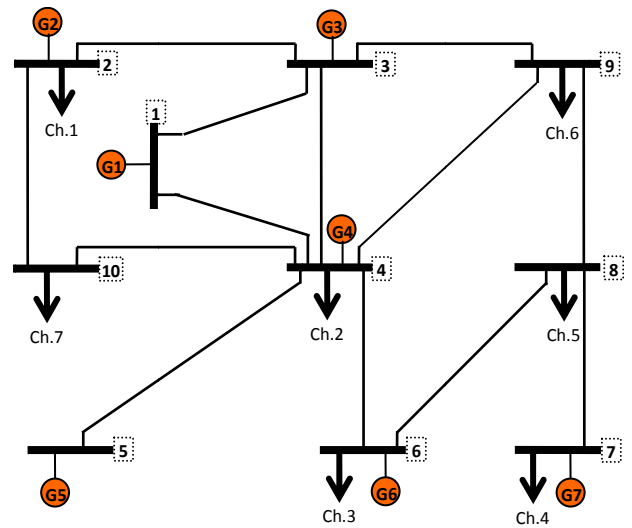
Figure II.11 Organigramme de résolution du problème de stabilité transitoire par intégration numérique

II.8 Réseaux d'application

Pendant la réalisation de ce travail et selon la disponibilité des données, plusieurs réseaux ont été testés. Les programmes développés sous l'environnement MATLAB ont été élaborés d'une manière généralisée pour pouvoir tester n'importe quel réseau. Les résultats présentés dans cette thèse se limitent aux réseaux test suivants.



b) Réseaux IEEE 3G- 9Nœuds



c) Réseaux CIGRE 7G- 10Nœuds

Figure II.12 Réseaux tests New England 10G-39 Nœuds, IEEE 3G- 9Nœuds et CIGRE 7G- 10Nœuds

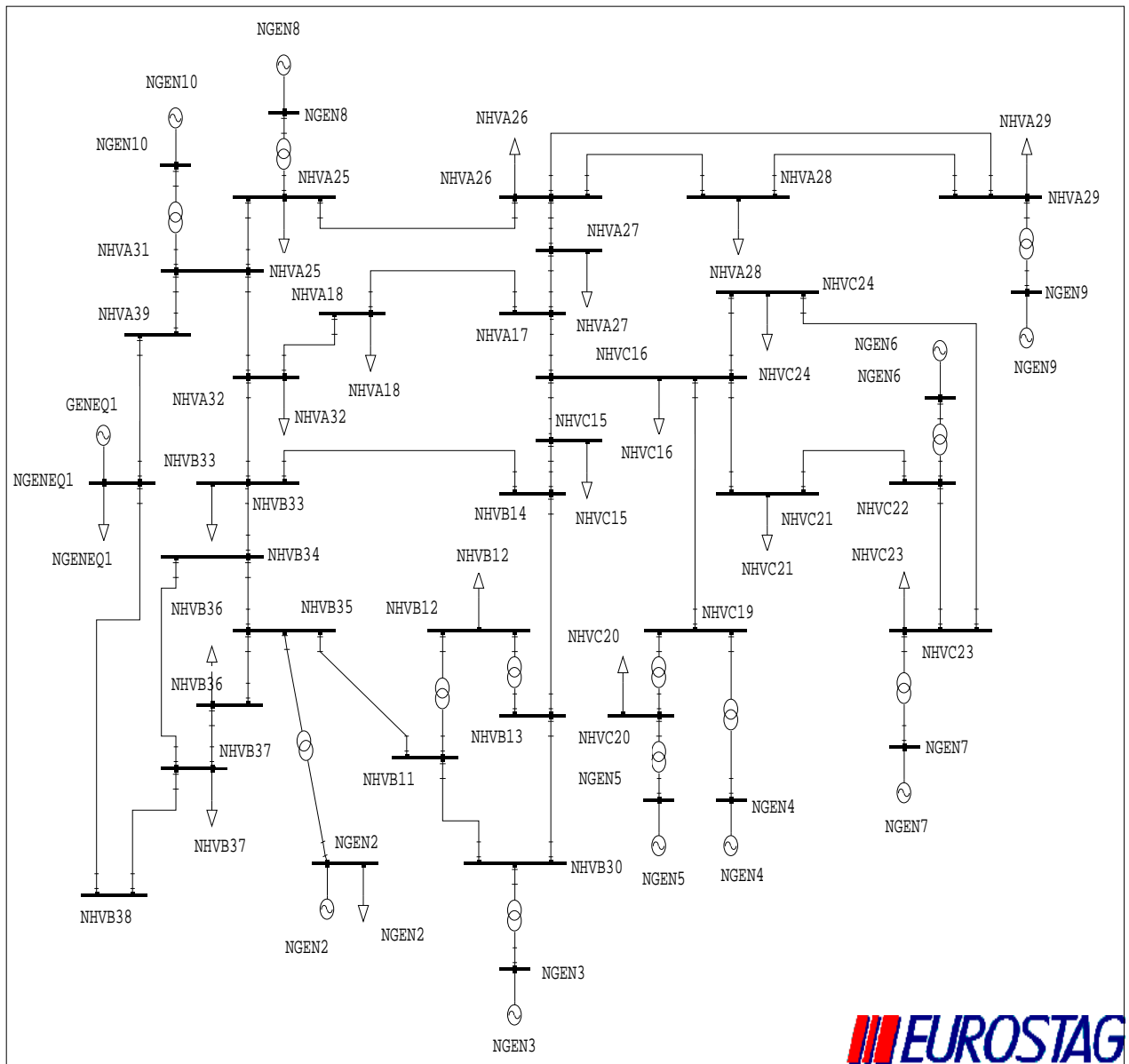
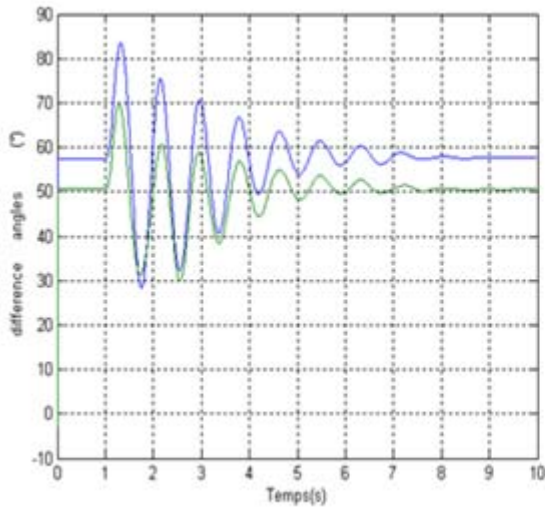


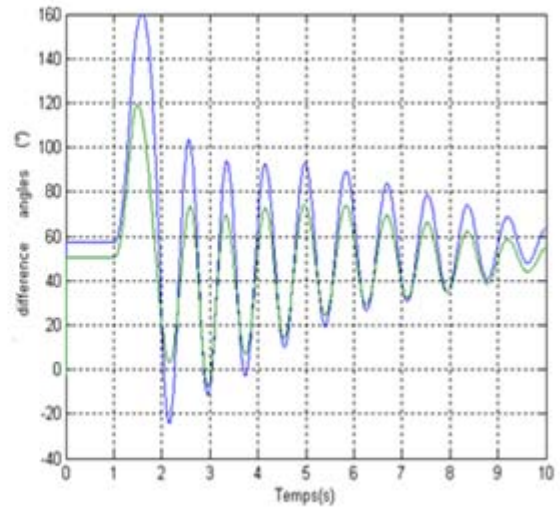
Figure II.13 Réseau test New England 10G- 39 Nœuds programmés sur EUROSTAG

II.9 Résultats de simulation

Les programmes élaborés permettent d'étudier le comportement transitoire des réseaux électriques suite à plusieurs types de perturbations (déclenchement d'une ligne, déclenchement de générateurs, court circuits triphasés,...). Les résultats présentés ci-après concernent la simulation d'un court circuit triphasé au nœud 5 éliminé après 150 ms et 250 ms pour le Réseau IEEE 3G- 9Nœuds.

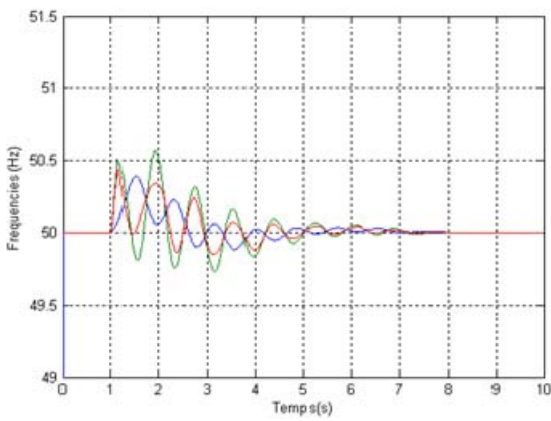


(a) $T_e=150$ ms

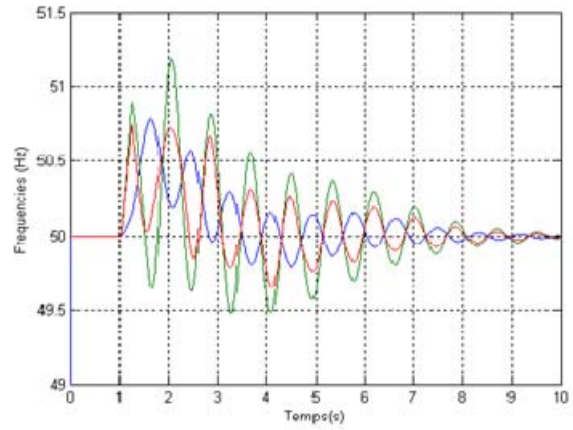


(b) $T_e=250$ ms

Figure II.14 Angles internes des générateurs pour un CC au nœud 5 (IEEE 3G- 9 Nœuds)

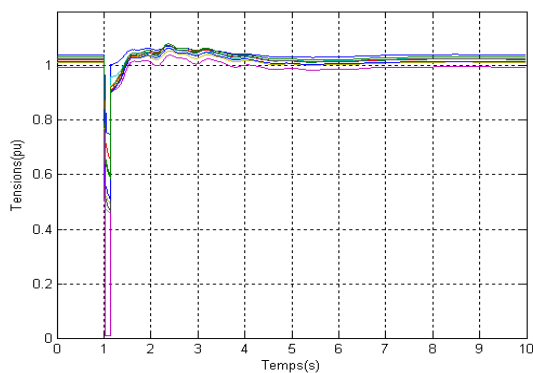


(a) $T_e=150$ ms

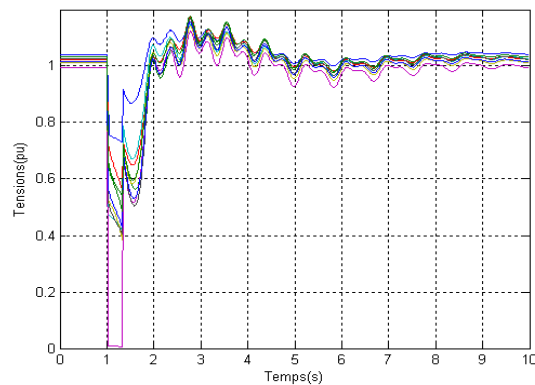


(b) $T_e=250$ ms

Figure II.15 Fréquences des générateurs pour un CC au nœud 5 (IEEE 3G- 9 Nœuds)



(a) $T_e=150$ ms



(b) $T_e=250$ ms

Figure II.16 Comportement des tensions des nœuds pour un CC au nœud 5 (IEEE 3G- 9 Nœuds)

Les résultats présentés ci-après concernent la simulation d'un court circuit triphasé au nœud 20 éliminé après 100 ms pour le réseau (New England 10G- 39 Nœuds).

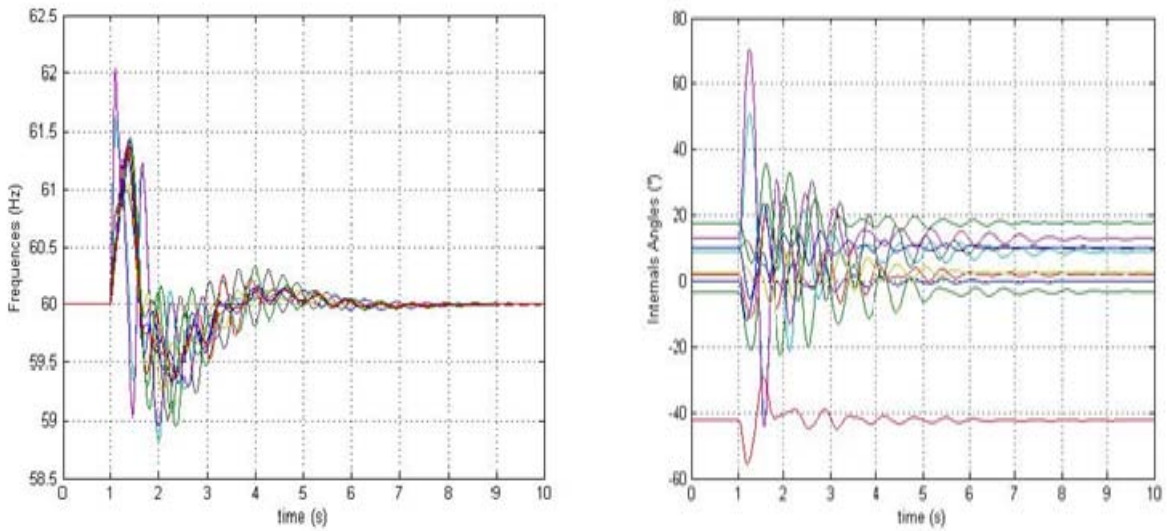


Figure II.17 Fréquences et angles internes des générateurs pour un cc au nœud 20 Réseau New England 10G- 39 Nœuds (Model réduit aux nœuds machines)

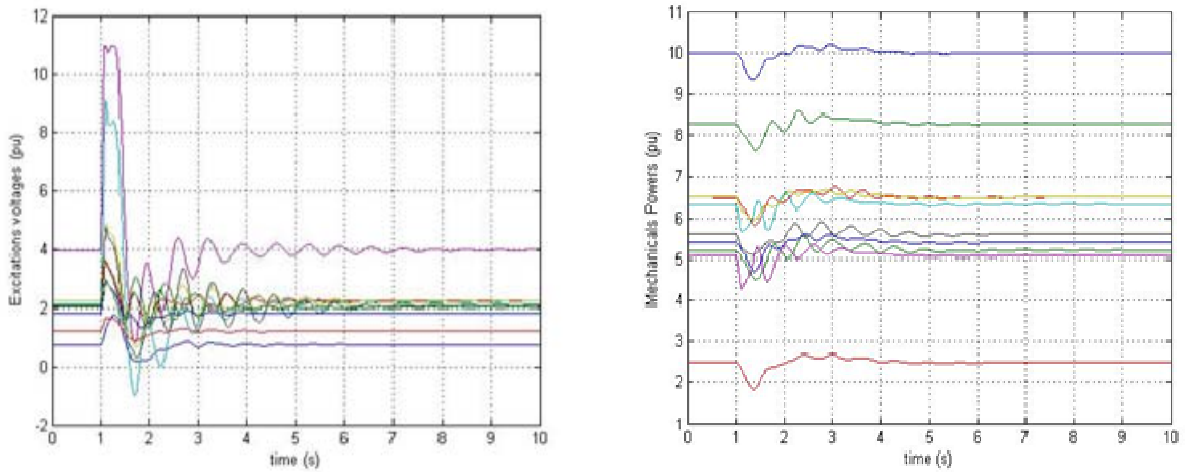


Figure II.18 Tension d'excitation et puissances mécaniques des générateurs pour un cc au nœud 20 Réseau New England 10G- 39 Nœuds (Modèle réduit aux nœuds machines)

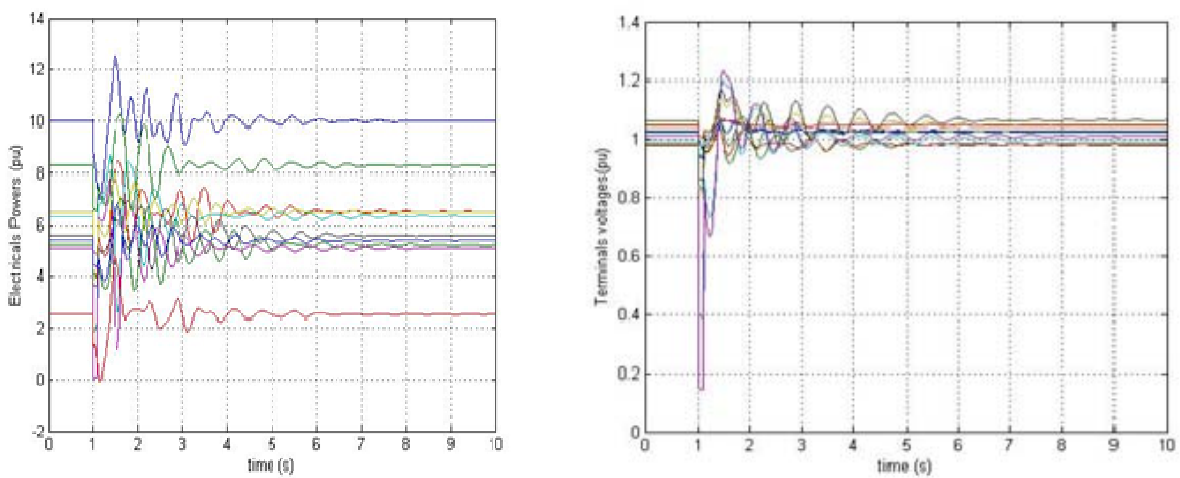


Figure II.19 Tension terminales et puissances électriques des générateurs pour un cc au nœud 20 Réseau New England 10G- 39 Nœuds (Modèle réduit aux nœuds machines)

II.10 Validation par le logiciel EUROSTAG

EUROSTAG est un logiciel de calcul développé par TRACTEBEL et RTE. Il dispose d'autre part d'un outil performant, qui lui permet de définir le niveau de modélisation adapté au type d'étude effectuée [EUROSTAG, 2010].

II.10.1 Résultats de simulation pour le réseau New England 10G- 39 Nœuds

Dans ce qui suit, nous allons présenter les résultats de simulation d'un court circuit triphasé au nœud 16 éliminé après un temps t_e . Le modèle à deux axes est utilisé pour les générateurs. Les régulateurs de tension (IEEE type1) et de vitesse (voir paragraphe II.2.3.1) sont pris en compte dans le modèle dynamique du réseau. Les figures II.20 et II.21 présentent la variation des angles internes des générateurs pour deux scénarios stable ($t_e=125$ ms) et instable ($T_e=126$ ms) respectivement.

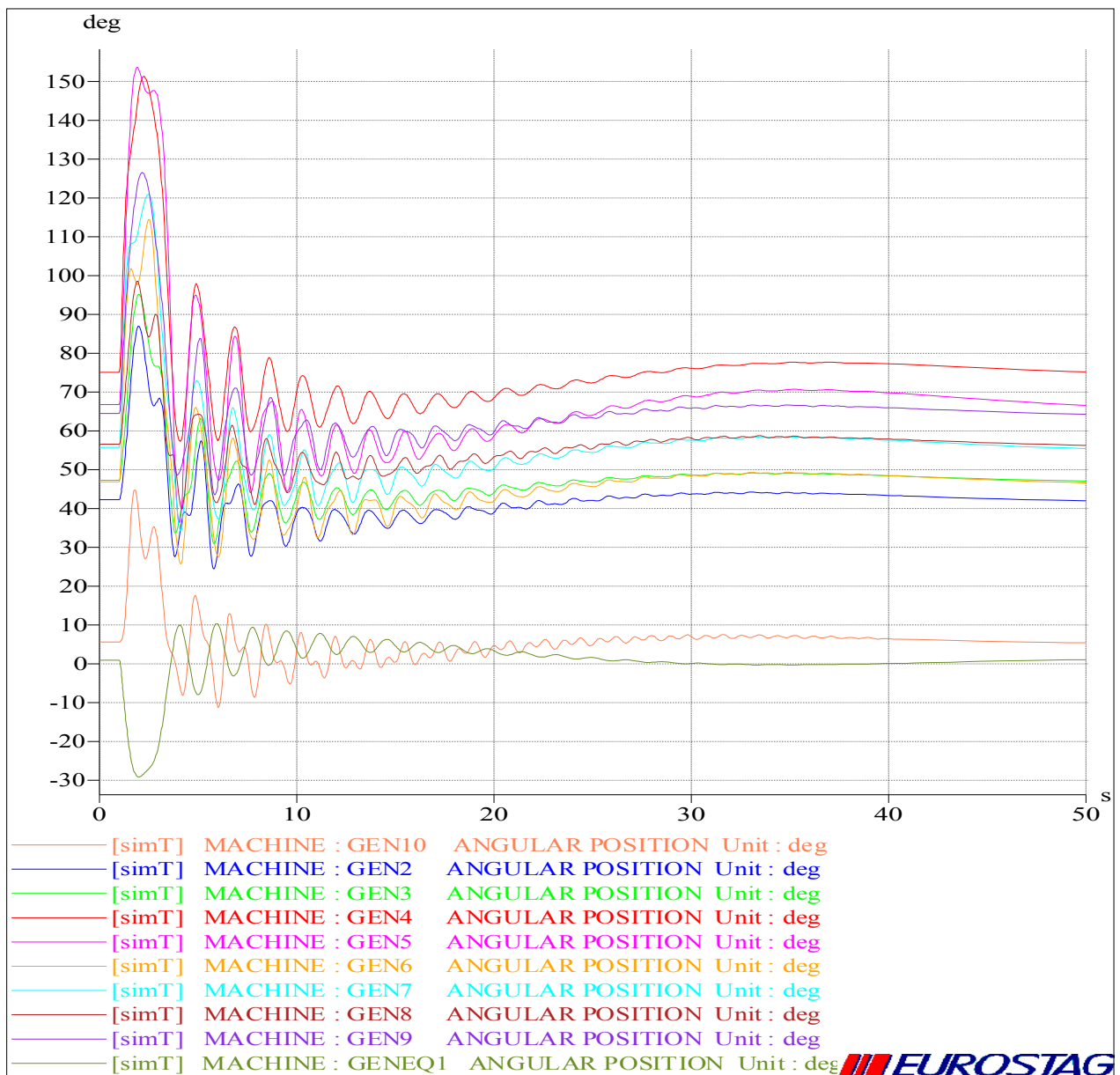


Figure II.20 Variation des angles internes suite à un CC triphasé au nœud 16 (New England 10G- 39 Nœuds), $T_e=125$ ms

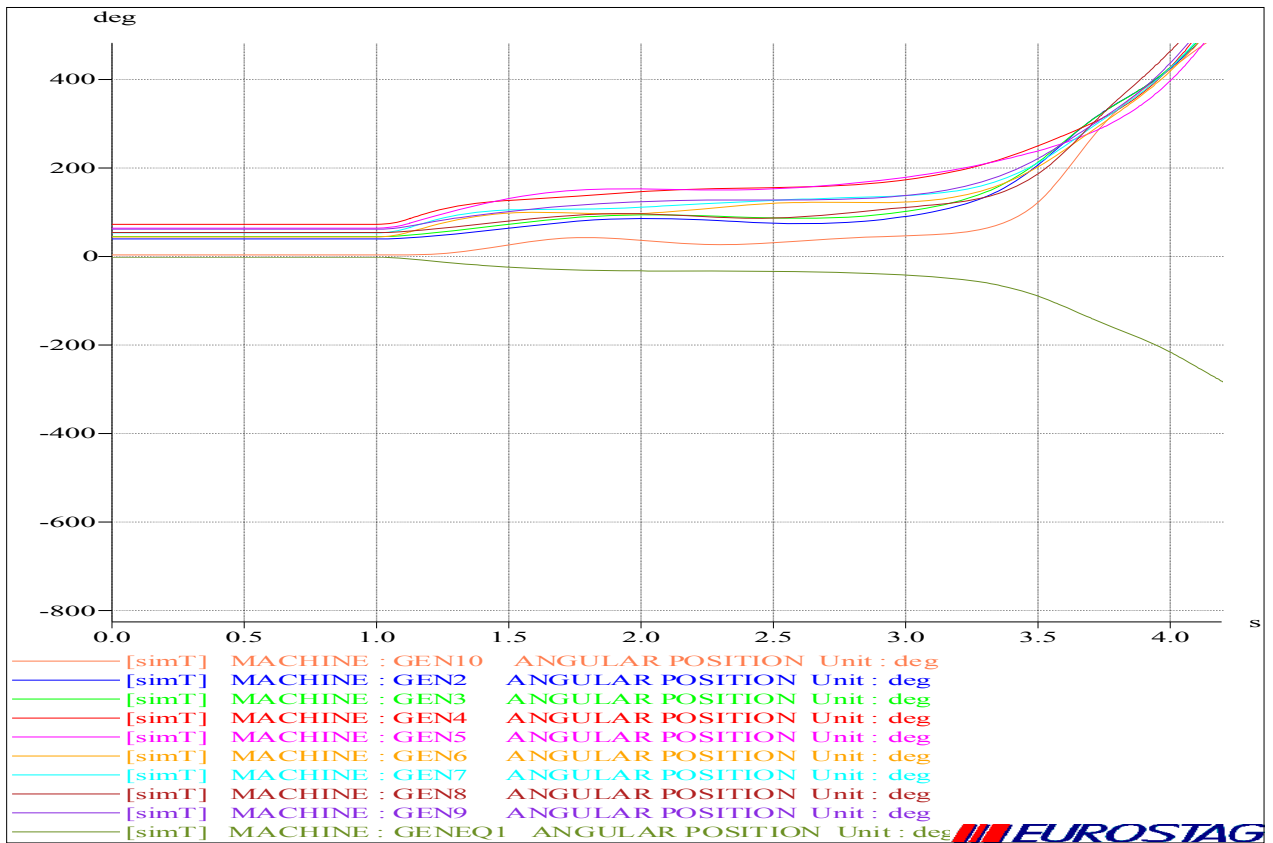


Figure II.21 Variation des angles internes suite à un CC triphasé au nœud 16 (New England 10G- 39 Nœuds), $T_e=126$ ms

La figures II.22 et la figure II.23 présentent la variation des fréquences des générateurs pour les deux scénarios stable ($t_e=125$ ms) et instable ($T_e=126$ ms) respectivement.

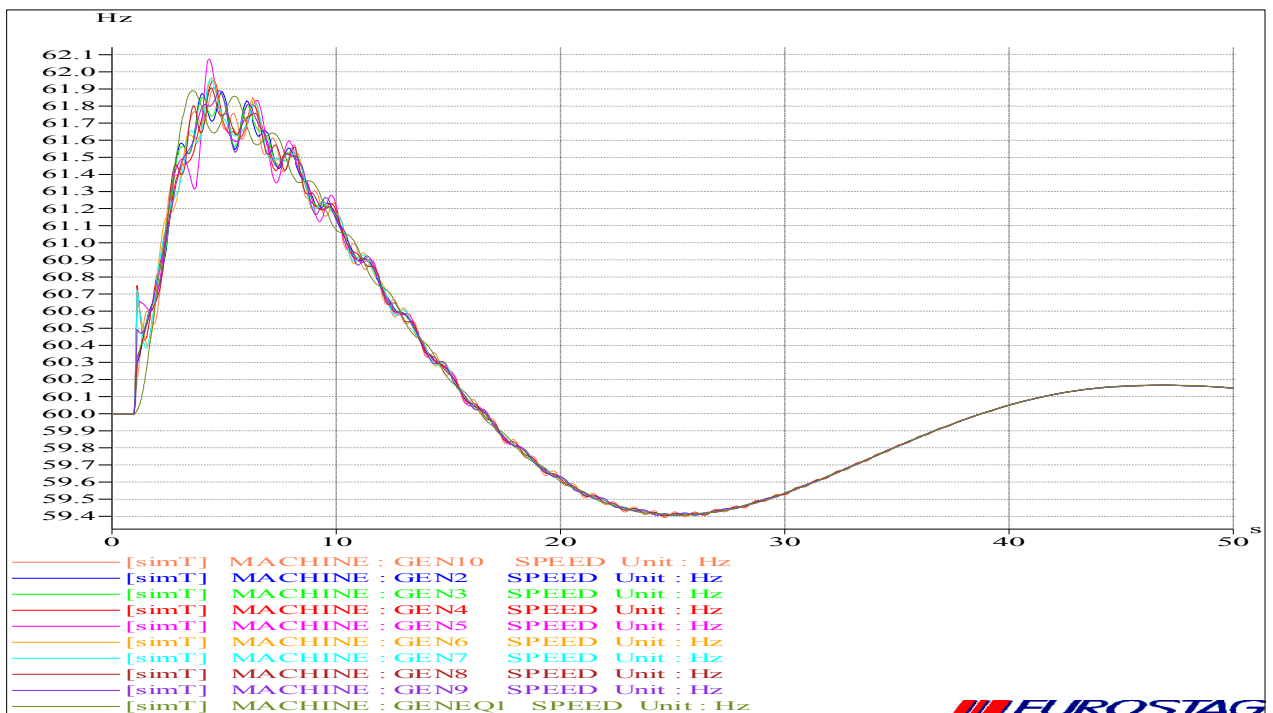


Figure II.22 Variation des fréquences des générateurs suite à un CC triphasé au nœud 16 (New England 10G- 39 Nœuds), $T_e=125$ ms

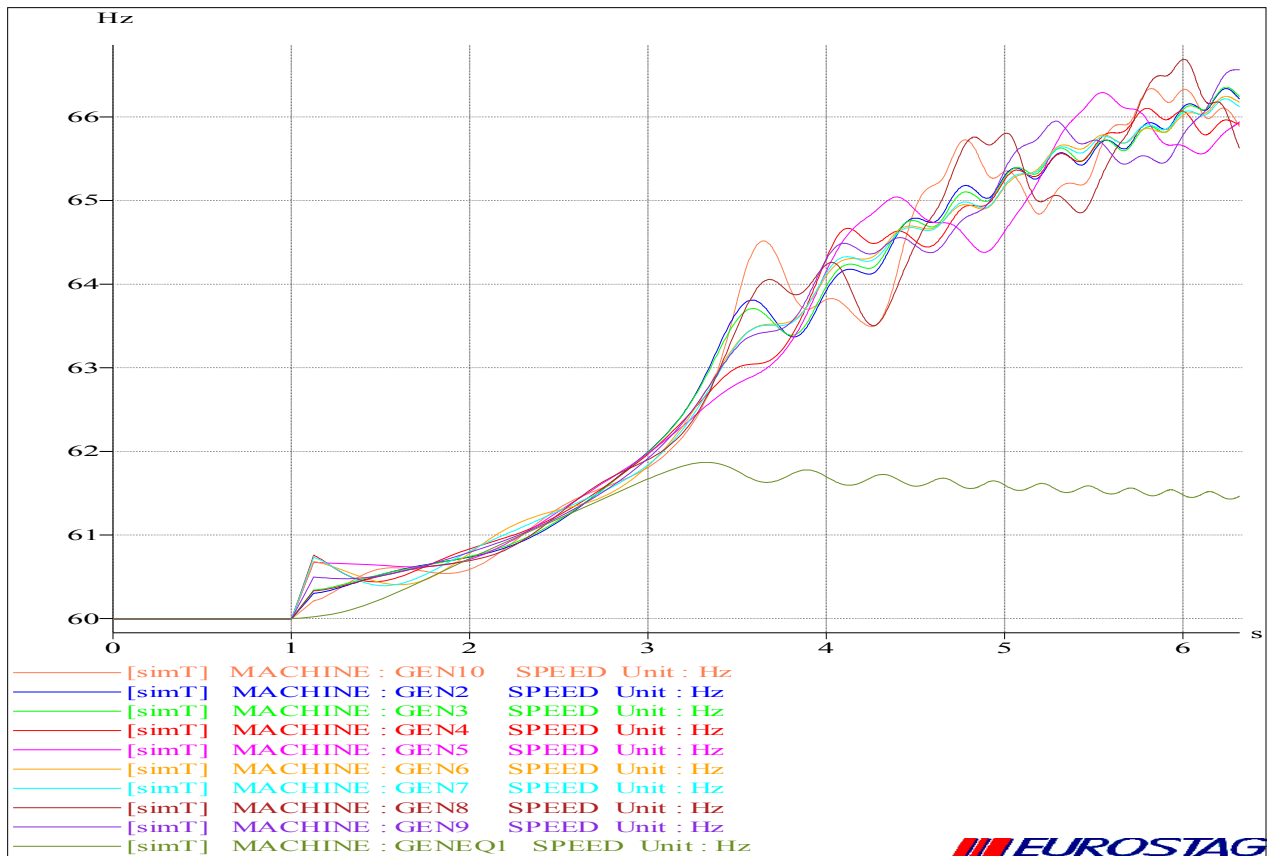


Figure II.23 Variation des fréquences des générateurs suite à un CC triphasé au nœud 16 (New England 10G- 39 Nœuds), $T_e=126$ ms

Le tableau suivant donne les temps critiques d'élimination des courts-circuits triphasés obtenus par EUROSTAG et par les programmes élaborés sous environnement MATLAB pour l'analyse de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Le modèle à deux axes pour les générateurs est utilisé dans ces simulations. La régulation de tension et de vitesse ont été prise en compte.

Tableau II.5 Validation des programmes par EUROSTAG									
Nœud	2	4	9	16	21	25	30	34	39
CCT par EUROSTAG (ms)	228-229	125-126	104-105	115-116	167-168	165-166	186-187	185-186	425-426
CCT par MATLAB (ms)	200-210	110-120	90-100	120-130	150-160	160-170	170-180	170-180	350-360

Les résultats obtenus et montrés sur le tableau II.5 valide les modèles dynamiques d'un réseau électriques multimachines développés ainsi que les programmes élaborés.

II.10.2 Résultats de simulation pour le réseau New England 16G- 69 Nœuds

Les programmes tenant compte des modèles détaillés d'un réseau électrique sont testés sur le réseau New England 16G- 69 Nœuds. Les figures suivantes montrent les résultats de simulation d'un court-circuit triphasé au nœud 20 pour $T_e=100$ ms.

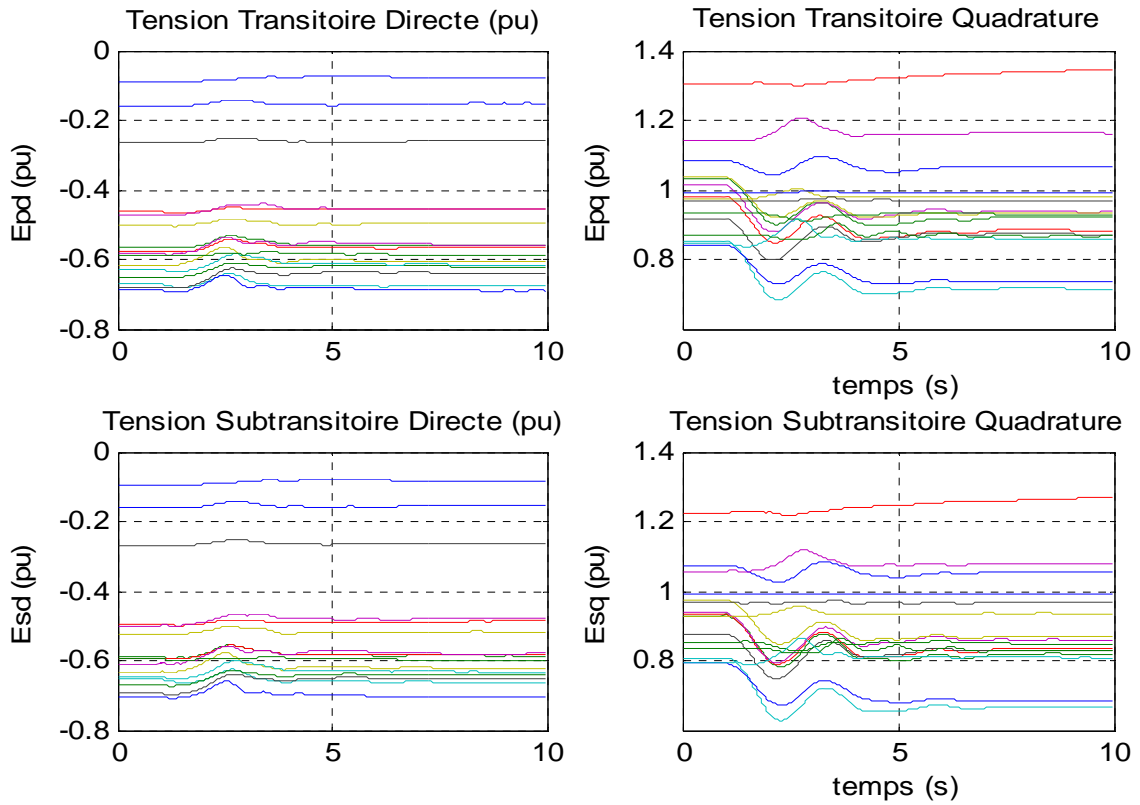


Figure II.24 CC triphasé au nœud 20, $T_e=100\text{ms}$ (New England 16G- 69 Nœuds)

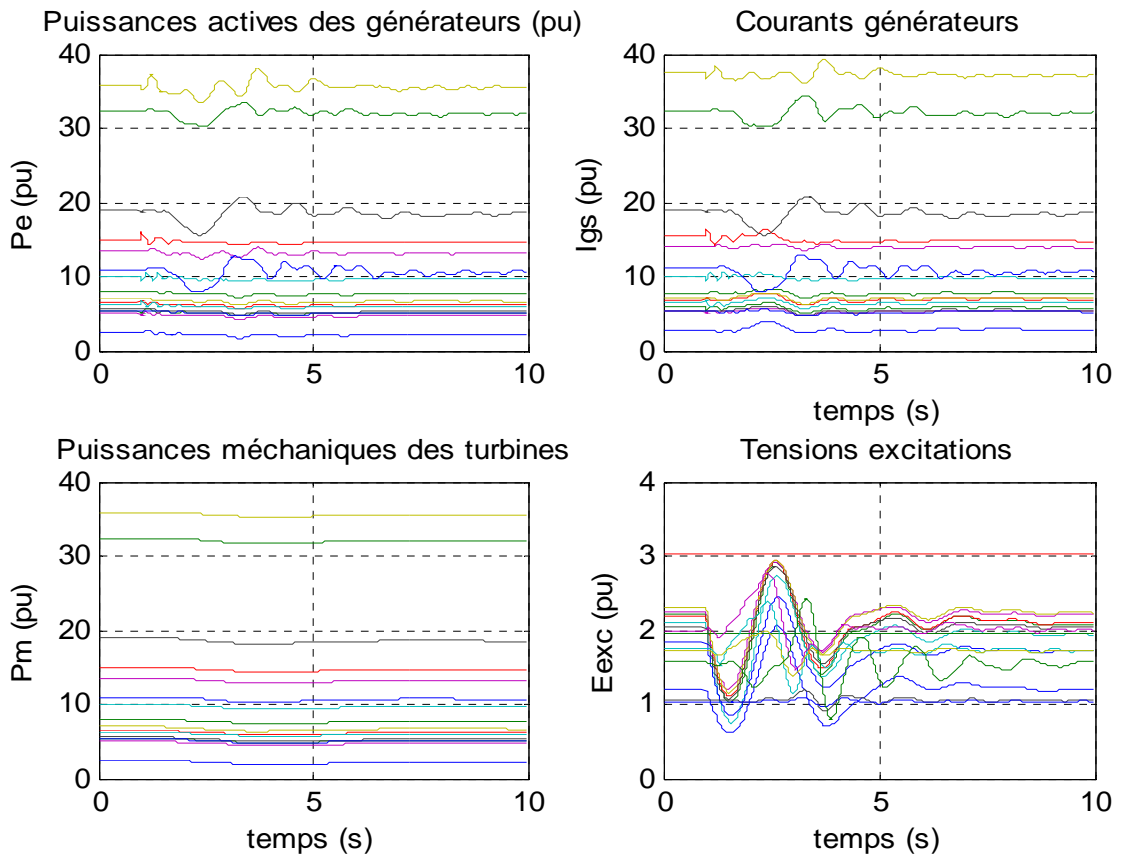


Figure II.25 CC triphasé au nœud 20, $T_e=100\text{ms}$ (New England 16G- 69 Nœuds)

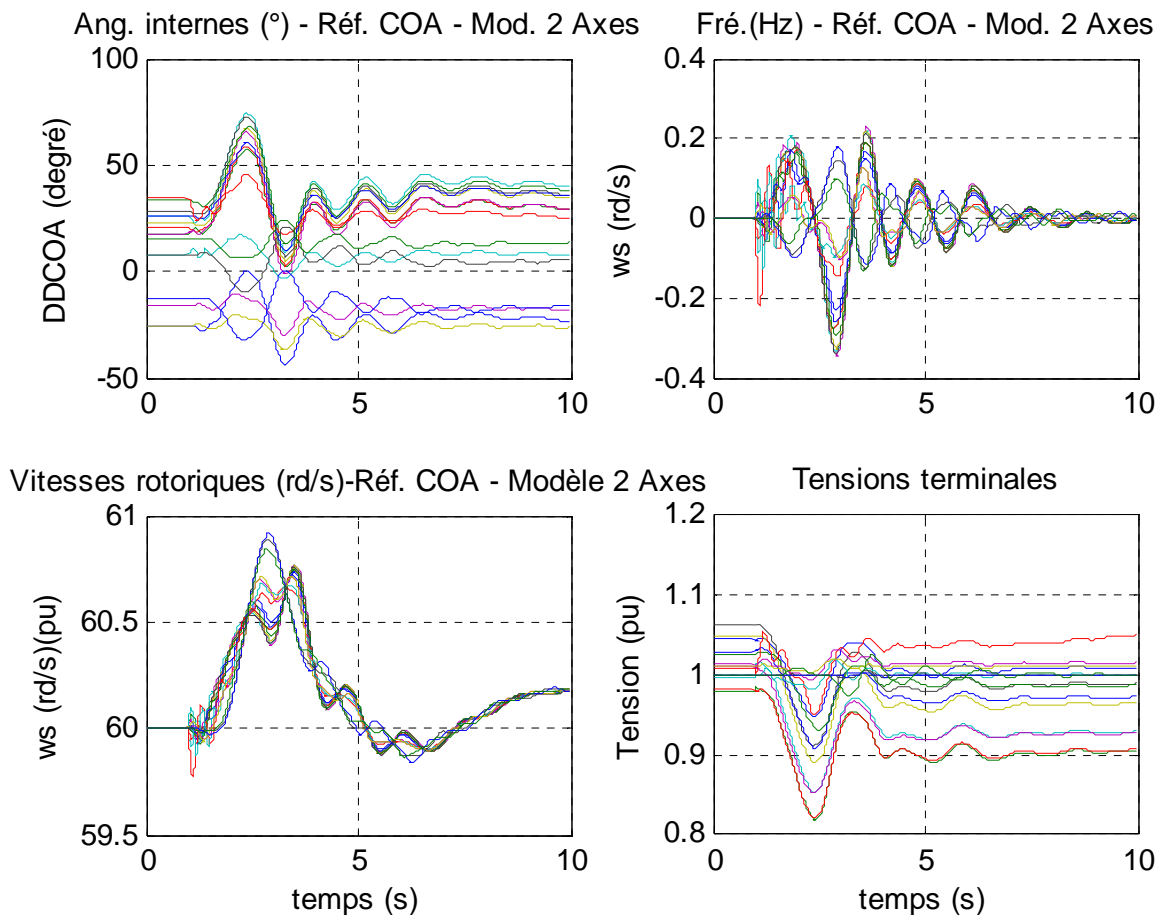


Figure II.26 CC triphasé au nœud 20, $T_e=100\text{ms}$ (New England 16G- 69 Nœuds)

Les figures II.24, II.25 et II.26 présentent l'évolution de toutes les variables dynamiques et algébriques des 16 générateurs du réseau New England suite à un court circuit triphasé au nœud 20 éliminé après 100 ms. La méthode de Runge-Kutta 4ème ordre a été utilisée pour l'intégration du système d'équations différentielles du réseau.

