

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE
À L'OBTENTION DE LA
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE
M. Ing.

PAR
Camilo APRAEZ

ÉTUDE COMPARATIVE DE MÉTHODES DE SIMULATION DE LA STABILITÉ
TRANSITOIRE

MONTREAL, LE 20 AVRIL 2012



Camilo Apraez, 2012



Cette licence [Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/) signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette œuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'œuvre n'ait pas été modifié.

PRÉSENTATION DU JURY

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Louis A. Dessaint, directeur de mémoire
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Pierre Jean Lagacé, président du jury
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Innocent Kamwa, membre du jury
Institute de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 13 AVRIL 2012

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

REMERCIEMENTS

Je tiens d'abord à remercier monsieur Louis A. Dessaint, mon directeur de recherche, qui m'a donné sa confiance et son soutien durant ce temps.

Je tiens également à remercier mes collègues du groupe de recherche qui m'ont apporté leurs conseils et leurs connaissances pendant ma maîtrise; la docteure Amel Zerigui, qui m'a invité à faire partie de ce groupe de recherche; le docteur Huy Nguyen, qui m'a gentiment guidé par ses conseils dès le début; le docteur Tarik Zabaïou, qui m'a aimablement aidé dans l'étape de validation; monsieur Roberto Pereira, étudiant de maîtrise, qui a toujours été présent pour m'apporter des commentaires constructifs sur ce travail.

Un merci spécial pour madame Chantal Gamache, conseillère aux services aux étudiants, pour tous les précieux conseils et suggestions dans la rédaction de ce document.

Finalement, je remercie ma belle épouse Gina qui m'a toujours encouragé et accompagné dans cette aventure et à ma petite fille Camila, la plus grande motivation de ma vie.

ÉTUDE COMPARATIVE DE MÉTHODES DE SIMULATION DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

Camilo APRAEZ

RÉSUMÉ

L'analyse de la stabilité transitoire (ST) est l'un des outils les plus puissants pour étudier et améliorer le comportement des réseaux électriques. Par ailleurs, de nouveaux domaines de recherche utilisent la ST afin de déterminer l'écoulement de puissance de façon optimale à la suite d'une perturbation. La ST est une spécialité de la stabilité de l'angle du rotor qui simule et analyse le comportement dynamique des machines synchrones avant, pendant et après une perturbation. La tendance la plus courante pour étudier la ST est une simulation dans le domaine du temps (SDT). À cette fin, nous formulons un ensemble d'équations différentielles algébriques (EDA) qui simulent le comportement des machines ainsi que le fonctionnement du réseau. Ces équations sont non linéaires et leur résolution nécessite l'application de méthodes numériques d'intégration.

Ce projet met en œuvre un programme de ST qui comprend le modèle détaillé et le modèle classique des machines synchrones. Pour la simulation avec le modèle classique, nous avons inclus dix méthodes différentes d'intégration implicites et explicites à pas d'intégration constants ou variables. Pour le modèle détaillé, nous avons réalisé deux algorithmes qui permettent de résoudre le système EDA avec des méthodes simultanées implicites et partitionnées explicites. De plus, nous avons testé le fonctionnement du programme dans les cas suivants: « WECC » trois machines, « New England » 10 machines, 17 machines et 50 machines. Pour chaque étude de cas, nous avons analysé les performances de chacune de ces méthodes en termes de précision et de rapidité d'exécution.

Ce programme vise à servir d'outil de simulation dans les recherches qui demandent l'utilisation d'un programme de ST.

Mots clés : Réseaux électriques, stabilité transitoire, simulation dans le domaine du temps, le modèle classique, le modèle détaillé.

ÉTUDE COMPARATIVE DE MÉTHODES DE SIMULATION DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

Camilo APRAEZ

ABSTRACT

Transient stability (TS) simulation is one of the most powerful tools to study and improve the behavior of power systems. In addition, new domains of research are using the TS to determine the optimal power flow after a disturbance. The TS is a division of the rotor angle stability that simulates and analyzes the dynamical behavior of synchronous machines before, during and after a disturbance. The most common pattern to study the transient stability is a time domain simulation (TDS). To this end, we formulate a set of algebraic differential equations (DAE) that simulate dynamical behavior of the machines connected to the power system. These equations are nonlinear and their solution requires the application of iterative numerical integration methods.