II.11 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et simulé le comportement transitoire d'un réseau électrique multimachines en considérant :

- Une modélisation détaillée des générateurs (plusieurs modèles selon le degré de détail cherché ont été programmés) ;
- Présence de différents types de régulateurs de tension ;
- Présence de différents types de régulateurs de vitesse ;
- Insertion des FACTS (UPFC) ;
- Modèle dynamique complet du réseau et modèle réduit aux nœuds générateurs.

Nous avons testé les différentes méthodes numériques de résolution des systèmes d'équations algébriques et différentielles.

Nous avons validé les programmes élaborés par un logiciel industriel professionnel EUROSTAG.

Chapitre III
Stabilité transitoire par les méthodes
énergétiques

III.1 Introduction

Pour une évaluation plus rapide de la stabilité transitoire des réseaux électriques, les chercheurs se sont orientés vers des méthodes directes. Ces méthodes sont fondées sur des concepts énergétiques. Elles permettent de fournir une estimation du domaine de stabilité sans avoir recours à exécuter plusieurs fois le programme d'intégration numérique. Notre objectif, dans cette partie, sera la construction d'une fonction de Lyapunov en vue d'étudier la stabilité transitoire des réseaux électrique. Cette dernière est définie comme étant l'intégrale de la puissance active instantanée représentant la différence entre les puissances électriques et les puissances mécaniques des générateurs. Ces méthodes nécessitent l'intégration du système d'équations différentielles uniquement dans l'intervalle du défaut et par conséquent, un temps de calcul énorme est gagné.

Par la suite, nous présenterons la construction d'une fonction d'énergie type Lyapunov dans la référence du centre d'angle pour le modèle classique de second ordre et celui à deux axes de la machine synchrone. La fonction énergétique construite tient compte de la présence des FACTS (UPFC). Et enfin nous présenterons l'algorithme et l'organigramme permettant l'évaluation du temps critique d'élimination du défaut par une approche énergétique.

III.2 Construction d'une fonction énergétique pour le modèle classique du réseau

III.2.1 Modèle classique du réseau multimachines

Dans ce chapitre, nous allons modéliser un système multimachines en procédant par des 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.é.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 une référence liée au centre d'inertie des machines du réseau.

En prenant comme référence le centre d'inertie des machines (centre d'angle), nous pouvons avoir des expressions compactes et symétriques et faciliter ainsi le traitement numérique des équations [Alberto et al., 2001]. Le centre d'inertie est défini comme suit :

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

$$M_T = \sum_{i=1}^m M_i \quad (III.2)$$

Les équations du mouvement par rapport à la référence du centre d'angle sont obtenues en prenant la dérivée secondaire de l'équation (III.1) et en substituant dans l'équation (III.3) montrée ci-dessous :

$$M_i \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} + D_i \frac{d \delta_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} = P_{mi} - \sum_{j=0}^n C_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + F_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) = P_i - P'_{ei} \quad (III.3)$$

On obtient donc :

$$M_T \ddot{\delta}_{COA} = \sum_{i=1}^m M_i \ddot{\delta}_i = - \sum_{i=1}^m D_i \dot{\delta}_i + \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}) \quad (\text{III.4})$$

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

$$M_T \ddot{\delta}_{COA} = \sum_{i=1}^m M_i \ddot{\delta}_i = - \sum_{i=1}^m D_i \dot{\delta}_i + \sum_{i=1}^n (P_{mi} - P_{ei}) \quad (\text{III.5})$$

$$\ddot{\delta}_{COA} = -\lambda \dot{\delta}_{COA} + \frac{1}{M_T} P_{COA} \quad (\text{III.6})$$

Avec :

$$P_{COA} = \sum_{i=1}^m P_{mi} - P_{ei} \quad (\text{III.7})$$

En négligeant l'amortissement, on obtient :

$$\ddot{\delta}_{COA} = \frac{1}{M_T} P_{COA} \quad (\text{III.8})$$

Notons qu'à n'importe quel point d'équilibre du système on a :

$$P_{COA}(EP) = 0 \quad (\text{III.9})$$

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:

$$\tilde{\delta}_i = \delta_i - \delta_{COA} \quad (\text{III.10})$$

$$\dot{\tilde{\delta}}_i = \dot{\delta}_i - \dot{\delta}_{COA} = \tilde{\omega}_i \quad (\text{III.11})$$

Les variables définies dans (III.10) et (III.11) vérifient :

$$\sum_{i=1}^m M_i \tilde{\delta}_i = 0 \quad (\text{III.12})$$

$$\sum_{i=1}^m M_i \dot{\tilde{\delta}}_i = \sum_{i=1}^m M_i \tilde{\omega}_i = 0 \quad (\text{III.13})$$

L'expression de l'équation du mouvement (III.3) devient :

$$M_i \ddot{\tilde{\delta}}_i = M_i \dot{\tilde{\omega}}_i = - \left(D_i \tilde{\omega}_i - \frac{M_i}{M_T} \sum_{k=1}^m D_k \tilde{\omega}_k \right) - \left(D_i - \frac{M_i}{M_T} D_T \right) \dot{\delta}_{COA} + \left(P_i - \tilde{P}'_{ei} - \frac{M_i}{M_T} P_{COA} \right) \quad (\text{III.14})$$

$$\text{Avec } \tilde{P}'_{ei} = \sum_{j=1}^m \{ C_{ij} \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) + F_{ij} \sin(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) \} : \quad (\text{III.15})$$

Pour un amortissement uniforme ($\lambda = \frac{D_i}{M}$), l'équation d'état résultante est donnée par :

$$\dot{\tilde{\delta}}_i = \tilde{\omega}_i \quad (\text{III.16})$$

$$\dot{\tilde{\omega}}_i = -\lambda \tilde{\omega}_i + f_i(\tilde{\delta}) \quad (\text{III.17})$$

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

$$\dot{\delta}_i = \dot{\omega}_i \quad (\text{III.18})$$

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

$$f_i(\delta^s) = 0 \quad \text{et} \quad \dot{\omega}_i^s = 0 \quad (\text{III.19})$$

III.2.2 Construction de la fonction énergétique type Lyapunov

Dans cette partie, nous allons construire une fonction d'énergie transitoire type Lyapunov pour un réseau multimachines en utilisant le modèle mathématique décrit dans la section précédente. Plusieurs méthodes sont proposées pour la construction de la fonction d'énergie. Nous avons utilisé dans notre travail, la méthode basée sur la première intégrale des équations de mouvement régissant la dynamique des générateurs du réseau. Considérons le modèle mathématique d'un réseau multi machine dans la référence COA, l'amortissement est nul. On peut écrire (III.16) et (III.17) sous la forme [Boussahoua, 2004], [Zhong-Fang et al., 2000].

$$M_i \dot{\omega}_i d\omega_i = f_i(\delta) d\delta_i \quad (\text{III.20})$$

Lorsqu'on intègre cette équation entre le point d'équilibre stable $(\delta_i^s, 0)$ et (δ_i, ω_i) , nous obtenons la première intégrale pour chaque machine comme suit :

$$\begin{aligned} E_i(\delta, \omega) &= \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 - \int_{\delta_i^s}^{\delta_i} f_i(\delta) d\delta_i \\ &= \frac{1}{2} M_i \omega_i^2 - P_i(\delta_i - \delta_i^s) + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m C_{ij} \int_{\delta_i^s}^{\delta_i} \sin(\delta_i - \delta_j) d\delta_i \\ &\quad + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m F_{ij} \int_{\delta_i^s}^{\delta_i} \cos(\delta_i - \delta_j) d\delta_i + \frac{M_i}{M_T} \int_{\delta_i^s}^{\delta_i} P_{COA} d\delta_i \end{aligned} \quad (\text{III.21})$$

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 m équations données par (III.21). Notons que le terme incluant P_{COA} va disparaître. Tenant compte de ceci, la première intégrale de l'équation du mouvement du système est donnée par :

$$\begin{aligned} E(\delta, \omega) &= \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \omega_i^2 - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_i(\delta_i - \delta_i^s) + \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m \left[C_{ij} \{ \cos(\delta_i - \delta_j) - \right. \\ &\quad \left. \cos(\delta_i^s - \delta_j^s) \} - \int_{\delta_i^s + \delta_j^s}^{\delta_i + \delta_j} F_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j) d(\delta_i + \delta_j) \right] \\ &= E_{KE}(\omega) + E_{P1}(\delta) + E_{P2}(\delta) + E_{P3}(\delta) \end{aligned} \quad (\text{III.22})$$

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

$E_{P1}(\delta)$: donne le changement d'énergie due aux positions des rotors,

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

$E_{P3}(\delta)$: donne le changement de l'énergie perdues dans la 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.22) satisfera les conditions d'une fonction de type Lyapunov.

Effectivement, pour $F_{ij} = 0$, l'équation (III.22) devient :

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_P(\tilde{\delta}) \quad (III.24)$$

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_{P1}(\tilde{\delta}) + E_{P2}(\tilde{\delta}) \quad (III.25)$$

Avec :

$$E_{KE}(\tilde{\omega}) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \tilde{\omega}_i^2 \quad (III.26)$$

$$\begin{aligned} E_P(\tilde{\delta}) &= -\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m P_i(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j^s) + \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m [C_{ij} \{ \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) - \cos(\tilde{\delta}_i^s - \tilde{\delta}_j^s) \}] \\ &= -\phi(\tilde{\delta}) + \phi(\tilde{\delta}^s) \end{aligned} \quad (III.27)$$

$$\phi(\tilde{\delta}) = \sum_{i=1}^m P_i(\tilde{\delta}_i) + \sum_{i=1}^{m-1} \sum_{j=i+1}^m C_{ij} \cos(\tilde{\delta}_i - \tilde{\delta}_j) \quad (III.28)$$

$$\phi(\tilde{\delta}^s) = \phi(\tilde{\delta}) \Big|_{\tilde{\delta}=\tilde{\delta}^s} \quad (III.29)$$

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

$$\left. \frac{\partial E}{\partial \tilde{\omega}_i} \right|_{\tilde{\omega}_i=0} = 0 \quad (III.30)$$

$$\left. \frac{\partial E}{\partial \tilde{\delta}_i} \right|_{\tilde{\delta}_i=\tilde{\delta}_i^s} = \left. \frac{\partial \phi}{\partial \tilde{\delta}_i} \right|_{\tilde{\delta}_i=\tilde{\delta}_i^s} = 0 \quad (III.31)$$

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

$$E(\tilde{\delta}, \tilde{\omega}) \geq -\phi(\tilde{\delta}) + \phi(\tilde{\delta}^s) \quad (III.32)$$

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

$$\phi(\tilde{\delta}) < \phi(\tilde{\delta}^s) \quad (III.33)$$

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.22) est une fonction de type Lyapunov dans certaine région Ω entourant le point d'équilibre stable $(\tilde{\delta}^s, 0)$.

III.3 Fonction énergétique pour le modèle à deux axes

En raison de la complexité du modèle à deux axes, il est difficile de dériver une expression analytique de la fonction d'énergie afin d'évaluer la stabilité transitoire. Dans la référence [Garcia et al., 1992], l'auteur a proposé une expression liée à la fonction énergétique dans le modèle du second ordre, tenant compte de quelques spécificités du modèle à deux axes. La fonction proposée est la suivante :

$$\begin{aligned}
E_i(t_0, t) = & \frac{1}{2} \sum_{i=1}^m M_i \omega_{i0}^2(t) - \sum_{i=1}^m \left(P_{mi}(t) - \left(e_{di}'^2(t) + e_{qi}'^2(t) \right) G_{ii} \right) (\delta_{i0}(t) - \\
& \delta_{i0}(t_0)) + \sum_{i=1}^m \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m C_{ij} \frac{(\delta_{i0}(t) - \delta_{i0}(t_0))}{(\delta_{i0}(t) - \delta_{j0}(t_0))(\delta_{i0}(t) - \delta_{j0}(t_0))} \left(\cos(\delta_{ij}(t_0)) - \cos(\delta_{ij}(t_e)) \right) \\
& + \sum_{i=1}^m \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^m F_{ij} \frac{(\delta_{i0}(t) - \delta_{i0}(t_0))}{(\delta_{i0}(t) - \delta_{j0}(t_0))(\delta_{i0}(t) - \delta_{j0}(t_0))} \left(\sin(\delta_{ij}(t_0)) - \sin(\delta_{ij}(t_e)) \right) + \\
& \sum_{i=1}^m \left(\frac{M_i}{M_T} (\delta_{i0}(t) - \delta_{i0}(t_0)) \right) \sum_{j=1}^m (P_{mi} - P_{ej}(t_{0+}))
\end{aligned} \tag{III.34}$$

Avec :

$$\begin{aligned}
C_{ij} &= B_{ij}(e_{di}'e_{dj}' + e_{qi}'e_{qj}') - G_{ij}(e_{di}'e_{qj}' + e_{qi}'e_{dj}') \\
F_{ij} &= G_{ij}(e_{di}'e_{dj}' + e_{qi}'e_{qj}') - B_{ij}(e_{di}'e_{qj}' + e_{qi}'e_{dj}')
\end{aligned} \tag{III.35}$$

Le premier terme de cette expression représente l'énergie cinétique des machines. La somme des autres termes représente l'énergie potentielle.

III.4 Estimation du temps critique

Dans la section précédente, nous avons dérivé pour les deux modèles classique et à deux axes d'un réseau électrique multimachines réduit aux nœuds internes des générateurs, une fonction d'énergie type Lyapunov. La référence d'angle utilisée est le centre d'angle 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 du réseau.

Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature pour calculer la valeur critique E_{CR} de la fonction d'énergie [Boussahoua, 2004]. Les principes de base de ces approches ont été exposés dans le premier chapitre. Dans la partie qui suit, nous allons reprendre en détail l'approche basée sur la surface limite d'énergie potentielle. Nous commençons par donner les notions de base, ensuite nous donnons l'algorithme de calcul utilisé par cette méthode pour la détermination du temps critique d'élimination du défaut.

III.4.1 Notions de base

III.4.1.1 Points d'équilibre

Considérons le système d'énergie décrit un modèle de réseau réduit aux nœuds internes des générateurs et basé sur le modèle de second ordre de la machine synchrone avec un réseau, donné par le système d'équations (III.3). Les points d'équilibre instables du réseau sont donnés par le système d'équations (III.18) et le point d'équilibre stable par (III.19) qui est

composé de m équations. On peut résoudre les $(m-1)$ premières équations et utiliser par la suite (III.10) pour déterminer $\tilde{\delta}_m$.

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.

III.4.1.2 Points d'équilibres 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 m 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 :

$$\tilde{\delta}_i^{SP} = [\tilde{\delta}_1^s, \tilde{\delta}_2^s, \dots, \pi - \tilde{\delta}_i^s, \dots, \tilde{\delta}_n^s] \quad (\text{III.36})$$

$$\tilde{\delta}_i^{SP} = [\tilde{\delta}_1^s, \tilde{\delta}_2^s, \dots, -\pi - \tilde{\delta}_i^s, \dots, \tilde{\delta}_n^s] \quad (\text{III.37})$$

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

$$\tilde{\delta}_{ij}^{SP} = [\tilde{\delta}_1^s, \tilde{\delta}_2^s, \dots, \pi - \tilde{\delta}_i^s, \tilde{\delta}_{i+1}^s, \dots, \pi - \tilde{\delta}_j^s, \tilde{\delta}_{j+1}^s, \dots, \tilde{\delta}_n^s] \quad (\text{III.38})$$

$$\tilde{\delta}_{ij}^{SP} = [\tilde{\delta}_1^s, \tilde{\delta}_2^s, \dots, -\pi - \tilde{\delta}_i^s, \tilde{\delta}_{i+1}^s, \dots, -\pi - \tilde{\delta}_j^s, \tilde{\delta}_{j+1}^s, \dots, \tilde{\delta}_n^s] \quad (\text{III.39})$$

Dans (III.36), (III.37), (III.38) et (III.39), $\tilde{\delta}_k^s$ est la $k^{\text{ième}}$ composante du point d'équilibre stable du système.

III.4.1.3 Définitions

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

- a) **Trajectoire stable critique** : C'est la trajectoire du système quand le défaut est éliminé immédiatement avant le temps critique CCT . (CCT : Critical Clearing Time en gardant le système stable).
- b) **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.
- c) **Trajectoire défaut permanent** : C'est la trajectoire du système quand le défaut persiste sans être éliminé.
- d) **Point de sortie de la trajectoire défaut permanent** : 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).
- a) **Point d'équilibre instable contrôlé** : C'est le point par lequel la trajectoire instable critique coupe la surface limite de la stabilité.

Le point d'équilibre instable est proche du point par lequel la trajectoire du défaut non éliminé sort du domaine de stabilité. On suppose ici que les deux trajectoires du défaut non éliminé et instable critique sont proches l'une 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 à savoir l'identification du point d'équilibre instable contrôlé.

- e) **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. En 1978

sous la forme d'un ensemble de courbes orthogonales avec les courbes équipotentielles passant par les points d'équilibre instables. Ils ont proposé la procédure suivante pour la construction de la surface limite d'énergie potentielle [Anderson et Fouad, 1982]

1. Du point d'équilibre stable du réseau après élimination du défaut, on trace plusieurs rayons dans toutes les directions dans l'espace d'angle.
2. 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 :

$$[f(\delta)]^T (\delta - \delta^s) = 0 \quad (\text{III.40})$$

$$\sum_{i=1}^m (\delta_i - \delta_i^s) f_i(\delta) = 0 \quad (\text{III.41})$$

L'énergie potentielle du système donnée dépend des angles de la machine, dans le cas d'un système à deux machines l'énergie potentielle peut être représenté sur une carte tridimensionnelle avec axe x , y sont les axes correspondants à chaque machine.

Pendant le défaut, cette boule circule dans une surface bien limitée, après l'élimination de défaut si la boule sort de la surface limite le système perd la stabilité.

III.4.2 Méthodes d'évaluation du domaine de stabilité

Il existe plusieurs méthodes d'évaluation du domaine de stabilité. Dans notre étude, nous nous sommes basés sur la méthode de surface limite de l'énergie potentielle PEBS (Potential Energy Boundary Surface) qui a été proposée par Kakimoto.

Pour la détermination des domaines de stabilité, Kakimoto s'est basé essentiellement sur l'utilisation des propriétés de la partie d'énergie potentielle de la fonction d'énergie type Lyapunov, en déterminant la valeur critique de la fonction d'énergie sans passer par le calcul d'énergie des UEPs et le SEP du réseau.

La Procédure Kakimoto (PEBSK) est basée essentiellement sur la supposition des temps excédant légèrement du 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 $E_P(\tilde{\delta})$ passe par un maximum. Les auteurs identifient l'intersection de la trajectoire défaut non éliminé avec la PEBS par la procédure suivante [Boussahoua, 2004]:

1. Pour des temps d'élimination du défaut successif, t_e , calculer les valeurs de la fonction d'énergie $E(\tilde{\delta}(t_e), \tilde{\omega}(t_e))$ et de la partie potentielle $E_P(\tilde{\delta}(t_e))$ jusqu'à l'obtention de la valeur maximale de cette dernière. Cette valeur est prise comme la valeur limite $E_l^{ka} = E_{PEMax}$.
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_l^{ka} .

L'organigramme descriptif de la méthode de surface limite de Kakimoto est donné par la figure III.1 représenté ci-dessous :

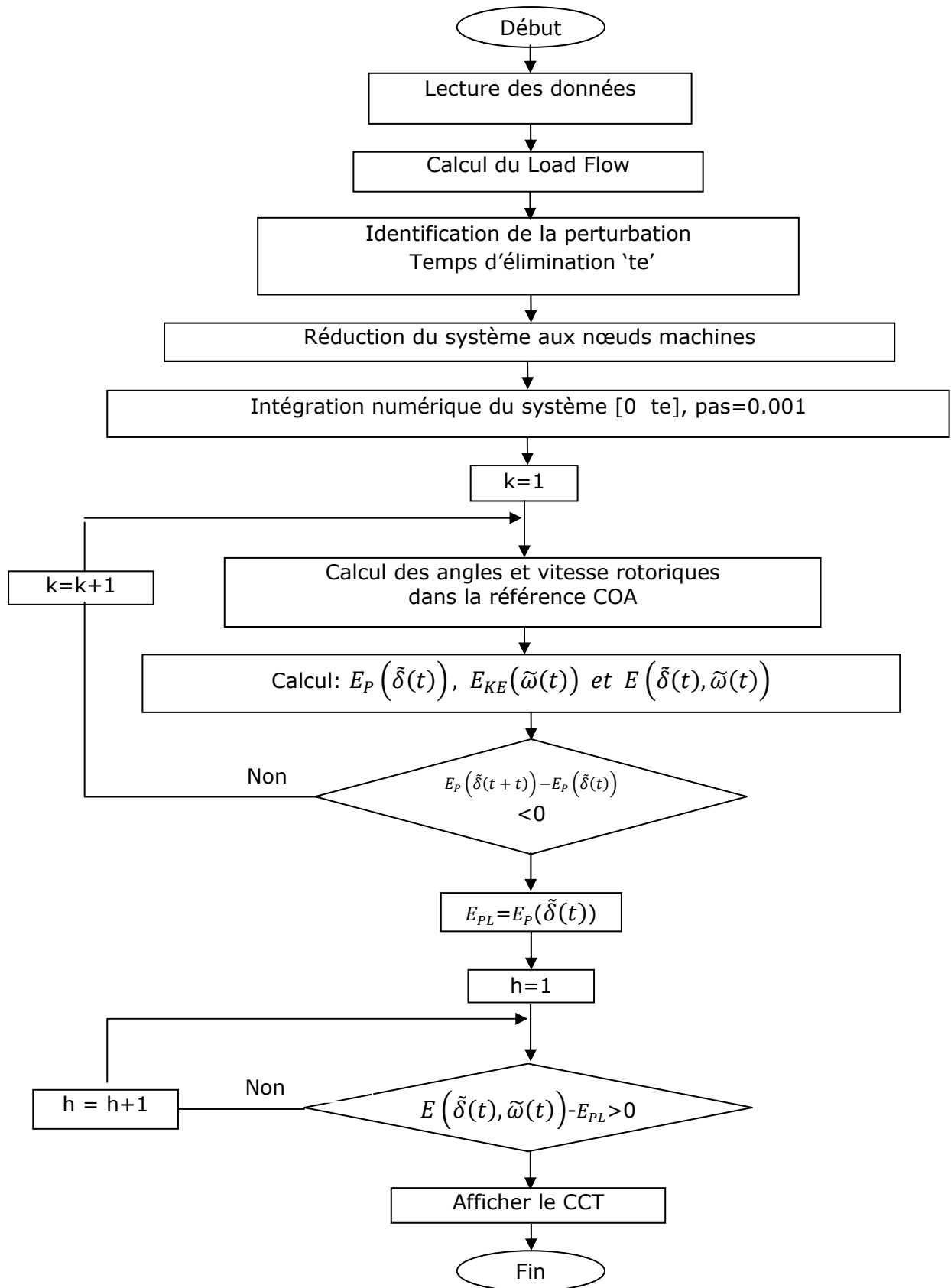


Figure III.1 Détermination du CCT par la méthode énergétique PEBS Kakimoto

III.5 Prise en compte des UPFC dans la fonction énergétique

Dans le but de pouvoir appliquer avec succès les méthodes directes basées sur les fonctions énergétiques, il faut prendre en considération l'insertion des dispositifs de systèmes de transmission (FACTS) qui regroupent tous les dispositifs à base d'électronique de puissance [Gholipour, 2003].

Les équations ci-dessous sont représentées dans la référence centre d'angle (COA : Center Of Angle). Dans cette partie on va calculer la première intégrale de la fonction énergétique.

$$E(\tilde{\omega}, \tilde{\phi}, U) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_P(\tilde{\phi}, U) + K \quad (\text{III.43})$$

Où :

$$\tilde{\phi} = [\tilde{\delta}^T, \tilde{\theta}^T] ;$$

δ : vecteur des angles rotoriques ;

θ : angle composant de N vecteur des nœuds de tension ;

ω : vitesses angulaire ;

U : vecteur des tensions nodales.

Cette formule est représentée dans la référence centre d'angle COA, ou K est une constante arbitraire, habituellement choisie de sorte qu'elle place l'origine de (III.43) à zéro.

E_{KE} représente l'énergie cinétique, le reste de toute l'énergie du système (III.43) représente l'énergie potentielle.

$$E_P(\tilde{\phi}, U) = -\sum_{i=1}^m P_{mi} \tilde{\phi}_i + \sum_{i=1}^{m+N} \int \frac{Q(U_i)}{U_i} dU_i - \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{m+N} \sum_{j=1}^{m+N} B_{ij} U_i U_j \cos(\tilde{\phi}_{ij}) \quad (\text{III.44})$$

Où P_{mi} est la puissance de la machine, $Q(U_i)$ est la partie réactive de la tension qui dépend des nœuds de charge. Après la présentation de la procédure de construction de la fonction énergétique [Valentin et al., 2005], on peut construire la fonction énergétique d'un UPFC comme suit :

1- Les puissances actives injectées P_{si} et P_{sj} de l'UPFC sont multipliés respectivement par $\dot{\theta}_i$ et $\dot{\theta}_j$, et sont additionnées.

$$P_{si} \dot{\theta}_{ij} = \frac{U_j U_T}{X_{TRS}} \sin(\theta_{ij} + \theta_T) \dot{\theta}_{ij} \quad (\text{III.45})$$

Où $\dot{\theta}_{ij} = \dot{\theta}_i - \dot{\theta}_j$.

2- En Divisant (II.39) et (II.40) (voir chapitre II) par U_i et U_j et en les multipliant par \dot{U}_i et \dot{U}_j respectivement, nous aurons :

$$\frac{Q_{sj}}{U_i} \dot{U}_i = \frac{\dot{U}_i U_T}{X_{TRS}} \cos(\varphi_T) + \dot{U}_i I_q \quad (\text{III.46})$$

$$\frac{Q_{si}}{U_j} \dot{U}_j = \frac{\dot{U}_j U_T}{X_{TRS}} \cos(\theta_{ij} + \varphi_T) \quad (\text{III.47})$$

3-La somme des équations (III.46) et (III.47) nous donne :

$$\frac{U_T}{X_{TRS}} [\dot{U}_i \cos(\varphi_T) - \dot{U}_j \cos(\theta_{ij} + \varphi_T)] + \dot{U}_i I_q \quad (\text{III.48})$$

Maintenant nous devons trouver la première intégrale de (III.48). Malheureusement, il n'y a aucune procédure pour la trouver. Chacun des dispositifs FACTS a sa propre solution.

Cette intégrale peut être obtenue par intuition [Valentin et al. , 2005]. Pour U_i et I_q placés à un maximum et φ_T une constante, il est possible d'exprimer (III.48) comme suit :

$$\frac{d}{dt} \left\{ \frac{U_T}{X_{TRS}} [U_i \cos(\varphi_T) - U_j \cos(\theta_{ij} + \varphi_T)] + U_i I_q \right\} \quad (\text{III.49})$$

Maintenant il est facile d'obtenir une fonction Lyapunov d'un UPFC sous la forme $E_{UPFC} = f(U_i, U_j)$ en intégrant (III.49). L'énergie potentielle d'un UPFC est la suivante :

$$E_{UPFC} = \frac{U_T}{X_{TRS}} [U_i \cos(\varphi_T) - U_j \cos(\theta_{ij} + \varphi_T)] + U_i I_q = Q_{si} + Q_{sj} \quad (\text{III.50})$$

Cette fonction d'énergie est égale à la somme des puissances réactives Q_{si} et Q_{sj} . Elle représente la puissance réactive totale injectée dans le réseau.

Donc, l'énergie potentielle d'un UPFC est égale la somme des puissances réactives.

La fonction énergétique obtenue après l'insertion de l'UPFC est donnée par :

$$E(\tilde{\omega}, \phi, U) = E_{KE}(\tilde{\omega}) + E_P(\tilde{\phi}, U) + E_{UPFC} \quad (\text{III.51})$$

Cette dernière expression nous permet de considérer l'effet d'un UPFC dans le calcul de l'énergie total du réseau le long de la trajectoire de la perturbation. Pour les autres types de FACTS, des expressions similaires sont dérivées.

III.6 Résultats de simulation obtenus par la méthode énergétique

III.6.1 Evaluation du CCT par la méthode énergétique (modèle à deux axes)

Le tableau III.1 présente les temps critiques d'élimination de défaut suite a des court circuits triphasé survenus sur différent nœuds du réseau test New England 10G- 39 Nœuds. Le modèle à deux axes est considéré pour tous les générateurs. Les régulateurs de tension (IEEE type1) et de vitesse (voir paragraphe II.2.3.1) sont pris en compte dans le modèle dynamique du réseau.

Tableau III.1 Evaluation du CCT par la méthode énergétique									
Nœud	2	4	9	16	21	25	30	34	39
CCT par EUROSTAG (ms)	228-229	125-126	104-105	115-116	167-168	165-166	186-187	185-186	425-426
CCT par MATLAB (ms)	200-210	110-120	90-100	120-130	150-160	160-170	170-180	170-180	350-360
Méthode énergétique	230	143	117	138	172	183	203	198	438

Les résultats obtenus montrent que la méthode énergétique donne des temps critiques optimistes et par suite elle peut être utilisée pour la classification des contingences en fixant des temps d'élimination de défaut supérieurs à ceux du système de protection.

III.6.2 Evaluation du CCT par la méthode énergétique d'un réseau avec UPFC

Le réseau IEEE 3G- 9Nœuds avec UPFC entre les nœuds 2 et 5 est simulé afin de tester l'influence d'un UPFC sur le comportement transitoire d'un réseau électrique. Les défauts considérés sont des courts-circuits triphasés suivis par l'ouverture de la ligne en défaut. Les paramètres de l'UPFC considérés pour toutes les simulations sont :

$$U_T = 0.03 pu, I_q = 0.03 pu, \varphi_T = 85^\circ \text{ et } X_{TRC} = 0.06 pu.$$

Pour plusieurs perturbations, nous avons évalué le temps critique d'élimination du défaut CCT par la méthode d'intégration numérique et par la méthode énergétique avec et sans UPFC. Les résultats obtenus sont montrés dans le tableau (III.1).

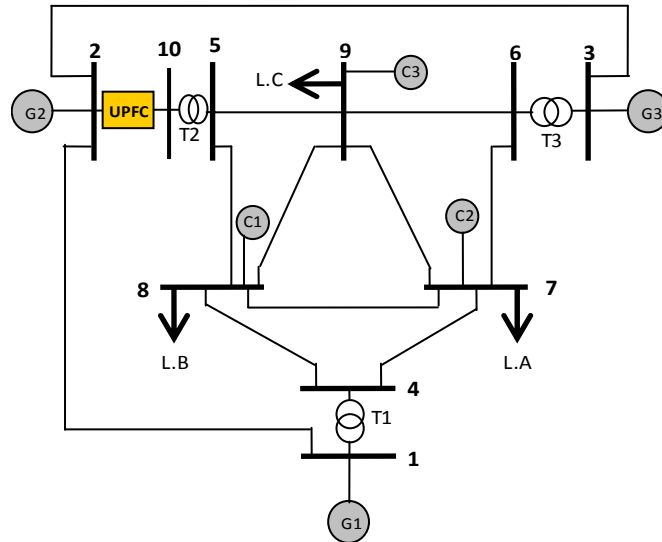


Figure III.2 Réseau IEEE 3G- 9Nœuds Avec UPFC

Ligne de défaut	Nœud de défaut	CCT (s)			
		Sans UPFC		Avec UPFC	
		PEBS	NI	PEBS	NI
1-2	1	0.506	0.51	0.547	0.56
5-9	5	0.402	0.41	0.435	0.47
7-8	8	0.525	0.54	0.539	0.55
8-9	9	0.547	0.56	0.549	0.58
4-7	4	0.510	0.52	0.525	0.55

Les résultats présentés dans le tableau (III.2) montrent que malgré que l'UPFC ne soit pas commandé (paramètres fixes), nous avons eu des améliorations pour la plupart des défauts simulés. Pour quelques perturbations nous n'avons pas eu des améliorations. Ceci est dû au choix arbitraire des paramètres de l'UPFC.

Les résultats montrent aussi que lorsque le temps critique d'élimination du défaut déterminé par la méthode d'intégration numérique augmente, celui déterminé par la fonction énergétique augmente aussi et inversement.

Ces résultats nous permettent de conclure que le terme tenant compte de l'effet de l'UPFC dans la fonction énergétique permet une évaluation plus précise du temps critique d'élimination du défaut par rapport à la fonction énergétique sans UPFC.

III.7 Indice de sécurité

Avec les développements actuels des réseaux électriques, l'élargissement des interconnexions, il devient de plus en plus difficile pour les chercheurs et les opérateurs d'assurer la sécurité de fonctionnement par les méthodes conventionnelles. Pour faire face à ces nouveaux paramètres, un besoin urgent est ressenti au niveau des centres de conduite à des outils d'évaluation de la sécurité en temps réel. Nous proposons dans ce paragraphe une approche pour déterminer un indice de sécurité qui nous permettra de prévoir selon la contingence considérée si le système est proche de l'instabilité et à quel degré.

III.7.1 Indice de sécurité d'un réseau électrique

En pratique les temps d'élimination des défauts sont fixés. En déterminant les CCT et les énergies potentielles maximales grâce à la fonction énergétique de Lyapunov, on peut définir un Indice de Sécurité (IS) comme suit:

$$IS = (E_{p_{max}} - E_T(t_e)) / E_{p_{max}} * 100 \quad (\text{III.52})$$

III.7.2 Organigramme de calcul de l'Indice de Sécurité

L'organigramme suivant résume l'algorithme proposé pour l'évaluation d'un indice de sécurité en utilisant une méthode directe non conventionnelle basée sur une fonction énergétique type Lyapunov.

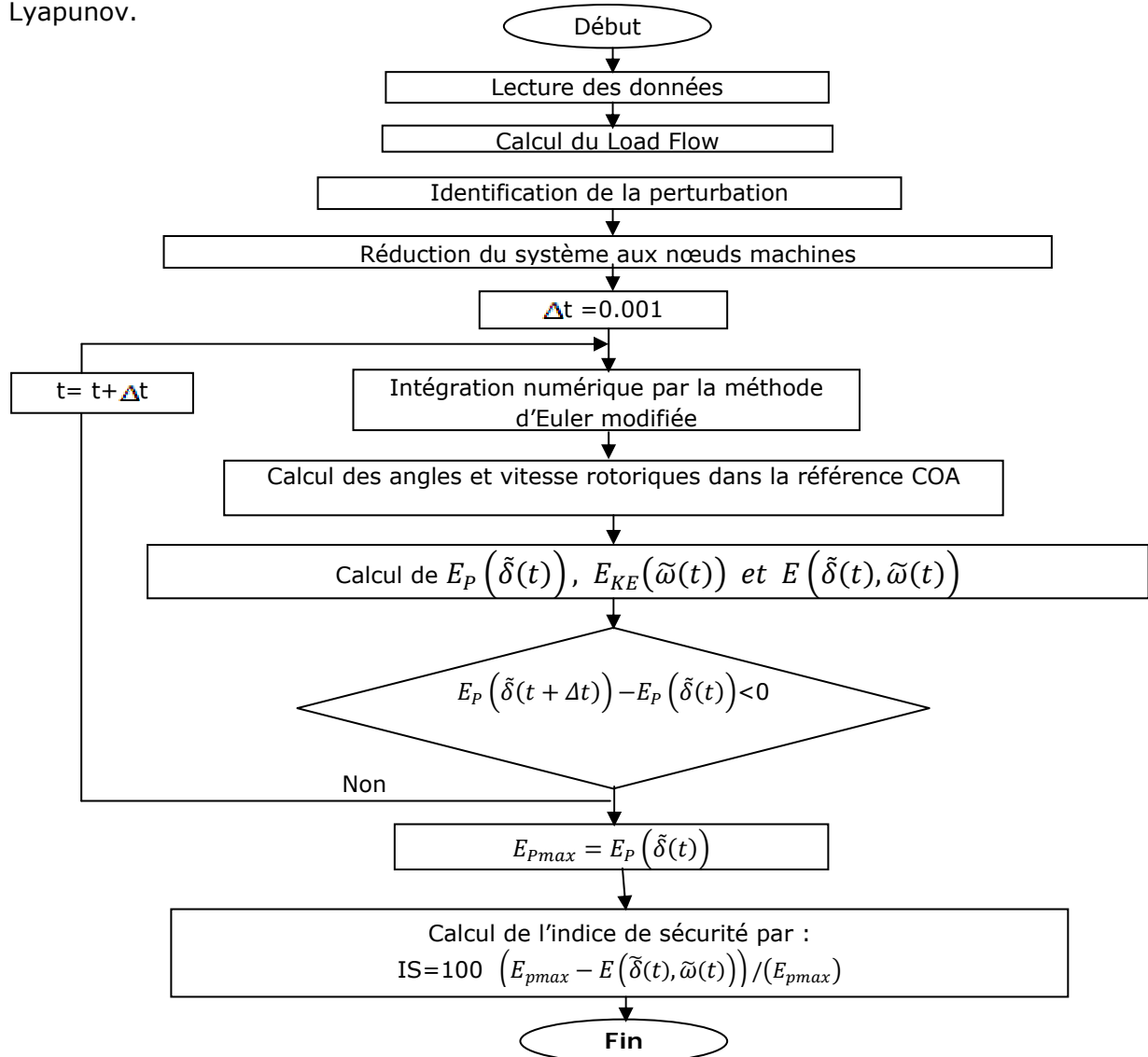


Figure III.3 Détermination de l'Indice de Sécurité par la méthode énergétique

III.7.3 Résultats d'évaluation de l'indice de sécurité

Les résultats présentés ci-après concernent le réseau CIGRE 7G- 10Nœuds. Le modèle classique des générateurs est considéré dans ces simulations. La méthode d'intégration numérique utilisée est celle d'Euler modifiée.

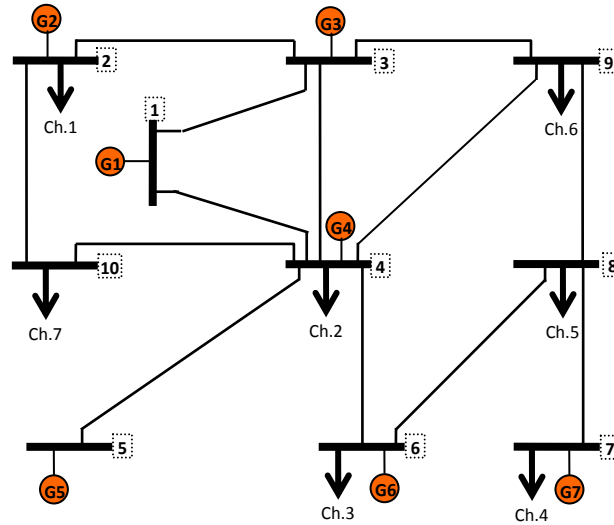


Figure III.4 Réseau CIGRE 7G- 10Nœuds

La figure III.5 présente l'évolution des différents termes de la fonction énergétique le long de la trajectoire du défaut.

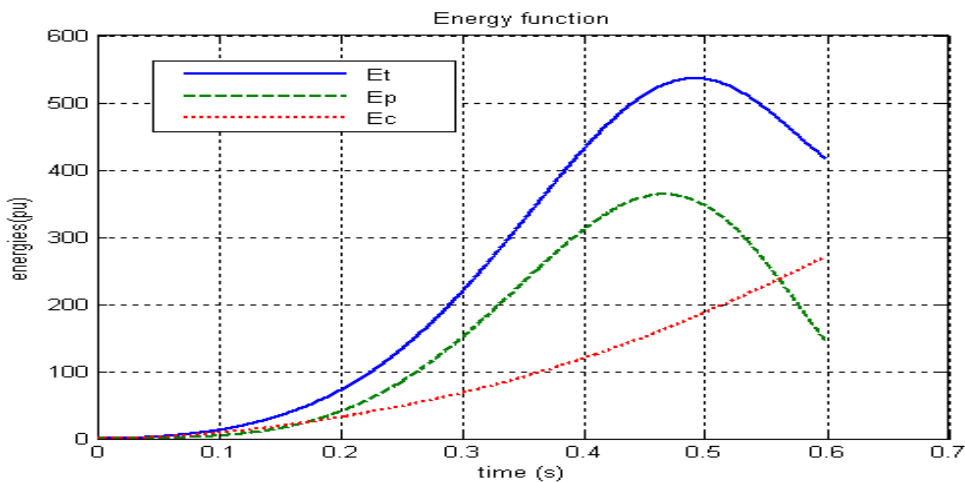


Figure III.5 Evolution des énergies du réseau

III.7.4 Facteurs influençant l'Indice de Sécurité

L'indice de sécurité peut varier selon certains facteurs tels que le point de fonctionnement avant le défaut ou bien le nombre de générateurs ainsi que la topologie du réseau, dans ce qui suit nous allons montrer ces influences en prenant comme réseau d'application le réseaux CIGRE 7G- 10 Nœuds en traçant les variations de l'indice de sécurité en fonction de ces facteurs.

III.7.4.1 Influence du niveau de charge et du temps de réglage des protections

Nous faisons varier le point de fonctionnement avant le défaut, c'est-à-dire nous prenons plusieurs points de fonctionnements avec une augmentation de 5% de la charge à chaque fois en commençant par 50% de la charge nominale et allons jusqu'à 120% de celle-ci. Nous calculons l'indice de sécurité correspondant en prenant comme défaut un court circuit triphasé au nœud 3, les temps d'élimination du défaut sont fixés à $t_e=200$ ms et $t_e=400$ ms.

Les résultats obtenus sont donnés par la figure suivante :

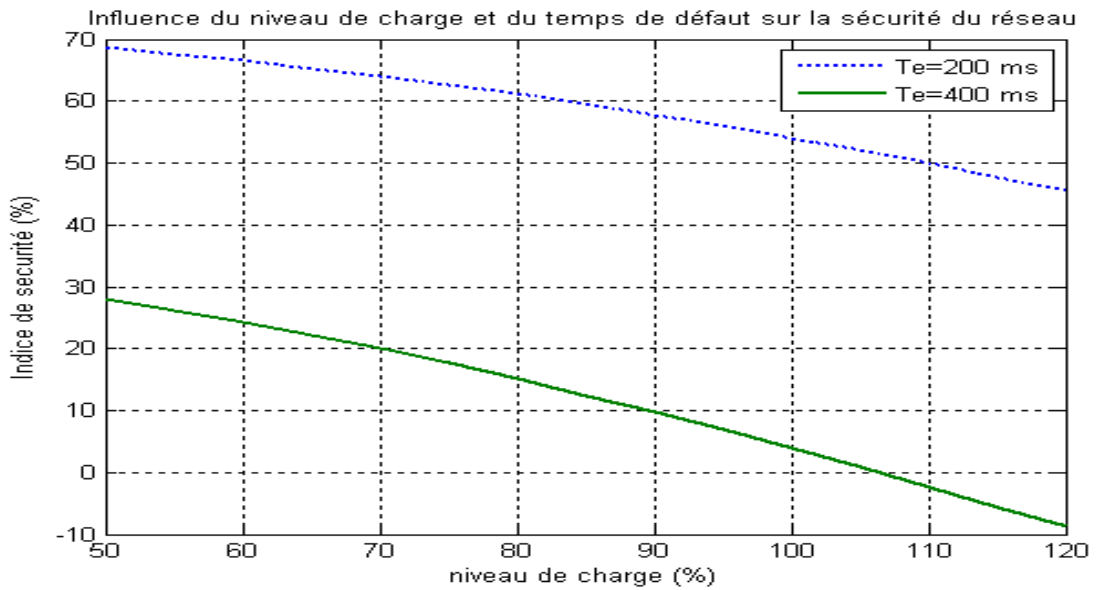


Figure III.6 Influence du niveau de charge et des réglages des protections sur l'indice de sécurité

Nous remarquons qu'en augmentant la charge de 50% à 120% l'indice de sécurité diminue de 69% à 46%. Le réseau est très stable pour un temps d'élimination du défaut égale à 200 ms.

On refait le calcul avec un temps d'élimination du défaut $t_e = 400$ ms.

Nous remarquons que l'indice de sécurité varie de 28% à -9% pour une variation de charge de 50% à 120%, nous pouvons conclure que le réseau passe par trois états si on prend une marge de sécurité de 5%. Nous pouvons conclure que pendant la transition de 28% à 5% le système est dans un état stable, et de 5% à 0% le système est dans un état proche de l'instabilité, alors que de 0% à -9% le système est instable.

III.7.4.2 Influence de la perte de génération sur l'indice de sécurité

Nous allons faire une comparaison entre les indices de sécurité avec un fonctionnement à 7 générateurs avec celui à 6 générateurs. On déconnecte à chaque fois un générateur et on fait varier le niveau de charge de la même manière que précédemment, le temps d'élimination du défaut est égal à 300 ms.

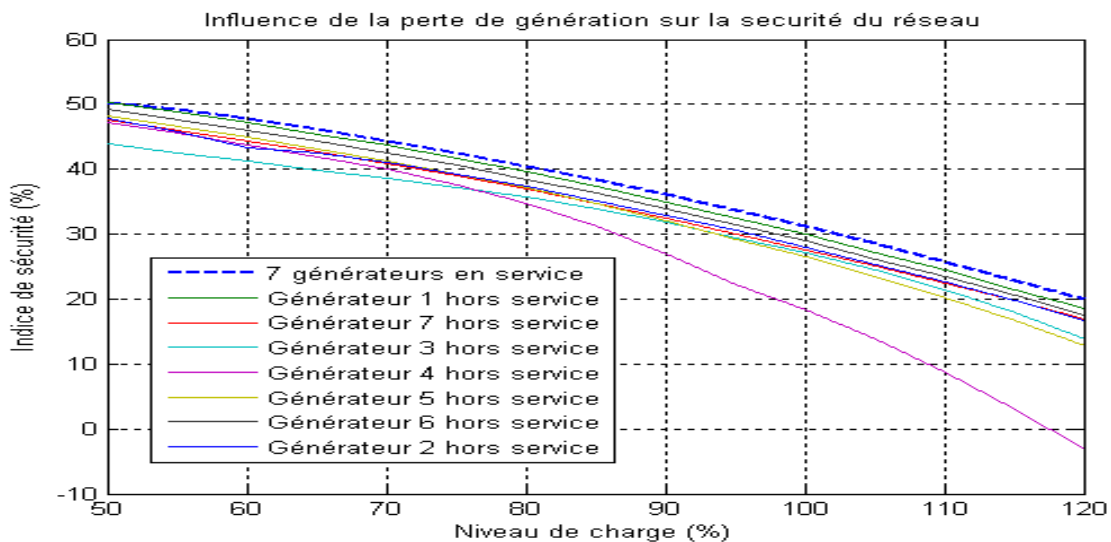


Figure III.7 Influence de la perte d'un générateur sur l'indice de sécurité

Nous remarquons que les courbes de l'indice de sécurité du réseau avec 6 générateurs sont inférieurs à celle avec 7 générateurs, ce qui est un résultat acceptable du point de vu que le réseau est moins sûr avec un générateur en moins et plus exposé au risque d'effondrement face au court circuit triphasé au nœud 3.

Nous allons maintenant simuler l'influence de la perte de de deux générateurs à la fois, ensuite on classe ces combinaisons de la plus critique à la moins critique, selon leurs indices de sécurité.

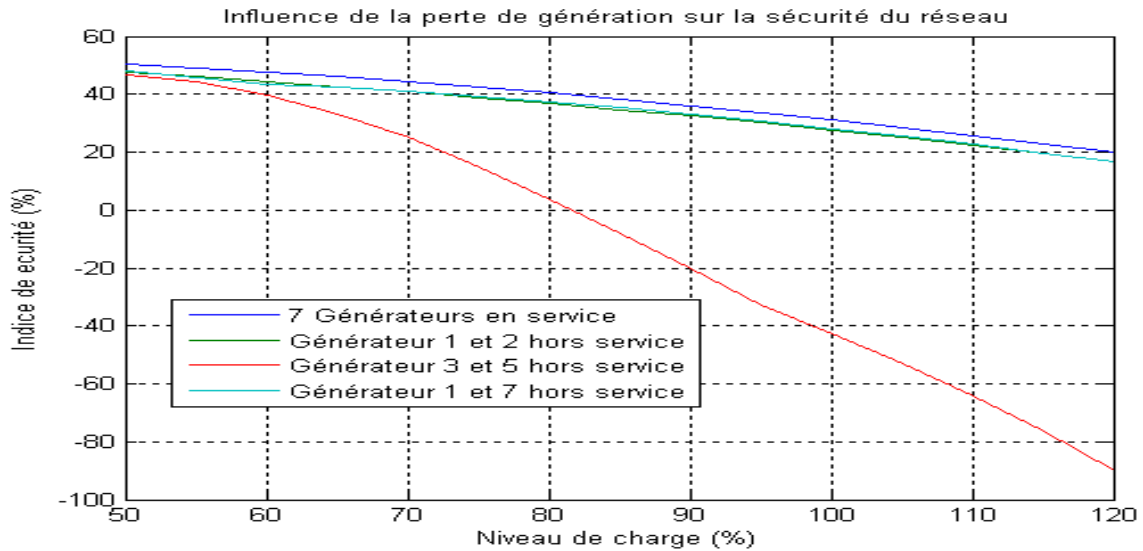


Figure III.8 Influence de la perte de deux générateurs sur l'indice de sécurité

Nous remarquons que pour le déclenchement des générateurs 3 et 7 le réseau n'est plus sûr au delà de 88 % de son point nominal.

III.7.4.3 Influence du changement de topologie sur l'indice de sécurité

Dans ce cas, nous allons visualiser les variations de l'indice de sécurité en ouvrant à chaque fois une ligne et en faisant varier le niveau de charge, ensuite on va classer les lignes par ordre d'importance selon les résultats obtenue ci-dessous. Le temps d'élimination du défaut est égal à 350 ms.

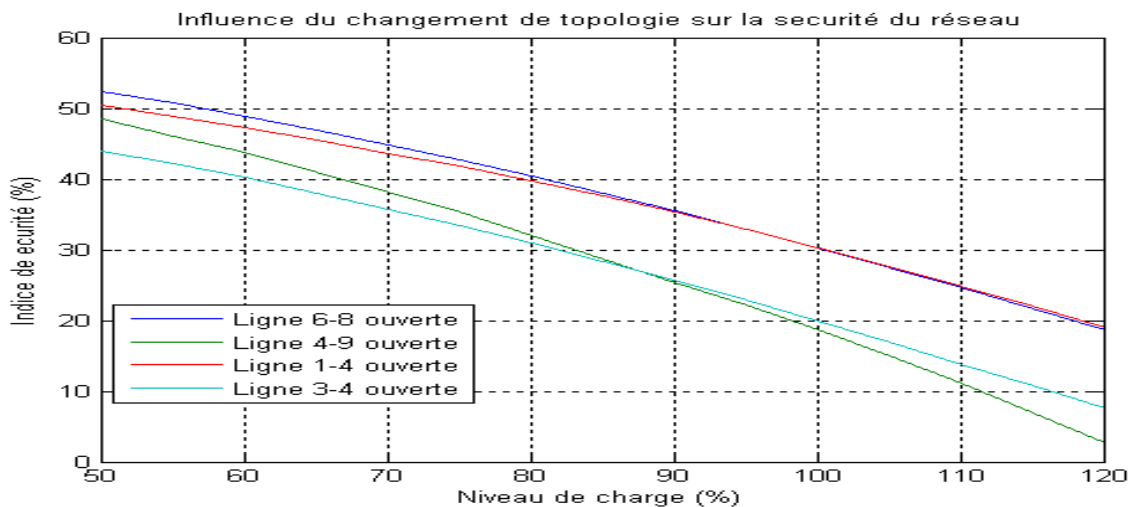


Figure III.9 Influence de la perte d'une ligne sur l'indice de sécurité

Les résultats obtenus nous fournissent un classement des lignes selon leur importance. L'indice le plus bas correspond à la ligne critique, pour ce temps d'élimination du défaut (200 ms) le réseau est très stable.

Avec un temps critique d'élimination du défaut égal à 400 ms, le système passe de l'état de stabilité à celui de l'instabilité pendant la variation de charge de 80% à 110%.

Nous remarquons que l'ordre d'importance des lignes est le même pour les deux temps d'élimination du défaut. Ce qui permet de classer les lignes par ordre d'importance.

Tableau III.3 Classement des lignes selon leur importance		
Ordre de priorité	Numéro de la ligne	Nœuds d'extrémité
1	10	4-10
2	2	1-4
3	4	2-10
4	8	4-6
5	9	4-9
6	11	6-8

III.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons évalué la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par la méthode directe énergétique basée sur les surfaces limites de l'énergie potentielle du réseau multimachines. L'approche proposée par Kakimoto pour la détection de l'énergie potentielle maximale a été utilisée pour l'évaluation des temps critiques d'élimination du défaut. La fonction énergétique utilisée tient compte d'une modélisation détaillée des générateurs et prend en considération l'insertion de l'UPFC. Les simulations effectuées sur trois réseaux de test nous ont permis de tirer les conclusions suivantes :

1. Malgré que la méthode énergétique donne des résultats moins précis par rapport à la méthode d'intégration numérique, mais sa rapidité laisse entrevoir une application en temps réel.
2. Les méthodes énergétiques ne nécessitent pas l'intégration du système d'équations différentielles décrivant le réseau après l'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.
3. Les méthodes énergétiques permettent de définir des indices de la sécurité transitoire des réseaux électriques et donne la possibilité aux exploitants du réseau de simuler rapidement des scénarios non prévus et prendre des décisions rapides en ce qui concerne l'arrêt des groupes ou l'ouverture des lignes pour maintenance.
4. Les méthodes directes et vu leurs rapidités peuvent être utilisées pour une évaluation en temps réel de la stabilité transitoire. Nous pouvons les utiliser pour la classification des perturbations dans les études en temps différé et pour le contrôle de la sécurité du réseau en temps réel.

Chapitre IV

Stabilité transitoire par les Algorithmes Intelligents

IV.1 Introduction

Les réseaux de neurones connaissent depuis quelques années un succès croissant dans divers domaines des sciences de l'ingénieur, celui de l'électrotechnique n'échappe pas à cette règle. À cause de leur capacité à représenter n'importe quelle fonction, linéaire ou pas, simple ou complexe, les réseaux de neurones ne sont qu'au début de leur pénétration dans l'industrie. Leur puissance et leur pouvoir de généralisation ont fait d'eux des outils que n'ont, depuis leur apparition, été concurrencés par aucune technique nouvellement apparue. La recherche dans le domaine des réseaux de neurones artificiels a vécu trois périodes d'intense activité. La première, dans les années 1940 est liée aux travaux de McCulloch et Pitts. La seconde, durant les années 1960 avec les travaux de Rosenblatt sur le perceptron et le théorème de convergence ainsi que les travaux de Minsky et Papert démontrant les limites du perceptron monocouche. Le creux de la vague dura environ 20 ans, jusqu'au début des années 1980, avec l'approche proposée par Hopfield et l'algorithme de rétro-propagation dans le cadre des Perceptrons Multi Couches (PMC) proposé pour la première fois par Werbos, réinventé par la suite plusieurs fois avant d'être popularisé par Rumelhart en 1986 [Rumelhart et al., 1986].

Les réseaux électriques interconnectés modernes se composent de milliers d'éléments dont chacun peut influencer le comportement transitoire du réseau. Les réseaux de neurones artificiels ont montré leur capacité de prédire rapidement et avec précision la stabilité transitoire d'un réseau électrique malgré qu'ils soient entraînés avec un ensemble partiel des variables du réseau. Alors, l'application des réseaux de neurones artificiels pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques, en temps réel conduit à des résultats séduisants. Mais l'une des considérations la plus importante lors de l'application RNA à l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques est le choix des paramètres du vecteur d'entrées. Les algorithmes génétiques et les techniques évolutionnaires sont les plus réputés dans le domaine d'optimisation du vecteur d'entrée. Une nouvelle approche a été proposée dans cette thèse qui permet l'extraction de maximum d'informations avec un minimum de simulations. Il s'agit de la méthode des plans d'expérience M.P.E dont les fondements théoriques ont été formulés par Goupy [Goupy, 2006].

Ce chapitre traite dans un premier volet la problématique de l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique par un RNA en essayant de trouver la meilleure architecture (nombre de couche cachées et le nombre de neurones par couche). Ensuite la problématique d'optimisation du vecteur d'entrée du RNA est traitée par deux approches différentes. La première se base sur la méthode des plans d'expériences et la deuxième sur les algorithmes génétiques. L'optimisation du vecteur d'entrée vise à rechercher l'ensemble représentatif le plus petit des variables du réseau à utiliser pendant l'apprentissage et l'exploitation du RNA. Des conclusions sur l'applicabilité des deux approches seront tirées en fin de chapitre.

IV.2 Stabilité transitoire par (RNA) Réseaux de Neurones Artificiels

Dans cette partie, nous avons discuté la création d'un RNA pour l'évaluation rapide de la stabilité transitoire d'un réseau électrique suite à des courts circuits triphasés.

IV.2.1 Réseaux de neurones artificiels

L'origine des RNA vient de l'essai de modélisation du neurone biologique par Warren McCulloch et Walter Pitts [Jodouin, 1994]. Ils supposent que l'impulsion nerveuse est le résultat d'un calcul simple effectué par chaque neurone et que la pensée née grâce à l'effet collectif d'un réseau de neurones interconnectés. Le schéma suivant présente un neurone formel :

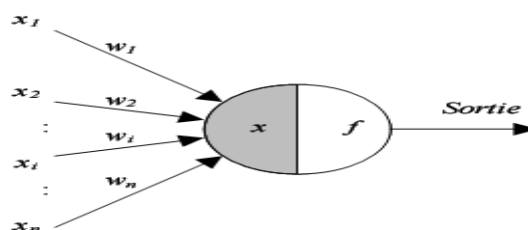


Figure IV.1 : Architecture du neurone artificiel

Les entrées du neurone sont désignées par x_i ($i = 1 \dots n$). Les paramètres ω_i reliant les entrées aux neurones sont appelés poids synaptiques ou tout simplement poids. La sortie du neurone est donnée par :

$$\begin{aligned} \text{Sortie} &= f(x) \\ x &= \sum_{i=1}^n \omega_i x_i \end{aligned} \quad (\text{IV.1})$$

x : est l'état d'activation du neurone (également appelé état ou activité).

f : est la fonction d'activation du neurone. Conformément au modèle biologique, les fonctions d'activation sont généralement croissantes et bornées. Les fonctions les plus connues sont la fonction signe, la fonction linéaire saturée et la fonction sigmoïde.

Les RNA sont constitués des neurones élémentaires connectés entre eux par l'intermédiaire des poids qui jouent le rôle des synapses. L'information est portée par la valeur de ces poids tandis que la structure du réseau de neurones ne sert qu'à traiter cette information et à l'acheminer vers la sortie.

Les RNA font partie des réseaux adaptatifs non-linéaires, cela signifie que ses agents (neurones) s'organisent et modifient leurs liens mutuels lors d'une procédure fondamentale qu'est l'apprentissage. Pour une tâche précise, l'apprentissage du réseau de neurones consiste donc à adapter les différents poids ω_i .

IV.2.2 Perceptrons multicouches

Ce sont les RNA les plus connus et les plus utilisées dans les problèmes des réseaux électriques. Un perceptron est un RNA du type feedforward, c'est à dire à propagation directe. Dans un perceptron, plusieurs couches contenant des neurones sont connectées entre elles de l'entrée vers la sortie. Afin d'illustrer un peu ces propos, la figure VI.2 représente le schéma type d'un perceptron à trois couches :

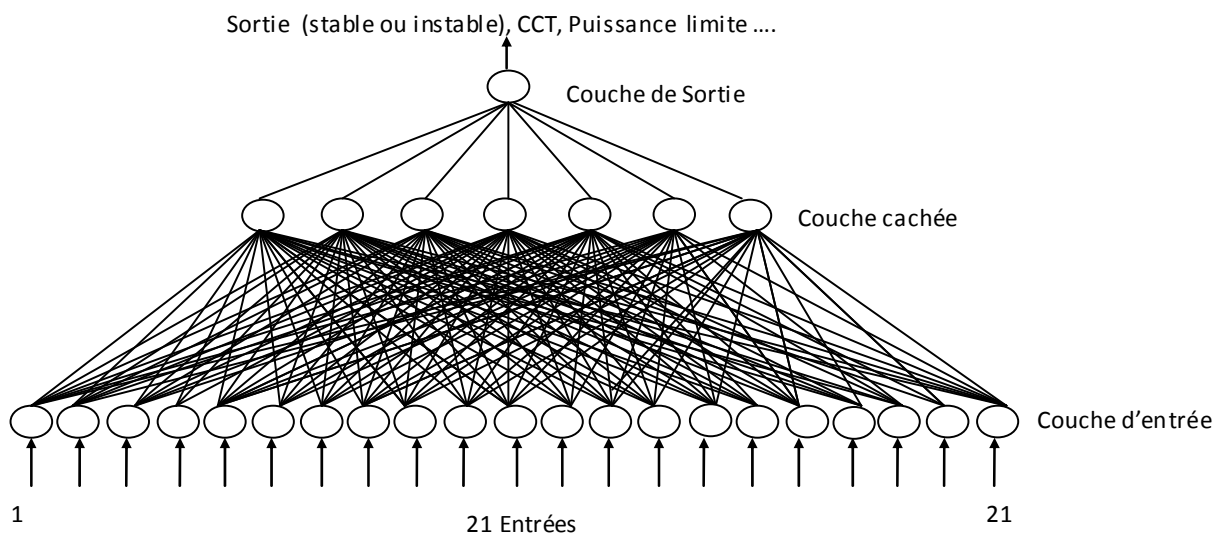


Figure IV.2 : Architecture générale d'un perceptron multicouche

Couche d'entrées : c'est la couche des neurones d'entrée, les neurones du réseau qui perçoivent les données du problème.

Couche cachée : les neurones cachés qui ne sont ni à l'entrée ni à la sortie du réseau. Les neurones cachés n'ont aucun lien direct avec l'utilisateur.

Couche de sorties : un sous-ensemble de neurones dont l'activation sera interprétée comme la réponse du réseau, ce sont les neurones de sortie.

IV.2.3 Création du Réseau de Neurone Artificiel

Une bonne conception d'un RNA nécessite une base de données réaliste reflétant les comportements dynamiques du réseau électrique. Elle doit apporter la meilleure représentation possible du système étudié afin de permettre aux réseaux de neurones de bien s'adapter à son application. Pour le problème d'évaluation de la stabilité transitoire nous fournissons au RNA les paramètres décrivant la dynamique du réseau. Le RNA nous donne comme sortie l'état transitoire du réseau (stable ou instable). Le RNA utilisé pour ce but dans cette partie se compose de quatre couches, une couche d'entrée liée aux caractéristiques des générateurs et la ligne soumise au défaut de court circuit triphasé, deux couches cachées, avec autant de neurones nécessaires pour atteindre les objectifs fixés, et un neurone dans la couche de sortie.

Le vecteur d'entrée du RNA est constitué de:

- les angles internes δ_i des rotors des générateurs ;
- les puissances actives P_i des générateurs ;
- les puissances réactives Q_i des générateurs ;
- le module et la phase de la puissance apparente transitée dans la ligne du nœud i vers le nœud j en défaut : S_{ij} , ϕ_{ij} .
- le module et la phase de la puissance apparente transitée dans la ligne du nœud j vers le nœud i : S_{ji} , ϕ_{ji} .
- le temps d'élimination du défaut T_e .

Le vecteur d'entrée est composé donc de 14 entrées pour le réseau IEEE 3G- 9Nœuds et de 45 entrées pour le réseau IEEE 10G- 39Nœuds.

Dans ce qui suit Nous utiliserons cette approche d'évaluation de la stabilité transitoire pour deux réseaux test, le réseau IEEE 3G- 9Nœuds et le réseau IEEE 10G- 39Nœuds.

Les RNA sont entraînés pour évaluer la stabilité ou l'instabilité du réseau électrique suite à un court circuit triphasé sur différentes lignes près d'un nœud.

Nous cherchons dans un premier pas à tester la capacité de généralisation d'un RNA. Pour cela plusieurs perturbations ont été simulées en utilisant la méthode d'intégration numérique afin de générer l'ensemble d'apprentissage.

Pour chaque perturbation et pour chaque temps d'élimination du défaut, différents niveaux de charge, variant de 80% à 120% de la charge sont introduit avec un pas de 5%.

Les perturbations considérées pour le réseau IEEE 3G- 9Nœuds sont :

- court circuit au niveau du nœud 4 suivi de l'ouverture de la branche (4-7)
- court circuit au niveau du nœud 4 suivi de l'ouverture de la branche (4-1)
- court circuit au niveau du nœud 4 suivi de l'ouverture de la branche (4-8)
- court circuit au niveau du nœud 5 suivi de l'ouverture de la branche (5-2)
- court circuit au niveau du nœud 5 suivi de l'ouverture de la branche (5-8)
- court circuit au niveau du nœud 5 suivi de l'ouverture de la branche (5-9)
- court circuit au niveau du nœud 6 suivi de l'ouverture de la branche (6-3)
- court circuit au niveau du nœud 6 suivi de l'ouverture de la branche (6-9)
- court circuit au niveau du nœud 6 suivi de l'ouverture de la branche (6-7)

Le temps d'élimination d4 défaut varie entre 260 et 560 ms avec un pas de 20 ms.

L'ensemble d'apprentissage est représenté par une matrice de 708 lignes, qui représente 80% de la matrice totale construite et de 14 colonnes plus la colonne de la sortie, qui représente l'état du système (1 : stable et 0 : instable).

Les perturbations considérées pour le réseau IEEE 10G- 39Nœuds sont :

- court circuit au niveau du nœud 33 suivi de l'ouverture de la branche 8 (33-14)
- court circuit au niveau du nœud 22 suivi de l'ouverture de la branche 28 (22-23)
- court circuit au niveau du nœud 16 suivi de l'ouverture de la branche 22 (16-19)
- court circuit au niveau du nœud 39 suivi de l'ouverture de la branche 2 (39-1)

- court circuit au niveau du nœud 26 suivi de l'ouverture de la branche 33 (26-29)
- court circuit au niveau du nœud 16 suivi de l'ouverture de la branche 24 (16-24)
- court circuit au niveau du nœud 26 suivi de l'ouverture de la branche 32 (26-28)
- court circuit au niveau du nœud 39 suivi de l'ouverture de la branche 1 (39-31)
- court circuit au niveau du nœud 13 suivi de l'ouverture de la branche 18 (13-14)
- court circuit au niveau du nœud 17 suivi de l'ouverture de la branche 25 (17-18)

Le temps d'élimination du défaut varie entre 100 et 300 ms avec un pas de 20 ms.

L'ensemble d'apprentissage est représenté par une matrice de 814 lignes, qui représente 80% de la matrice totale, et de 35 colonnes plus la colonne de la sortie, qui représente l'état du système (1 : stable et 0 : instable).

L'un des problèmes que nous avons rencontré, lors de cette approche, a été le choix du nombre de couches cachées et le nombre de neurones dans ces dernières.

Pour y remédier à ce problème, nous avons fixé le nombre de couches cachées à 1, puis nous avons varié le nombre de neurones et voir ensuite la topologie qui nous donnera une meilleure performance avec moins d'erreur possible.

L'expression adoptée pour le calcul de l'erreur est comme suit :

$$\xi = \frac{1}{E} \sum_{k=1}^E |d_k - o_k| \quad (\text{IV.2})$$

Avec : o_k : sortie fournie par la sortie k.

d_k : sortie désirée par la sortie k.

E : effectif de l'ensemble de test

Nous limitons les critères d'arrêts pour chaque RNA. Le nombre de cycles d'apprentissage est limité à 20000 et l'erreur lorsqu'elle atteint la valeur 10^{-6} .

Pour le réseau 3G- 9 Nœuds, le tableau IV.1 présente les résultats d'apprentissage d'un RNA d'une couche cachée. On note que les résultats présentés ci-dessous sont obtenues en utilisant un micro-ordinateur P4, cadencé à 3.07 GHz, avec 1 Gbit de RAM.

Nombre de Neurones	Performance	Epoch	Temps (s)	Erreur
6	0.0310463	20000	815.57	0.0882
7	0.00464343	20000	1032.9	0.0427
8	0.00489309	20000	1110.4	0.0532
9	0.024024	20000	1376.7	0.0821
10	0.00513169	20000	1591.4	0.0630

En appliquant le RNA avec 7 neurones en couche cachée pour l'évaluation de la stabilité transitoire du réseau, on trouve qu'il a des cas mal classés. Ces derniers sont illustrés sur le tableau (IV.2) suivant:

La ligne en défaut	Niveau de charge	Temps d'élimination du défaut	résultats	
			IN	RNA
La branche 4-7	1.05	0.5	1.0000	0.0545
La branche 5-8	1.15	0.36	1.0000	1.9400
La branche 5-8	0.8	0.42	0	0.5431
La branche 6-3	1.2	0.36	1.0000	0.3054

On refait les mêmes étapes précédentes mais cette fois ci avec deux couches cachées, les résultats d'apprentissage sont présentés sur le tableau IV.3 ci-dessous.

Nombre de Neurones	Epoch	Temps (s)	Erreur
6-6	87	9.047	0.0181
7-7	161	14.718	0.0162
8-8	56	7.938	0.0131
9-9	171	24.656	0.0107
10-10	78	13.563	0.0078
11-11	42	15.203	0.0098
12-12	202	56.641	0.0178
13-13	35	13.046	0.0209

Nous remarquons que le temps pris par la première topologie (une seule couche cachée) est très long, et en plus les résultats obtenus ne sont pas satisfaisants par contre ceux obtenus par la deuxième topologie (deux couches cachées) sont très acceptables et le système converge rapidement avec moins d'itérations et avec une précision très élevée.

De ce fait, la meilleure topologie considérée pour ce réseau est celle qui se compose de deux couches cachées comprenant dix neurones chacune (10-10).

Pour le réseau New England 10G -39Nœuds, la topologie qui nous a donnée une meilleure performance est celle constituée de 14 neurones dans chacune des deux couches cachées.

Nombre de Neurones	Performance	Epoch	Temps (s)	Erreur
12	0.0360478	20000	8.9652 10+3	0.1246
13	0.010286	20000	1.6769 10+4	0.1048
14	0.0420583	20000	1.8271 10+4	0.1423
15	0.00631457	20000	1.9022 10+4	0.0646

La ligne en défaut	Niveau de charge	Temps d'élimination du défaut	Résultats	
			IN	RNA
La branche 33-14	1.2	0.28	0.00	-0.52502
La branche 39-1	0.9	0.12	1.00	0.30783
La branche 22-23	1.05	0.2	0.00	-0.60693
La branche 26-28	0.85	0.12	1.00	0.1336
La branche 13-14	1.2	0.1	1.00	-0.0105

Nombre de Neurones	Epoch	Temps (s)	Erreur
12-12	238	156.250	0.0434
13-13	174	179.703	0.0462
14-14	260	329.984	0.0276
15-15	258	371.984	0.0578
16-16	211	394.750	0.0739

IV.2.4 Phase de Test

Pour la validation du bon fonctionnement de notre réseau de neurones, il nous faut d'abord, le tester avec des nouveaux paramètres non inclus dans la matrice d'apprentissage, puis on compare les résultats obtenus par les réseaux de neurones artificiels (RNA) avec ceux obtenus

par la méthode l'intégration numérique. Les résultats sont donnés par le tableau IV.7 pour le réseau IEEE 3G- 9Nœuds et par le tableau IV.8 pour le réseau New England 10G- 39Nœuds.

branche en défaut	Niveau de charge	Temps d'élimination du défaut	Résultats	
			IN	RNA
branche 4-7	0.9	0.36	1	1
CC prés du nœud 4	0.85	0.52	0	$4.04*10^{-7}$
branche 4-1	0.8	0.42	1	0.99996
CC prés du nœud 4	1.2	0.54	0	$-2.19*10^{-7}$
La branche 4-8	0.9	0.48	1	0.99951
CC prés du nœud 4	1	0.56	0	$1.17*10^{-6}$
branche 5-2	0.9	0.4	1	1.0001
CC prés du nœud 5	1.15	0.46	0	$2.93*10^{-6}$
branche 5-8	0.95	0.38	1	1
CC prés du nœud 5	1.05	0.48	0	$-1.07*10^{-7}$
La branche 5-9	0.9	0.38	1	1
CC prés du nœud 5	0.8	0.42	0	$-2.59*10^{-5}$
branche 6-3	0.9	0.44	1	0.99998
CC prés du nœud 6	0.9	0.54	0	$3.09*10^{-6}$
branche 6-9	1.05	0.36	1	1
CC prés du nœud 6	1.1	0.48	0	$-7.51*10^{-6}$
branche 6-7	0.85	0.38	1	1
cc prés du nœud 6	1	0.52	0	$-1.20*10^{-7}$

Nous remarquons que sur un total de 180 essais, seulement deux perturbations sont mal classées pour le réseau IEEE 3G- 9Nœuds.

branche en défaut	Niveau de charge	Temps d'élimination du défaut	Résultats	
			IN	RNA
branche 33-4	0.85	0.1	1	0.9968
CC prés du nœud 33	1.2	0.18	0	0.0029
branche 22-3	0.85	0.1	1	1.0011
CC prés du nœud 22	1.05	0.14	0	0.00016
branche 16-9	0.85	0.26	0	-0.00039
CC prés du nœud 16	0.95	0.14	0	0.00033
La branche 39-1	0.8	0.22	1	1.0011
CC prés du nœud 39	1.2	0.18	0	0.00098
branche 16-4	0.8	0.1	1	0.9983
CC prés du nœud 16	0.9	0.14	0	-0.0026
branche 22-23	0.9	0.12	1	-0.0948
CC prés du nœud 22	1.1	0.12	0	0.0003
La branche 26-8	0.8	0.12	1	0.9972
CC prés du nœud 26	0.95	0.16	0	-0.00169
branche 39-1	0.8	0.1	1	0.9988
CC prés du nœud 39	1.2	0.16	0	0.00003
branche 6-9	0.85	0.12	1	0.9998
CC prés du nœud 6	0.8	0.26	0	-0.00061
branche 33-4	0.9	0.12	1	1.0026
CC prés du nœud 33	0.95	0.2	0	0.000002
branche 17-18	0.9	0.14	1	0.9995
CC prés du nœud 17	1.1	0.2	0	0.00115

Nous remarquons que sur un total de 182 essais, seulement 06 perturbations sont mal classées pour le réseau New England 10G- 39Nœuds.

Les résultats obtenus par la méthode d'intégration numérique et la méthode des RNA sont presque similaires à quelque erreur près (inférieur à 10^{-2}). Nous remarquons aisément la différence entre cette approche et l'approche classique, où chaque cas a nécessité la résolution d'un système d'équations algébriques et différentielles non linéaires. Le temps énorme pris par cette résolution implique le grand intérêt d'utiliser les RNA pour l'évaluation de la stabilité transitoire.

IV.2.5 Capacité de généralisation

Pour tester la capacité de généralisation des deux réseaux de neurones ainsi construits, nous avons utilisé de nouvelles entrées qui ne sont pas incluses ni dans la matrice d'apprentissage ni dans la matrice de test. Les résultats obtenus pour les deux réseaux sont illustrés dans le tableau (IV.9) pour le réseau IEEE 3G -9Nœuds et dans le tableau (IV.10) pour le réseau New England 10G -39Nœuds.

branche en défaut	Niveau de charge	Temps d'élimination du défaut	Résultats	
			IN	RNA
branche 9-8 CC prés du nœud 9	0.8	0.26	1	1.00
	1.1	0.5	0	$3.71 \cdot 10^{-7}$
branche 9-7 CC prés du nœud 9	1.05	0.3	1	1.00
	0.8	0.5	0	$4.45 \cdot 10^{-6}$
branche 7-8 CC prés du nœud 7	0.95	0.3	1	1.00
	1.2	0.56	1	1.00

branche en défaut	Niveau de charge	Temps d'élimination du défaut	Résultats	
			IN	RNA
branche 33-34 CC prés du nœud 33	0.8	0.14	1	1.0472
	0.95	0.3	0	-0.00039
branche 21-22 CC prés du nœud 21	1	0.12	0	0.00012433
	1.2	0.28	0	$-8.56 \cdot 10^{-5}$
branche 15-16 CC prés du nœud 15	0.8	0.1	1	1.00
	1.05	0.24	0	0.000989

IV.2.6 Interprétation des résultats

Les avantages des réseaux de neurones artificiels tels que : robustesse, rapidité et capacité de généralisation, ont permis à ces réseaux d'être largement utilisés dans plusieurs domaines d'application. Dans ce chapitre, nous avons montré la possibilité d'utiliser les réseaux de neurones artificiels avec l'algorithme de rétro propagation pour l'évaluation de la stabilité transitoire de deux systèmes d'énergie électriques différents qui sont le réseau IEEE 3G - 9Nœuds et le réseau New England 10G -39Nœuds. Les résultats obtenus laissent entrevoir une application en temps réel de ces architectures avec des performances appréciables.

Parmi les problèmes qu'on a rencontré lors de l'application de la méthode des réseaux de neurones artificiels est le choix du nombre de couches cachées ainsi que le nombre de neurones dans chaque couche car il n'existe aucune approche qui nous permet d'avoir la topologie la plus fiable. Pour ce faire, on a procédé par un changement d'une part sur le nombre de couches cachées et d'autre part sur le nombre de neurones dans chaque couche.

Pour avoir une meilleure exploitation de ce réseau de neurones, deux approches consistent à réduire la taille de son vecteur d'entrée afin de sélectionner les caractéristiques les plus représentatives du réseau électrique sont proposée dans cette thèse. Ceci fera l'objet des parties suivantes.

IV.3 Optimisation du RNA par les plans d'expériences

Dans cette partie du chapitre nous avons présenté les fondements de base de la méthode des plans d'expériences (MPE). Ensuite, nous avons utilisé cette méthode pour l'optimisation du vecteur d'entrée d'un RNA utilisé pour l'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique.

IV.3.1 Définitions de base des Plans d'Expériences

La méthode des plans d'expériences cherche à déterminer et à établir les liens existant entre 2 types de variables : la réponse (grandeur physique étudiée) et les facteurs (grandeurs physiques modifiables par l'expérimentateur sensées influencer sur les variations de la réponse). Plus précisément, elle vise à comprendre les relations liant la réponse avec les facteurs, que les facteurs entre eux. Pour cela, la solution proposée consiste dans tous les cas à établir un modèle, exprimant la réponse en fonction des facteurs.

IV.3.1.a Méthodes classiques et ses inconvénients

Traditionnellement, les expériences (essais) sont effectués de manière séquentielle [Chapouille, 1973] en faisant varier les variables l'une après l'autre sans planification préalable de l'ensemble des essais à réaliser. On fixe le niveau de toutes les variables sauf une (variable x_i) et l'on mesure la grandeur y correspondante à différents niveaux de cette dernière. A la fin de l'expérimentation et à l'aide de cette première variable, on peut tracer une courbe représentative de $y = f(x_i)$ (figure IV.3).