This project implements a TS program that includes detailed and classical models of synchronous machines. Similarly, for the simulation with the classical model, ten different integration methods using implicit and explicit integration with fix or variable integration steps were included. For the detailed model, two algorithms to solve the DAE system with simultaneous implicit and partitioned explicit methods were carried out. In addition, we tested how the program works in different cases: WECC three machines, New England ten machines, 17 machines and 50 machines. For each study case, the performance of each method in terms of accuracy and speed was analyzed.

This program aims to serve as a simulation tool in research requiring the use of a transient stability program.

Keywords: Power systems, transient stability, time domain simulation, classical model, detailed model

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 MISE EN CONTEXTE.....	3
1.1 Définition et classification de la stabilité.....	3
1.2 Stabilité de l'angle du rotor.....	4
1.3 Caractéristiques d'un réseau avant, pendant et après une perturbation.....	5
1.4 Buts de la stabilité transitoire.....	7
CHAPITRE 2 MODÉLISATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES	9
2.1 Écoulement de puissance	9
2.2 Matrice d'admittance	10
2.3 Simulation des défauts et modifications sur la matrice d'impédance.....	12
2.3.1 Réduction de Kron	14
2.4 Méthode de Newton Raphson.....	14
2.5 Calcul de la matrice Jacobienne.....	16
2.6 Algorithme VDHN.....	18
2.7 Méthodes d'intégration	18
2.7.1 Précision des méthodes numériques	21
2.8 Méthodes d'intégration en Matlab®.....	22
CHAPITRE 3 STRUCTURE DU PROGRAMME – MODÈLE CLASSIQUE	25
3.1 Équation d'oscillation du rotor	25
3.2 Hypothèses du modèle classique	27
3.3 Le modèle classique pour un système à machines multiples.....	27
3.4 Programme d'écoulement de puissance.....	28
3.5 Critères basiques pour la conception du programme de ST	30
3.6 Préparation des données d'entrée.....	30
3.7 Calculs préliminaires	34
3.7.1 Modéliser les charges comme des admittances constantes.....	34
3.7.2 Calcul de la tension et de l'angle interne des machines.....	34
3.7.3 Matrices d'admittance avant, pendant et après le défaut	35
3.7.4 La programmation de la réduction de Kron.....	37
3.8 Formulation et résolution des équations différentielles	38
3.9 Données de sortie de la simulation et présentation des résultats	41
3.10 Méthodes d'intégration incluses dans le programme de ST classique	42
CHAPITRE 4 STRUCTURE DU PROGRAMME– MODÈLE DÉTAILLÉ.....	43
4.1 Modèle mathématique.....	43
4.1.1 Équations différentielles	44
4.1.2 Les équations algébriques.....	46
4.2 Les données d'entrée.....	48
4.3 Calculs préliminaires	49

4.4	Formulation et résolution des équations différentielles – méthode explicite	51
4.5	Formulation et résolution des équations différentielles – méthode implicite	52
4.6	Données issues de la simulation et présentation des résultats	55
4.7	Options définies par l'utilisateur.....	57
CHAPITRE 5 RÉSULTATS ET VALIDATION		59
5.1	Cas d'étude : trois machines - neuf barres WSCC	59
5.2	Cas d'étude: 10 machines et 39 barres	61
5.3	Cas d'étude : 17 machines et 165 barres	62
5.4	Cas d'étude : 50 machines et 145 barres	64
5.5	Analyse comparative – simulation classique	66
5.5.1	Analyse des temps moyens d'exécution	70
5.6	Analyse comparative – simulation détaillée « deux axes »	72
CONCLUSION		77
ANNEXE I	EVALUATION DU JACOBIEN – MODÈLE DÉTAILLÉ.....	81
ANNEXE II	RÉSEAU 3 MACHINES 9 BARRES –WSCC	83
ANNEXE III	RÉSEAU 10 MACHINES 39 BARRES - NEW ENGLAND.....	85
ANNEXE IV	RÉSEAU 17 MACHINES 162 BARRES.....	89
ANNEXE V	RÉSEAU 50 MACHINES 145 BARRES.....	103
ANNEXE VI	MÉTHODE CLASSIQUE - ÉVALUATION DES METHODES : TEMPS D'ÉXÉCUTION ET NOMBRE DE PAS DE TEMPS D'INTEGRATION	121
ANNEXE VII	CODES EN MATLAB	129
LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....		135