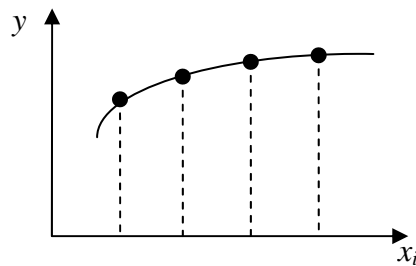


Figure IV.3 Variable x_i prend différents niveaux, les autres variables étant fixes

On peut refaire la même expérience avec chacune des autres variables. Si l'on désire étudier simplement sept variables et que l'on décide de prendre cinq points expérimentaux par variable, il faut exécuter $5^7 = 78125$ expériences. Ce chiffre représente un travail gigantesque qui dépasse les limites de faisabilité. L'expérimentateur doit réduire le nombre des essais et il n'a, à sa disposition, que deux attitudes possibles :

Diminuer le nombre de points expérimentaux (pour trois points au lieu de cinq par variable, il y a encore $3^7 = 2187$ expériences à réaliser et pour deux points, il faut $2^7 = 128$ expériences. Ce qui est encore important et dépasse souvent les budgets disponibles ou le temps que l'on peut consacrer à l'étude).

Diminuer le nombre de variables (Pour quatre variables prenant chacune trois valeurs, il faudra exécuter $3^4 = 81$ expériences).

IV.3.1.b Notions d'espace expérimental

La planification statistique des expériences (ou plans d'expériences) consiste à préparer des programmes d'essais, en fonction d'un modèle statistique établi, afin d'atteindre les objectifs fixés aux essais de la façon la plus efficace et la plus économique en organisant l'exploitation statistique des résultats des essais. Elle consiste à faire varier, à la fois, les niveaux de toutes les variables à chaque expérience de manière programmée et raisonnée ce qui offre de nombreux avantages [Goupy, 2006], [Ouali, 2008] et [Chapouille, 1973]:

1. Diminution du nombre des essais
2. Nombre de facteurs étudiés peut être très grand

3. Détection des interactions entre facteurs
4. Précision sur les résultats
5. Modélisation des résultats et obtention de l'optimum

La compréhension de la méthode des plans d'expériences s'appuie sur deux notions essentielles, celle d'espace expérimental et celle de modélisation mathématique des grandeurs étudiées.

Le facteur : La grandeur d'intérêt mesurée à chaque essai est appelée la réponse, où la valeur de cette réponse dépend de plusieurs variables. Au lieu de terme variable, nous utiliserons le mot facteur. En général un facteur varie entre deux bornes, la borne inférieure et la borne supérieure. Dans le langage des plans d'expériences, on dit que le facteur varie entre [Goupy, 2006], [Chapouille, 1973] et [Vivier, 2002]:

- le niveau bas (borne inférieure que l'on note le plus souvent par -1)
- le niveau haut (borne supérieure que l'on note le plus souvent +1).

L'ensemble de toutes les valeurs que peut prendre le facteur entre le niveau bas et le niveau haut, s'appelle le domaine de variation du facteur ou plus simplement le domaine du facteur (figure IV.4). Un facteur peut prendre plusieurs niveaux à l'intérieur de son domaine de variation.

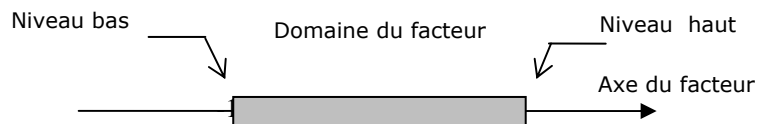


Figure IV.4 : Domaine de variation du facteur

Les facteurs étudiés peuvent être des variables continues, des variables discontinues que l'on peut ou que l'on ne peut pas ordonner. On parlera alors de facteurs discrets et de facteurs ordonnables. La température est un facteur continu, des personnes ou des méthodes de mesures sont des facteurs discrets. Grand, moyen, petit peuvent être les trois niveaux d'un facteur, niveau que l'on peut disposer selon un ordre croissant ou décroissant.

S'il y a un second facteur, il est représenté, lui aussi, par un axe. On définit, comme pour le premier facteur, son niveau bas, son niveau haut et son domaine de variation. Ce second axe est disposé orthogonalement au premier. On obtient ainsi un repère cartésien qui définit un espace euclidien à deux dimensions (figure IV.5). Cet espace est appelé l'espace expérimental.

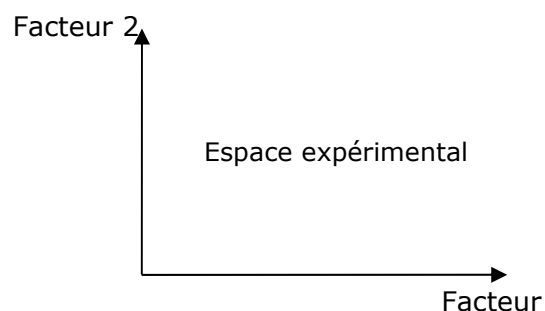


Figure IV.5 Espace expérimental

Le niveau x_1 du facteur 1 et le niveau x_2 du facteur 2 peuvent être considérés comme les coordonnées d'un point de l'espace expérimental (figure IV.6).

Une expérience donnée est alors représentée par un point dans ce système d'axes. Un plan d'expériences est représenté par un ensemble de points expérimentaux.

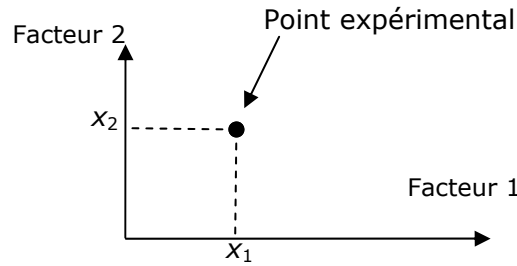


Figure IV.6 Point expérimental

IV.3.1.c Domaine d'Etude et Surface de Réponse : La réunion des domaines de chaque facteur définit le domaine d'étude. Ce domaine d'étude est la partie de l'espace expérimental retenu par l'expérimentateur pour faire ses essais. Une étude, c'est à dire un ensemble d'expériences bien définies, est représentée par une série de points disposés dans le domaine d'étude. Cette manière de représenter une expérimentation par un ensemble de points dans un espace cartésien est une représentation géométrique de l'étude [Goupy, 1999].

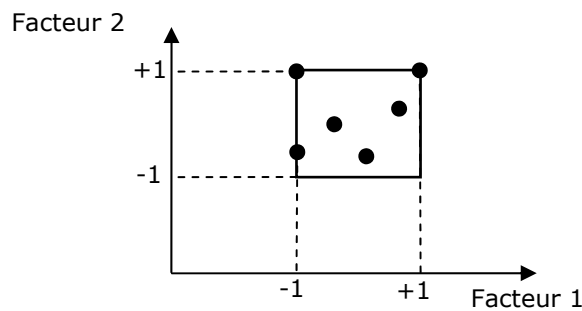


Figure IV.7 Domaine d'étude

Un modèle est donc une relation de la forme suivante :

$$y = f(x) \tag{IV.3}$$

Où y : est une réponse en particulier.

x : prenant ses valeurs dans le domaine d'étude.

Le domaine d'étude peut donc être vu comme un ensemble de valeurs autorisées. La représentation géométrique de la réponse s'effectue donc dans un espace ayant une dimension de plus que celle de l'espace expérimental. A l'ensemble de tous les points du domaine d'étude correspond un ensemble de réponses qui se localisent sur une surface de réponse.

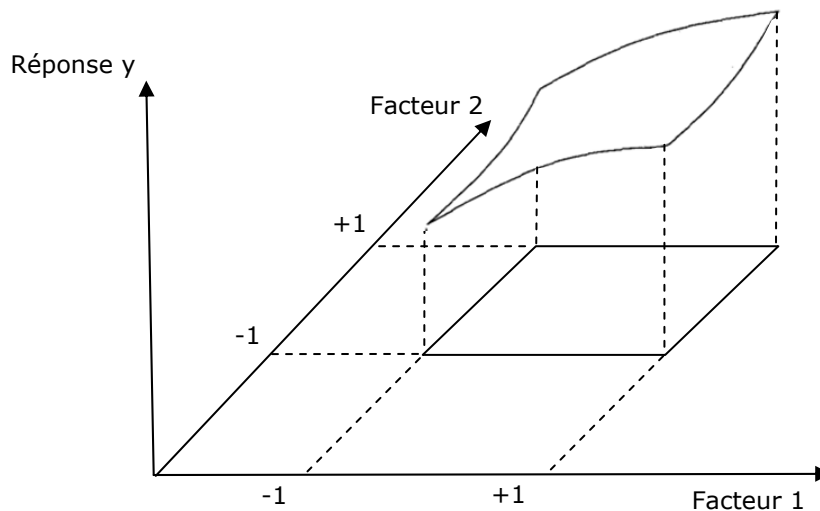


Figure IV.8 Surface de réponse

IV.3.1.d Coordonnées centrées réduites (Notation de YATE)

La notation de YATE permet une représentation simple des combinaisons des niveaux et permet un calcul aisé des effets et des interactions. Les niveaux sont représentés par les signes + et - symbolisant la valeur haute et basse d'un facteur [Ouali, 2008].

Lorsqu'on attribue la valeur -1 au niveau bas d'un facteur et la valeur +1 au niveau haut, on effectue deux modifications importantes :

- on déplace l'origine des mesures
- on change l'unité des mesures

Ces deux modifications entraînent l'introduction de nouvelles variables que l'on appelle variables centrées réduites, (centrées pour indiquer le changement d'origine et réduites pour signaler la nouvelle unité), ce qui permet de comparer des variables de grandeurs totalement différentes. Le passage des variables d'origine z aux variables centrées réduites x , et inversement, est donné par la formule suivante :

$$x = \frac{z - z_0}{pas} \quad (IV.4)$$

$$\text{Où : } z_0 = \frac{\text{niveau haut} + \text{niveau bas}}{2}$$

$$pas = \frac{\text{niveau haut} - \text{niveau bas}}{2}$$

z_0 : est la moyenne des variables courantes

pas : est la variation entre la position moyenne de la variable et une extrémité du domaine

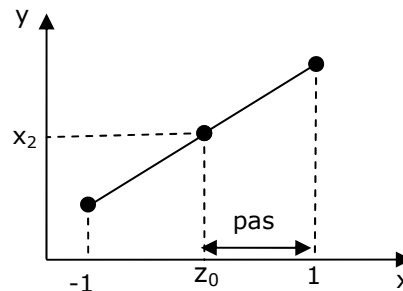


Figure IV.9 Notation de YATE

Grâce à cette représentation des niveaux, le domaine d'étude est intrinsèquement discrétisé, ce qui permet d'utiliser des variables quantitatives (ou réelles) aussi bien que des variables qualitatives (ou variables catégorielles). L'intérêt des variables centrées réduites est de pouvoir présenter les plans d'expériences de la même manière quels que soient les domaines d'études retenus et les unités des facteurs. La théorie des plans d'expériences présente ainsi une grande généralité [Chapouille, 1973].

IV.3.1.e Plan d'Expériences : Chaque point du domaine d'étude représente des conditions opératoires possibles, donc une expérience que l'opérateur peut réaliser.

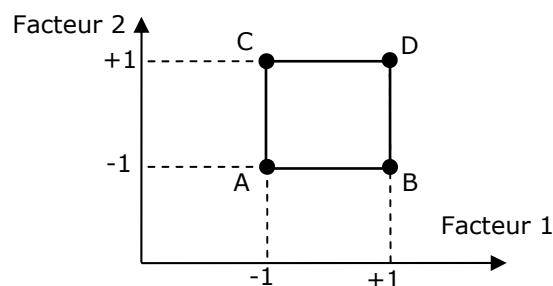


Figure IV.10 Sommets A, B, C et D du domaine d'étude

Le choix du nombre et de l'emplacement des points d'expériences est le problème fondamental des plans d'expériences. On a l'habitude d'appeler plans d'expériences des ensembles de points expérimentaux répondant à des propriétés bien précises.

IV.3.1.f Plans Factoriels à deux niveaux

Les plans d'expériences factoriels sont d'une importance et utilité particulièrement importante dans les études préliminaires destinées à rechercher les facteurs prédominants dans le cas où de nombreux facteurs sont en jeu. Il est alors souvent suffisant de se limiter à deux modalités ou niveaux pour chaque facteur, dans ce cas une expérience sans répétition comportera 2^n unités d'essais ce qui justifie le nom de «plans de la série 2^n » donné à ce type de plan très répandu et pour lesquels de nombreux travaux ont été effectués, compte tenu de sa grande efficacité [Chapouille, 1973].

L'introduction aux plans factoriels complets permet d'introduire les principales notations utilisées par la méthode des plans d'expériences. Il servira également comme base pour une généralisation des écritures mathématiques utilisées. Les plans factoriels à deux niveaux sont les plus simples, ils permettent de bien comprendre le principe de la méthode et leurs applications.

IV.3.1.g Matrice d'Expériences M.E

La présentation géométrique d'un plan d'expériences est commode pour imaginer la position des points expérimentaux dans le domaine d'étude. Mais elle ne peut plus être employée dès que le nombre de facteurs est supérieur à trois. Pour les espaces multidimensionnels, nous adopterons une représentation en forme de tableau ou matrice d'expériences. La matrice d'expériences donnée par le tableau IV.11 définit les essais à réaliser (ou point expérimental) [Goupy, 1999] et [Ouali, 2008].

N° essai	Facteur A	Facteur B
1	-1	-1
2	1	-1
3	-1	1
4	1	1

Le domaine d'étude peut être représenté dans l'espace expérimental des facteurs à k dimensions. Pour $k = 2$, nous obtenons un carré. Les points expérimentaux sont situés aux quatre sommets du carré (Figure IV.11).

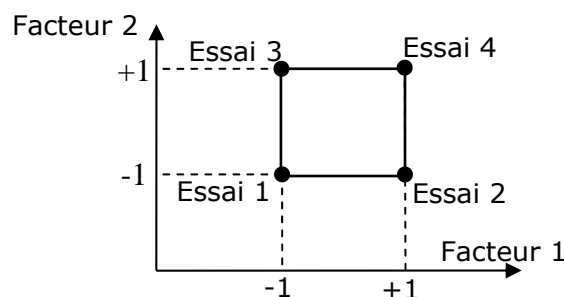


Figure IV.11 : Domaine d'étude d'un plan 2^2

Pour trois facteurs, le nombre des essais à réaliser est $2^3 = 8$ essais. La matrice des essais ou d'expériences est donnée par le tableau IV.12.

essai N°	Facteur 1	Facteur 2	Facteur 3
1	-1	-1	-1
2	+1	-1	-1
3	-1	+1	-1
4	+1	+1	-1
5	-1	-1	+1
6	+1	-1	+1
7	-1	+1	+1
8	+1	+1	+1

Lorsque $k = 3$, le domaine expérimental est représenté par un cube, dont les huit sommets représentent les huit essais du plan (Figure IV.12).

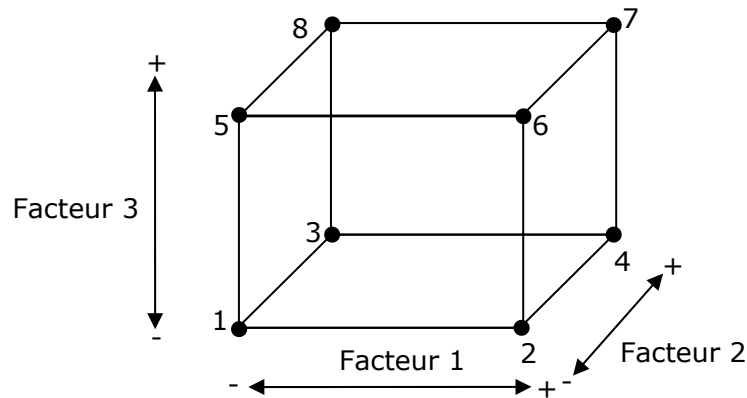


Figure IV.12 : Domaine expérimental d'un plan 2^3

De manière générale, pour k facteurs le nombre d'essais est de 2^k . La matrice des essais comporte k colonnes et 2^k lignes. Elle est constituée par :

- Colonne du 1^{er} facteur : alternance de -1 et + 1
- Colonne du 2^{ème} facteur : alternance de -1 et +1 de 2 en 2
- Colonne du 3^{ème} facteur : alternance de -1 et +1 de 4 en 4
- Colonne du 4^{ème} facteur : alternance de -1 et +1 de 8 en 8, ... etc.

Quand $k > 3$, la représentation géométrique du domaine n'est plus possible mais les points expérimentaux sont toujours aux sommets d'un hyper-cube à k dimensions.

IV.3.1.h Traitement du plan d'expériences pour $k=3$

Par construction, tout plan factoriel complet est orthogonal. Il est très facile d'estimer les paramètres à partir de la matrice d'expériences, il suffit de construire le tableau IV.12.

On reporte d'abord le signe des facteurs dans la matrice d'expériences, ensuite la colonne I est remplie de signes '+', puis les colonnes des interactions (AB, AC, BC et ABC) par la règle du produit des signes comme montré dans le tableau IV.13.

N°	moyenne	A	B	C	AB	AC	BC	ABC	Réponse
1	+1	-1	-1	-1	+1	+1	+1	-1	Y1
2	+1	+1	-1	-1	-1	-1	+1	+1	Y2
3	+1	-1	+1	-1	-1	+1	-1	+1	Y3
4	+1	+1	+1	-1	+1	-1	-1	-1	Y4
5	+1	-1	-1	+1	+1	-1	-1	+1	Y5
6	+1	+1	-1	+1	-1	+1	-1	-1	Y6
7	+1	-1	+1	+1	-1	-1	+1	-1	Y7
8	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	Y8
Effets	I	E _A	E _B	E _C	I _{AB}	I _{AC}	I _{BC}	I _{ABC}	

I : représente la moyenne générale.

E_i : l'effet du facteur i .

I_{ij} : l'effet de l'interaction des facteurs i et j .

Y : réponse ou résultat de l'expérience.

Pour simplifier les notations, l'effet du facteur A est quelquefois simplement représenté par A .

$$E_A \equiv A$$

$$I_{AB} \equiv AB$$

Modèle Mathématique : Un avantage primordial de la méthode des plans d'expériences est qu'un modèle mathématique apparaît spontanément à partir des effets et des interactions.

$$\hat{Y} = I + A + B + C + AB + AC + BC + ABC \quad (\text{IV.5})$$

\hat{Y} : représente la réponse estimée par le modèle

Pour un modèle complet, les valeurs de \hat{Y} correspondent aux valeurs de Y relevées. Cette formule peut se mettre sous la forme plus explicite :

$$\hat{Y} = I + E_A \cdot a + E_B \cdot b + E_C \cdot c + I_{AB} \cdot a \cdot b + I_{AC} \cdot a \cdot c + I_{BC} \cdot b \cdot c + I_{ABC} \cdot a \cdot b \cdot c \quad (\text{IV.6})$$

où a , b et c représentent le niveau de chaque facteur.

Rappelons que a , b et c sont des grandeurs centrées réduites, leur valeurs sont comprises entre -1 et +1. Le calcul de la réponse estimée par le modèle se fait par addition ou soustraction des effets et des interactions.

Les interactions intervenant sur 2 facteurs sont appelées interactions d'ordre 2 (**AB**, **AC**, **BC**), de même les interactions d'ordre 3 concernent 3 facteurs (**ABC**). Ces derniers sont en général très faibles par rapport aux effets principaux, c'est pourquoi elles sont fréquemment négligées dans la représentation du modèle mathématique.

D'après ce qui précède, l'effet des facteurs A , B et C est donné par :

$$E_A = \frac{1}{8} (-y_1 + y_2 - y_3 + y_4 - y_5 + y_6 - y_7 + y_8) \quad (\text{IV.7})$$

$$E_B = \frac{1}{8} (-y_1 - y_2 + y_3 + y_4 - y_5 - y_6 + y_7 + y_8) \quad (\text{IV.8})$$

$$E_C = \frac{1}{8} (-y_1 - y_2 - y_3 - y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8) \quad (\text{IV.9})$$

L'effet de chaque facteur est calculé par rapport à la moyenne générale, qui correspond au centre du domaine d'étude. Le calcul simple des effets provient des propriétés algébriques de la matrice des effets.

Les interactions entre les facteurs A , B et C sont équivalent à :

$$I_{AB} = \frac{1}{8} (+y_1 - y_2 - y_3 + y_4 + y_5 - y_6 - y_7 + y_8) \quad (\text{IV.10})$$

$$I_{AC} = \frac{1}{8} (+y_1 - y_2 + y_3 - y_4 + y_5 - y_6 - y_7 + y_8) \quad (\text{IV.11})$$

$$I_{BC} = \frac{1}{8} (+y_1 + y_2 - y_3 - y_4 - y_5 - y_6 + y_7 + y_8) \quad (\text{IV.12})$$

$$I_{ABC} = \frac{1}{8} (-y_1 + y_2 + y_3 - y_4 + y_5 - y_6 - y_7 + y_8) \quad (\text{IV.13})$$

La moyenne I est donnée par :

$$I = \frac{1}{8} (+y_1 + y_2 + y_3 + y_4 + y_5 + y_6 + y_7 + y_8) \quad (\text{IV.14})$$

On constate que :

1. toutes les réponses participent au calcul de l'effet ;
2. chaque réponse est précédée d'un signe et que la suite de ces signes est la même que celle de la colonne du facteur correspondant dans la matrice d'expériences ;
3. il y a un coefficient ($\frac{1}{8}$), dont le dénominateur est égal au nombre d'expériences effectuées.

La propriété d'orthogonalité des facteurs fait de cette matrice, une matrice d'**Hadamard** Notée par $[X]$, elle vérifie :

$$[X]^t[X] = n[I] \quad (\text{IV.15})$$

Où $[I]$ est la matrice identité et n le nombre d'expériences.

Calculer les coefficients du modèle c'est résoudre :

$$[X].[E] = [Y] \quad (\text{IV.16})$$

Où $[Y]$ est le vecteur des réponses.

$[E]$ est le vecteur des effets.

De ce fait, pour un plan factoriel complet, $[E]$ est donné par :

$$[E] = [X]^{-1} \cdot [Y] \quad (\text{IV.17})$$

Soit grâce aux propriétés de la matrice $[X]$:

$$[E] = \frac{1}{n} \cdot [X]^t \cdot [Y] \quad (\text{IV.18})$$

IV.3.1.i Avantages et inconvénients des plans factoriels complets à deux niveaux

Les avantages des plans factoriels sont nombreux, dont les principaux sont [Ouali, 2008] :

1. Les plans factoriels complets sont faciles à construire.
2. Comme chaque facteur ne prend que deux niveaux les essais sont faciles à contrôler et les risques d'erreur sont minimisés.
3. Le calcul des effets et des interactions est très simple.
4. L'interprétation des résultats est à la portée de tout expérimentateur et ne demande pas des connaissances approfondies en statistique.
5. Les résultats obtenus peuvent être utilisés en partie ou en totalité, soit pour explorer une autre zone du domaine expérimental soit, pour établir un modèle mathématique de degré plus élevé.

L'inconvénient majeur de ces plans est que le nombre des essais à réaliser devient rapidement important en augmentant le nombre de facteurs.

IV.3.2 Application du plan factoriel complet

On désire étudier l'influence de chaque entrée du RNA sur l'évaluation du temps critique d'élimination du défaut CCT. Pour cela, nous allons procéder à la construction du plan complet en tenant compte des angles internes, des tensions aux nœuds machines ainsi que les puissances d'accélération pour chaque groupes de production lors du défaut pour le réseau IEEE 3G- 9 nœuds. De ce fait, pour la construction du plan factoriel complet, nous définissons :

Les facteurs (vecteur d'entrée) :

1. L'angle interne du groupe n°1 avant le défaut.
2. L'angle interne du groupe n°2 avant le défaut.
3. L'angle interne du groupe n°3 avant le défaut.
4. La puissance d'accélération du groupe n°1.
5. La puissance d'accélération du groupe n°2.
6. La puissance d'accélération du groupe n°3.
7. La tension au nœud n°1.
8. La tension au nœud n°2.
9. La tension au nœud n°3.

Les niveaux

Le niveau bas (-1) : la valeur minimale d'un facteur

Le niveau haut (+1): la valeur maximale d'un facteur

La réponse

temps critique d'élimination du défaut CCT

Le nombre d'expériences à réaliser est de : $2^9=512$; la dimension de la matrice d'expérience (ME) est donc 512 x 512.

Dans notre cas, les expériences sont les simulations effectuées via le programme d'évaluation de la stabilité transitoire par intégration numérique discutée dans le deuxième chapitre. Les résultats sont donnés par le tableau IV.14.

Tableau IV.14 Matrice d'expériences du plan factoriel complet											
	Moy	δ_1	δ_2	δ_3	V_1	V_2	V_3	P_1	P_2	P_3	CCT
N° Exp	<i>l</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>F</i>	<i>g</i>	<i>h</i>	<i>i</i>	<i>Y</i>
1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1,705
2	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1,122
3	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1,643
4	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1,159
5	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1,000
6	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1,541
7	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,475
8	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0,975
9	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0,332
10	1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0,360
11	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0,570
12	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0,176
13	1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0,307
14	1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0,588
15	1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0,221
16	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	0,430
17	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1,616
18	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	0,471
19	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	0,177
20	1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1,018
21	1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1,404
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
507	1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	1	0,013
508	1	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	0,191
509	1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	1	0,132
510	1	1	-1	1	1	1	1	1	1	1	0,219
511	1	-1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,761
512	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,134

IV.3.3 Plans factoriels fractionnaires

Les plans factoriels fractionnaires (PFF) sont très utiles et mettent en évidence l'intérêt primordial de la méthode des plans d'expériences en permettant de diminuer considérablement le nombre d'expériences nécessaires à la construction d'un modèle. Cependant, il est prudent de garder un certain esprit critique face aux résultats que fournissent les plans fractionnaires, car ils nécessitent une certaine maîtrise de leur construction et de l'interprétation des résultats [Gillon, 1997] et [Ouali, 2008].

IV.3.3.a Notions de Contrastes et Aliases

De manière générale, à partir des expressions des effets A et BC précédente (tableau IV.13) l'opération $A+BC$ donne :

$$A + BC = \frac{1}{4} (-y_5 + y_2 - y_3 + y_8) \quad (\text{IV.19})$$

On retrouve ici le calcul de la somme des effets des facteurs A et BC par l'utilisation des essais n° 5, 2, 3 et 8. De la même façon, on trouve que :

$$B+AC = \frac{1}{4} (-y_5 + y_2 - y_3 + y_8) \quad (\text{IV.20})$$

$$C+AB = \frac{1}{4} (y_5 + y_2 - y_3 + y_8) \quad (\text{IV.21})$$

		Facteurs			
		I	A'	B'	C'
N° d'expérience	5	+	-	-	+
	2	+	+	-	-
	3	+	-	+	-
	8	+	+	+	+

Ce plan ne permet plus le calcul des interactions entre facteurs principaux. Le calcul des effets des facteurs A' , B' et C' se réalise par les formules :

$$\begin{cases} A' = A + B.C \\ B' = B + A.C \\ C' = C + A.B \end{cases} \quad (\text{IV.22})$$

On voit ainsi que les effets calculés dans ce nouveau plan sont en fait des sommes d'effets : ce sont des **contrastes**. On dit que les effets A et BC sont **aliasés** (A et BC sont des aliases). Le plan réalisé précédemment est équivalent à un plan 2^2 à la différence que la troisième colonne ne représente plus l'interaction des deux premiers facteurs A' et B' mais un troisième facteur C' .

Afin de faire la différence entre les plans complets et les plans fractionnaires, on notera ces derniers en faisant apparaître la dimension de leurs plans complets d'origine. Le précédent tableau décrit donc un plan 2^{3-1} , cela signifie que l'étude porte sur trois facteurs par l'utilisation d'un plan fractionnaire à $2^{3-1}=4$ expériences.

De façon générale, tout plan fractionnaire sera noté 2^{k-r} , où r désigne alors le facteur de réduction appliqué au plan factoriel initial. Par conséquent, on voit qu'il est possible de réaliser des plans factoriels fractionnaires, c'est-à-dire de réaliser moins d'essais que le plan factoriel complet correspondant. Cependant, cette simplification se paye de plusieurs façons :

- il n'est plus possible de calculer toutes les interactions entre tous les facteurs. Ce point n'est pas fondamental si l'objectif est uniquement de déterminer l'influence relative des facteurs entre eux (et donc de ne pas considérer les interactions correspondantes).
- les effets calculés dans des plans factoriels fractionnaires sont aliasés. Cela signifie qu'ils ne traduisent pas directement l'effet des facteurs considérés individuellement mais d'ensembles de facteurs et d'interactions. Il est donc parfois impossible de conclure de façon sûre sur l'effet d'un facteur, puisque dans un contraste, chaque terme peut se révéler influent. Cependant, il est couramment admis que, plus les interactions sont d'ordre élevé, moins elles sont supposées être influentes. Il est préférable d'aliaser avec des interactions d'ordre élevé en priorité [Goupy, 1999], [Goupy, 2000].

A ces remarques, on peut ajouter qu'on procède parfois au désaliasage des effets en réalisant des expériences supplémentaires. Il se peut également que l'on néglige délibérément certains termes dans les expressions des contrastes (interactions d'ordre supérieur ou égal à trois par exemple).

IV.3.3.b Générateurs d'aliasés

Dans le cas du plan complet 2^3 , on aboutit au tableau suivant :

Tableau IV.16 Matrice de calcul des contrastes pour les deux demi plans fractionnaires (2^{3-1})								
Exp. N°	I	A	B	C	AB	AC	BC	ABC
5	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1
2	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1
3	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1
8	1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1
6	1	1	-1	1	-1	1	-1	-1
7	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1
4	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1

Nous avons trouvé que si l'on ne considérait que les expériences 5, 2, 3 et 8, on aboutissait aux aliasés suivants :

Pour $I = A.B.C$ on déduit :

$$A \times I = A \times A.B.C \quad (\text{IV.23})$$

d'où :

$$A = B.C \quad (\text{IV.24})$$

De même, en multipliant respectivement par B et C :

$$\begin{aligned} B &= A.C \\ C &= A.B \end{aligned} \quad (\text{IV.25})$$

Les mêmes calculs peuvent être réalisés pour le calcul des contrastes d'interactions.

Prendre un générateur d'aliasés tel que $I = A.B.C$, revient à choisir les expériences d'un plan complet de base 2^3 telles que leurs valeurs dans la colonne I soient égales à la colonne $A.B.C$.

Le générateur d'aliasés de la moitié inférieure du tableau IV.16 est :

$$I = - A.B.C \quad (\text{IV.26})$$

Cela revient ainsi à sélectionner les essais qui ont un contenu opposé (en signe) des colonnes I et A.B.C. L'ensemble de points correspondant est dites complémentaire.

Ainsi, l'adoption de tout générateur d'alias divise le précédent plan en deux. Il faut donc r alias pour couper en 2^r un plan factoriel complet. Où les r générateurs définissant un plan fractionnaire sont qualifiés d'indépendants.

Lorsque $r > 1$, on définit les générateurs dépendants des générateurs indépendants, en les multipliant entre eux 2 à 2, puis 3 à 3, et ainsi de suite.

Enfin, on relèvera le fait que, pratiquement, c'est à partir des générateurs (indépendants et dépendants) que les alias sont calculés. En effet, pour cela, ils doivent être multipliés par les effets individuels des k facteurs.

IV.3.3.c Résolution d'un plan fractionnaire

La résolution d'un plan fractionnaire 2^{k-r} est la longueur du plus petit générateur (dépendant ou indépendant) dans le meilleur des cas. Elle est un nombre entier strictement positif écrite souvent en chiffres romains.

Il existe généralement plusieurs combinaisons de générateurs indépendants possibles, pour la construction d'un plan fractionnaire de même définition. Toutes ces combinaisons ne donnent pas la même résolution au plan ainsi défini, en raison du mode de déduction des générateurs dépendants.

Vus les points abordés dans les référence [Goupy, 2006], [Gillon, 1997], [Goupy, 2000], [Ouali, 2008], il apparaît que les plans fractionnaires ne peuvent présenter un intérêt que s'ils sont de résolution supérieure ou égale à III. On recherche toujours la meilleure combinaison de générateurs indépendants pour obtenir la plus grande résolution possible du plan 2^{k-r} . Cela permet ainsi d'aliaser les effets des facteurs principaux avec ceux d'interactions d'ordre le plus élevé possible.

IV.3.3.d Plans fractionnaires admissibles

Tous les plans fractionnaires sont notés 2^{k-r} , indiquant qu'ils sont directement issus du plan factoriel complet 2^k . Cette écriture donne également le nombre d'expériences n à réaliser par ce plan. Il est nécessaire d'avoir dans un premier temps [Maurice, 1992][Goupy, 2001][Goupy, 2005] :

$$0 < r < k \quad (IV.27)$$

On ne retient pas ici la généralisation de l'écriture 2^{k-r} pour $r = 0$ des plans fractionnaires comme étant celle du plan factoriel complet. De plus, lors de la construction de plans fractionnaires, il faut exprimer les effets des r facteurs supplémentaires en fonction des effets et interactions entre les $k-r$ facteurs initiaux.

Il faut donc que la relation suivante soit respectée :

$$r \leq 2^{k-r} - 1 \quad (IV.28)$$

Enfin, un plan fractionnaire n'est intéressant que s'il est au minimum de résolution de III. Il faut donc éviter de définir les r facteurs supplémentaires en fonction des effets simples des $k-r$ facteurs d'origine. Par conséquent, la relation précédente doit être corrigée comme suit :

$$r \leq 2^{k-r} - 1 - (k - r) \quad (IV.29)$$

Le fait que r doit être un nombre entier, finalement on peut écrire :

$$r \leq E \left(k - \frac{\ln(1+k)}{\ln 2} \right) \quad (IV.30)$$

avec : E désigne la partie entière ($r \in N$)

On vérifie bien que les plans fractionnaires ne sont définis que pour des valeurs de k strictement supérieures à 2. Cette relation permet également de constater que les plans fractionnaires 2^{k-r} permettent de calculer des modèles polynomiaux du premier ordre saturés, lorsque $1+k = 2^x$ avec x un entier (valant dans ce cas $k-r$). Le tableau IV.17 donne les valeurs maximales r_{max} de r en fonction de k .

k	3	4	5	6	7	8	9	10	11
r_{max}	1	1	2	3	4	4	5	6	7

Dans la grille du tableau IV.18 qui suit, sont données les résolutions maximales des plans fractionnaires réalisables, pour les premières valeurs de k .

		Nombre de facteurs (k)									
		3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Nombre d'expériences n	4	III									
	8		IV	III	III	III					
	16			V	IV	IV	IV	III	III	III	
	32				VI	IV	IV	IV	IV	IV	$r=7$
	64					VII	V	IV	IV	IV	$r=6$
	128						VIII	VI	V	V	$r=5$
	256							IX	VI	V	$r=4$
	512								X	VII	$r=3$
	1024									XI	$r=2$
										$r=1$	

Pour résumer, les étapes successives suivantes sont nécessaires pour la construction d'un plan factoriel fractionnaire :

1. prise en compte du plan factoriel complet de base à $N=2^k$ expériences ;
2. détermination du nombre admissible d'expériences $N'=2^{k-r}$ avec $0 < r \leq r_{max}$;
3. recherche des meilleurs générateurs indépendants ;
4. déduction des contrastes (aliases).

IV.3.3.e Plans fractionnaires 2^{9-5}

Pour étudier le vecteur d'entrées à 9 facteurs, le plan complet contient $2^9 = 512$ combinaisons des facteurs et interactions, le plan $2^{9-5} = 2^4$ nous permettra de réduire le nombre de simulations à seize. Il nous faut cinq interactions pour étudier les facteurs supplémentaires, les résultats sont montrés par le tableau IV.19.

Tableau IV.19 Plan factoriel fractionnaire 2⁹⁻⁵

N° exp	Moy					V1					V2=618263					V3=6263V1					Y Exp
	I	a	b	c	d	8182	8183	61V1	6263	62V1	63V1	e=abc	h=abd	g=acd	f=bcd	i=abcd					
24	1	1	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1,229			
47	1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	0,175			
78	1	1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	0,355			
117	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	1	-1	-1	0,329			
140	1	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	1,335			
179	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	0,176			
180	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	1,066			
183	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	0,213			
184	1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	1	1	0,339			
187	1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1,06			
347	1	-1	1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	0,454			
356	1	1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	1	0,139			
413	1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	1	1	0,306			
418	1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	0,125			
455	1	-1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	1	0,357			
512	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,134			
Effet	0,487	0,103	0,013	0,111	-	0,073	0,106	0,019	0,024	0,085	0,098	-	0,017	-0,023	-0,106	-0,283	-0,123				

Nous pouvons constater que l'utilisation d'un plan fractionnaire 2^{9-5} nous a permis un classement par ordre d'influence des paramètres. Par conséquent, seuls les facteurs les plus influents pourront être sélectionnés pour une optimisation du vecteur d'entrée. De ce fait, le nombre de simulations utiles sera considérablement diminué permettant de gagner un temps précieux et une simplification du problème.

Une représentation des facteurs par leurs ordres d'importance suivant la fonction réponse CCT est donnée par la figure IV.11 ci-après.

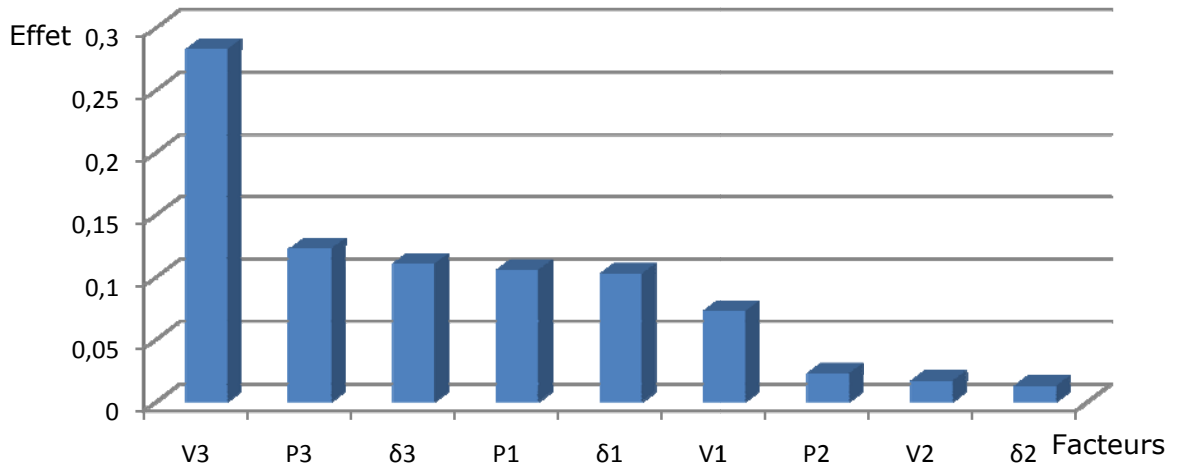


Figure IV.13 : Classement par ordre d'influence des facteurs

Il est évident que les paramètres du nœud 3 ont une influence plus significative sur l'estimation du temps critique par rapport aux nœuds 1 et 2. Cependant, l'analyse de la variance permet de définir un seuil à partir duquel on peut tester la dominance de chaque facteur.

IV.3.4 Analyse de la variance

IV.3.4.a Notion de degrés de liberté

Le nombre de degrés de liberté ddl associé à un facteur f est le nombre de niveaux N_n qu'il prend lors de la réalisation du plan minoré de 1.

On a donc dans tous les cas :

$$ddl_i = Nn_i - 1 \quad (IV.31)$$

Or, dans le cas des plans factoriels complets, on a l'égalité :

$$\prod_{j=1}^k Nn_j = N \quad (IV.33)$$

Le calcul des degrés de liberté d'une interaction est le produit des ddl des facteurs mis en jeu dans cette interaction.

Afin de pouvoir définir le nombre de degrés de liberté affecté à ce modèle, le tableau IV.20 présente une explication regroupant les étapes fondamentales de le faire :

Tableau IV.20 Règle de calcul du <i>ddl</i>	
	<i>ddl</i>
Moyenne	1
Effet	nombre de niveaux -1
Interaction	nombre de <i>ddl</i> du facteur n°1 X nombre de <i>ddl</i> du facteur n°2

Le modèle du plan fractionnaire \hat{Y} représente les *ddl* par :

$$\hat{Y} = I + a + b + c + d + ab + \dots + abc + \dots + abcd$$

Enfin, notons la relation donnant entre autre le nombre de degrés de liberté total ddl_t par :

$$ddl_t = \sum_{\text{facteurs}} ddl_i + \sum_{\text{int éractions}} ddl_i \quad (\text{IV.31})$$

IV.3.4.b Calcul de la variance

Le calcul de la variance pour un facteur A est donnée par VA :

$$VA = \frac{\sum A_i^2}{ddl \text{ facteur } A} \quad (\text{IV.32})$$

Généralement, lorsqu'on utilise le modèle pour estimer la réponse on mesure un écart appelé résidus entre la valeur calculée et la valeur réelle expérimentale.

$$r = Y - \hat{Y} \quad (\text{IV.33})$$

Lorsqu'il existe, l'équation de la variance fait apparaître un nouveau terme appelé communément variance résiduelle Vr :

$$Vr = \frac{\sum r^2}{ddl \text{ résidus}} \quad (\text{IV.34})$$

La détermination de Vr est nécessaire puisqu'elle intervient dans les tests composant l'analyse de la variance. En effet, c'est à cette variance résiduelle que les variances des facteurs sont comparées afin de déterminer les facteurs significatifs.

IV.3.4.c Test de Fisher-Snedecor

L'analyse de la variance permet d'estimer si les effets calculés sont significatifs. Le test consiste à comparer le rapport VA/Vr avec la valeur théorique de la table de Fisher-Snedecor se trouvant dans de nombreux ouvrages statistiques. Si F -expérimental (VA/Vr) est supérieur à F -théorique (tableau IV.11), alors l'effet est significatif.

On calcule alors le ratio suivant, pour le facteur considéré :

$$F_{exp} = \frac{VA}{Vr} \quad (\text{IV.35})$$

L'analyse de la variance permet donc de déterminer les facteurs dont leurs probabilités soient inférieures à un niveau fixé arbitrairement. Selon ces niveaux de signification, ces termes peuvent être rejetés en diminuant la dimension du vecteur d'entrée du réseau de neurones.

Le test de Fisher étant réalisé en prenant F-théorique 95% comme référence, ainsi, le nombre de facteurs rejetés suivant F-expérimental calculé. Le tableau IV.21 réunit les résultats des calculs précédents.

Tableau IV.21 Test de Fisher-Snedecor						
Facteur	Effet	Variance	Var Résid	Fexp	F-théo 95%	Domination
V ₃	2,83E-01	1,28E+00	3,56E-03	3,61E+02	5,99E+00	OUI
P ₃	1,23E-01	2,41E-01	3,56E-03	6,77E+01	5,99E+00	OUI
δ ₃	1,11E-01	1,97E-01	3,56E-03	5,53E+01	5,99E+00	OUI
P ₁	1,06E-01	1,80E-01	3,56E-03	5,06E+01	5,99E+00	OUI
δ ₁	1,03E-01	1,70E-01	3,56E-03	4,79E+01	5,99E+00	OUI
V ₁	7,32E-02	8,57E-02	3,56E-03	2,41E+01	5,99E+00	OUI
P ₂	2,29E-02	8,37E-03	3,56E-03	2,35E+00	5,99E+00	NON
V ₂	1,71E-02	4,66E-03	3,56E-03	1,31E+00	5,99E+00	NON
δ ₂	1,29E-02	2,67E-03	3,56E-03	7,51E-01	5,99E+00	NON

IV.3.5 Exploitation des résultats obtenus

L'application de la méthode des plans d'expériences nous a permis de réduire le vecteur d'entrée du réseau de neurones composé de 9 paramètres initialement, à un vecteur composé de 6 variables jugées les plus représentatives de notre système.

IV. 3.5.a Application du nouveau RNA

Le nouveau RNA résultant à partir de l'étude précédente se compose de :

- une couche d'entrée constituée de 6 entrées ;
- deux couches cachées, formées de 12 neurones chacune ;
- un neurone dans la couche de sortie pour le CCT.

Nous limitons les critères d'arrêts similaires à l'apprentissage du premier réseau, où la figure IV.14 montre la progression de la courbe d'entraînement du nouveau RNA.

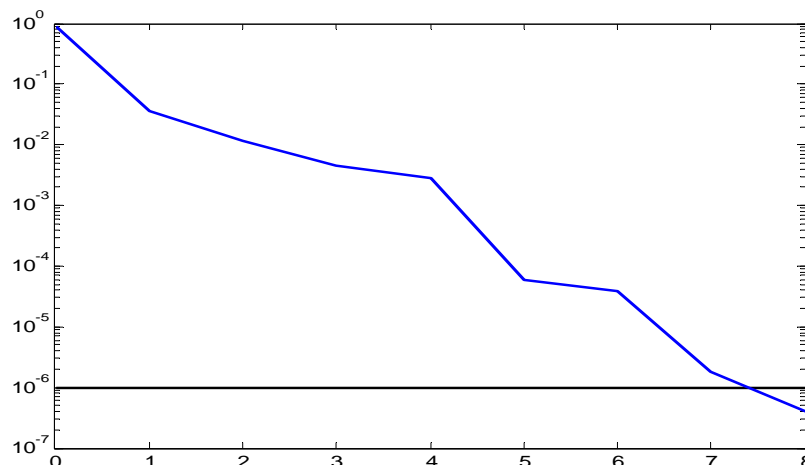


Figure IV.14 Evolution du processus d'entraînement du nouveau RNA

IV. 3.5.b Test et interprétations

Les résultats obtenus en réalisant le réseau de neurones avec le vecteur d'entrée réduit sont représentés par le tableau IV.22 qui correspond à la phase de test de réponse.

Type de défaut	Niveau de Charge (%)	CCT IN	CCT RNA 9 variables	CCT RNA 6 variables
CC au nœud n° 1	0,90	0,452	0,451	0,4510
	1,00	0,398	0,396	0,3951
	1,10	0,377	0,374	0,3727
CC au nœud n° 2	0,85	0,297	0,297	0,2985
	0,90	0,296	0,296	0,2950
	0,95	0,288	0,289	0,2890
	1,10	0,195	0,197	0,1942
	1,15	0,238	0,239	0,2360

D'après les résultats présentés dans le tableau IV.22, une étude comparative des résultats obtenus par intégration numérique avec ceux estimés par le réseau de neurones optimisé, permet de constater que presque tous les résultats, à quelque centième de seconds près, sont équivalents. Par ailleurs, une bonne optimisation du vecteur d'entrée aux éléments les plus représentatifs du réseau électrique, a permis de garder l'estimation du temps critique d'élimination du défaut relativement similaire par rapport à l'utilisation du vecteur d'entrée initial.

IV.4 Optimisation du RNA par AG (Algorithme Génétique)

La sélection de mode ou le choix des paramètres critiques est une étape cruciale dans l'application des techniques intelligentes pour l'évaluation en temps réel des limites de stabilité transitoire des réseaux électrique. On présentera dans ce qui suit l'application des algorithmes génétiques pour l'optimisation du vecteur d'entrée du RNA de la section IV.2.3. La méthode des algorithmes génétiques est une approche automatique basée sur la sélection de mode employée dans les RNA. Il sera utilisé pour choisir les paramètres critiques appliqués aux réseaux de neurones à condition que la précision obtenue à partir du RNA ainsi optimisé est bonne. Un paramètre critique est un paramètre qui peut être surveillé par l'opérateur et présente un bon indicateur du niveau de performance du système pour des problèmes spécifiques de stabilité [Zhou et Calley, 1997]. Le but recherché ici est la réduction de la dimension du vecteur d'entrée du RNA. Les paramètres les plus représentatifs de notre système seront détectés et utilisés.

IV.4.1 Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques sont des méthodes de recherche stochastiques de solutions basées sur des mécanismes s'inspirant de processus naturels (sélection) et des phénomènes génétiques (croisement et mutation). Les travaux de scientifiques (Lamarck, Darwin, Mendel, Watson et Crick...) ont permis de mettre en évidence les principaux mécanismes à l'œuvre au cours de l'évolution des populations. Ces recherches ont débouché sur l'idée que l'évolution repose d'une part sur l'intervention du hasard au cours des croisements et des mutations, et d'autre part, sur un processus de sélection des individus les plus aptes à survivre dans un environnement donné. C'est précisément cette notion de hasard guidé par la sélection qui est à la base des algorithmes génétiques.

Dans les années soixante et soixante-dix, le professeur J. Holland à l'université de Michigan a développé, sur la base des travaux précédents, les principes fondamentaux des algorithmes génétiques, son objectif étant de concevoir des systèmes artificiels possédant des propriétés similaires aux systèmes naturels. L'ouvrage de Goldberg [Goldberg, 1989] a permis de mieux faire connaître les algorithmes génétiques et il a marqué le début de l'intérêt actuel pour ces techniques.

La théorie des algorithmes génétiques utilise un vocabulaire similaire à celui de la génétique naturelle. Cependant, les processus naturels auxquels elle fait référence sont beaucoup plus complexes que les algorithmes génétiques. On parlera ainsi d'individu dans une population. L'individu est représenté par un chromosome constitué de gènes qui contiennent les caractères héréditaires de l'individu. Les principes de *sélection*, de *croisement*, de *mutation* s'inspirent des processus naturels de même nom. Pour un problème d'optimisation donné, un individu représente un point de l'espace d'états, une solution potentielle. On lui associe la valeur du critère à optimiser, son *adaptation*. On génère ensuite de façon itérative des populations d'individus sur lesquelles on applique des processus de sélection, de croisement et de mutation. La sélection a pour but de favoriser les meilleurs éléments de la population pour le critère considéré (les mieux *adaptés*), le croisement et la mutation assurent l'exploration et l'évolution de l'espace d'états. On commence par générer une population aléatoire d'individus. Pour passer d'une génération k à la génération $k + 1$, les opérations suivantes sont effectuées. Dans un premier temps, la population est reproduite par *sélection* où les bons individus se reproduisent mieux que les mauvais. Ensuite, on applique un *croisement* aux paires d'individus (les parents) d'une certaine proportion de la population (probabilité P_c , généralement autour de **0.6**) pour en produire des nouveaux (les enfants). Un opérateur de *mutation* est également appliqué à une certaine proportion de la population (probabilité P_m , généralement très inférieure à P_c). Enfin, les nouveaux individus sont évalués et intégrés à la population de la génération suivante.

Plusieurs critères d'arrêt de l'algorithme sont possibles : le nombre de générations peut être fixé *a priori* (temps constant) ou l'algorithme peut être arrêté lorsque la population n'évolue plus suffisamment rapidement.

Pour utiliser un algorithme génétique sur un problème d'optimisation on doit donc disposer d'une procédure de codage des individus, d'un mécanisme de génération de la population initiale et

d'opérateurs permettant de diversifier la population au cours des générations et d'explorer l'espace de recherche [Nicolas et Brisset, 1999].

Il n'existe pas une seule manière pour définir les mécanismes des algorithmes génétiques. Ainsi, le codage et l'évaluation des individus, la sélection, le croisement et la mutation peuvent différer d'un problème à un autre (et chaque utilisateur aura ses préférences) [Jenson, 1999].

Un algorithme génétique recherche le ou les extrema d'une fonction définie sur un espace de données. Pour l'utiliser, on doit disposer des six éléments suivants :

- 1-création d'une population initiale P_0 en notant par m la taille de la population ;
- 2-codage des individus ;
- 3-calcul de la fonction **fitness** de chaque individu ;
- 4-sélection d'une paire de parents (probabilité proportionnelle à la fonction fitness) ;
- 5-exécuter l'évolution et créer la nouvelle génération (croisement et mutation) ;
- 6-contrôler le critère d'arrêt ;
- 7-Si le critère d'arrêt est satisfait, arrêter, autrement, aller à l'étape 3.

IV.4.2 Sélection de mode

La sélection de mode peut être considérée comme un problème de recherche où une fonction d'évaluation est employée. Pour cela on a deux composants de sélection de mode : fonction d'évaluation et recherche d'approche.

La sélection est basée seulement sur la capacité à prévoir la meilleure estimation du temps critique. Les paramètres d'entrées peuvent être classifiés comme indépendants ou dépendants. Un paramètre est dit indépendant s'il est inclus dans les données d'entrées au programme d'écoulement de puissance, comme l'injection de la puissance active ou la grandeur de tension au nœud générateurs ou encore le niveau de charge (injection de la puissance active ou réactive aux nœuds charges). Un paramètre est dépendant s'il est calculé comme solution du programme de l'écoulement de puissance telle la tension des nœuds de charges.

Les paramètres critiques indépendants peuvent être encore subdivisés selon la contrôlabilité de l'opérateur. L'injection des puissances actives et les puissances réactives et les grandeurs de tension aux nœuds générateurs sont des paramètres indépendants contrôlables, les niveaux de charge sont des paramètres indépendants non contrôlables [Zhou et Calley, 1997].

Le problème pour la sélection de mode dans l'évaluation de stabilité transitoire peut être décrit comme suit : donner une base de données ayant des vecteurs d'entrées se composant d'un certain nombre de dispositifs et d'une seule mesure d'exécution. De plus, déterminer un sous-ensemble de tout l'espace d'attribution qui formerait un réseau de neurones estimant l'état après perturbation, tel que la condition suivante est satisfaite:

Contrainte de contrôlabilité : au moins un dispositif dans l'ensemble doit être contrôlable par l'opérateur, de sorte que, le point de fonctionnement puisse être ajusté, en ce qui concerne la limite, en utilisant des actions préventives.

Certain modèles choisissent les ensembles de dispositifs qui satisfont cette condition, mais aucun mécanisme n'est proposé, pour s'assurer que le sous-ensemble choisi, satisfirent la cardinalité et les conditions de contrôlabilité. Pour satisfaire chacune des trois parties des conditions indiquées, nous avons développé un algorithme génétique qui recherche seulement des parties de l'espace de solution indiqué par le degré de cardinalité. Cette technique localisée de recherche assure que la cardinalité et la contrôlabilité sont satisfaites [Zhou et Calley, 1997].

IV.4.3 Conception et exécution d'AG

IV.4.3.a Population initiale

La première étape dans l'implantation des AG est la formation d'une population initiale. Elle est définie comme un ensemble de N individus, chaque individu est représenté par un ou plusieurs

chromosomes. Chaque chromosome comprend un nombre de gènes égaux aux variables (paramètres) à optimiser. Le choix de la population initiale d'individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme.

Si la position de l'optimum dans l'espace d'état est totalement inconnue, il est naturel de générer aléatoirement des individus en faisant des tirages uniformes dans chacun des domaines associés aux composantes de l'espace d'état en veillant à ce que les individus produits respectent les contraintes [Michalewicz et Janikov, 1996].

IV.4.3.b Codage des variables

Le codage le plus utilisé est binaire sur tout dans les systèmes électriques car on peut facilement coder et décoder toutes sortes d'objets : des réels, des entiers, des valeurs booléennes, des chaînes de caractères. Le codage de Gray...

Chaque gène est donc représenté par une chaîne de bits.

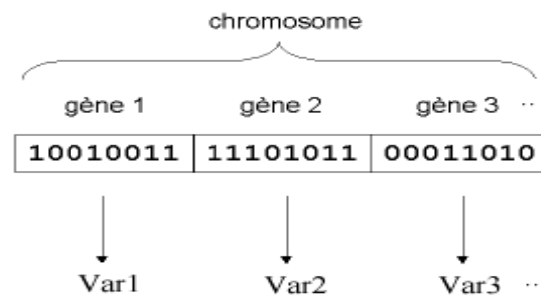


Figure IV.15 Codage des variables

IV.4.3.c Fonction d'évaluation

Pour calculer le coût d'un point de l'espace de recherche, on utilise une fonction d'évaluation. L'évaluation d'un individu ne dépend pas de celle des autres individus. Le résultat fourni par la fonction d'évaluation va permettre de sélectionner ou de refuser un individu, pour garder que les individus ayant le meilleur coût en fonction de la population courante : c'est le rôle de la fonction fitness. Cette méthode permet de s'assurer que les individus performants seront conservés, alors que les individus peu adaptés seront progressivement éliminés de la population [Zhou et Calley, 1997].

IV.4.3.d Sélection

Pour déterminer les individus devant participer au résultat optimal de l'AG, un opérateur sélection doit être appliqué. Cet opérateur détermine la capacité de chaque individu à persister dans la population et à se reproduire. En règle générale, la probabilité de survie d'un individu sera directement reliée à sa performance relative au sein de la population. Cela traduit bien l'idée de la sélection naturelle Darwiniste : les gènes les plus performants ont la probabilité la plus élevée de se reproduire dans la population, tandis que ceux qui ont une performance relative plus faible auront tendance à disparaître. Néanmoins, cette approche doit être appréhendée avec précaution, puisqu'on souhaite transférer aux générations suivantes les meilleures caractéristiques génétiques et pas seulement les meilleurs individus.

Il est tout à fait possible de choisir des individus au hasard et de les mélanger aléatoirement pour créer de nouveaux individus. Il y a des méthodes de sélections souvent utilisées : la roulette, la sélection par rang, la sélection par tournoi et l'élitisme [Michalewicz et Janikov, 1996].

IV.4.3.e Elitisme

Cette méthode de sélection permet de mettre en avant les meilleurs individus de la population. Ce sont donc les individus les plus prometteurs qui vont participer à l'amélioration de notre population. Cette méthode a l'avantage de permettre une convergence (plus) rapide des

solutions. Cette méthode est extrêmement sensible à la présence aux optimums locaux, c'est à dire à la présence de solutions paraissant optimales tant que l'on ne s'en éloigne pas trop [Michalewicz et Janikov, 1996].

IV.4.3.f Recombinaison

La recombinaison agit directement sur la structure des chromosomes en modifiant leurs gènes pour obtenir les nouveaux chromosomes d'une nouvelle population. Il existe deux catégories d'opérateurs de recombinaison : l'opérateur de croisement et l'opérateur de mutation.

IV.4.3.g Croisement

Dans les AGs, le croisement est considéré comme le principal opérateur pour produire des nouveaux chromosomes. Comme son homologue dans la nature, le croisement produit de nouveaux individus en leur transférant quelques parties de la matière génétique de leurs parents. L'objectif du croisement est donc d'enrichir la diversité de la population en manipulant la structure des chromosomes [Chipperfield *et al.*, 1994]. Initialement, le croisement associé au codage par chaînes de bits (codage binaire) est le croisement à découpage de chromosomes. Cet opérateur échange donc des parties de bits d'un individu avec les parties correspondantes d'un autre individu.

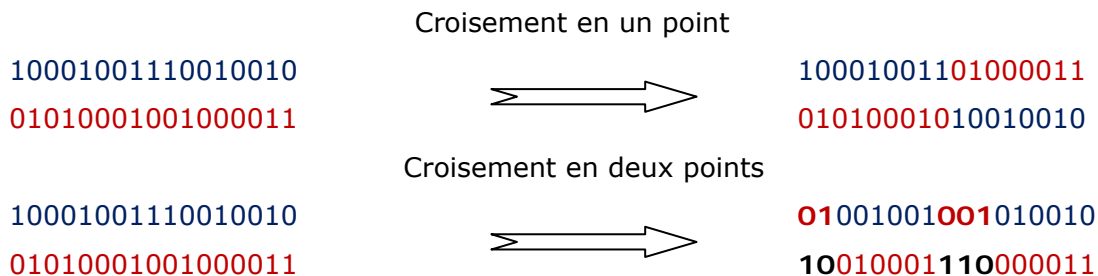


Figure IV.16 Croisement en un point et en deux points

IV.4.3.h Mutation

A la suite des opérateurs de sélection et de croisement, on mime à nouveau un phénomène biologique, celui de la mutation. Au niveau biologique, une mutation est une modification de l'information génétique par dégradation ou substitution locale de paire de base : ceci permet de produire une nouvelle structure génétique. L'opérateur de mutation dans le cas des AGs possède la propriété d'ergodicité du parcours de l'espace de recherche : cette propriété indique que l'AG sera susceptible d'atteindre tous les points de l'espace, sans pour autant les parcourir tous dans le processus de résolution [Bontemps, 1995]. La séquence des opérations de sélection et de croisement peut mener l'AG à "stagner" dans un ensemble de solutions identiques. Dans de telles conditions, tous les chromosomes deviennent identiques et, ainsi, la performance moyenne de la population ne s'améliore plus. Dans ce cas, la mutation aide l'AG à éviter la perte de diversité génétique et, par conséquent, elle garantit que l'AG ne va pas être bloqué dans un optimum local [Negnevitsky, 2002].

Le principe de la mutation consiste à modifier, avec une probabilité P_m faible, certains bits des chromosomes. Nous tirons tout d'abord pour chaque bit un nombre aléatoire P dans l'intervalle $[0,1]$. Puis, nous le comparons avec une probabilité de mutation P_m donnée :

- si $P > P_m$, le bit ne subira aucune modification,
- si $P \leq P_m$, la mutation est appliquée au bit correspondant.

Ainsi, le bit choisi pour muter sera remplacé par une valeur aléatoire, souvent proche de la valeur initiale. Dans le cas du codage binaire, cette mutation s'effectue simplement en remplaçant le bit `0` par `1` et vice versa.

Cet opérateur substitue un ou plusieurs bits d'un individu aléatoirement par une nouvelle valeur (0 or 1).

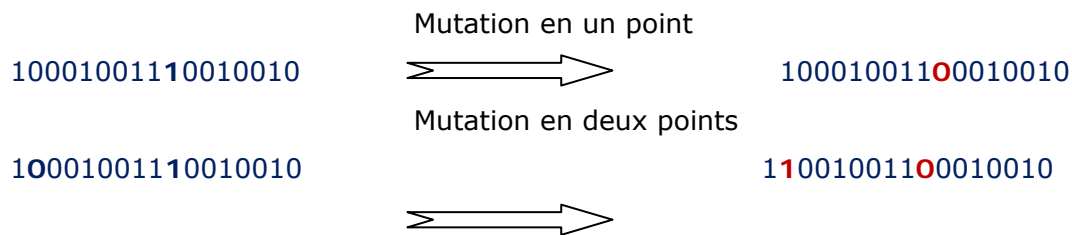


Figure IV.17 Mutation en un point et en deux points

Le croisement et la mutation permettent d'assurer la continuité d'une recherche aussi bien globale que locale.

VI.4.4 Création de la génération suivante et critères d'arrêt

Pour réaliser une boucle d'une itération de l'AG, ce dernier doit d'abord regrouper les individus survivants après mutation dans une nouvelle population. Ensuite, l'AG va calculer la performance pour chaque nouvel individu. Enfin, si un critère d'arrêt de l'algorithme n'est pas encore atteint, la nouvelle population doit alors remplacer la population actuelle et une nouvelle boucle sera ainsi lancée.

Puisque les AGs sont des méthodes de recherches stochastiques, il est difficile de spécifier de façon rigoureuse des critères de convergence. Par exemple, la performance d'une population peut rester stable pour un certain nombre de générations avant qu'un individu supérieur puisse apparaître. Ainsi, l'application d'un critère d'arrêt devient une vraie problématique. Une pratique commune est d'arrêter l'AG après certain nombre de générations et d'examiner ensuite la qualité de la solution trouvée par rapport à la définition du problème. Un nombre typique de générations peut aller de 50 jusqu'à 500 générations [Negnevitsky, 2002].

Par ailleurs, d'autres critères peuvent être appliqués pour déterminer l'arrêt de l'AG tels que :

- l'amélioration de la solution ne dépasse plus un certain seuil ;
- la fonction objectif du problème atteint une valeur donnée ;
- le temps de calcul atteint une valeur prédéterminée.

VI.4.5 Paramètres de réglage de l'AG

Il y a principalement trois paramètres de base pour le "fonctionnement" d'un AG :

1. le nombre d'individus dans la population N_{ind} (dit la taille de la population).
2. la probabilité de croisement P_c .
3. la probabilité de mutation P_m .

La réussite et la rapidité d'un AG sont fortement liées aux valeurs choisies pour ces paramètres. Le bon réglage de ces paramètres est un problème parfois délicat [Mitchell, 1996]. Nous discutons ci-dessous l'influence de chaque paramètre et la gamme de valeurs qu'il peut prendre.

VI.4.5.a Taille de la population N_{ind}

Ce paramètre doit être judicieusement réglé en fonction de la taille du problème. Généralement, nous pouvons dire que si la taille de la population est :

- trop faible, l'AG peut converger trop rapidement vers de mauvaises solutions.
- trop grande, le temps de calcul de l'AG peut s'avérer très important.

En règle générale, plus la taille de la population est grande, plus le nombre de solutions potentielles évaluées est élevé. La littérature montre que les meilleures valeurs de taille de population sont comprises entre 50 et 100 individus (Mitchell, 1996).

VI.4.5.b Probabilité de croisement P_c

Comme nous l'avons dit, la probabilité de croisement joue un rôle très important dans l'exploration de l'espace de recherche du problème. En générale, plus la probabilité de

croisement est élevée, plus il y aura de nouvelles structures apparaissant dans la nouvelle population. Ainsi, si la probabilité de croisement est :

- trop élevée, les "bonnes" structures apportées par la sélection risquent d'être détruites trop vite.
- trop faible, la recherche de la solution optimale risque de stagner.

Le taux habituel de la probabilité de croisement est choisi entre 0.7 et 0.95.

VI.4.5.c Probabilité de mutation P_m

La mutation, comme nous l'avons vu, est un opérateur secondaire, mais elle reste très importante pour l'AG. Elle a pour objectifs l'introduction de diversité dans la population et la meilleure exploitation de l'espace de recherche. Ainsi, si la probabilité de mutation est :

- trop élevée, la mutation rend la recherche très aléatoire.
- trop faible, la recherche risque de stagner.

Le taux habituel de la probabilité de mutation est choisi entre 0.001 et 0.05.

IV.4.6 Application au problème de la stabilité transitoire

Nous venons de décrire l'algorithme génétique de base, mais il existe bien d'autres variantes d'algorithme génétique. En effet, chaque utilisateur conçoit son propre algorithme génétique suivant son application, il est donc normal que chacun y ajoute quelque heuristique qui améliore l'efficacité de cet algorithme.

Comme on a vu dans le chapitre précédent, le vecteur d'entrée de la partie apprentissage du RNA se compose de 35 paramètres pour le réseau New England 10G -39Nœuds, dont la plupart sont contrôlables.

Pour la formulation du problème, nous avons suivi les étapes suivantes :

Génération d'une population initiale : la population générée est composée de 10 individus différents correspondant au degré de cardinalité allant de 15 et 25. Dans notre cas, comme déjà cité, la plus part des 35 paramètres sont contrôlables, dont le choix est aléatoire (sans forcer aucun paramètre)

Codage des individus : Chaque individu est un vecteur binaire. Un gène peut prendre deux valeurs (1 ou 0), suivant le choix ou non de ce gène qui se fait aléatoirement (1 :s'il est choisi, sinon 0). Le nombre de gènes choisi varie suivant le degré de cardinalité voulu.

Evaluation de la fonction d'adaptation : L'évaluation de la fonction d'adaptation passe par les étapes suivantes :

- conception de 10 réseaux de neurones, allant de 15 à 25 entrées présentées par le décodage de tous les « 1 » des 9 individus.
- comparaison des différentes sorties $SORT_i$ (avec $i=15$ à 25) de ces réseaux avec la sortie $SORT$ du réseau de neurones principal (à 35 paramètres d'entrées).
- calcul d'erreur : $R = \sum (SORT_i - SORT)$
- l'algorithme génétique cherche à minimiser cette erreur pour avoir le meilleur individu qui pourra représenter le mieux notre réseau électrique.

Sélection : Nous avons d'abord sélectionné le meilleur individu qui survivra à la génération suivante (principe d'élitisme), ensuite les autres seront sélectionnés par un tirage au hasard.

Croisement : Se fait en deux points placés arbitrairement dans le but de créer le code génétique d'un individu fils.

Critère d'arrêt : Nous limitons le nombre de génération comme critère d'arrêt. Nous exécutons 100 évolutions.

IV.4.6.a Résultats d'optimisation

L'application de cette procédure nous a permis de réduire le vecteur d'entrée en fonction des différents degrés de cardinalité, et les meilleurs individus de chaque degré de cardinalité sont représentés dans le tableau IV.23.

Tableau IV.23 Résultats de simulation des GANN												
No	Paramètres	Degré de cardinalité										
		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
1	δ_1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	δ_2	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
3	δ_3	1	1	0	0	0	0	0	1	0	1	1
4	δ_4	0	0	1	1	0	1	1	0	1	0	0
5	δ_5	1	1	0	0	1	0	0	1	1	1	1
6	δ_6	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	δ_7	1	0	1	1	0	0	1	1	1	1	1
8	δ_8	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1	1
9	δ_9	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1	1
10	δ_{10}	1	0	0	1	1	0	1	0	1	0	1
11	P_{g1}	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0
12	P_{g2}	0	1	0	0	1	1	0	0	0	1	1
13	P_{g3}	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1
14	P_{g4}	1	1	0	1	0	0	1	1	0	0	0
15	P_{g5}	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0	1
16	P_{g6}	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0
17	P_{g7}	0	1	0	0	0	1	1	1	1	1	1
18	P_{g8}	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1
19	P_{g9}	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
20	P_{g10}	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
21	Q_{g1}	1	0	0	1	1	0	1	1	1	1	1
22	Q_{g2}	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	1
23	Q_{g3}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	Q_{g4}	0	0	1	1	1	1	1	0	1	1	1
25	Q_{g5}	0	1	0	0	1	1	1	0	0	1	1
26	Q_{g6}	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0
27	Q_{g7}	0	0	0	0	1	1	0	1	0	1	1
28	Q_{g8}	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0
29	Q_{g9}	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1	1
30	Q_{g10}	0	1	0	0	0	0	1	1	1	0	0
31	P_{ij}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
32	Q_{ij}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
33	P_{ij}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
34	Q_{ji}	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
35	τ_e	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ERREUR		0.436	0.376	0.338	0.298	0.279	0.259	0.242	0.233	0.224	0.168	0.156

D'après ces résultats, l'erreur diminue lorsque le degré de cardinalité augmente.

IV.4.6.b Application du RNA optimisé

Le tableau IV.24 présente les résultats obtenus en utilisant un RNA avec un degré de cardinalité égal à 20.

branche en défaut	Niveau de charge	Temps d'élimination du défaut	résultats		
			IN	RNA de 35 entrés	RNA de 20 entrés
branche 33-4 CC prés du nœud	0.85	0.1	1	0.9968	0.9832
	1.2	0.18	0	0.0029	-0.0012
branche 22-3 CC prés du nœud	0.85	0.1	1	1.0011	0.9734
	1.05	0.14	0	0.0005	0.0024
branche 16-9 CC prés du nœud	0.85	0.26	0	-0.0004	0.0017
	0.95	0.14	0	0.0003	0.0012
La branche 39-1 CC prés du nœud	0.8	0.22	1	1.0011	0.9987
	1.2	0.18	0	0.0010	-0.0002
branche 16-4 CC prés du nœud	0.8	0.1	1	0.9983	1.0013
	0.9	0.14	0	-0.0026	0.0012
La branche 26-8 CC prés du nœud	0.8	0.12	1	0.9972	0.9981
	0.95	0.16	0	-0.0017	0.0012
branche 39-1 CC prés du nœud	0.8	0.1	1	0.9988	1.0012
	1.2	0.16	0	0.00003	-0.0034
branche 6-9 CC prés du nœud 6	0.85	0.12	1	0.9998	1.0023
	0.8	0.26	0	-0.0006	0.0001
branche 33-4 CC prés du nœud	0.9	0.12	1	1.0026	0.9991
	0.95	0.2	0	0.000002	-0.0004
branche 17-18 CC prés du nœud	0.9	0.14	1	0.9995	1.0002
	1.1	0.2	0	0.0012	0.0003

En effet si l'on compare les résultats obtenus par l'intégration numérique avec ceux estimés par un RNA optimisé, nous constatons que presque tous les résultats sont équivalents. Ce réseau de neurone sera utilisé dans le chapitre V pour la filtration des contingences.

IV.5 Conclusion

Les algorithmes intelligents fournissent une bonne solution pour des applications en temps réel, une fois la phase d'apprentissage qui prend beaucoup de temps est terminée.

Pour connaître les évolutions des variables caractéristiques du problème, leurs interactions ainsi que leurs influences sur les grandeurs étudiées, nous avons appliqué dans ce travail la formalisation conférée par la méthode des plans d'expériences MPE. Elle nous a permis une modélisation sous forme d'équations de l'ensemble des réponses ainsi qu'une classification des paramètres du vecteur d'entrée selon l'effet le plus important. L'introduction du procédé des plans d'expériences a conduit à une entrée de dimension plus restreinte en ne tenant compte que des paramètres dominants dans cette étude de stabilité.

Les algorithmes génétiques fournissent des solutions proches de la solution optimale à l'aide des mécanismes de sélection, de croisement et de mutation. En employant une fonction composée "fitness", cette approche fournit de bonnes possibilités prédictives, une redondance minimum de l'information, et satisfait aux contraintes de contrôlabilité.

Dans le cadre de l'optimisation, chaque individu présente un point de l'espace d'état auquel on associe la valeur à optimiser. On génère ensuite une population d'individus aléatoirement, pour laquelle l'algorithme génétique s'attache à sélectionner le meilleur individu tout en assurant une exploitation efficace de l'espace d'état. Cet individu présenté comme vecteur d'entrée du réseau de neurones permet d'améliorer la capacité de généralisation de ce dernier.

Chapitre V

Approche hybride pour l'évaluation et la commande de la sécurité transitoires des réseaux électriques

V.1 Introduction

Dans ce chapitre, on présentera, en combinant entre les différentes méthodes présentées en chapitres II, III et IV, une approche hybride pour l'évaluation et la commande de la sécurité transitoire d'un réseau électrique en exploitation.

Ces contributions sont les résultats de plusieurs années d'exploitation du réseau électrique Algérien et de recherche sur des réseaux tests de petite et moyenne dimension, comme le réseau IEEE 3G-9 Nœuds, le réseau CIGRE 7G- 10 Nœuds et le réseau New England 10G- 39 nœuds.

Cette approche se base sur les algorithmes intelligents (RNA) pour assurer la fonction de filtrage et sur la méthode énergétique concernant la fonction de classification et enfin sur la méthode d'intégration numérique pour une évaluation précise de la stabilité transitoire. Ces fonctions peuvent être utilisées dans différents contextes de planification, de préparation des plans de production ou de conduite des réseaux en temps réel.

Des applications sur des réseaux tests sont reportées dans ce chapitre.

V.2 Sécurité en temps réel

Des techniques de commande et de conduite des réseaux électriques ont été toujours proposées afin de répondre aux exigences de l'industrie électrique le long de leurs différentes périodes de développement. Le besoin aux quelques techniques, les plus utilisées dans la conduite et la commande des réseaux électriques, est ressenti après les analyses faites sur des incidents historiques inattendus dont la plus part des blackouts ou après la restructuration des systèmes financier et administratif des réseaux. Comme il se produit toujours, le développement de nouvelles techniques puissantes était parfois basé sur les avancements réalisés dans d'autres domaines d'ingénierie comme les télécommunications, l'informatique, la commande non linéaire et la disponibilité de plusieurs facilités de calcul puissantes.

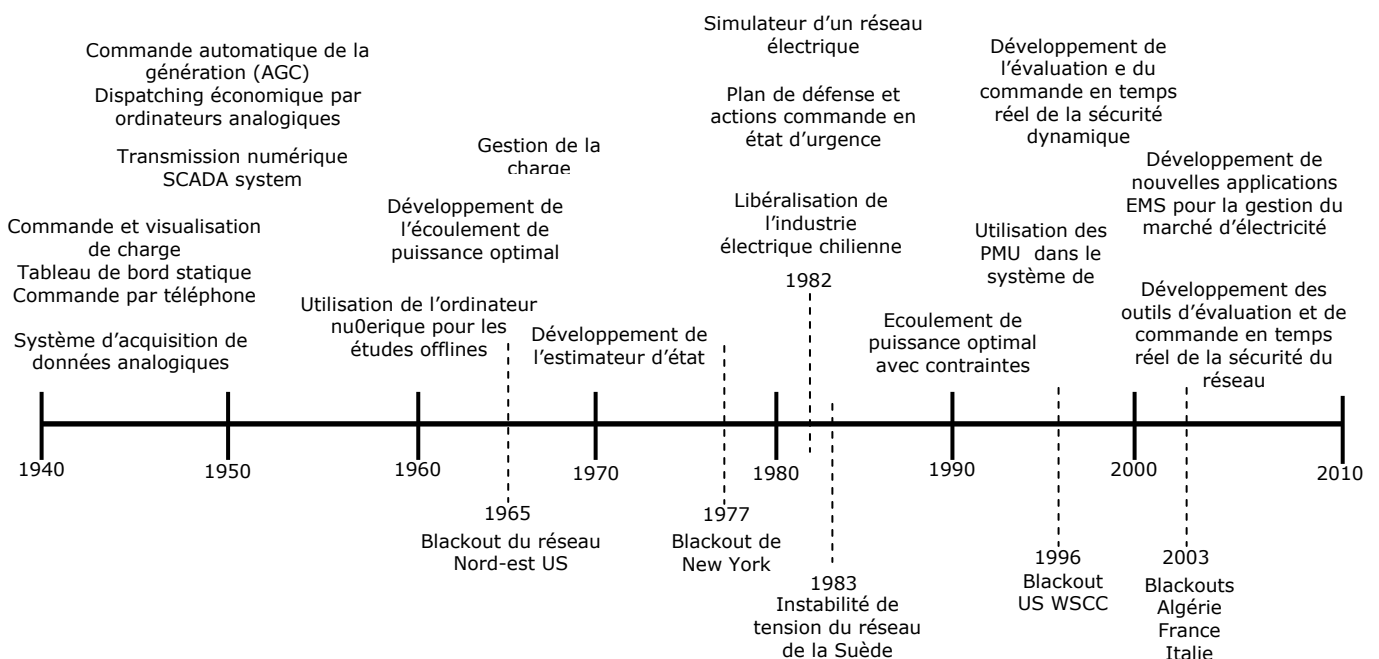


Figure V.1 Vue générale sur l'évolution de la technologie de commande des réseaux électriques adaptée de [Ruiz-Viga, 2002]

La figure V.1 présente une vue générale sur l'évolution de la technologie de commande des réseaux. En bas, l'intervalle de temps 1940-2010, montre quelques incidents majeurs historiques qui ont modifié les pratiques de commande et de conduite. Au dessus du même intervalle de temps, quelques développements technologiques importants ont été présentés.

Jusqu'aux années soixante du dernier siècle, la conduite locale et la commande des RE étaient performés dans une grande centrale électrique ou dans un poste électrique où le dispatching du RE est localisé. Le bureau du dispatching avait un tableau de bord et un téléphone utilisé pour communiquer des commandes aux opérateurs des centres de productions. La commande automatique des générateurs, des échanges de puissances et de la fréquence ont été basés sur la technologie analogique [Handschin et Petroianu, 1991]. Dans cette époque, la sécurité d'un RE inclut la fiabilité avec la satisfaction. La sécurité était assurée seulement dans le processus de planification par la construction d'un réseau robuste capable à supporter n'importe quel défaut sans perturbation sérieuse.

Après 1965, le blackout du réseau Nord-est aux Etats-Unis, le concept de sécurité commence à changer de ceux d'un réseau robuste désigné en période de planification vers le sens actuel du risque pendant la conduite du RE (au début connu par la fiabilité adaptative) [Dy-Liaccoco, 1967]. Maintenant la sécurité d'un RE est aussi définie dans la conduite d'un RE comme la variation instantanée des conditions du RE reflétant la robustesse du réseau relative à un défaut imminent [Balu et al., 1992].

L'analyse de la sécurité doit être performée pour les deux environnements de planification et d'exploitation avec des objectifs et des exigences différents. Pour le planificateur, le terme sécurité fait référence aux types d'analyse de fiabilité qui traite la capacité du RE comme il est prévu d'être construits dans un future proche, de supporter la perte inattendu de certains éléments du réseau. La chose importante à noter ici est que même pour le réseau le plus fiable de point de vue planification, il va inévitablement passer par des périodes d'insécurité sévères de point de vu exploitation.

La conduite des réseaux est concernée par la stabilité du réseau comme il est construit à ce moment, en prenant en considération les éléments à l'arrêt pour maintenance et aux conditions climatiques qui peuvent être différentes à ceux considérées pendant la phase de planification. Il est important de faire la différence entre la description statique de la fiabilité d'un réseau et la dynamique qui entre en jeu en temps réel entre les différents niveaux de fluctuation de la sécurité lorsque le réseau répond à une cascade d'événement et la variation continue de la probabilité d'avoir une perturbation.

Cette nouvelle vue de la sécurité des réseaux (apparue après le blackout de 1965) exige l'implantation de nouvelles stratégie et règles de surveillance, de conduite et de commande des RE en temps réel. Parmi les plus importants avancements techniques liés à cette nouvelle vision, on peut citer l'implantation des techniques de commande hiérarchiques, commande d'urgence discrète et la création du centre de conduite (dispatching).

V.3 Le dispatching (centre de conduite)

Au début des développements du dispatching, le dispatcheur avait déjà le système digital SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) qui collecte les données et les présente dans une forme graphique sur un tableau de bord ou sur un micro ordinateur. Ce système permet aussi aux opérateurs du réseau de performer des actions de commande sur le réseau par faire rentrer des commandes ou par appuyer sur le bouton correspondant sur le moniteur.

La différence principale entre les nouveaux centres de conduite installés après le fameux blackout de 1965 et le bureau de dispatching dans une grande centrale est l'addition des fonctions de sécurité en temps réel qui nécessite l'existence d'un EMS (Energy Management System). L'EMS est un système de calcul assurant les fonctions de base en plus d'un ensemble d'applications assurant la conduite du réseau électrique d'une manière plus sûr et plus économique.