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 2.1	Types de barre dans les réseaux électriques10
Tableau 2.2	Classification des méthodes d'intégration21
Tableau 2.3	Les erreurs pour différentes méthodes d'intégration22
Tableau 2.4	Outils disponibles en Matlab® pour résoudre des équations différentielles23
Tableau 3.1	Description de la matrice Bus (barre)31
Tableau 3.2	Description de la matrice <i>Gen</i> (Générateur)31
Tableau 3.3	Description de la matrice <i>Branch</i> (ligne).....31
Tableau 3.4	Les données dynamiques pour la simulation classique.....32
Tableau 3.5	Les variables obtenues de l'écoulement de puissance33
Tableau 4.1	Variables d'état et algébriques.....45
Tableau 4.2	Variables dynamiques du générateur48
Tableau 4.3	Variables dynamiques de l'excitatrice49
Tableau 5.1	Trois machines – évaluation de la performance des méthodes.....68
Tableau 5.2	Dix machines – évaluation de la performance des méthodes69
Tableau 5.3	Case 50 machines – Évaluation de la performance des méthodes.....69
Tableau 5.4	Temps d'exécution du programme cas 50-machines, méthode ODE23tb.71
Tableau 5.5	Exemple des résultats des temps d'exécution et de pas de temps.....72
Tableau 5.6	Résultats cas d'étude WECC – trois machines74
Tableau 5.7	Résultats cas d'étude – <i>New England</i> – 10 machines75
Tableau 5.8	Différences entre les modèles classique et détaillé.....76

LISTE DES FIGURES

		Page
Figure 1.1	Classification de la stabilité	4
Figure 1.2	Conditions avant, pendant et après un défaut	6
Figure 1.3	Les buts de la stabilité transitoire.....	7
Figure 2.1	Exemple de matrice d'admittance.....	11
Figure 2.2	Simulation d'un défaut.....	13
Figure 3.1	Le couple mécanique et l'électrique dans les machines synchrones.	26
Figure 3.2	Représentation modèle classique	29
Figure 3.3	Préparation des données d'entrée pour la ST.....	33
Figure 3.4	Calculs préliminaires	35
Figure 3.5	Addition de l'admittance transitoire	36
Figure 3.6	Organigramme de programmation - méthode classique de ST.....	40
Figure 3.7	Présentation graphique de résultats – Modèle classique.....	41
Figure 4.1	Système d'excitation type I.....	46
Figure 4.2	Diagramme de blocs du système d'EDA	47
Figure 4.3	Structure de la matrice Jacobienne - méthode implicite	55
Figure 4.5	Résultats graphiques - modèle détaillé	56
Figure 4.4	Algorithme de stabilité transitoire – modèle détaillé.....	58
Figure 5.1	Réseau avec trois machines et neuf barres.....	60
Figure 5.2	Défaut sur la ligne 7, ligne d'élimination du défaut [7 5] à 83ms	61
Figure 5.3	Réseau avec 10 machines et 39 barres en PSS-E.....	62
Figure 5.4	Réseau 17 machines et 165 barres	63
Figure 5.5	Réseau 17 machines a) et b) <i>t_{cl}</i> de 356 ms	64

Figure 5.6	Réseau 50 machines.....	65
Figure 5.7	Réseaux 50 machines, a) et b) <i>tcl</i> de 108.0 ms - c) et d) <i>tcl</i> de 108.5 ms	66
Figure 5.8	Analyse comparative de ST_DET et PSSE	73

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

ST	Stabilité transitoire
EDA	Équations différentielles algébriques
SDT	Simulation dans le domaine du temps
GPL	<i>General Public License</i>
WECC	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
CIGRE	Conseil international des grands réseaux électriques
SIME	<i>Single Machine Equivalent</i>
PF	<i>Power Flow</i>
OPF	<i>Optimal Power Flow</i>
TSC OPF	<i>Transient Stability Constrained Optimal Power Flow</i>
CCT	<i>Critical Clearing Time</i>
PSSE®	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
VDHN	<i>Very Dis-Honest Newton</i>
ODE	<i>Ordinary Differential Equations</i>
CDF	<i>Common Data Format</i>
CPU	<i>Central Processing Unit</i>
RAM	<i>Random Acces Memory</i>

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

UNITÉS DE MESURE

m	mètre (unité de longueur)
rad/s	radian par seconde
Hz	hertz
N	newton
kV	kilovolt
V	volt
Ω	ohm
A	ampère
rad	radian
gr	grade
h	heure
min	minute
s	seconde
ms	milliseconde
N.m	newton-mètre
J	joule
W	watt
VA	voltampère