V.3.1 Structure d'un EMS

Une représentation schématique de la structure d'un EMS est donnée par la figure V.2 suivante. Les mesures sur le RE sont transmises via un système digital d'information vers le centre de la base de données. Les fonctions de l'EMS permettent de réaliser des simulations du réseau pour les conditions normales ou d'urgence qui sont exigées par le personnel de conduite. Leurs importances ont été démontrées par quelques blackouts dans l'Europe et après le blackout de New York en 1977 dans lequel les réactions des opérateurs dans des situations

critiques engagent des phénomènes lents, comme la surcharge de quelques éléments du réseau ou l'instabilité de tension à long terme qui n'était pas toujours corrigées [Handschin et Petroianu, 1991].

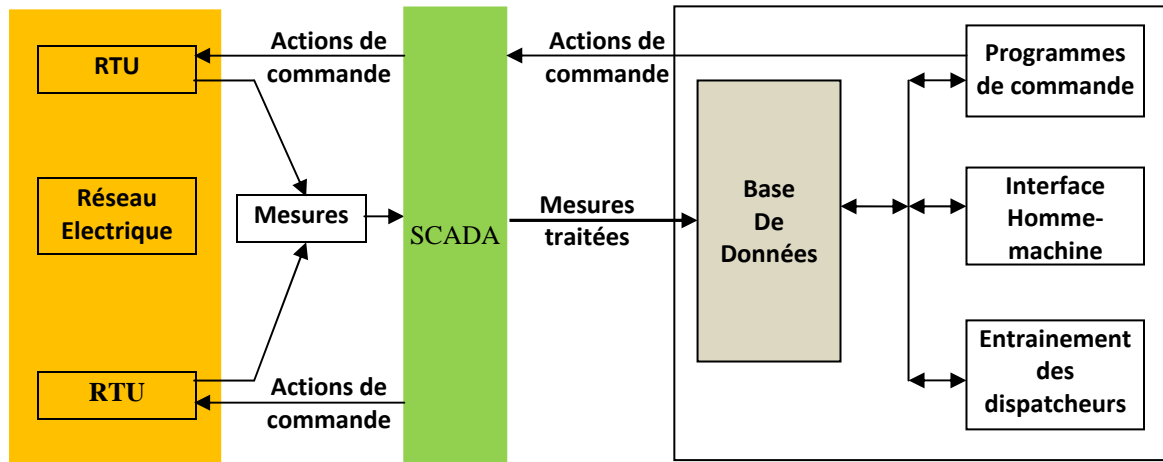


Figure V.2 Fonctions principales d'un EMS

Un élément très important de l'EMS est l'interface homme machine (MMI : Man Machine Interface). Elle consiste d'un écran à tubes cathodiques, des murs d'affichage dynamiques, des enregistreurs et des alarmes. Ça fonction est de présenter les mesures collectées par le système SCADA et les résultats des analyses performées dans les programmes d'application de telle manière à aider les opérateurs dans leur processus de prise de décisions. L'information présentée dans la MMI dépend du contexte d'utilisation et d'application. Il y a deux modes principales d'analyse qui sont le mode en temps réel et le mode d'étude.

Pendant la conduite en temps réel, la MMI doit soutenir les opérateurs par cacher l'avalanche d'information générée par les programmes d'application et résume l'information en des modèles significatifs sur lesquels les opérateurs peuvent être capables de détecter rapidement les défauts et les fonctionnements anormales du réseau [Avouris, 2001].

Dans le mode d'étude, les dispatcheurs, les opérateurs et les planificateurs du réseau peuvent analyser, en temps différé, les informations qui viennent des programmes d'application sans pression e temps. Les résultats correspondants et leurs présentations changent dans ces conditions, parce que l'information est utilisée pour l'entrainement des opérateurs et dans la planification courte terme [Ruiz-Vega et Pavella, 2001].

Les programmes d'application de l'EMS peuvent être classifiés selon leurs fonctions comme suit :

1. Fonction économiques,
2. Fonction de traitement de données,
3. Fonction de sécurité.

Ces trois fonctions seront décrites brièvement dans ce qui suit :

V.3.2 Fonction économique

Cette fonction a été changée depuis la libéralisation du marché de l'électricité dans quelque pays. Les fonctions économiques conventionnelles en temps réel présentes dans quelque EMS implémentés actuellement sont :

- Dispatching économique (ED) : cette fonction est lancée chaque minute afin d'optimiser le cout totale de la puissance active générée, supposant que chaque générateur a une courbe de cout relative à sa puissance active. Son but est de chercher une valeur moyenne de charge à un cout minimum.

- Commande automatique de génération (AGC): Cette fonction est la seule fonction de commande en boucle fermée qui a été implémentée dans les centres de conduites des réseaux. Elle actionne 05 à 10 minutes après l'apparition d'un déséquilibre entre la génération et la consommation de telle façon à ramener la fréquence du réseau à sa valeur nominale par le moyen d'une commande intégrale. Cette action est maintenue tant qu'il y a une différence de fréquence. La commande intégrale est appliquée par le changement de point de référence des générateurs candidats pour la régulation de la fréquence dans une zone donnée ou du réseau interconnecté. Cette commande automatique de génération est combinée avec la fonction économique pour commander la génération de telle façon à répondre aux changements continus de la demande d'une manière économique [Athay 1987]. L'objectif principal d'un AGC est de calculer l'erreur en puissance de la zone et assigner la régulation pour chaque centrale en déterminant les points de base désirés. Traditionnellement, les facteurs de pénalité utilisés dans un AGC sont calculés offline. Cependant, dans quelques cas leurs calculs se performe online en utilisant un OLF en temps réel [Mariani et Murthy, 1997].

Dans l'environnement libéralisé, la fonction économique incluse dans l'EMS dépend de la structure du réseau. Selon la structure du réseau, l'OLF sera performé soit par les compagnies de production soit par l'opérateur système [Avila Rosales et al., 2000].

V.3.3 Fonction de traitement de données

Un diagramme schématisant cette fonction est présenté par la Figure V.3. Cette fonction vérifie la sécurité du réseau dans son état actuel ainsi que la consistance des mesures. Elles fournissent en sortie les conditions de fonctionnement actuelles du réseau.

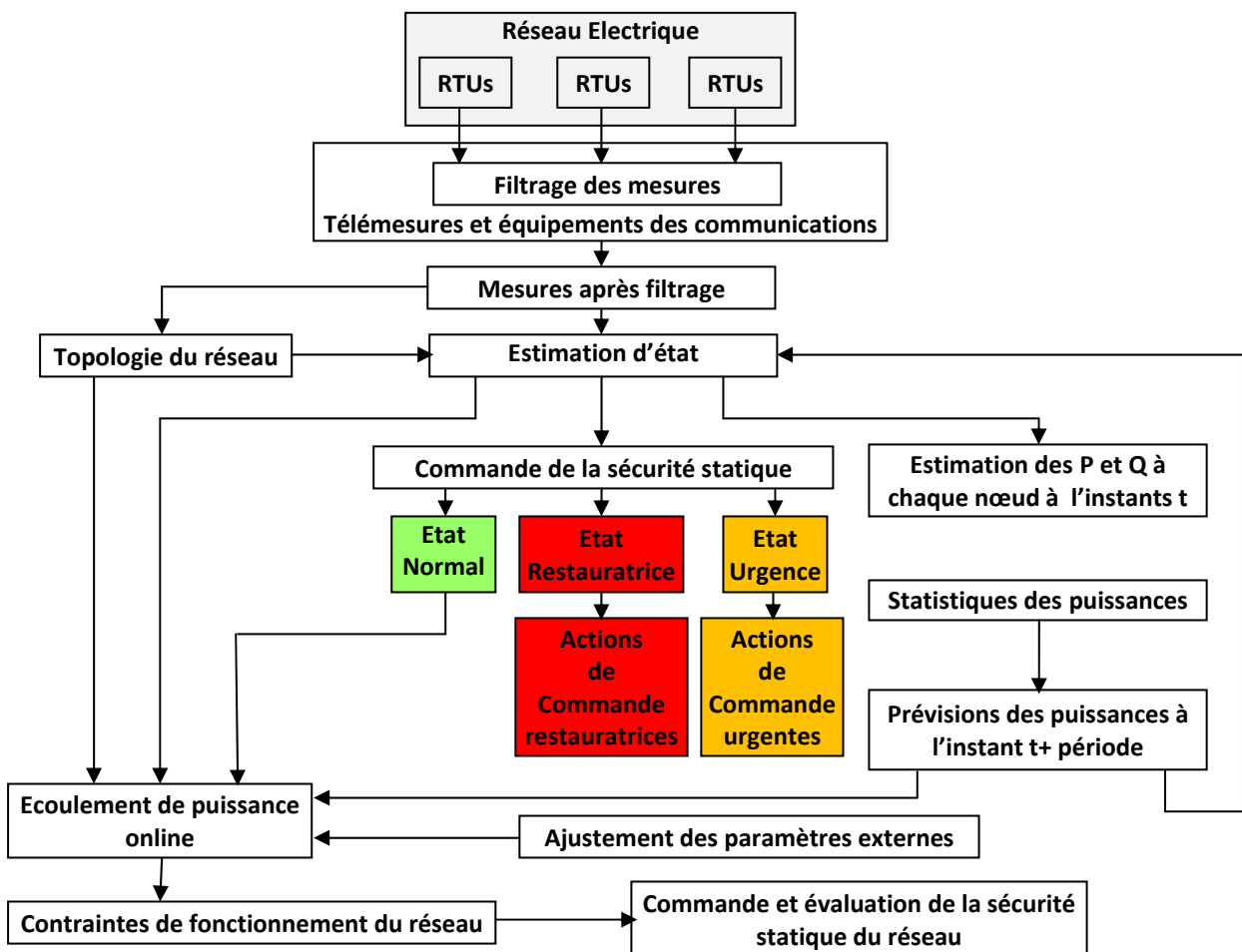


Figure V.3 Traitement des données

Les mesures reçues par le système SCADA à partir des unités terminales distantes (RTU) (Remote Terminal Units) passent par l'EMS. D'autres données sont introduites par l'opérateur. Les fausses mesures sont rejetées en les filtrant par tester leurs responsabilités ou la consistance entre les états des disjoncteurs et leurs informations relatives.

La topologie du réseau est un programme qui actualise le model électrique du réseau en se basant sur les données télémétriques concernant le statu ouvert/fermé des disjoncteurs afin de prendre en considération tous changement de topologie. Ce programme contient une description complète de chaque poste et comment sont connectés les différents éléments du réseau [Bose et Clements, 1987]. L'estimateur d'état utilise la topologie du réseau et un nombre limité et filtré des phaseurs tension des nœuds pour estimer ces phaseurs dans tous les nœuds du réseau. Pour but de détecter les mauvaises mesures, l'ensemble de mesures doit avoir un degré adéquat de redondance afin de permettre de réaliser des corrélations statistiques et calculer les valeurs des quantités non télémétries. L'information résultante est utilisée pour déterminer à un point donné les puissances active et réactive injectées dans tous les nœuds du réseau [Dy-Liaccio, 1978, Wollenberg et Wood, 1986, Mariany et Murthy, 1997].

La commande de la stabilité statique est parmi les fonctions qui font la différence entre les dispatchings traditionnels et modernes. Cette commande vérifie en temps réel si le réseau dans des conditions proches aux contraintes limite de la sécurité statique. Selon ces conditions, le réseau est classé comme normal, en urgence ou en restauratrice état. Cette vérification de limites est performée chaque quelque seconde [Ruiz-Viga, 2006].

Si le réseau est vérifié d'être en état normal de fonctionnement, un online LF détermine le point de fonctionnement actuel du réseau utilisant la topologie du réseau et les puissances injectées fournies par les fonctions précédentes d'EMS. Ces résultats sont utilisés comme des entrées pour la fonction économique et la fonction de sécurité.

V.3.4 Fonction de sécurité

Après l'obtention des conditions actuelles de fonctionnement, les operateurs utilisent les fonctions de sécurité afin d'évaluer le degré de sécurité du réseau. L'évaluation de la sécurité du réseau pour son état actuel est performée pour un ensemble probable de contingences, choisi par les opérateurs du réseau. Des fois, le principe de sécurité "n-1" est utilisé pour établir la liste des contingences : ce principe suggère de vérifier que la perte de n'importe quel élément du réseau ne mène pas le réseau vers un état instable [Handschin et Petroianu, 1991]. Le principe "n-1" peut être aussi appliqué dans l'évaluation de la stabilité transitoire en considérant deux contingences pour chaque élément du réseau, le premier est le court circuit triphasé et le second est la perte de l'élément concerné [Ruiz-Viga, 2006].

L'évaluation de la sécurité répond à la question "qu'est ce qui va se passer si l'un de l'ensemble des contingences probables aura lieu ?" Ce concept d'analyse du prochain ensemble de contingences représente une stratégie de conduite incontournable dans laquelle les operateurs doivent toujours vérifier si la prochaine contingence peut causer un problème, spécialement quand le réseau est diminué d'un ou de plusieurs équipement à cause des perturbations précédentes ou à cause des actions des operateurs [Dy-Liaccio, 1978].

La détermination du degré de sécurité pour le point de fonctionnement actuel est un travail très complexe : la fonction de sécurité doit analyser habituellement un ensemble de prochaines contingences dans un temps très court. Le nombre de contingence peut être très large. Par exemple, l'évaluation de la sécurité statique "n-1" d'un réseau de 1000 nœuds (avec une moyenne de 4 lignes par nœuds), exige l'évaluation de la sécurité pour le point de fonctionnement actuel sous approximativement 4000 perturbations.

A cause du nombre de données important et la complexité des analyses demandées, toutes les fonctions de sécurité dans un EMS (statique et dynamique) partage la même structure générale présentée par la Figure V.4.

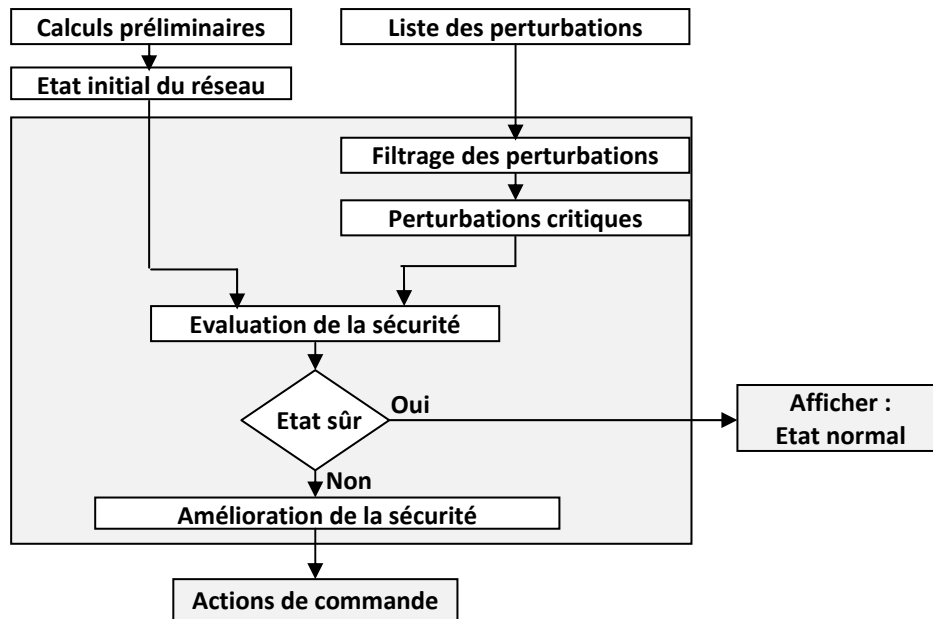


Figure V.4 Structure générale de la fonction sécurité d'un EMS

Les composants majeurs d'une fonction de sécurité online sont [Balu et al.,1992] :

- **Filtrage des contingences** : En utilisant les conditions actuelles de fonctionnement statique du réseau et un moyen de filtrage rapide, sélectionner les contingences les plus graves parmi la liste initiale.
- **Evaluation de la sécurité** : Déterminer si l'état de fonctionnement du réseau est sûr ou non pour chaque contingence graves.
- **Amélioration de la sécurité** : S'il y a au moins une contingence qui peut causer un problème potentiel de sécurité (perte de synchronisme, rupture de provisionnement en électricité, surcharge important des éléments du réseau), déterminer contremesures capables de garantir la sécurité du réseau en utilisant des actions de commandes.

Un effet important dans cette vue d'analyse de la sécurité online est que la détermination de la fiabilité du présent point de fonctionnement ne donne pas une image complète du problème, parce qu'on doit trouver une solution pour chaque scénario instable.

Jusqu'à maintenant, l'implémentation pratique des fonctions d'analyse de sécurité transitoire des grands réseaux en temps réel n'est pas faisable. L'analyse de la sécurité online est limitée seulement à la sécurité statique. La figure V.5 montre une représentation schématique des fonctions de sécurité et des fonctions économiques conventionnelles implémentées dans l'EMS.

Sur la Figure V.5, on peut facilement remarquer que la structure des fonctions d'analyse de la sécurité statique est la même que celle présentée sur la figure V.4. Le block de sélection de contingences utilise une méthode approximative pour filtrer un ensemble, habituellement, très large de perturbations et déterminer celles qui peuvent menacer la sécurité statique du réseau (surcharges des lignes ou problème de tension). La fonction analyse de contingence utilise une méthode plus précise pour l'évaluation de la sécurité du réseau. S'il y a des contingences identifiées d'être nuisibles, elles seront envoyées à la phase d'amélioration de la sécurité. Pour le cas de la sécurité statique, la phase d'amélioration est composée d'un programme d'OPF avec contrainte de sécurité dont la fonction est de trouver les différentes actions à entreprendre afin de résoudre un problème potentiel de sécurité.

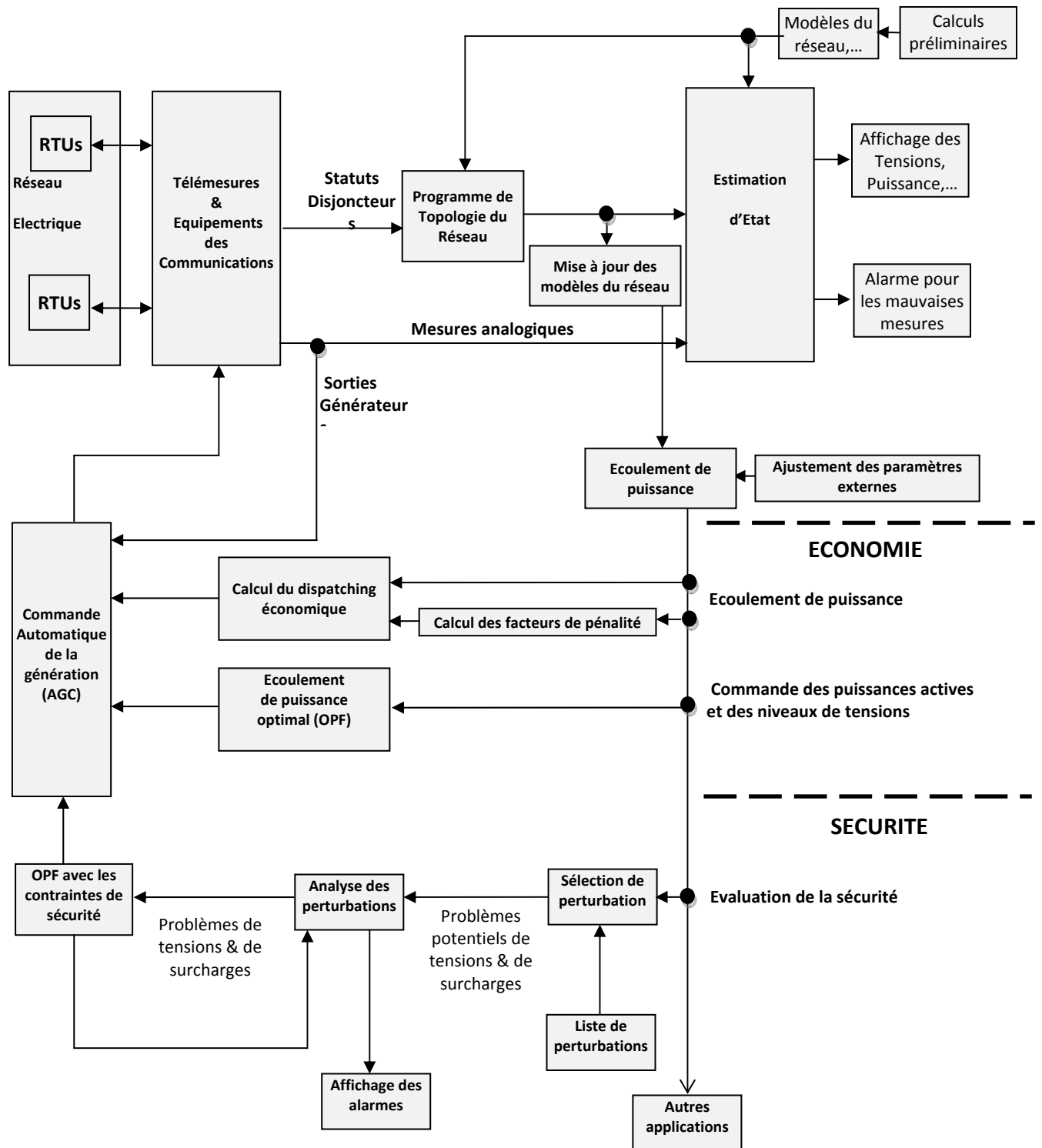


Figure V.5 Représentation schématique des fonctions de sécurité et des fonctions économiques conventionnelles implémentées dans un EMS

Les étapes présentées sur la figure V.5 sont performés périodiquement. Leur fréquence d'application est donnée par le tableau V.1.

L'exploitation et le commande online d'un réseau électrique sont des problématiques très complexes. Pour les résoudre, on est obligé de les décomposer en sous problèmes et en combinant les solutions de ces derniers, la solution complète du problème est obtenue. Nous allons discuter ci-après la décomposition du problème d'exploitation du réseau en cinq sous

états selon leurs degrés de sécurité. Cette procédure objecte à aider les opérateurs du réseau d'implémenter des actions souhaitables de commande qui dépendent du point de fonctionnement actuel du réseau.

Tableau V.1 Fréquence d'application des fonctions périodiques d'EMS	
Programme	Fréquence
Fonctions de traitement de données	
SCADA	2 s
Analyse online du réseau	
Fonctions économiques	
AGC	5 s
Dispatching économique	10 min
OPF	1 Heure
Fonctions de sécurité et autres	
Analyse de sécurité	15 min
Interface homme-machine	5 s
Adapté à partir de [Handschin et Petroianu, 1991]	

V.3.5 Etats d'exploitations

Dans la procédure online de prise de décision l'état de fonctionnement du réseau est classé selon son degré de sécurité afin d'aider les opérateurs à désigner des actions de commande appropriées. La plus part des chercheurs créditent Dy-Liacco pour définir ces différents états comme présenté sur la Figure V.6 [Dy-Liacco, 1967]. Différents aspects sont utilisés pour cette classification, comme l'équilibre général entre la production et la charge ou quelques limites statique du réseau.

Ainsi, dans l'**état normal**, l'équilibre général entre la production et la charge (plus les pertes) est assuré. En plus, tous les éléments du réseau fonctionnent à l'intérieur des intervalles tolérés de puissance et de tension, et le réseau peut résister à n'importe quelle perturbation de l'ensemble plausible.

Le réseau entre dans un **état d'alerte** lorsque le niveau de sécurité est faible de telle manière qu'une ou plusieurs perturbations de l'ensemble plausible mènent le réseau vers un point de fonctionnement ou quelques éléments seront surchargés (**état d'urgence**) ou vers la perte de synchronisme si la perturbation est très sévère (**état extrême**). Dans l'état d'alerte, le réseau reste intact et l'équilibre production-consommation et les contraintes de la sécurité statique sont toujours garanties.

Après l'occurrence d'une grande perturbation, le réseau peut entrer dans un état d'urgence pour lequel plusieurs tensions nodales sont basses et/ou les surcharges de plusieurs éléments dépassent leurs temps de réglage. Le réseau est toujours intact et peut être ramené à l'état d'alerte par des actions de commande correspondent à l'état d'urgence. Il est possible aussi que des conditions d'état d'urgence se réunissent pour lesquels une forte perturbation peut menacer la stabilité transitoire du réseau. Dans ce cas, la durée d'états d'urgence et le temps possible pour agir sont très courts et dépendent de la nature et de la sévérité de la perturbation. Ce temps peut varier de zéro à quelques centaines de millisecondes [Kundur, 1994]. Quelques actions de commande correspondantes à cet état sont décrites plus tard dans ce chapitre.

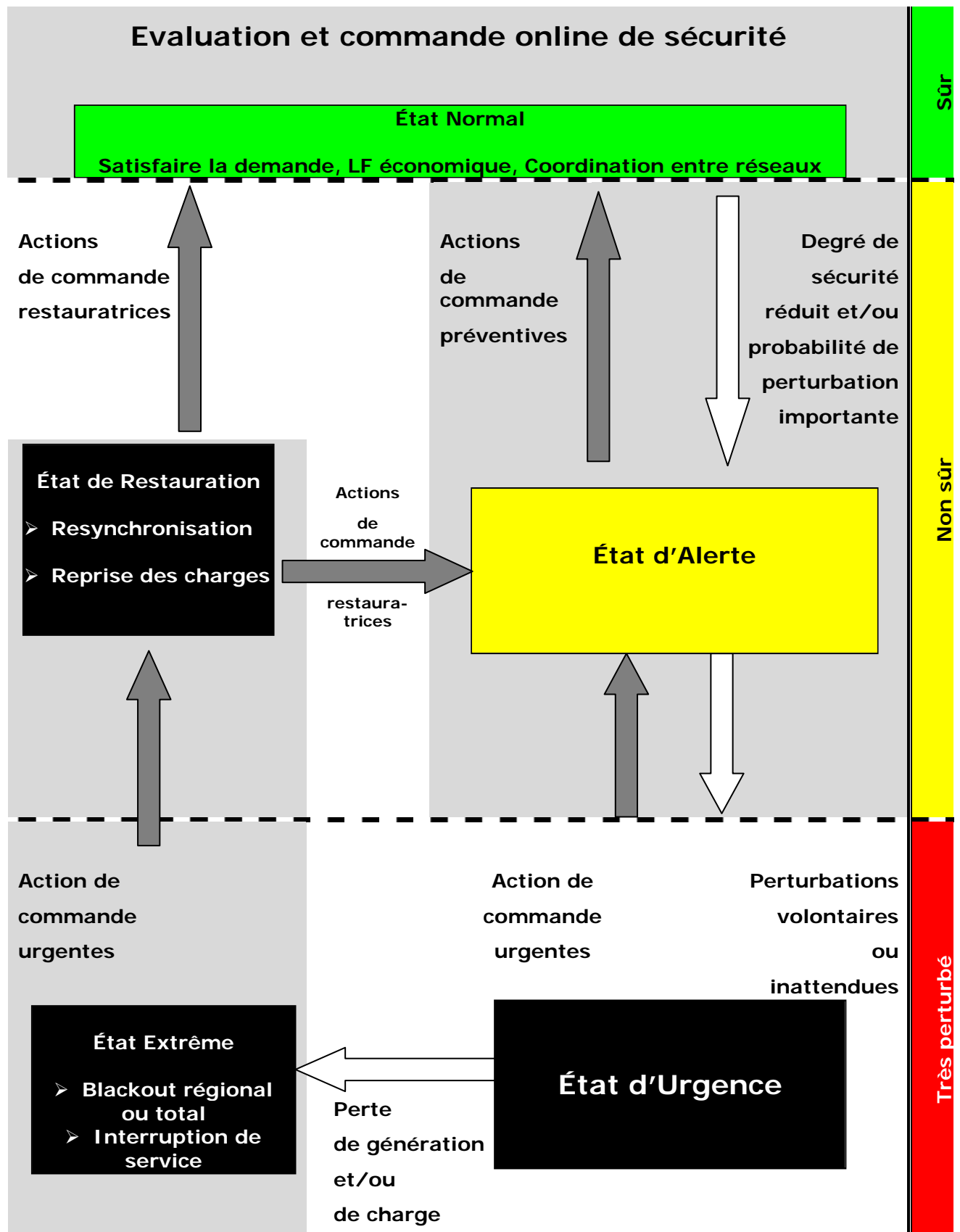


Figure V.6 Diagramme de transition entre états de fonctionnement d'un réseau électrique

Si ces actions ne sont pas appliquées ou ne sont pas efficaces, le réseau sera entré dans un état extrême: des déclenchements en cascade et la perte des parties importantes du réseau en résultent. D'autres actions de commande comme le délestage de charges ou séparation entre régions sont utilisées pour sauver le réseau d'un black-out total [CIGRE 2001].

Dans l'état de restauration, les exploitants du réseau effectuent des actions de commande objectant de reconnecter tous les éléments du réseau et de reprendre l'alimentation des charges. Le réseau peut atteindre un état normal ou un état d'alerte. Les caractéristiques définissant les différents états du réseau sont présentées dans le tableau V.2 ci-après. Ces caractéristiques fournissent un cadre aux exploitants pour implémenter des alarmes ou des actions de commandes selon les variations des conditions du réseau.

Etat	Equilibre de puissance	Contrainte techniques et économiques	Principe N-1
Normal	Satisfaite	Satisfaite	satisfaite
Alerte	Satisfaite	Satisfaite	non satisfaite
Urgence	Satisfaite	non satisfaite	non satisfaite
Extrême	non Satisfaite	non Satisfaite	non Satisfaite
Restauration	non Satisfaite	non Satisfaite	non Satisfaite

Il est très intéressant de noter que le passage d'un état à un autre avec un niveau de sécurité élevé est toujours effectué en utilisant des actions de commande. Les exploitants possèdent différentes actions de commande, souhaitables pour chaque état du réseau. La section suivante présente la décomposition du problème de commande globale aux petits problèmes de commande pour designer des mesures de commande appropriées pour chaque état de fonctionnement.

V.4 Commande de la sécurité dans un réseau électrique

Sous des conditions variables de fonctionnement, les exploitants visent à repartir des quantités de puissance pour quelques zones ou transférer autant de puissance que possible pour supporter une autre région en état d'urgence inattendu, tout en maintenant un niveau acceptable de sécurité et d'économie [Xue, 1988, El-Kadi et al, 1986]. La sécurité statique est toujours évaluée online pour s'assurer que les tensions nodales et les transites dans les branches ne dépassent pas les limites autorisées et pour déterminer le degré de sécurité pour les conditions actuelles de fonctionnement.

Si le système est en état normale de fonctionnement, les exploitants peuvent exécuter les fonctions économiques d'EMS afin de réduire le coût de fonctionnement.

Si le niveau de sécurité n'est pas acceptable, les exploitants doivent prendre des actions de commande pour résoudre ce problème d'insécurité et transiter le réseau d'un point de fonctionnement vers un autre plus sûr.

V.4.1 Actions de commandes préventives et correctives

Selon le degré de sécurité, différentes actions de commande peuvent être appliquées. Une première classification des ces derniers peut être établie comme suit [Kundur et Morrison, 1998, Ernst et al., 2000, Wehenkel, 2000]:

- **Actions de commande préventives.** Quand le réseau est en état d'alerte, des décisions doivent être prises pour minimiser la vulnérabilité du réseau vis-à-vis des perturbations probables (incluant l'armement des actions de commande automatique d'état d'urgence).
- **Actions de commande correctives.** Apres l'occurrence d'une perturbation, agir sur le réseau afin de minimiser la durée et l'étendue géographique de la contingence. Selon l'état de fonctionnement, ces commandes peuvent être classifiées en :

- **Actions de commande urgentes.** Elles sont les actions performées alors que le réseau est en état d'urgence ou en état extrême, afin de minimiser l'impacte de la perturbation. Elles peuvent être des déconnexions des consommateurs ou quelques éléments du réseau.
- **Actions de commandes restauratrices.** Il s'agit des actions performées pendant l'état de restauration. Leurs but est de connecter toutes les installations du réseau et reprendre toute la charge du réseau.

état de fonctionnement	Actions de commande
Alerte	Commandes préventives <ul style="list-style-type: none"> ➤ Revoir le plan de charge ➤ Réarrangement de la topologie du réseau ➤ Augmentation de la réserve tournante
Urgence	Commandes d'urgence <ul style="list-style-type: none"> ➤ Ilotage des générateurs (automatique) ➤ Elimination rapide du défaut (automatique) ➤ Amortissement des oscillations dynamiques (automatique) ➤ Accroître les actions du système d'excitation (automatique) ➤ Intervention des systèmes FACTS (automatique) ➤ Modulation des lignes HVDC (possible manuellement) ➤ Modulation de la charge (possible manuellement) ➤ Manipulation des capacités et/ou selfs (possible manuellement) ➤ Toutes les commandes de l'état d'alerte
Extrême	Actions Héroïques (Commandes d'urgence) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Délestages des charges (possible manuellement) ➤ Séparation des zones (automatique) ➤ Toutes les commandes des états d'urgence et d'alerte
Restauration	Commandes restaurateurs <ul style="list-style-type: none"> ➤ Démarrages des groupes, resynchronisation et couplage ➤ Reprise des charges ➤ Resynchronisation et interconnexion des zones

Quelques commandes d'urgences listées sur le tableau V.3 peuvent être actionnées manuellement dans les cas d'insécurité relative à des phénomènes longs comme le problème d'instabilité à long-termes ou le problème de sécurité statique. Dans le cas du problème extrêmement rapide de sécurité transitoire, les actions urgentes de commande sont établies à l'avance et elles sont toujours activées automatiquement.

Malgré que les commandes urgentes sont appelés formellement "commandes supplémentaires séparés" [Kundur, 1994, CIGRE, 2001] elles ne sont pas considérés supplémentaires pour les réseaux des deux dernières décennies qui fonctionnent dans des conditions très stressantes ou des quantités d'énergie actives importantes sont transférées périodiquement sur de très longues distances. Une raison de ces pratiques est que, dans plusieurs cas, l'application d'une commande urgente peut être moins chère que le renforcement du réseau pour augmenter les limites de transfert de puissances [Nielsen et al., 1988].

L'utilisation des commandes urgentes est justifiée seulement dans des cas spéciaux. Bien qu'ils améliorent la sécurité du réseau, ils imposent des fonctions très compliquées sur quelques équipements. Leurs applications doivent être basées donc sur des évaluations prudentes et précises de sécurité, de bénéfices et du coût. Dans la plus part du temps, ils ne sont pas continus et sont désignés à être appliqués seulement après la reconnaissance d'un défaut ou d'une combinaison d'événements particuliers. Par exemple, l'ilotage d'un ou de plusieurs

générateurs d'une centrale si un défaut ou une combinaison de défaut affectent les lignes reliant cette centrale avec le reste du réseau [Beshir et al., 1989].

Ce présent travail traite les actions de commande urgentes et préventives pouvant améliorer la sécurité transitoire d'un réseau électrique.

Avant ça, nous introduisons une distinction entre les différents types des actions de commande urgentes et préventives.

V.4.2 Commande en boucle fermée et en boucle ouverte

Les commandes de sécurité d'un réseau électrique peuvent être classées en deux catégories essentielles [Wehenkel, 1999]:

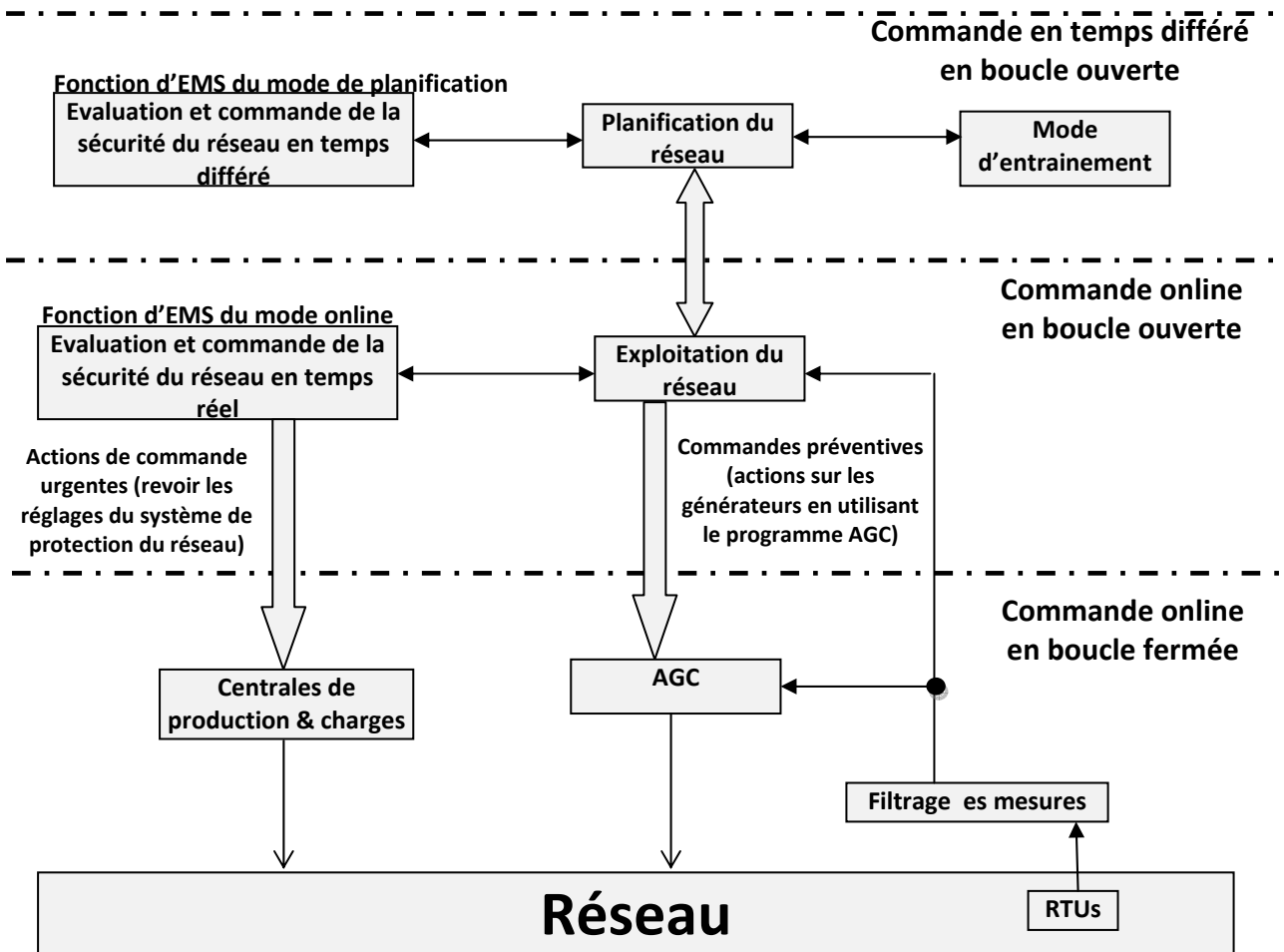


Figure V.7 Applications des fonctions EMS dans les différents contextes de commande et d'évaluation de la sécurité du réseau

- **Commandes en boucle ouverte.** Ces commandes sont paramétrées en mode préventif en utilisant la simulation pour prédire le comportement du réseau suite à des perturbations bien définies. En cas d'insécurité, on détermine si des actions des commandes urgentes et préventives souhaitables existent pour résoudre ce problème et comment peuvent être appliquées (Les conditions sous lesquels ces actions de commande de sécurité doivent intervenir) :
 - Dans le cas des actions de commande préventives, la contremesure principale de revoir le plan de charge incluant la diminution de la production du générateur concerné ou la puissance transitée dans la ligne concernée. Un nouveau plan de

charge sera donc proposé aux exploitants du réseau qui décident sur l'application ou non.

- Si une action de commande urgente est choisie, les conditions pour lesquelles cette action sera appliquée doivent être déterminées et les relais de protections sont réglés d'une manière appropriée. Les commandes urgentes de sécurité agissent de la façon "tout ou rien" et sont déclenchées suite à un défaut particulier en recevant un signal d'une protection très bien appropriée. Le résultat de l'application d'une telle commande est toujours la déconnexion de quelques générateurs et/ou charges.

L'avantage de ces commandes est qu'ils sont des applications rapides, fiables et prévisibles. Ils ont les mêmes caractéristiques essentielles des systèmes de protection classiques.

La figure V.7 présente les actions de commande en boucle ouverte qui peuvent être activées à partir des EMS installés dans les centres de commande des réseaux électriques pour différents contextes d'évaluation et de commande de sécurité. Les conditions actuelles des réseaux sont utilisées pour performer des études qui donne des directives aux exploitants afin d'actualiser les réglages des systèmes de protection et/ou revoir le plan de charge pour maintenir le réseau dans un état normale de fonctionnement.