SYMBOLES

I	Vecteur de courants
Y_{bus}	Matrice d'admittance
V	Vecteur de tensions
B_{ij}	Parti réel de l'élément $i-j$ de la matrice d'admittance
G_{ij}	Parti imaginaire de l'élément $i-j$ de la matrice d'admittance
θ_{sh}	Angle de transformation
τ	Rapport de transformation
t_i	Temps de début de la simulation
t_f	Temps de défaut
t_{cl}	Temps d'élimination du défaut
t_e	Temps final de simulation
$x^{(k)}$	Solution estimée d'une fonction à l'itération k

V_i	Module de la tension à la barre i
θ_i	Angle de la tension à la barre i
Y_{ij}	Module de l'admittance $i-j$
α_{ij}	Angle de l'admittance $i-j$
$\tau^{(k)}$	Erreur locale
E_{fd}	Tension d'excitation
R_f	Signal de retour de l'information de tension
V_R	Sortie du régulateur de tension
E'_q	Tension interne du générateur - axe q
E'_d	Tension interne du générateur - axe d
δ	Angle du générateur
ω	Vitesse angulaire
I_d	Courant de générateur – axe d
I_q	Courant de générateur – axe q
H	Constante d'inertie de la machine
R_s	Résistance du stator
x'_d	Réactance transitoire — axe d
x'_q	Réactance transitoire — axe q
x_d	Réactance du générateur — axe d
x_q	Réactance du générateur — axe q
T'_{do}	Constante de temps — axe d
T'_{q0}	Constante de temps — axe q
K_a	Gain de l'amplificateur
T_a	Constante de temps de l'amplificateur
K_e	Gain de l'excitatrice
T_e	Constante de temps de l'excitatrice
K_f	Gain du stabilisateur
T_f	Constante de temps du stabilisateur
S_{EK1}	Première constante de la fonction de saturation

S_{EK2}	Deuxième constante de la fonction de saturation
$\frac{D}{M}$	Constante d'amortissement
J	Moment d'inertie
θ_m	Angle mécanique
T_a	Moment d'accélération
T_m	Couple mécanique
T_e	Couple électrique
P_m	Puissance mécanique
P_e	Puissance électrique
P_D	Puissance active demandée
Q_D	Puissance réactive demandée
P_G	Puissance active générée
Q_G	Puissance réactive générée

INTRODUCTION

Avec environ 120 ans d'existence, les réseaux électriques sont l'un des piliers les plus importants pour le développement et le bien-être des pays. En effet, la demande mondiale d'électricité augmente chaque année à des taux proches de 2,1 %, ce qui signifie que tous les 35 ans, la capacité de production mondiale devrait être doublée (Plunkett and United States. Energy Information Administration., 2011, p. 86-91). Pour répondre à cette demande, tous les jours, se construisent de nouveaux réseaux électriques.

Par ailleurs, il est bien connu que l'instabilité des réseaux électriques entraîne des coûts extrêmement élevés. Plusieurs études prouvent que de graves conséquences pour l'économie des pays résultent de l'absence d'électricité (Andersson, Donalek et al., 2005, p. 1922-1928). Pour traiter ce problème, les ingénieurs ont utilisé la modélisation et la simulation. Particulièrement, les études de stabilité sont devenues l'un des outils essentiels pour la planification, la conception et l'amélioration des réseaux électriques.

Prédire le comportement des systèmes électriques n'est pas une tâche facile. Les équations qui les caractérisent sont non linéaires et les résoudre exige l'utilisation de plusieurs calculs numériques complexes (Chiang, 2011, p. 216).

L'augmentation du rendement des ordinateurs facilite la modélisation et la simulation de ces systèmes. Cependant, les besoins de qualité et de stabilité, établis par les réglementations des pays, deviennent de plus en plus exigeants. Ainsi, chaque jour, de nouvelles théories sont étudiées pour améliorer la compréhension et la performance des réseaux électriques.

Le but principal de ce mémoire est de développer un programme de ST qui comporte les modèles de la machine synchrone ainsi que les méthodes de résolution d'équations différentielles, afin de vérifier les avantages et les faiblesses de ces méthodes et ces techniques en termes de rapidité et de précision. Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire de réaliser les sous-objectifs suivants :

1. Mettre en œuvre les modèles classique et détaillé des machines synchrones;
2. Résoudre des équations différentielles qui caractérisent le comportement dynamique des machines synchrones en utilisant diverses techniques d'intégration;
3. Appliquer ces méthodes et ces modèles dans des études de cas documentés;
4. Valider ces résultats avec des articles publiés ou avec l'aide du logiciel commercial PSSE®;
5. Présenter les résultats de sorte qu'ils puissent être utilisés par un programme externe;
6. Documenter le programme. Ce dernier doit être flexible, compréhensible et structuré afin de faciliter de futures modifications.