- **Commandes en boucle fermée.** Il s'agit ici essentiellement des commandes urgentes. Ils se basent sur des mesures en temps réel et des fois utilisent des canaux de communication et des appareils de mesures spéciaux afin d'opérer d'une manière rapide et fiable. Ils adaptent l'amplitude des actions de commande aux conditions réelles trouvées dans l'état d'urgence. On peut citer l'exemple de délestage de charges par baisse de fréquence pour lequel la mesure de l'indice de sévérité d'une perturbation (des fois la chute local de fréquence) est utilisée pour déterminer la quantité de charge à délester. Un autre exemple est l'ilotage des générateurs dont le nombre va dépendre de la prédiction de la sécurité globale du réseau [Zhang et al. 1997, Pavella et al. 2000]. L'avantage principal de ces commandes, en plus de leur nature de boucle fermée, est leurs robustesses vis-à-vis les incertitudes.

V.4.3 Discussion

Il est intéressant de noter que toutes les actions de commande de sécurité (que se soit préventives ou urgentes, en boucle fermée ou en boucle ouverte) modifient d'une manière ou d'une autre l'équilibre production-consommation du réseau. Les commandes urgentes nécessitent la modification de cet équilibre d'une manière plus importante que les commandes préventives car ils sont utilisés dans des conditions de fonctionnement du réseau très stressantes après l'occurrence d'une perturbation. Cependant, les commandes urgentes peuvent fournir un très bon compromis entre la sécurité et l'économie (un dilemme très ancien) et ceci puisque la sécurité est évaluée pour des perturbations anticipées et non sûr d'avoir lieu.

Dans le cadre de la stabilité transitoire, où les phénomènes se développent d'une manière très rapide, il est intéressant de combiner les actions de commande préventives et urgentes, judicieusement choisies pour garantir efficacement la réponse désirée du réseau, tout en respectant les performances globales du réseau.

Les derniers changements dans les structures financières de l'industrie d'électricité ont créé de nouveaux problèmes, en compliquant ainsi l'applicabilité des actions de commandes de sécurité. En plus de la tâche difficile d'identification des problèmes d'insécurité online, les actions de commande désignées doivent prendre en considération leurs conformités sinon faisabilités de point de vue marché d'électricité. Comme exemple, l'ilotage des groupes nécessite, en plus de la détermination des groupes candidats à l'ilotage, le respect des mécanismes du marché d'électricité pour le changement de production.

Le problème d'évaluation et de commande online de la sécurité du réseau, résolu pour la sécurité statique, reste une question ouverte pour la sécurité dynamique et transitoire. Ce chapitre traite ce dernier problème. Le paragraphe suivant présente la structure générale d'une fonction hybride pratique d'évaluation et de commande online de la sécurité transitoire basée

sur les trois méthodes discutées précédemment dans cette thèse. Il s'agit des méthodes d'intégration numérique, des fonctions énergétiques et des RNA.

V.5 Commande de la sécurité transitoire

V.5.1 Introduction

Dans le contexte de la stabilité transitoire, la commande objecte de stabiliser les perturbations pouvant causer la perte de synchronisme au réseau. Elle traite les perturbations instables critiques et propose des contremesures capables afin de les stabilisées. La décision de prendre en charge ces contremesures revient toujours aux exploitants du réseau.

Dans notre travail les actions de commande concernent la révision du plan de production et le délestage des charges.

V.5.2 Principe général

Pour un plan de charge, un plan de production et un plan de protection donnés, une perturbation peut être stable ou instable. Si la perturbation est instable, on peut agir seulement sur les deux premiers plans en révisant les charges ou les générations. On propose plusieurs scénarios de production et on revalue la stabilité pour la perturbation étudiée. Si aucun plan de production ne rend la perturbation stable alors on fait recours à un délestage de charge.

Pour une liste de perturbations, le nombre de simulation avec la méthode d'intégration numérique prend un temps énorme pour évaluer la sécurité transitoire du réseau en exploitation. La solution est d'utiliser les méthodes intelligente et énergétique afin de filtrer et classer les perturbations avant d'analyser les plus critiques par la méthode précise d'intégration numérique.

L'hybridation entre les trois méthodes pour l'évaluation et la commande en boucle ouverte de la sécurité transitoire d'un réseau électrique en exploitation est expliquée dans le paragraphe suivant.

V.5.3 Différents étapes de commande de la sécurité transitoire

Pour commander un réseau électrique en vue d'améliorer sa sécurité transitoire en exploitation, on a suivi la méthodologie suivante :

Etape 1 :

L'exploitant du réseau identifie une liste de perturbations critiques pouvant entraîner une désynchronisation entre les générateurs du réseau pour le point de fonctionnement périodique suivant (la périodicité peut être un quart d'heure ou une demi-heure);

Etape 2 :

Calculer l'écoulement de puissance ainsi que les solutions initiales des variables d'état du réseau pour le point de fonctionnement périodique suivant ;

Etape 3 :

Pour un temps d'élimination du défaut T_{E1} supérieur au temps de réponse du système de protections, filtrer les perturbations en utilisant une approche intelligente basée sur un réseau de neurones artificiels. Le RNA utilisé dans cette partie est celui optimisé dans le chapitre IV, il est constitué de 4 couches:

- La couche d'entrée constituée de 20 entrées. Ces entrées sont les résultats d'un processus d'optimisation par algorithme génétique du vecteur d'entrées du RNA discutés en paragraphe **IV.4.6.a**.
- Une couche de sortie avec une valeur numérique η_1 indiquant la stabilité ou l'instabilité du réseau suite à une perturbation selon que cette valeur est proche de 1 ou proche de zéro.
- Deux couches cachées comportant 14 neurones chacune.

L'ensemble de perturbation est classé en deux sous-ensembles, ensemble des perturbations stables et l'ensemble des perturbations instables. Les perturbations stables sont à écarter.

Etape 4 :

Pour les perturbations jugées instables dans l'étape 3 et pour un temps d'élimination du défaut T_{E2} supérieur au temps de réponse du système de protections et inférieur à T_{E1} , faire une classification en utilisant la méthode énergétique (ME) discutée en chapitre III. Cette classification est basée sur les énergies potentielles et cinétiques des générateurs qui permettent de définir un indice de sécurité η_2 (voir la partie III.7). La perturbation est classée stable ou instable selon que la valeur de cet indice est positive ou négative.

Etape 5 :

Evaluer par la méthode précise d'intégration numérique les perturbations jugées stables dans l'étape 4 et pour un temps d'élimination du défaut T_{E3} supérieur à T_{E2} et inférieur à T_{E1} . Les perturbations jugées stables dans cette étape sont à écarter.

Etape 6 :

Stabiliser les perturbations jugées instables dans les étapes 4 et 5 par les deux actions suivantes:

- La révision du plan de production (soulager les groupes critiques qui ont perdu le synchronisme en baissant leur production avec un certain pourcentage et dispatcher cette production sur les autres groupes) et l'évaluation de nouveau la stabilité du réseau pour cette liste de perturbations;
- Le délestage de charge en cas extrême. (Chaque réseau définit son plan de défense en situations délicates. Ce dernier est basé sur l'identification des charges à délester selon le niveau de fréquence du réseau). L'exploitant peut se baser sur ce plan pour délester quelques charges afin de s'assurer de la sécurité du réseau pour cette ensemble de perturbations critiques. Le délestage des charges est suivi par une révision des niveaux de production des groupes critiques.

Le choix de l'une des deux actions ainsi que le pourcentage de soulagement des groupes critiques se fait au début du lancement du programme.

Etape 7 :

Analyser le rapport et prendre les mesures nécessaires pour assurer la sécurité transitoire du réseau pour le futur point de fonctionnement.

V.6 Organigramme de l'approche hybride proposée pour l'évaluation de la sécurité transitoire

L'organigramme suivant présente l'approche proposée dans cette thèse pour l'évaluation de la sécurité transitoire d'un réseau d'énergie électrique.

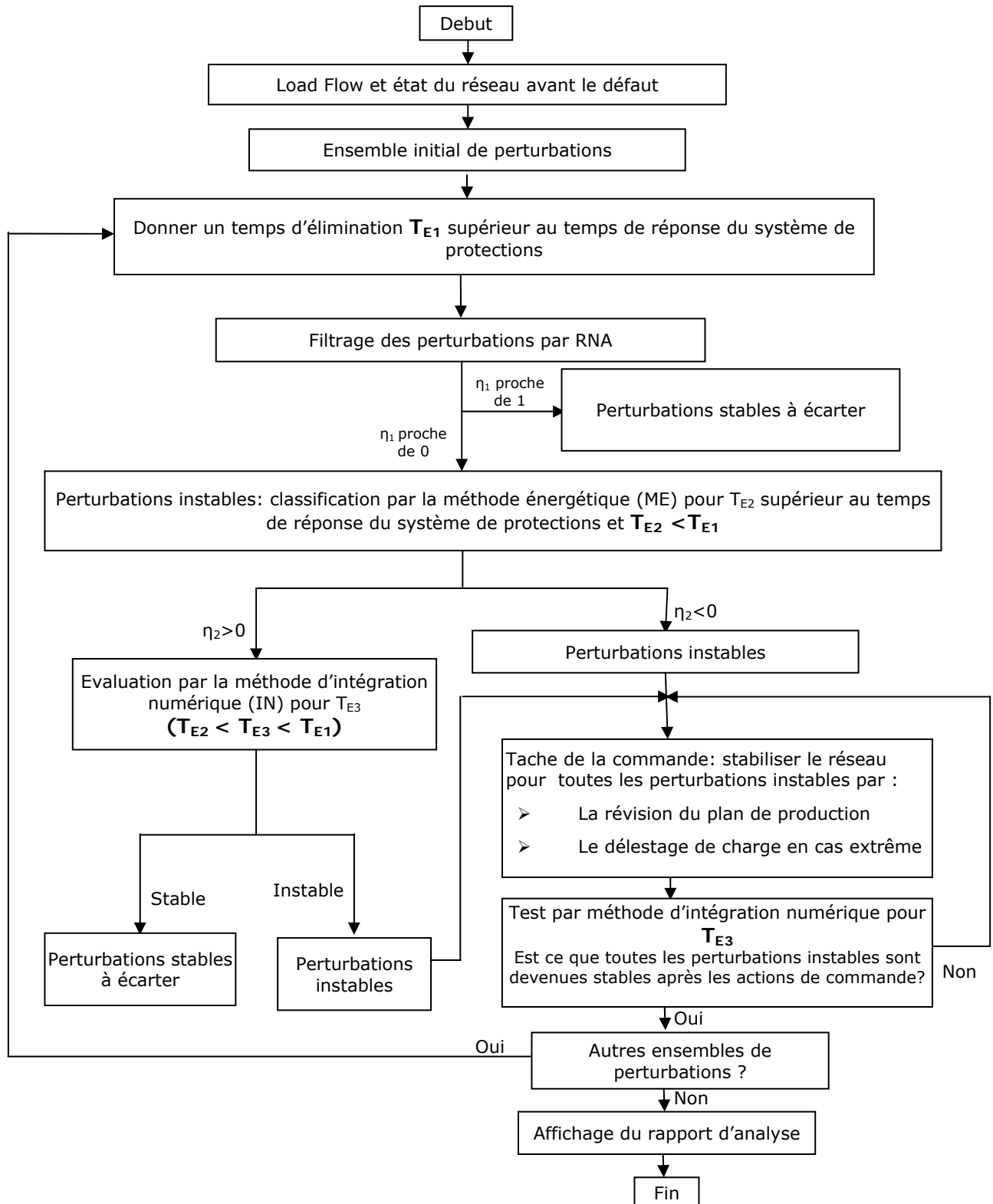


Figure V.8 Organigramme de l'approche hybride proposée

V.7 Application au réseau New England 10 G 39 Bus

Les figures suivantes présentent l'évolution des différentes variables des 10 générateurs pour un court circuit au nœud 14 éliminé après 300 ms.

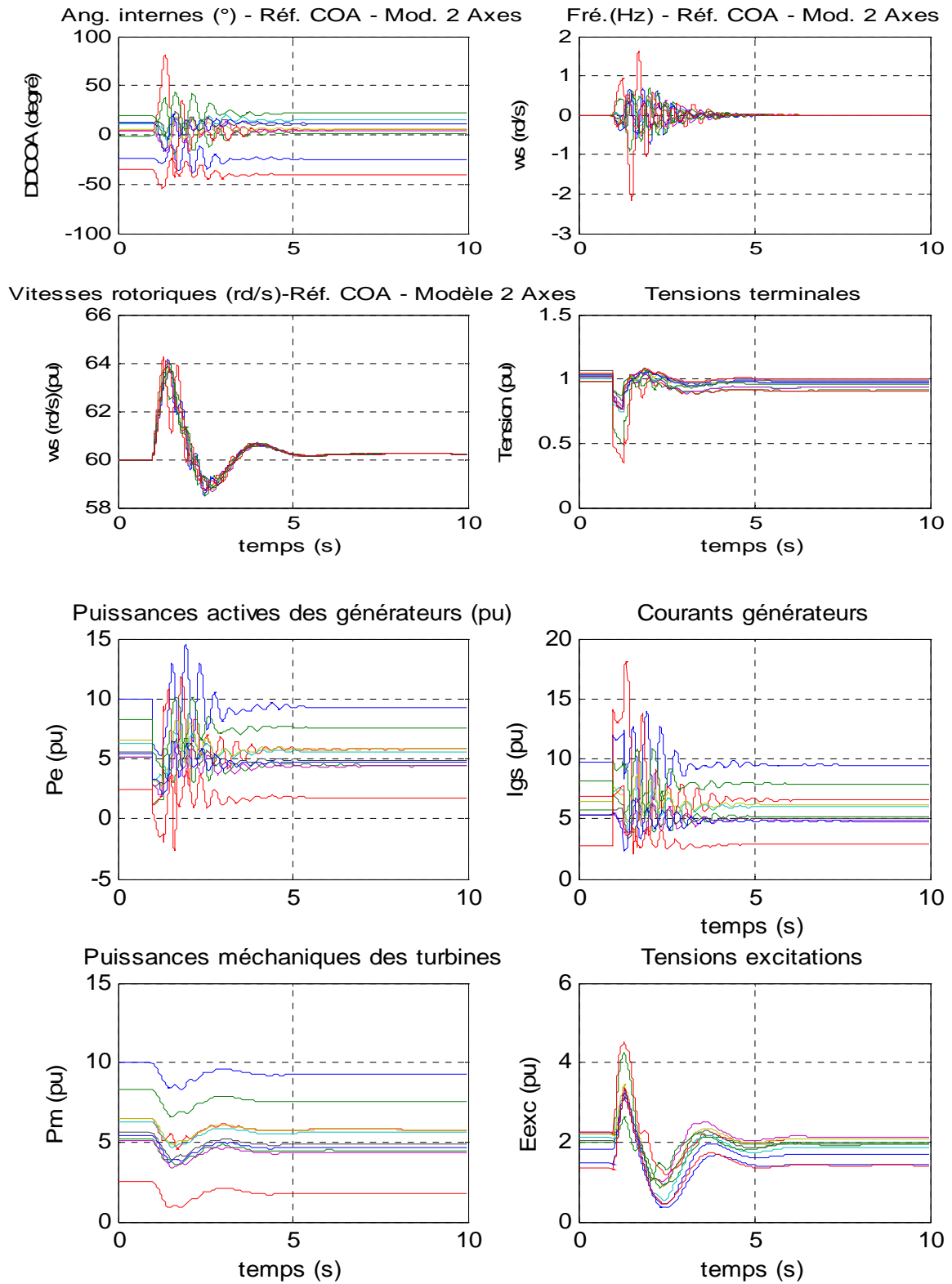


Figure V.9 Résultats de simulation d'un CC au nœud 14 éliminé après 300 ms (New England 10 G 39 Bus)

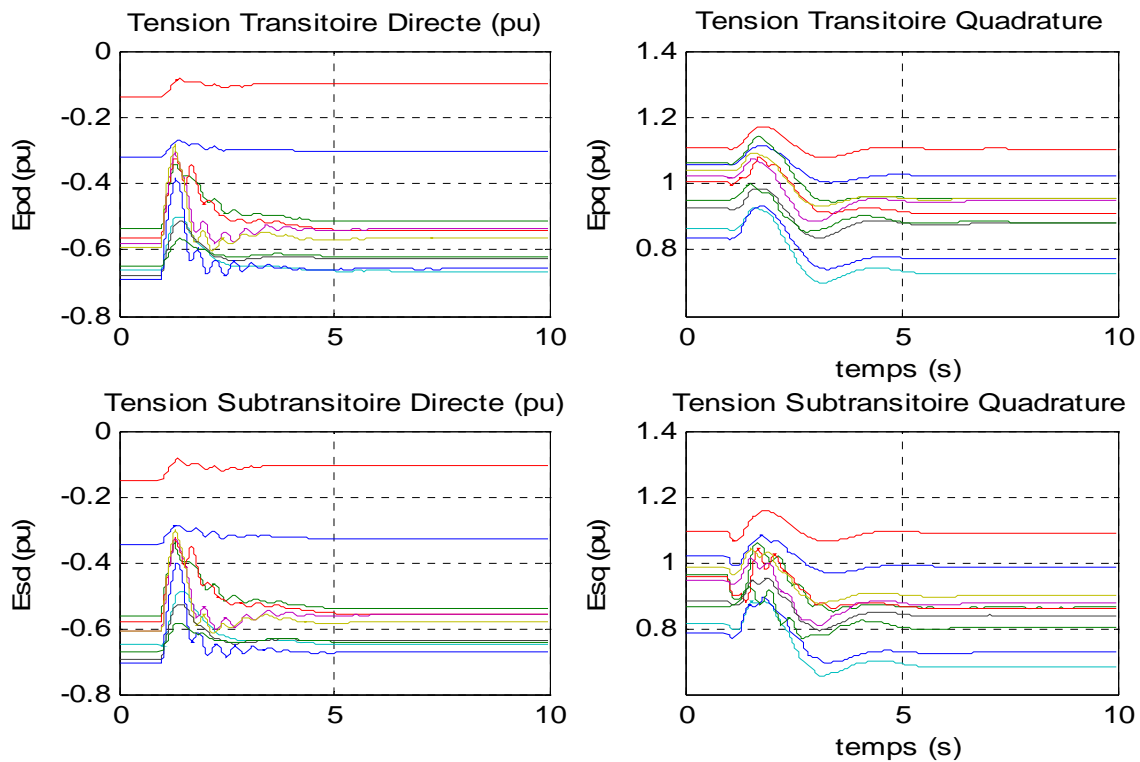


Figure V.10 Résultats de simulation d'un CC au nœud 14 éliminé après 300 ms (tensions subtransitoires) (New England 10 G 39 Bus)

L'ensemble de perturbations considérées est constitué de courts-circuits éliminés par l'ouverture de la ligne en défaut et courts-circuits éliminés sans l'ouverture de ligne. Ceci nous crée une base de données de 141 perturbations.

Le RNA utilisé pour le filtrage est constitué de deux couches cachées contenant chacune 14 neurones. Le vecteur d'entrée a été optimisé par un Algorithme Génétique présenté en paragraphe IV.4. Le RNA résultant est entraîné en utilisant un ensemble d'apprentissage très riche. Le RNA ainsi entraîné fournit pour l'ensemble de perturbations considérées dont le temps d'élimination de défaut T_{E1} est donné par l'exploitant du réseau électrique, une réponse stable ou instable.

La classification des perturbations jugées instables par le RNA pour T_{E1} est assurée par la méthode énergétique qui utilise le modèle à deux axes des machines synchrones et se base sur l'approche de la surface limite de l'énergie potentielle pour évaluer le temps critique et le comparer avec le temps d'élimination T_{E2} fixé par l'exploitant du réseau électrique.

L'ensemble de perturbations jugées instables par la méthode énergétique seront évaluées par la méthode précise d'intégration numérique. Le modèle détaillé de six équations de la machine synchrone est utilisé dans cette approche. La méthode d'intégration numérique utilisée est celle de Runge-Kutta de 4^{ème} ordre.

Tableau V.4 Résultats obtenus par l'approche hybride							
Niveau de charge	Nombre de perturbations initiales	Filtrage par RNA ($T_{E1} = 400$ ms)		Classification par ME ($T_{E2} = 300$ ms)		Evaluation par IN ($T_{E3} = 350$ ms)	
		Nombre de perturbations stables	Nombre de perturbations instables	Nombre de perturbations stables	Nombre de perturbations instables	Nombre de perturbations stables	Nombre de perturbations instables
100 %	142	111	31	13	18	13	5
90 %	142	142	0	142	0	142	0

En diminuant la charge demandée à 90 %, la sécurité du réseau est assurée pour n'importe quel défaut de la liste des perturbations données ci-dessus. D'autres solutions peuvent être envisagées en pratique comme le redispatching de la génération s'il ya des réserves tournants ou le démarrage d'autres centrales de production à l'arrêt. Il est envisageable aussi pour des travaux futures de déterminer l'ensemble des générateurs critiques et les commandés en boucle fermée afin de les rendre plus stables en agissant sur leurs niveaux de production.

V.8 Conclusion

Dans ce chapitre, une approche hybride basée sur les différentes méthodes présentées dans les chapitres II, III et IV est proposée. Cette approche hybride permet l'évaluation et la commande de la sécurité transitoire d'un réseau électrique en exploitation en tenant compte des réglages des protections. L'approche a été testée sur le réseau New England composé de 10 générateurs et de 39 nœuds et a donné des résultats prometteurs. L'approche permet à l'exploitant du réseau pour un niveau de charge et une topologie donnés de savoir rapidement si le réseau est transitoirement stable ou instable pour un ensemble de perturbations prédéfinies. Pour les perturbations instables, elle propose aux exploitants du réseau des mesures préventives afin de remédier au problème de sécurité transitoire.

Conclusion générale

Conclusion générale

Les réseaux d'énergie électrique ne cessent de se développer. L'extension des réseaux interconnectés rendent le système fortement sensible aux perturbations. A côté des changements normaux (ex. Arrêt programmé des éléments pour maintenance ou petite variation de la charge), les réseaux électriques sont toujours soumis à des changements soudains et imprédictibles dans leurs structures et leurs conditions de fonctionnement. Ces perturbations sont généralement causées par un défaut dans un élément important du réseau, une erreur humaine, une calamité naturelle ou des conditions climatiques. Les divergences transitoires et permanentes causées par une perturbation peuvent activer séparément les systèmes de commande d'urgence et les systèmes de protections, déclenchant des éléments du réseau pour corriger ou limiter les effets de la perturbation. L'écoulement de puissance est ensuite redistribué entre les éléments restants du réseau causant, parfois, des surcharges sur d'autres éléments, et l'action de déclenchement correspondante de leurs systèmes de protection pour éviter leurs endommagements. Ce processus répétitif de surcharge et de déclenchement des éléments du réseau est connu par déclenchement en cascade, et peut mener éventuellement vers le blackout.

Notre travail entre dans le cadre du développement des nouveaux outils d'évaluation de la sûreté de fonctionnement en régime transitoire des systèmes d'énergie électrique en temps réel. Le but de tels outils est d'éviter un des scénarios précités de blackout. Ces outils doivent considérer, selon le contexte d'application, les modèles simples et/ou détaillés des différents éléments constituant un réseau électrique. Ils doivent aussi permettre à l'utilisateur, selon la précision recherchée, de choisir entre différentes méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.

Notre travail de recherche s'est articulé autour des points suivants :

- La modélisation d'un réseau d'énergie électrique, modélisation adaptée pour l'évaluation de la sécurité transitoire par différentes approches ;
- La construction d'une fonction énergétique tenant compte des modèles détaillés des composants du réseau ;
- L'application des algorithmes intelligents pour la construction et l'optimisation d'un RNA pour but de filtrage des perturbations ;
- L'élaboration des programmes sous MATLAB et C++ pour répondre aux exigences d'exploitation des réseaux actuels.

Nous avons commencé la première partie de cette thèse, par l'identification des différents types de stabilité d'un système d'énergie électrique et nous avons trouvé que la stabilité transitoire impose les conditions les plus sévères comparée aux autres types de stabilité. Par la suite, nous avons identifié les trois classes des différentes approches d'évaluation de la stabilité transitoire et nous avons examiné la capacité de chaque approche à répondre aux conditions imposées par les règles d'exploitation actuelles des réseaux d'énergie électrique. Nous avons trouvé que nous pouvons répondre à ces exigences par des combinaisons convenables entre les méthodes d'intégration numériques, les méthodes directes énergétiques et les méthodes d'intelligence artificielle.

Dans le deuxième chapitre nous avons développé les modèles mathématiques les plus détaillés pour les différents éléments du réseau qui nous permettent d'analyser les phénomènes siégeant dans un réseau lors des perturbations menant à des blacks-outs. Tous les modèles dynamiques du réseau développé ont été programmés et testés sur différents réseaux. Les modèles sont testés via des codes de calcul programmés sur MATLAB et C++. Plusieurs méthodes numériques sont utilisées pour la résolution des systèmes d'équations algébriques et différentielles non linéaires. Les méthodes numériques programmées sont : Euler modifiée, Runge-Kutta 4^{ème} ordre et Trapèze combinée avec la méthode de Gauss-Seidel. Plusieurs

réseaux test sont simulés en utilisant les programmes élaborés. Les résultats de simulation sont validés en simulant sur le logiciel EUROSTAG les mêmes réseaux test.

Dans le troisième chapitre nous avons développé une méthode énergétique pour l'évaluation rapide de la sécurité transitoire d'un réseau électrique. Nous avons construit une fonction énergétique pour des modèles détaillés des réseaux incluant les FACTS. Cette méthode est utilisée pour définir des indices de sécurité précis et rapides permettant des applications en temps réel.

Dans le quatrième chapitre nous avons appliqué les réseaux de neurones pour l'évaluation de la stabilité transitoire. Nous avons testé deux approches différentes pour l'optimisation du vecteur d'entrée du RNA. La première est basée sur les plans d'expériences et la deuxième sur les algorithmes génétiques. Nous avons réussi à construire un réseau de neurones capables de distinguer d'une manière rapide entre les perturbations stables et instables. Ce RNA appliqué au réseau test *New England* 10 machines-39 Nœuds a donné des résultats très prometteurs.

Dans le cinquième chapitre nous avons proposé, en combinant entre les méthodes présentées aux chapitres II, III et IV, une approche hybride pour l'évaluation et la commande de la sécurité transitoire d'un réseau électrique en exploitation. L'approche testée sur le réseau *New England* a donné des résultats satisfaisants.

Recommandations et Perspectives

Pour l'approche d'intégration numérique, nous avons utilisé la méthode de Gauss-Seidel dans la résolution du système d'équations algébriques obtenues en appliquant la méthode du Trapèze. Cette dernière étant utilisée sur le système d'équations différentielles et algébriques modélisant la dynamique d'un réseau d'énergie électrique. La méthode de Gauss-Seidel peut être remplacée par la méthode de Newton-Raphson pour réduire le temps de simulation. Aussi, et dans l'objectif d'accélérer la simulation, il faut trouver un moyen pour faire varier automatiquement le pas d'intégration le long de la simulation.

- La méthode des plans d'expérience, appliquée pour l'optimisation du vecteur d'entrée du RNA pour un petit réseau test de 3 générateurs et 9 nœuds, peut être étendue aux grands réseaux moyennant les plans factoriels fractionnaires.
- Plusieurs programmes ont été élaborés, mais l'exploitation facile de ces programmes impose leur implantation dans un environnement orienté objet C++.
- Les outils développés dans ce modeste travail peuvent être appliqués et testés sur le réseau de transport d'énergie électrique SONELGAZ.

Bibliographie

- [AbdulWahab et Mohamed, 2008] N.I. AbdulWahab et A. Mohamed, "Transient stability assessment on a practical power system using area based COI-referred rotor angles", *European Journal of Scientific Research*, vol. 20(1), pp. 152-162, April 2008.
- [Abido, 2009] M. A., "Power system stability using FACTS control: a review", *The Arabian Journal for Science and Engineering*, Volume 34, Number 1B, April 2009.
- [Abido et Abdel-Magid, 1999] M. A. Abido et Y. L. Abdel-Magid, "Hybridizing rule-based power system stabilizers with genetic algorithms", *IEEE Transactions on power systems*. Vol. 14, pp. 600-606, 1999.
- [Abido et Abdel-Magid, 1997] M. A. Abido, Y. L. Abdel-Magid "Tuning of a fuzzy logic power system stabilizer using GA", *IEEE Transactions on power systems*, pp.595-599, 1997.
- [Aguado et al., 2001] J.A. Aguado, C. Perez-Molina, et V.H. Quintana, "Decentralized Power System state Estimation: A Decomposition-Coordination Approach", *Proc. Of the IEEE Porto Powertech 2001 Conference*, Vol. 3, pp. 307-312, Porto, Portugal, September 10-13, 2001.
- [AbdulWahab et Mohamed, 2009] N.I. AbdulWahab et A. Mohamed, "Transient Stability Assessment of Power Systems using Probabilistic Neural Network with Enhanced Feature Selection and Extraction", *International Journal on Electrical Engineering and Informatics - Volume 1, Number 2, 2009*.
- [Acha et al., 2004] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez et C. Angeles-Camacho, "FACTS Modeling and Simulation in Power Networks", Copyright # 2004 John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [Alberto et al., 2001] 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 conf.*, Sep. 2001
- [Alkhatib, 2008] H. ALKHATIB, " Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique", Thèse de doctorat, université Paul Cézanne d'Aix-Marseille, 2008.
- [Anderson et Fouad, 1982] P. M. Anderson, et A. A. Fouad, "Power system control and stability", The IOWA state university Press, 3ème édition, 1982.
- [Arrillaga et Arnold, 1994] J. Arrillaga et C.P. Arnold "Computer Analysis of Power System", John Wiley & Sons, 1994.
- [Athay et al., 1779] T. Athay, V.R. Sherkat, R. Podmore, S. Virmani et C. Pench "Transient Energy Stability Analysis", *System engineering for power, Emergency operation state control-Section IV*. US department of energy publication, No. CONF-790904-P1, 1979.
- [Bahbah et Girgis, 1999] Amr G. Bahbah et Adly A. Girgis, "Input Feature Selection for Real-Time Transient Stability Assessment for Artificial Neural Network (ANN) Using ANN Sensitivity Analysis", 1999 IEEE Explore, 1999.
- [Balu et al., 1992], N. Balu, T. Bertan, A. Bose, V. Brandwajn, D. Curtice, A.A. Fouad, L. Fink, M.G Lauby, B. F. Wollenberg et J. N. Wrubel, *On line Power System Security*, *Proceeding of the IEE*, Vol. 80, No 2, pp 262-280, February 1992.
- [Barret, 1982] Philippe Barret, "Régimes transitoires des machines tournantes électriques", Editions EYROLLES, 1982.
- [Belacheheb, 2001] K. Belacheheb, "Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport", Thèse de doctorat de l'université de Henri Poincaré Nancy I, 21 Juin 2001.
- [Belhomme et Pavella, 1991] R. Belhomme et M. Pavella, "A Composite Electromechanical Distance Approach to Transient Stability", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. PWRS-6, pp. 622-631, 1991.
- [Bergen et Hill, 1981] A.R. Bergen et D.J. Hill, "A structure preserving model for power system stability analysis", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol.PAS-100, pp. 25-33, 1981.
- [Bettiol et Al. 1999] A. L. Bettiol, L. Wehenkel, et M. Pavella, "Transient stability-constrained maximum allowable transfer ", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol.14, no. 2, pp. 654-659, May 1999.
- [Boussahoua, 2004] B. Boussahoua, " Evaluation de la Stabilité Transitoire des Réseaux d'Énergie Electrique par les Méthodes Energétiques", thèse de magister, département génie électrique, bibliothèque de l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger, Algérie, 2004.
- [Boussahoua et Al. 2004] B. Boussahoua, M. Boudour et A. Hellal, "Un nouveau algorithme pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique", 5ème conférence régionale des comités CIGRE des pays arabes, Juin 21-23, 2004, Alger, Algérie.
- [Boussahoua et Boudour, 2007] B. Boussahoua et M. Boudour, " Power System Transient Stability Robust Control using Fuzzy Logic PSS and Genetic Algorithm", the International Multi Conference on System, Signals & Devices, SSD'07, 19-22-March.2007, Hammamet, TUNISIA.

- [Boussahoua et Boudour, 2008] B. Boussahoua et M. Boudour, " Power System Transient Stability Evaluation with Artificial Neural Network", ICEEE'08 (International Conference on Electrical & Electronics Engineering), April 21-24, 2008, Laghouat, ALGERIA.
- [Boussahoua et Boudour, 2009a] B. et M. Boudour, "Critical Clearing Time Evaluation of Power System with UPFC by Energetic Methods ", International Journal of Electrical Systems JES, Special issue, pp.85-88, December 2009.
- [Boussahoua et Boudour, 2009b] B. Boussahoua et M. Boudour, "Artificial Neural Network Optimization by Genetic Algorithm: Application to Power System Transient Stability CCT Evaluation", 9th International Conference on modeling and Simulation of Electric Machines, Converters and Systems (Electrimacs), June 8-11, 2008, QUEBEC City, CANADA.
- [Boussahoua et Boudour, 2009c] B. Boussahoua et M. Boudour, "Critical Clearing Time Evaluation of Power System with UPFC by Energetic Method " 11th Spanish Portuguese Conference on Electrical Engineering (11CHLIE), July 1-4, 2009, Zaragoza, SPAIN.
- [Boussahoua et Boudour, 2010] B. Boussahoua et M. Boudour, "Fast Power System Transient Stability Evaluation by the 4th Order Runge-Kutta Numerical Integration Method". International Symposium on Environment Friendly Energies in Electrical Application (EFEEA), 2-4 November 2010, Ghardaïa, Algeria
- [Boussahoua et Boudour, 2011] B. Boussahoua et M. Boudour, "Power System Transient Stability Robust control using Fuzzy Logic PSS and Genetic Algorithm", Journal of Electrical Engineering : Volume 11 - Edition 2, pp. 73-79, 2011.
- [Buggiani, 1995] B. Buggiani, "Parallélisation des calculs de stabilité transitoire des réseaux électrique", Thèse de doctorat, département d'électricité EPFL, 1995.
- [Chapouille, 1973] P. Chapouille, "Planification Et Analyse Des Expériences", Masson et CIE, Paris, 1973.
- [Chunyan et al., 2007] Li Chunyan, T. Biqyang et C. Xiangyi, « On-line Transient Stability Assessment Using Hybrid Artificial Neural Network », IEEE Xplore, 2007.
- [CIGRE, 1999] CIGRE task force 38.02.13. "Advanced Angle Stability Controls, Technical brochure", Dec. 1999.
- [Concordia C. 1969] IEEE committee report on recommended phasor diagram for synchronous machines. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 88, no 11, pp 1593-1610, 1960.
- [Craciun, 2009] D. Craciun, "dynamiques des réseaux de puissance : comparaison de méthodes Evolutionnaires", 8ème Conférence des Jeunes Chercheurs en Génie Electrique (JCGE 2008), Lyon, France, 2008.
- [Dash et al., 2000] P. K. Dash. S. Mishra et G. Panda, "A radial basis function neural network controller for UPFC", IEEE Trans. Power Syst., vol. 15, no. 4, pp. 1293–1299, Nov. 2000.
- [Davallo et Patrick, 1990] E. Davallo et N. Patrick, "Des Réseaux de Neurones", Edition Eyrolles, 1990.
- [Davy et Hiskens, 1997] R. J. Davy and I. A. Hiskens, "Lyapunov Functions for Multimachine Power Systems with Dynamic Loads", IEEE Transactions on Circuits and Systems—I: Fundamental Theory and Applications, Vol. 44, No. 9, Sep. 1997.
- [Diu, 2001] A. Diu, "System Security and Operation Planning in a Deregulated Environment" International Workshop on Electric Power Control Centers. Opio, France, June 10-13, 2001.
- [Duncan-Glover & Al., 2008] J. Duncan-Glover & Al. "Power System Analysis and Design", Thomson, 2008.
- [Dy-Liacco, 1967] T.E. Dy-Liacco, "The Adaptive Reliability Control System", IEEE Trans. on Power Apparatus and systems, Vol. PAS-86, No. 5, pp. 517-531, May. 1967.
- [El-Hawary, 2000] M. E. El-Hawary, "Electrical Energy Systems", CRC Press LLC, 2000.
- [Elices et al., 2003] A. Elices, L. Rouco, H. Boursès and T. Margotin, "Conversion of State Feedback Controllers to the Standard AVR+PSS Form", IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23th-26th, Bologna, Italy, 2003.
- [El-Kady et al.,1986] M.A. El-Kady, C.K. Tang, V.F. Carvalho, A.A. Fouad et V. Vittal, "Dynamic Security Assessment Utilizing the Transient Energy Function Method", IEEE Trans. on Power systems, Vol. PWRS-1, No. 3, August, 1986.
- [EUROSTAG, 2010] EUROSTAG Tutorial & User's manual, TRACTEBEL engineering, Brussels – BELGIUM, 2010.
- [Etingov et Voropai] P. V. Etingov et N. I. Voropai, « Application of Fuzzy Logic PSS to Enhance Transient Stability in Large Power Systems", The Int. Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth-2006, New Delhi, India, December12–15, 2006
- [Ernst et al., 2000] D. Ernst, D. Ruiz-Vega, M. Pavella, P. Hirsch et D. Sobajic, "A unified Approach to Transient Stability Contingency Filtering, Ranking and Assessment", IEEE trans. on power system, Vol. 1, N°3, August 2001.
- [Ernst et al., 2001] D. Ernst, D. Ruiz-Vega et M. Pavella "A unified Approach to Transient Stability Contingency Filtering, Ranking and Assessment", IEEE trans. on power system, Vol. 1, N°3, August 2001.