Le mémoire est structuré en cinq chapitres. Le chapitre 1 apporte une mise en contexte et présente quelques définitions de base. Par la suite, le chapitre 2 définit les concepts et les théories relatives à la modélisation des réseaux électriques et à la ST. Les chapitres 3 et 4 décrivent respectivement les modèles classique et détaillé de la machine synchrone ainsi que leur programmation. Finalement, le chapitre 5 se consacre à la mise en œuvre de ce programme en plusieurs réseaux électriques : trois machines «WECC» - neuf barres, 10 machines – 39 barres «*New England*», 17 machines -162 barres et 50 machines – 145 barres. Ce dernier chapitre présente aussi une analyse comparative des résultats obtenus pour les cas étudiés, ainsi que la validation du programme.

CHAPITRE 1

MISE EN CONTEXTE

Le but de ce chapitre est d'introduire quelques définitions de base utilisées dans les études de stabilité et, en même temps, de souligner l'importance de la stabilité dans l'analyse des réseaux électriques. Pour cela, nous définirons d'abord la stabilité et sa classification. Puis, nous présenterons la stabilité de l'angle du rotor et les méthodes pour étudier la ST. Ensuite, nous établirons les caractéristiques typiques du réseau avant, pendant et après un défaut. Finalement, nous traiterons de l'importance des études de ST pour l'analyse des réseaux électriques.

1.1 Définition et classification de la stabilité

D'un point de vue physique, la stabilité est définie comme un état d'équilibre de forces opposées. Dans le cas des réseaux électriques, ces forces sont liées à l'interaction de machines connectées aux réseaux électriques.

Le groupe de travail IEEE / CIGRE a proposé une définition de la stabilité des réseaux électriques (Kundur, Paserba et al., 2004, p. 1-2):

Power system stability is the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact.

La stabilité peut être étudiée sous différents angles. En effet, diverses formes d'instabilité sont étudiées en considérant la topologie du réseau, l'état du système opératif et le type de perturbation. Habituellement, la stabilité est classifiée selon la nature de la perturbation : stabilité de l'angle du rotor, stabilité de la fréquence et stabilité de la tension. Pour la stabilité de l'angle du rotor et la stabilité de la tension, dépendamment de l'amplitude de la perturbation, la stabilité est classée en petite et grande perturbation. Par rapport au temps

d'évaluation, la stabilité peut être divisée à court terme ou à long terme, tel que décrit la Figure 1.1(Kundur, Paserba et al., 2004, p. 1-2).