- [Ernst et al., 2004] D. Ernst, M. Glavic, and L. Wehenkel. Power systems stability control: reinforcement learning framework. IEEE Transactions on Power Systems, February, 2004.
- [Fang et al., 2005] D.Z. Fang, A.K. David, C. Kai and C. Yunli, "Improved hybrid approach to transient stability assessment", IEE Proc.-Gener. Transn. Distrib., Vol. 152, No. 2, March 2005.
- [Fink et Carlsen, 1978] L.H. Fink et K. Carlsen, "Operating Under Stress and Strain", IEEE Spectrum, pp. 48-53, March, 1978.
- [Fouad et Jianzhong,1993], A.A. Fouad et T. Jianzhong, "Stability Constrained Optimal Rescheduling of Generation" IEEE Transactions on Power systems, Vol. 8, No. 1, February, 1993.
- [Fouad et Vittal, 1988] A. A. Fouad et V. Vittal, "The transient energy function method", Int.Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 10, pp. 233-246,1988.
- [Fouad et Vittal, 1992] A.A. Fouad et V. Vittal, "Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method", Prentice-Hall, USA, 1992.
- [Fukushima, 1997] N. Fukushima, "Stability Monitoring and Control System to operate Power Networks Closer to the limits", Proc. Of the 4th Int. Workshop on Electric Power System Control Centers, June 15-18, Greece.1997.
- [Garcia et al., 1992] G. Garcia, J. Bernussou and M. Berbiche "Pattern recognition applied to transient stability analysis of power systems with modeling including voltage and speed regulation", IEE proceedings-B, vol. 139, N° 4, pp 321-335, July 1992.
- [Gholipour, 2003] E. GHOLIPOUR SHAHRAKI, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques", Thèse de doctorat, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
- [Gillon, 1997] F. Gillon, "Modélisation et optimisation par plans d'expériences d'un moteur à commutations électroniques", Thèse doctorat de l'université de Lille, 1997.
- [Glavic et al., 2007] M. Glavic, Damien Ernst D. Ruiz-Vega, L. Wehenkel et M. Pavella, « E-SIME- A Method for Transient Stability Closed-Loop Emergency Control: Achievements and Prospects", Bulk Power System Dynamics and Control - VII, Charleston, South Carolina, USA, August 19-24, 2007.
- [Goupy, 1999] J. Goupy, "Plans d'expériences pour surfaces de réponse", Edition Dunod, Paris, 1999.
- [Goupy, 2000] J. Goupy, "Plans d'expériences les mélanges", Edition Dunod, Paris, 2000.
- [Goupy, 2001] J. Goupy, "Introduction aux plans d'expériences", Edition Dunod, Paris, 2001.
- [Goupy, 2005] J. Goupy, "Pratiquer les Plans d'Expériences", Edition Dunod, Paris, 2005.
- [Goupy, 2006] J. Goupy, "Les plans d'expériences", Tutoriel Numéro 34, Revue MODULAD, 2006.
- [Gu, 2000] X. P. Gu, "Combination of Rough Set Theory and Artificial Neural Networks for Transient Stability Assessment", 0-7803-6338-8, IEEE, 2000.
- [Gudaru et Patil, 2011] U. Gudaru and D. R. Patil, "An Innovative Transient Free Adaptive SVC in Stepless Mode of Control", World Academy of Science, Engineering and Technology 77, 2011.
- [Gupta and Jain, 2010] N. Gupta and S.K. Jain, "Comparative Analysis of Fuzzy Power System Stabilizer Using Different Membership Functions", International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol. 2, No. 2, pp. 262-267, April, 2010.
- [Hassan et al., 1991] M. A. M. Hassan, O. P. Malik, G. S. Hope "A fuzzy logic based stabilizer for a synchronous machine", IEEE transactions in power systems Vol. 6, pp. 407-413, 1991
- [Harinder, 2006] S. Harinder, B. Jeyasurya, "A feed-forward artificial neural network with enhanced feature selection for power system transient stability assessment," Electric Power System Research, vol.76 (12), pp. 1047-1054, August 2006.
- [Hauer et Dagle 1999] J. F. Hauer et J. E. Dagle, "White Paper on Review Reliability Issues and System Events", Consortium for Electric Reliability Technology Solutions, Grid of the Future, ,1999, <http://www.eren.doe.gov/der/transmission/collaboraion.html>.
- [Hebraimian et Baldick, 2001] R. Hebraimian et R. Baldick, "State Estimation Distributed Processing", IEEE Trans. on Power systems, Vol. 15, No. 4, pp. 1240-1246, Nov. 2001.
- [Hertz et al., 1990] J. Hertz, A. Kroghrt et R.G. Palmer, "introduction to the theory of neural computation", Addison-Wesley, 1990.
- [Hiyama, 1999] T. Hiyama, "Development of fuzzy logic power system stabilizer and further studies", IEEE Transactions on power systems. On Power Systems, Vol.5 , pp.545-550, 1999.
- [Houben et al., 1995] I. Houben, L. Wehenkel et M. Pavella, "Coupling of K-NN with decision trees for power system transient stability assessment", Proc. Of the IEEE conference on control applications, pp. 825-832, Albany NJ, USA, 1995

- [Hwang et al., 1989] C. Hwang, V. Vittal et A.A. Fouad, "Determination of Interface Flow Stability Limits by Sensitivity Analysis of Transient Energy Function Margin. Proc. of IFAC International Symposium on Power Systems and Power Plant Control, Seoul, Korea, August 22-25, 1989.
- [IEEE-benchmarks] http://psdyn.ece.wisc.edu/IEEE_benchmarks/
- [IEEE, 1990] IEEE Society, "Guide for Synchronous Generator Modeling Practices in Stability", Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, USA, 1991.
- [IEEE, 1992] IEEE Society, "IEEE recommended Practices for Excitation System Models for Power System Stability Studies", IEEE Std 421.5, 1992.
- [IEEE, 2003] IEEE Society, "IEEE Guide for Synchronous Generator Modeling Practices and Applications in Power System Stability Analysis", Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, USA, 2003.
- [Jensen et al., 2001] C.A. Jensen, M. El-Sharkawi, R.J. Marks, "Power system security assessment using neural networks: feature selection using Fisher discrimination," IEEE Trans. On Power Systems, vol. 16(4), pp. 757-763, November 2001.
- [Jenson, 1999] A. Jenson, "Application of computational intelligence to power system security assessment", 1999.
- [Jian et al., 2002] Z. Jian, Z. Yiwei et C. Feng, "A comprehensive and practical approach for power system security assessment", IEEE Xplore, 2002.
- [Jing et al., 1995] C. Jing V. Vittal G. C. Ejebe G. D. Irisimi, "INCORPORATION OF HVDC AND SVC Models in the Northern State Power CO. (NSP) Network for on-Line Implementation of Direct Transient Stability Assessment", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995.
- [Jodouin, 1994] J.F. Jodouin, J-F., "Les réseaux de neurones principes et définition", Hermes, 1994.
- [Kandil, 1999] N. Kandil, « Algorithmes Pour Accélérer la Simulation EN Stabilité Transitoire » Thèse de Doctorat, Université de Montréal, 1999.
- [Karami, 2011] A. Karami "Power system transient stability margin estimation using neural networks", International Journal of Electrical Power and Energy System (2011).
- [Karpagam et Devaraj, 2009] N. Karpagam et D. Devaraj, "Fuzzy Logic Control of Static Var Compensator for Power System Damping", World Academy of Science, Engineering and Technology 52, 2009.
- [Kazemi et Badrzadeh, 2004] A. Kazemi et B. Badrzadeh, "Modeling and simulation of SVC and TCSC to study their limits on maximum load ability point", Electrical Power and Energy Systems 26 (2004) 381–388.
- [Kimbark, 1948] E.W. Kimbark, "Power System Stability", Vol. 1, Wiley, New York, 1948.
- [Krzysztof et Kwasnicka, 2006] M. Krzysztof et H. Kwasnicka, "Correlation-based Feature Selection Strategy in Neural Classification", Proceedings of the Sixth International Conference on Intelligent Systems Design and Applications (ISDA'06), 2006.
- [Kundur, 2004] P. Kundur, "Power System Stability and Control ", McGraw-Hill Inc, 2004.
- [Kundur et Morrison, 1998] P. Kundur et G. Morrison, "On-Lin Dynamic Security Assessment of Power System", Proc. of the VI Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, SEPPE 198, Salvador, BA, Brazil, May 24th-29th, 1998.
- [Kuo et Bose, 1995] D.H. Kuo et A. Bose, "A Generation Rescheduling Method to Increase the Dynamic Security of Power Systems", IEEE Trans. on Power systems, Vol. 10, No. 1, Feb., 1995.
- [Le-Thanh, 2008] L. Le-Thanh, T. Tran-Quoc, O. Devaux, O. Chilard, C. Kieny, N. Hadjsaid, J.C. Sabonnadière, "Hybrid methods for transient stability assessment and preventive control for distributed generators", IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2008.
- [Maurice, 1992] P. Maurice, "Introduction aux Plans d'expériences par la méthode Taguchi", Les Editions d'organisation, Paris, 1992.
- [Michalewicz et Janikov, 1996] Z. Michalewicz, C. Z. Janikov. "Handling constraints in genetic algorithms". Proceedings of the 4th International Conference on Genetic Algorithm", ICGA, 1996.
- [Michele et Mandozzi, 2004] E. Michele et Mandozzi, "Le black out du 28 Septembre 2003 en Italie", SEE–Paris, Février 2004.
- [Milano, 2010] F. Milano, "Power system modeling and scripting", Springer-Verlag London Limited 2010.
- [Momoh et al., 1996] J.A. Momoh, Y. Wang et D. Chattopadhyay, "Stability Constrained Optimal Rescheduling Using Compromise Programming", Proc. of the 28th North American Power Symposium. MIT, Boston USA, Nov. 1996.
- [Momoh et El-Hawary, 200] J.A. Momoh et M.E. El-Hawary, "Electric system, Dynamic and stability with artificial Intelligence Applications", Marcel Dekker, New York, 2000.

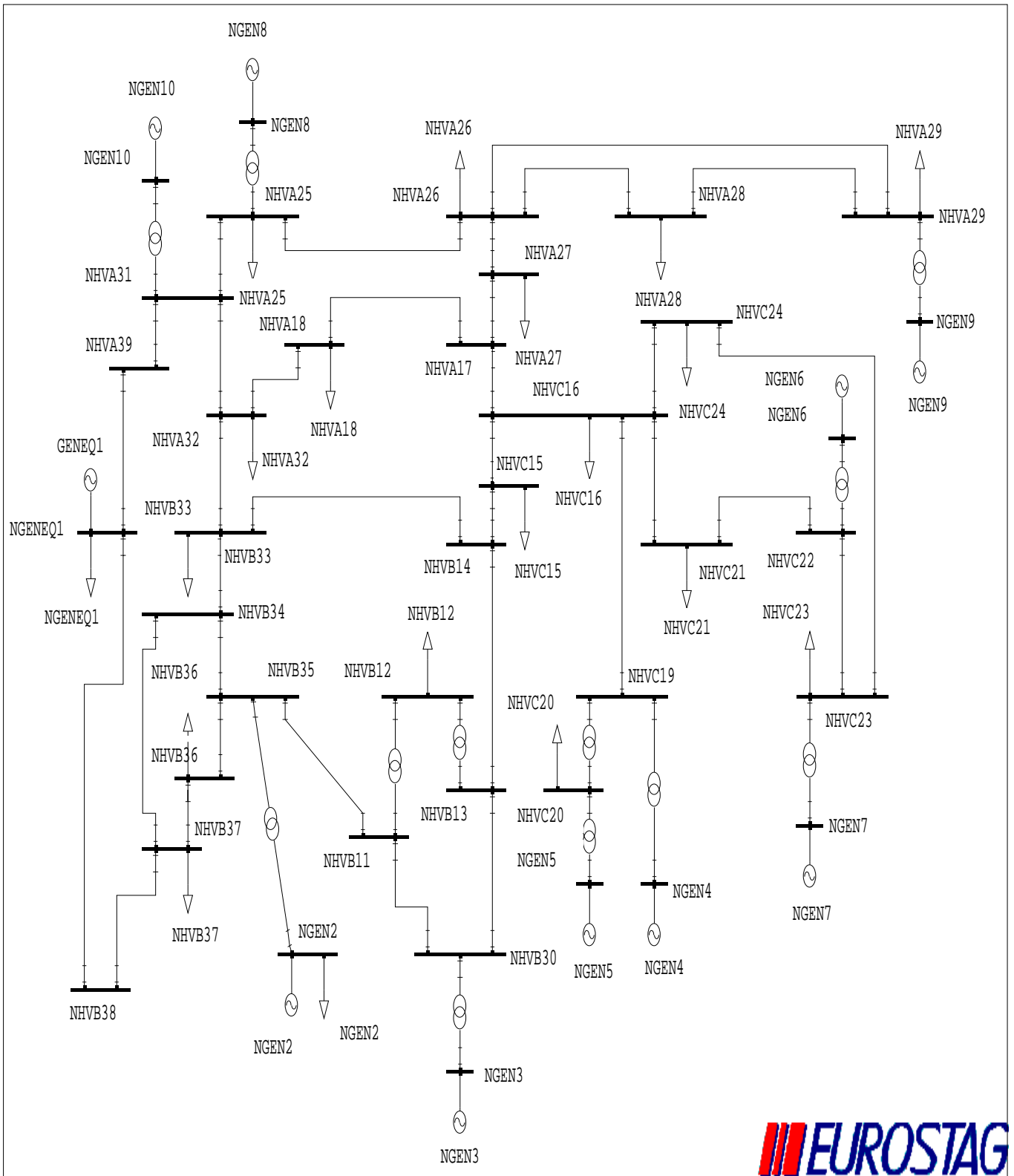
- [Moechtar et al., 2005] M. Moechtar, T.C. Cheng and L. Hu, "Transient Stability of Power System - A Survey", ISBN# 0-7803-2636-9, 1995.
- [Nashiren, 2009] F. Nashiren, Mailah and Senan M. Bashi "Single Phase Unified Power Flow Controller (UPFC): Simulation and Construction", European Journal of Scientific Research ISSN 1450-216X Vol.30 No.4, pp.677-684, 2009.
- [Nicolas et Brisset, 1999] B. Nicolas et P. Brisset "Optimisation par algorithme génétique sous contraintes" Technique et science informatique, Vol.18, N°1, 1999.
- [Quali, 2008] OUALI Abdelhamid Ahmed, "Evaluation de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par les Réseaux de Neurones Artificiels et les Plans d'Expériences", thèse de magister, département d'électrotechnique, bibliothèque de l'Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Alger, Algérie, 2008.
- [Quali et Boussahoua, 2009] A.A. Quali, B. Boussahoua et M. Boudour, "Evaluation de la Stabilité Transitoire d'un Réseau Electrique par Réseau de Neurones Artificiel Optimisé par les Plans d'Expériences", 3rd International Conference on Electrical Engineering (ICEE'09), May 19-21, 2009, Algiers, ALGERIA.
- [Padiyar, 1999] K. R. Padiyar, "Power System Dynamics Stability and Control", Interline Publishing Pvt. Ltd., 1999.
- [Padiyar, 2008] K. R. Padiyar, Power System Stability and Control, BS Publications, 2008
- [Pai, 1981] M.A. Pai, "Power System Stability, Analysis by the Direct Method of Lyapunov", NHPC, New York, 1981.
- [Pai, 1989] M.A. Pai, "Energy Function Analysis for Power System Stability", Kluwer Academic Publishers, USA, 1989.
- [Pak, 2006] L.F. Pak, "A Versatile Cluster-Based Real-Time Digital Simulator for Power Engineering Research", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, No. 2, pp. 455-465, May 2006.
- [Pal et Chaudhuri, 2005] B. Pal et B. Chaudhuri, "Robust Control in Power Systems", Springer, USA, 2005.
- [Panda et adhy, 2007] S. Panda and N. P. Padhy, "MATLAB/SIMULINK Based Model of Single-Machine Infinite-Bus with TCSC for Stability Studies and Tuning Employing GA", International Journal of Computer Science and Engineering, 2007.
- [Patel et Pagalthivarthi, 2006] R. Patel et K. V. Pagalthivarthi, "Artificial Neural Network Based Turbine Fast Valuing for Enhancement of Power System Transient Stability", Journal of Electrical Engineering, Vol. 57, No. 1, 2006.
- [Prechanon, 2009] K. Prechanon, "Application of UPFC to Increase Transient Stability of Inter-Area Power System", Journal of Computer, Vol. 4, No. 4, APRIL 2009.
- [Pavella et Al. 2000] M. Pavella, D. Ernst, and D. Ruiz-Vega, "Transient Stability of Power Systems: a Unified Approach to Assessment and Control" Kluwer Academic Publishers, Sept. 2000.
- [Pavella et Murthy, 1994] M. Pavella et P. G. Murthy, "Transient stability of power systems: theory and practice", Library of congress cataloguing in publication, 1994
- [Pavella, 1997] M. Pavella, "Power System Stability and Control: Comparative Analysis", IFAC-IFIP-IMACS Conference, Belfort, France, 20-22 May, pp. 160-171, 1997.
- [Ruiz-Vega, 2006] D. Ruiz-Vega, "Dynamic Security Assessment and Control: Transient and Small Signal Stability", These de Doctorat, Faculté des Sciences Appliquées, Université de Liege, 2002.
- [Ruiz-Vega et Pavella, 2003] D. Ruiz-Vega and M. Pavella. A comprehensive approach to transient stability control: part 1 - near optimal preventive control. IEEE Trans. on Power systems, 18 (4):1446-1453, 2003.
- [Ruiz-Vega et Pavella, 2003] D. Ruiz-Vega and M. Pavella. A comprehensive approach to transient stability control: part 2 - open loop emergency control. IEEE Trans. on Power Systems, 18(4) :1454-1460, 2003.
- [Rumelhart et al., 1986] D.E. Rumelhart, G.E. Hinton et R.G. Williams, "Learning internal representation by error propagation", Parallel Distributed Processing, vol. 1, MIT Press, Cambridge, MA, pp. 328-362, 1986.
- [Sakaguchi et al., 2005] H. Sakaguchi, A. Ishigame et S. Suza, "Transient Stability Assessment for Power System via Lur'e Type Lyapunov Function", IEEE Xplore. 2004.
- [Samina et al., 2008] E. M. Samina, R. K. Nema et G. Agnihotri, "Power Flow Control with UPFC in Power Transmission System", World Academy of Science, Engineering and Technology 47, 2008.
- [Sanyal, 2004] K. K. Sanyal, "Transient Stability Assessment Using Artificial Neural Network", 4/17, IEEE, 2004.
- [Sauer et Pai, 1998] P.W. Sauer et M. A. Pai, "Power System Dynamics and Stability", Prentice Hall, USA, 1998.
- [Sidhartha Panda et N. P. Padhy, 2007] Sidhartha Panda et N. P. Padhy, "Application of Genetic Algorithm for FACTS based Controller Design", International Journal of Computer, Information, and Systems Science, and Engineering, 2007.

- [Sidhu, 2000] 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.
- [Singh et Sen, 2003] A. Singh et I. Sen, "A novel fuzzy logic based power system stabilizer for a multimachines system", IEEE Transactions on power systems, 2003.
- [Sterling et al. 1991] J. Sterling, M.A. Pai et P.W. Sauer, "A Methodology to Secure and Optimal Operation of a Power System for Dynamics Contingencies", Journal of Electrical Machines and Power System, Vol.19, No 5, October 1991
- [Syed- A. Nasar, 2008] Syed A. Nasar, "Theory and Problems of Electric Power System", McGraw-Hill, 1990.
- [Tso et Cheung, 1995] S.K. Tso et S.P. Cheung, "Fast Prediction of Transient Stability Margin in Systems with SVC and HVDC Link", IEEE Catalogue No. 95TH8130, 1995.
- [Valentin et Al., 2005] Valentin Azbe, Uros Gabrijel, Dusan Povh and Ravahel Mihalic, "The energy function of a general multi machine system with a Unified Power Flow Controller", IEEE trans. on power system, Vol. 20, N°3, pp. 1478-1485, August 2005.
- [Van-Cutsem et Ribbens-Pavella, 1983] T. Van-Cutsem et M. Ribbens-Pavella, "Critical Survey of Hierarchical Methods for State Estimation of Electric Power Systems", IEEE Trans. on Power systems, Vol. PAS-102, No. 10, pp. 3415-3424, Oct. 1983.
- [Vittal et al., 1988] V. Vital, S. Rajagopal, M. A. El-Kady et E. Vaahedi, "Transient Stability Analysis of Stressed Power Systems Using the Energy Function Method", IEEE Trans. On Power System, Vol. 3, No. 2, pp. 239-244, Feb. 1988.
- [Vivier, 2002] S. Vivier, "Stratégies d'optimisation par la méthode des plans d'expériences et Application aux dispositifs électrotechniques, modélisés par éléments finis", Thèse doctorat de l'Ecole Centrale de Lille, 2002.
- [Von-Meier, 2006] A. Von-Meier, "Electric power system, a Conceptual Introduction", John Wiley & Sons, 2006.
- [Wang et Guan, 2007] W. T. Wang et G. L. Guan,, "A Data meaning technique based on pattern discovery and k-nearest neighbor classifier for Transient Stability Assessment", 978-981-05-9423-7 ©2007.
- [Wayne-Beaty, 2001] H. Wayne-Beaty "Handbook of Electric Power Calculations", McGraw-Hill Third Edition, 2001.
- [Wehenkel, 2000] L. Wehenkel, "Intelligent Systems Applications to Emergency Control", Proc. of the IEEE PES Summer Meeting, pp. 352-357, Seattle, Washington, USA, July 16-20, 2000.
- [Wehenkel et al., 1989] L. Wehenkel, T. Van Cutsem et M. Ribbens Pavella, "An artificial Intelligent framework for on line transient stability assessment for electric power systems". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 4, N 2, pp. 789-800, May, 1989.
- [Xue et al., 1988] Y. Xue, T. Van Cutsem et M. Ribbens-Pavella, "Preventive and Emergency Transient Stability Control", Proc. of the VII Symposium of Specialist in Electric Operational and Expansion Planning, SEPOPE 2000, Curitiba, Brazil, May 21, 2000.
- [Zhong-Fang et al., 2000] D.A. 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.
- [Zhonghong et al., 2005] Zhonghong Yu, Xiaoxin Zhou et Zhongxi Wu, "Novel Approaches to Data Preprocessing For Transient Stability Assessment", Proc. of the IEEE/PES Transmission and Distribution, Dalian, China, 2005.
- [Zhou et McCalley, 1997], Zhou et McCalley, "Genetic- based feature selection applied to neural networks for security boundary visualization", IEEE Transaction of power system, Vol. 13, pp. 940-947, 1997.

ANNXE A

Données du réseau New England 10 machines 39 nœuds

A.1 Topologie du réseau



C:\BBSYS10M39N_DS-WITH-REGsimT.nwk

Figure A.1 Topologie du réseau New England 10 machines 39 nœuds

A.2 Données d'écoulement de puissance

Tableau A.1 Données des générateurs

Numéro du nœud	Tension (pu)	Puissance produite (pu)
1	1.0300	10.0
2	0.9820	Nœud de référence
3	0.9831	6.50
4	0.9972	6.32
5	1.0123	5.08
6	1.0493	6.50
7	1.0635	5.60
8	1.0278	5.40
9	1.0265	8.30
10	1.0475	2.50

Tableau A.2. Données des charges

Numéro du nœud	Puissance active (pu)	Puissance réactive (pu)
1	11.04	2.50
2	0.092	0.046
11	0	0
12	0.075	0.88
13	0	0
14	0	0
15	3.0	1.53
16	3.29	0.323
17	0	0
18	1.58	0.30
19	0	0
20	6.8	1.03
21	2.74	1.15
22	0	0
23	2.475	0.846
24	3.086	-0.92
25	2.24	0.472
26	1.39	0.17
27	2.81	0.755
28	2.06	0.276
29	2.835	0.269
30	0	0
31	0	0
32	3.22	0.024
33	5.00	1.84
34	0	0
35	0	0
36	2.338	0.84
37	5.22	1.76
38	0	0
39	0	0

Tableau A.3 Données des lignes

Du Nœud	Au Nœud	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Charge de la ligne (pu)	Rapport de transformation
39	31	0.0035	0.0411	0.3493	1
39	1	0.0010	0.0250	0.375	1
31	32	0.0013	0.0151	0.1286	1
31	25	0.0070	0.0086	0.073	1
32	33	0.0013	0.0213	0.1107	1
32	18	0.0011	0.0133	0.1069	1
33	34	0.0008	0.0128	0.0671	1
33	14	0.0008	0.0129	0.0691	1
34	35	0.0002	0.0026	0.0217	1
34	7	0.0008	0.0112	0.0738	1
35	36	0.0006	0.0092	0.0565	1
35	11	0.0007	0.0082	0.0694	1
36	37	0.0004	0.0046	0.039	1
37	38	0.0023	0.0363	0.1902	1
38	1	0.0010	0.0250	0.6	1
30	11	0.0004	0.0043	0.03645	1
30	13	0.0004	0.0043	0.03645	1
13	14	0.0009	0.0101	0.08615	1
14	15	0.0018	0.0217	0.183	1
15	16	0.0009	0.0094	0.0855	1
16	17	0.0007	0.0089	0.0671	1
16	19	0.0016	0.0195	0.152	1
16	21	0.0008	0.0135	0.1274	1
16	24	0.0003	0.0059	0.034	1
17	18	0.0007	0.0082	0.06595	1
17	27	0.0013	0.0173	0.1608	1
21	22	0.0008	0.0140	0.12825	1
22	23	0.0006	0.0096	0.0923	1
23	24	0.0022	0.0350	0.1805	1
25	26	0.0032	0.0323	0.2565	1
26	27	0.0014	0.0147	0.1198	1
26	28	0.0043	0.0474	0.3901	1
36	29	0.0057	0.0625	0.5145	1
28	29	0.0014	0.0151	0.1245	1
12	11	0.0016	0.0435	0	1.006
12	13	0.0016	0.0435	0	1.006
35	2	0	0.0250	0	1.070
30	3	0	0.0200	0	1.070
19	4	0.0007	0.0142	0	1.070
20	5	0.0009	0.0180	0	1.009
22	6	0	0.0143	0	1.025
23	7	0.0005	0.0272	0	1
25	8	0.0006	0.0232	0	1.025
31	10	0	0.0181	0	1.025
29	9	0.0008	0.0156	0	1.025
19	20	0.0007	0.0138	0	1.060

A.3 Données dynamiques

Tableau A.4 Données dynamiques des générateurs

Générateur	Nœud	MVA Base	X_{ls} (pu)	R_s (pu)	X_d (pu)	X'_d (pu)	X''_d (pu)	T'_{d0} (s)	T''_{d0} (s)
1	1	100	0.003	0	0.02	0.008	0.0	7	0.05
2	2	100	0.035	0	0.295	0.17	0.0	6.56	0.05
3	3	100	0.0304	0	0.2495	0.0876	0.0	5.7	0.05
4	4	100	0.0295	0	0.262	0.166	0.0	5.69	0.05
5	5	100	0.054	0	0.67	0.166	0.0	5.4	0.05
6	6	100	0.0224	0	0.254	0.0814	0.0	7.3	0.05
7	7	100	0.0322	0	0.295	0.186	0.0	5.66	0.05
8	8	100	0.028	0	0.290	0.0911	0.0	6.7	0.05
9	9	100	0.0298	0	0.2106	0.0587	0.0	4.79	0.05
10	10	100	0.0125	0	0.1	0.008	0.0	10.2	0.05

Tableau A.4 Données dynamiques des générateurs (suite)

Générateur	Nœud	MVA Base	X_q (pu)	X'_q (pu)	X''_q (pu)	T'_{q0} (s)	T''_{q0} (s)	H (s)	D (s)
1	1	100	0.19	0.008	0.0	0.7	0.045	500/10	2
2	2	100	0.282	0.17	0.0	1.5	0.045	30.3	2
3	3	100	0.237	0.0876	0.0	.5	0.045	35.8	2
4	4	100	0.258	0.166	0.0	1.5	0.045	28.6	2
5	5	100	0.62	0.166	0.0	0.44	0.045	26	2
6	6	100	0.241	0.0814	0.0	0.4	0.045	34.8	2
7	7	100	0.292	0.186	0.0	1.5	0.045	26.4	2
8	8	100	0.280	0.0911	0.0	0.41	0.045	24.3	2
9	9	100	0.205	0.0587	0.0	1.96	0.045	34.5	2
10	10	100	0.069	0.008	0.0	0.1	0.045	42	2

Tableau A.5 Données des systèmes d'excitation

Générateur	T_r (s)	T_B (s)	T_C (s)	K_A	T_A (s)	V_{rmax} (pu)	V_{rmin} (pu)	K_E	T_E (s)	A_{ex}	B_{ex}
1	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
2	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
3	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
4	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
5	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
6	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
7	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
8	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
9	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91
10	0.01	10	1	40	0.02	8	-8	25	0.15	0.07	0.91

Tableau A.6 Données des PSS

Générateur	T_r (s)	K_a	V_{rmax} (pu)	V_{rmin} (pu)	K_{pss} (pu)	T_1 (s)	T_2 (s)	T_3 (s)	T_4 (s)
9	0.01	200	5	-5	$\frac{12}{377}$	0.1	0.2	0.1	0.2

16

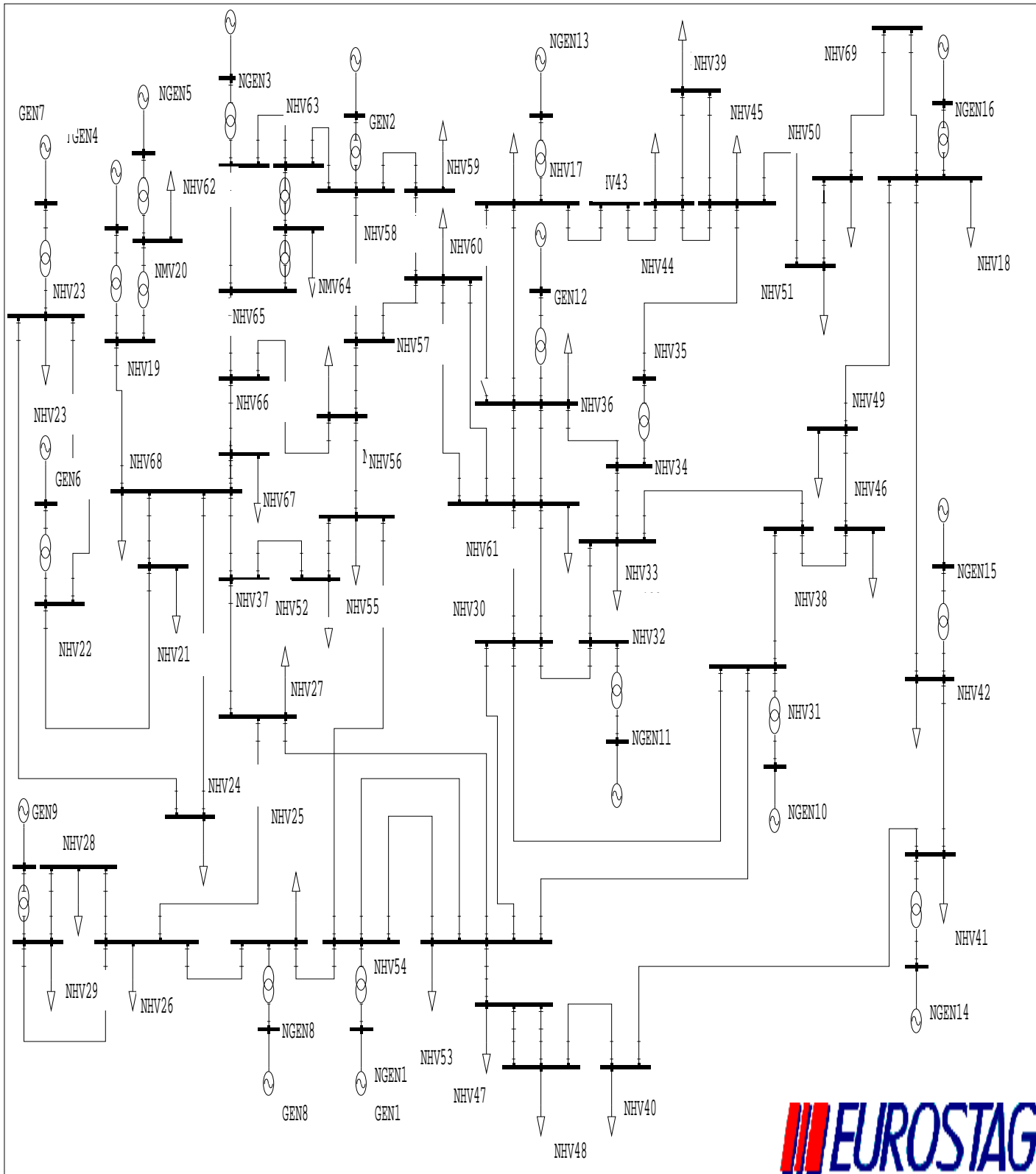
Tableau A.7 Données des régulateurs de vitesses

Générateur	K_m (s)	T_m (s)	S_t (s)	P_{min} (pu)	P_{max} (pu)
1	0.5	5	0.04	0	13
2	0.5	5	0.04	0	8
3	0.5	5	0.04	0	8
4	0.5	5	0.04	0	8
5	0.5	5	0.04	0	8
6	0.5	5	0.04	0	8
7	0.5	5	0.04	0	8
8	0.5	5	0.04	0	8
9	0.5	5	0.04	0	10
10	0.5	5	0.04	0	4

ANNXE B

Données du réseau New England 16 machines 69 nœuds

B.1. Topologie du réseau



C:\Documents and Settings\beams pc3\Bureau\NewEngland\16machines.mwk

Figure B.1 : Topologie du réseau New England 16 machines 69 nœuds

B.2 Données d'écoulement de puissance

Tableau B.1 Données des générateurs

Numéro du nœud	Tension (pu)	Puissance produite (pu)
1	1.0450	2.50
2	0.9800	5.45
3	0.9830	6.50
4	0.9970	6.32
5	1.0110	5.05
6	1.0500	7.00
7	1.0630	5.60
8	1.0300	5.40
9	1.0250	8.00
10	1.0100	5.00
11	1.0000	10.00
12	1.0156	13.50
13	1.0110	35.91
14	1.0000	17.85
15	1.0000	10.00
16	1.0000	40.00

Tableau B.2 Données des charges

Numéro du nœud	Puissance active (pu)	Puissance réactive (pu)
17	60.00	3.00
18	24.70	1.23
19	0	0
20	6.80	1.03
21	2.74	1.15
22	0	0
23	2.48	0.85
24	3.09	-0.92
25	2.24	0.47
26	1.39	0.17
27	2.81	0.76
28	2.06	0.28
29	2.84	0.7
30	0	0
31	0	0
32	0	0
33	0.12	0
34	0	0
35	0	0

Tableau B.2 Données des charges (suite)

Numéro du nœud	Puissance active (pu)	Puissance réactive (pu)
36	1.02	-0.1946
37	0.00	0.0000
38	0.00	0.0000
39	2.67	0.1260
40	0.6563	0.2353
41	10.00	2.5000
42	11.50	2.5000
43	0	0
44	2.6755	0.0484
45	2.08	0.2100
46	1.507	0.2850
47	2.0312	0.3259
48	2.412	0.0220
49	1.64	0.2900
50	1.00	-1.4700
51	3.37	-1.2200
52	1.58	0.3000
53	2.527	1.1856
54	0	0
55	3.22	0.0200
56	2.00	0.7360
57	0	0
58	0	0
59	2.34	0.8400
60	2.088	0.7080
61	1.04	1.2500
62	0	0
63	0	0
64	0.09	0.8800
65	0	0
66	0	0
67	3.20	1.5300
68	3.29	0.3200
69	0	0

Tableau B.3 Données des lignes

Du Nœud	Au Nœud	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Charge de la ligne B (pu)	Rapport de transformatio n
54	1	0	0.0181	0	1.0250
58	2	0	0.0250	0	1.0700
62	3	0	0.0200	0	1.0700
19	4	0.0007	0.0142	0	1.0700
20	5	0.0009	0.0180	0	1.0090
22	6	0	0.0143	0	1.0250
23	7	0.0005	0.0272	0	0
25	8	0.0006	0.0232	0	1.0250
29	9	0.0008	0.0156	0	1.0250
31	10	0	0.0260	0	1.0400
32	11	0	0.0130	0	1.0400
36	12	0	0.0075	0	1.0400
17	13	0	0.0033	0	1.0400
41	14	0	0.0015	0	1.0000
42	15	0	0.0015	0	1.0000
18	16	0	0.0030	0	1.0000
36	17	0.0005	0.0045	0.3200	0
49	18	0.0076	0.1141	1.1600	0
68	19	0.0016	0.0195	0.3040	0
19	20	0.0007	0.0138	0	1.0600
68	21	0.0008	0.0135	0.2548	0
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0
68	24	0.0003	0.0059	0.0680	0
54	25	0.0070	0.0086	0.1460	0
25	26	0.0032	0.0323	0.5310	0
37	27	0.0013	0.0173	0.3216	0
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0
53	30	0.0008	0.0074	0.4800	0
61	30	0.0019	0.0183	0.2900	0
61	30	0.0019	0.0183	0.2900	0
30	31	0.0013	0.0187	0.3330	0
53	31	0.0016	0.0163	0.2500	0
30	32	0.0024	0.0288	0.4880	0
32	33	0.0008	0.0099	0.1680	0
33	34	0.0011	0.0157	0.2020	0
35	34	0.0001	0.0074	0	SB0.9460
34	36	0.0033	0.0111	1.4500	0
61	36	0.0022	0.0196	0.3400	0

61	36	0.0022	0.0196	0.3400	0
----	----	--------	--------	--------	---

Tableau B.3 Données des lignes (suite)

Du Nœud	Au Nœud	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Charge de la ligne (pu)	Rapport de transformation
68	37	0.0007	0.0089	0.1342	0
31	38	0.0011	0.0147	0.2470	0
33	38	0.0036	0.0444	0.6930	0
41	40	0.0060	0.0840	3.1500	0
48	40	0.0020	0.0220	1.2800	0
42	41	0.0040	0.0600	2.2500	0
18	42	0.0040	0.0600	2.2500	0
17	43	0.0005	0.0276	0	0
39	44	0	0.0411	0	0
43	44	0.0001	0.0011	0	0
35	45	0.0007	0.0175	1.3900	0
39	45	0	0.0839	0	0
44	45	0.0025	0.0730	0	0
38	46	0.0022	0.0284	0.4300	0
53	47	0.0013	0.0188	1.3100	0
47	48	0.0025	0.0268	0.4000	0
47	48	0.0025	0.0268	0.4000	0
46	49	0.0018	0.0274	0.2700	0
45	51	0.0004	0.0105	0.7200	0
50	51	0.0009	0.0221	1.6200	0
37	52	0.0007	0.0082	0.1319	0
55	52	0.0011	0.0133	0.2138	0
53	54	0.0035	0.0411	0.6987	0
54	55	0.0013	0.0151	0.2572	0
55	56	0.0013	0.0213	0.2214	0
56	57	0.0008	0.0128	0.1342	0
57	58	0.0002	0.0026	0.0434	0
58	59	0.0006	0.0092	0.1134	0
57	60	0.0008	0.0112	0.1476	0
59	60	0.0004	0.0046	0.0780	0
60	61	0.0023	0.0363	0.3804	0
58	63	0.0007	0.0082	0.1389	0
62	63	0.0004	0.0043	0.0729	0
64	63	0.0016	0.0435	0	1.0600
62	65	0.0004	0.0043	0.0729	0
64	65	0.0016	0.0435	0	1.0600
56	66	0.0008	0.0129	0.1382	0
65	66	0.0009	0.0101	0.1723	0
66	67	0.0018	0.0217	0.3660	0
67	68	0.0009	0.0094	0.1710	0
53	27	0.0320	0.3200	0.4100	1.0000
69	18	0.0006	0.0144	1.0300	0

50 69 0.0006 0.0144 1.0300 0

B.4 Données dynamiques

Tableau B.4. Données dynamiques des générateurs

Générateur	Nœud	MVA Base	X_{ls} (pu)	R_s (pu)	X_d (pu)	X'_d (pu)	X''_d (pu)	T'_{d0} (s)	T''_{d0} (s)
1	1	100	0.0125	0	0.1000	0.0310	0.0250	10.2	0.05
2	2	100	0.0350	0	0.2950	0.0697	0.0500	6.56	0.05
3	3	100	0.0304	0	0.2495	0.0531	0.0450	5.7	0.05
4	4	100	0.0295	0	0.2620	0.0436	0.0350	5.69	0.05
5	5	100	0.0270	0	0.3300	0.0660	0.0500	5.4	0.05
6	6	100	0.0224	0	0.2540	0.0500	0.0400	7.3	0.05
7	7	100	0.0322	0	0.2950	0.0490	0.0400	5.66	0.05
8	8	100	0.0280	0	0.2900	0.0570	0.0450	6.7	0.05
9	9	100	0.0298	0	0.2106	0.0570	0.0450	4.79	0.05
10	10	100	0.0199	0	0.1690	0.0457	0.0400	9.37	0.05
11	11	100	0.0103	0	0.1280	0.0180	0.0120	4.1	0.05
12	12	100	0.0220	0	0.1010	0.0310	0.0250	7.4	0.05
13	13	200	0.0030	0	0.0296	0.0055	0.0040	5.9	0.05
14	14	100	0.0017	0	0.0180	0.00285	0.0023	4.1	0.05
15	15	100	0.0017	0	0.0180	0.00285	0.0023	4.1	0.05
16	16	200	0.0041	0	0.0356	0.0071	0.0055	7.8	0.05

Tableau B.4 Données dynamiques des générateurs (suite)

Générateur	Nœud	MVA Base	X_q (pu)	X'_q (pu)	X''_q (pu)	T'_{q0} (s)	T''_{q0} (s)	H (s)	D (s)
1	1	100	0.069	0.028	0.025	1.5	0.035	42.0	4.0
2	2	100	0.282	0.06	0.05	1.5	0.035	30.2	9.75
3	3	100	0.237	0.05	0.045	1.5	0.035	35.8	10
4	4	100	0.258	0.04	0.035	1.5	0.035	28.6	10
5	5	100	0.31	0.06	0.05	0.44	0.035	26.0	3
6	6	100	0.241	0.045	0.04	0.4	0.035	34.8	10
7	7	100	0.292	0.045	0.04	1.5	0.035	26.4	8
8	8	100	0.28	0.05	0.045	0.41	0.035	24.3	9
9	9	100	0.205	0.05	0.045	1.96	0.035	34.5	14
10	10	100	0.115	0.045	0.04	1.5	0.035	31.0	5.56
11	11	100	0.123	0.015	0.012	1.5	0.035	28.2	13.6
12	12	100	0.095	0.028	0.025	1.5	0.035	92.3	13.5
13	13	200	0.0286	0.005	0.0040	1.5	0.035	248.0	33
14	14	100	0.0173	0.0025	0.0023	1.5	0.035	300.0	100
15	15	100	0.0173	0.0025	0.0023	1.5	0.035	300.0	100
16	16	200	0.0334	0.006	0.0055	1.5	0.035	225.0	50

Tableau B.5 Données du système d'excitation

Générateur	T_r (s)	K_A	T_A (s)	V_{rmax} (pu)	V_{rmin} (pu)	K_E	T_E (s)	A_{ex}	B_{ex}
1	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
2	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
3	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
4	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
5	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
6	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
7	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
8	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
9	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
10	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
11	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
12	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
13	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
14	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
15	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91
16	0.01	40	0.02	10	-10	1	0.785	0.07	0.91

Tableau B.6 Données du PSS

Générateur	T_r (s)	K_a	V_{rmax} (pu)	V_{rmin} (pu)	K_{pss} (pu)	T_1 (s)	T_2 (s)	T_3 (s)	T_4 (s)
9 et 16	0.01	200	5	-5	$\frac{12}{377}$	0.1	0.2	0.1	0.2

Tableau A.7. Données des régulateurs de vitesses

Générateur	K_m (s)	T_m (s)	S_t (s)	P_{min} (pu)	P_{max} (pu)
1	0.5	5	0.04	0	-
2	0.5	5	0.04	0	-
3	0.5	5	0.04	0	-
4	0.5	5	0.04	0	-
5	0.5	5	0.04	0	-
6	0.5	5	0.04	0	-
7	0.5	5	0.04	0	-
8	0.5	5	0.04	0	-
9	0.5	5	0.04	0	-
10	0.5	5	0.04	0	-
11	0.5	5	0.04	0	-
12	0.5	5	0.04	0	-
13	0.5	5	0.04	0	-
14	0.5	5	0.04	0	-
15	0.5	5	0.04	0	-
16	0.5	5	0.04	0	-