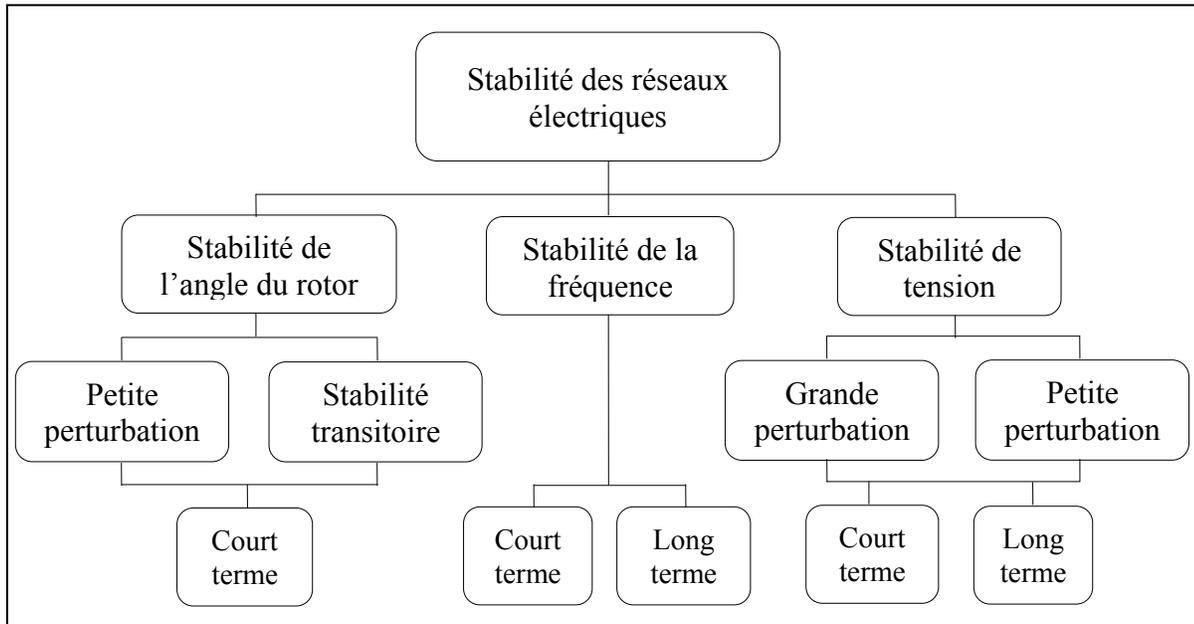


Figure 1.1 Classification de la stabilité
Adaptée de Kundur, Paserba et al. (2004, p.3)

Chacune de ces subdivisions comporte des caractéristiques particulières d'instabilité et pour leur analyse différentes techniques d'étude sont utilisées.

1.2 Stabilité de l'angle du rotor

Dans un réseau électrique à courant alternatif, la stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité, que possède un générateur, de rester en synchronisme après une perturbation. Autrement dit, un système est instable si la différence d'angle entre deux générateurs interconnectés augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire, provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation (Kundur, Paserba et al., 2004, p. 1-4).

La stabilité de l'angle du rotor peut être traitée selon deux approches différentes. La première approche analyse la stabilité quand la perturbation est petite. Dans ce cas, l'ensemble des équations qui décrivent le comportement du réseau est linéarisé et la solution est obtenue par des méthodes de valeurs propres (Pai, Sen Gupta et al., 2005, p. 223-224). Normalement, les temps d'évaluation pour ce type d'analyse vont de 10 à 20 secondes.

La deuxième approche est connue sous le nom de ST et elle analyse la stabilité quand la perturbation est grande ou sévère, comme un défaut triphasé sur une ligne. Dans ce cas, le système d'équations qui décrit le comportement dynamique est traité par des méthodes numériques dans le domaine du temps, énergétiques ou hybrides.

Méthodes dans le domaine du temps SDT: Ces méthodes calculent et résolvent, par plusieurs techniques d'intégration numérique, les équations qui caractérisent le comportement dynamique des machines. Les modèles classique et détaillé sont les plus utilisés pour formuler les équations différentielles.

Méthodes directes, énergétiques ou de Liapunov : Ces méthodes utilisent des techniques énergétiques afin d'analyser la stabilité sans résoudre les équations différentielles.

Méthodes hybrides : Ces techniques utilisent les avantages des autres deux méthodes afin de trouver les caractéristiques les plus importantes pour analyser la stabilité : l'angle critique, le temps critique d'élimination de défaut et les machines critiques.

1.3 Caractéristiques d'un réseau avant, pendant et après une perturbation

Les perturbations sont des changements soudains et irréguliers dans une ou plusieurs variables d'un système. Pour faciliter les simulations, les études de ST, normalement, ne prennent en considération que les défauts triphasés près d'une barre, suivies ou non de l'ouverture d'une ligne.

La Figure 1.2 présente un comportement typique de la vitesse angulaire de trois machines synchrones. Avant le défaut (0 à 300 ms), le réseau se retrouve en condition stable. Quelques instants après, un défaut est survenu sur une des lignes; les machines souffrent de changements soudains de vitesse pour compenser les altérations électriques. Cette période marque aussi le début de la ST. Afin d'éviter la destruction de l'équipement et de diminuer l'impact économique du défaut, le système de protection déclenche une ligne à 600 ms.

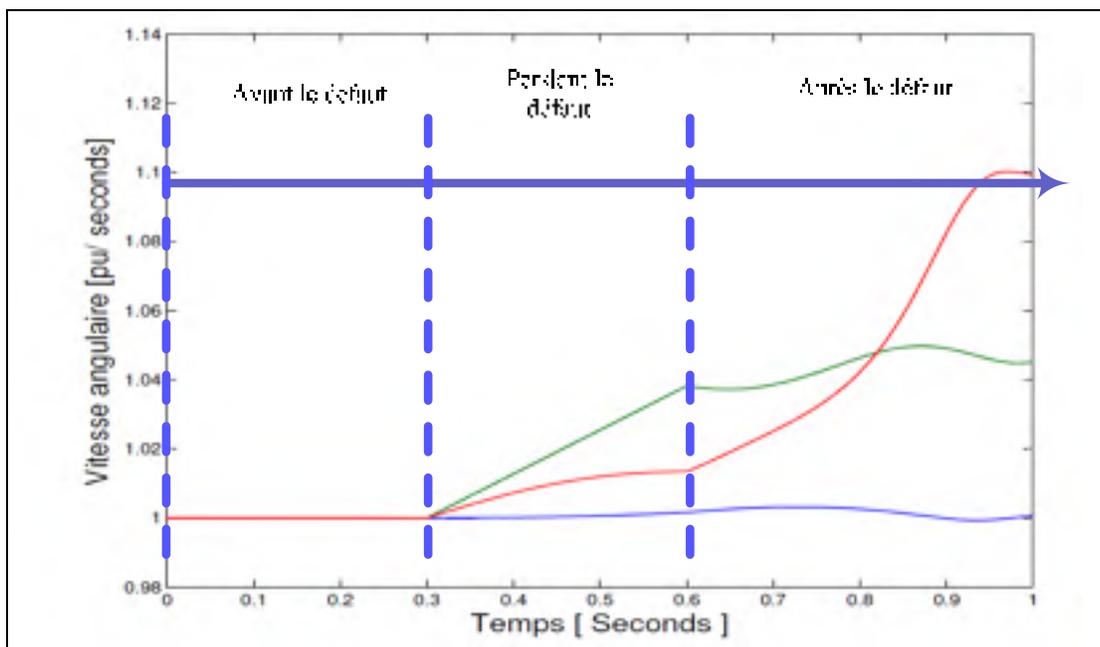


Figure 1.2 Conditions avant, pendant et après un défaut

Dans la Figure 1.2, la vitesse angulaire d'un des générateurs augmente plus rapidement que les autres. Si, à la fin de la simulation, un ou plusieurs générateurs ne reviennent pas à des conditions d'opération, on dit que le réseau est instable et ces machines sont appelées critiques. Le moment, à partir duquel la simulation présente des machines critiques, est appelé temps critique d'élimination de défaut ou CCT (*critical clearing time*).

La stabilité d'un réseau dépend principalement des deux aspects suivants :

1. Des conditions initiales du réseau au régime permanent : données dynamiques des générateurs et de l'écoulement de puissance;
2. De la sévérité du défaut : durée et localisation.

1.4 Buts de la stabilité transitoire

L'objectif le plus important des études de stabilité est de trouver le comportement dynamique des principales variables qui déterminent le fonctionnement des générateurs ainsi que l'angle, la vitesse, le courant, la tension et la puissance. Même, grâce à ces variables, il est possible de déterminer le temps critique d'élimination de défaut ou la marge de stabilité. Autrement dit, la ST vise à répondre à la question suivante : quel est le temps maximum de libération du défaut pour lequel le réseau reste stable?

Aussi, les études de ST permettent une meilleure compréhension du comportement des réseaux électriques et facilitent la mise en œuvre des politiques de planification et d'opération. Elles sont également utiles pour valider si les nouveaux circuits répondent aux critères établis dans les normes techniques de chaque pays et pour vérifier le réglage et le contrôle des équipements de protection. (Fouad and Vittal, 1992, p. 15-20).

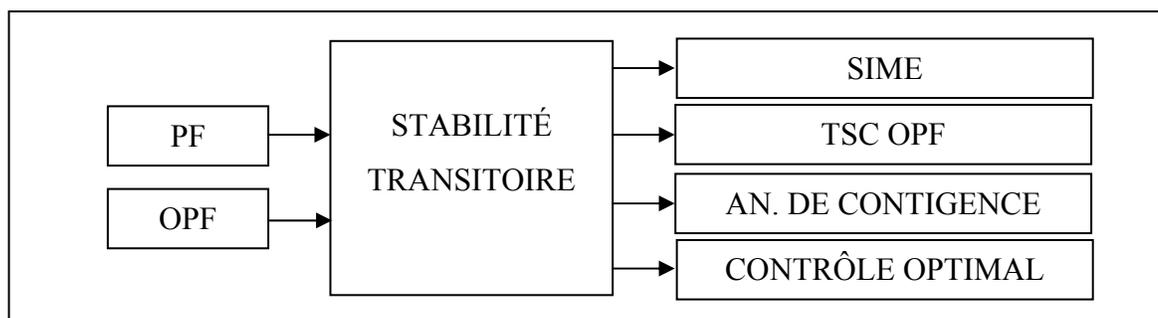


Figure 1.3 Les buts de la stabilité transitoire

La ST est fondamentale pour d'autres études des réseaux électriques. Par exemple, il est possible de déterminer les défauts les plus critiques dans les études de contingences en utilisant les temps critiques d'élimination de défaut des machines. Aussi, la ST est utilisée

pour faire un contrôle optimal des réseaux électriques dans des conditions transitoires (Yu, Zhang et al., 2008, p. 394). Récemment, de nouvelles recherches utilisent aussi la ST pour étudier l'écoulement de puissance optimal lors d'une perturbation (Nguyen-Duc, Zerigui et al., 2011, p. 1-2).

1.5 Justification du développement d'un outil de simulation en ST

Ce projet fait partie d'un travail de recherche que réalise le groupe de simulation en réseaux électriques de l'ETS sur TSC-OPF. Les versions préliminaires démontraient la dépendance directe entre le rendement de cet algorithme et la vitesse d'exécution de la ST. Par ailleurs, les logiciels disponibles, comme PSAT (Milano, 2005, p. 1199-2006), possiblement dû à leur interface graphique, présentaient de longs temps de simulation ou étaient difficiles à modifier. Pour cette raison, le groupe de recherche a décidé d'entreprendre le développement d'un programme de simulation plus efficient et flexible pour les futures recherches.

CHAPITRE 2

MODÉLISATION DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES

Ce chapitre vise à présenter la modélisation des réseaux électriques et les méthodes mathématiques utilisées dans l'étude de la ST. D'abord, nous expliquerons quelques aspects de l'écoulement de puissance et de modélisation des principaux éléments qui composent les réseaux électriques comme la ligne, le transformateur, le générateur et la charge. Ensuite, nous présenterons les méthodes mathématiques utilisées pour simuler la ST comme la méthode de Newton Raphson, la réduction de Kron et les méthodes numériques pour résoudre les équations différentielles. Finalement, nous introduirons les outils inclus en Matlab® pour résoudre les équations différentielles.

2.1 Écoulement de puissance

L'écoulement de puissance apporte l'information de base aux études de ST. En effet, les résultats obtenus de l'écoulement de puissance sont utilisés pour formuler la plupart des conditions initiales de la ST.

Le but de l'écoulement de puissance est d'obtenir les valeurs de la tension, du courant et de la puissance active et réactive dans les barres, sous certaines conditions de génération et de charge (Natarajan, 2002, p. 41).

Avant d'effectuer un écoulement de puissance, il faut modéliser chacun des éléments qui composent un réseau électrique, tels que les générateurs, les transformateurs, les lignes et les charges, etc. Pour chaque élément, il existe une valeur d'admittance (ou impédance) qui le représente. Ensuite, ces valeurs sont organisées sous forme matricielle afin de faciliter la résolution des équations.

Une fois la modélisation des éléments réalisée et la formulation de l'ensemble des équations complétée, on utilise une méthode itérative afin d'obtenir les valeurs inconnues dans les barres selon leur type (Tableau 2.1).

Tableau 2.1 Types de barre dans les réseaux électriques

Type de barre	P	Q	V	δ
PV	◦	?	◦	?
PQ	◦	◦	?	?
ÉQUILIBRE	?	?	◦	◦

Où :

P	Puissance active
Q	Puissance réactive
V	Module de la tension
δ	Angle de la tension
?	Variable inconnue
◦	Variable connue

Les méthodes itératives les plus connues pour résoudre les systèmes d'équations non linéaires sont Gauss Seidel, Newton Raphson et leurs variantes (Saadat, 2010, p. 195-205). Pour faciliter la programmation, divers auteurs comme Stagg and El-Abiad (1968, p. 257-340) expliquent ces méthodes en utilisant de diagrammes de flux. La méthode de Newton Raphson sera plus amplement décrite à la section 2.4.

2.2 Matrice d'admittance

La matrice d'admittance est un ensemble de données qui représente les relations d'admittance dans un réseau électrique. Autrement dit, dans un réseau électrique on peut représenter le lien existant entre les courants injectés aux nœuds et leur tension par la matrice d'admittance comme suit :

$$I = Y_{bus}V \quad (2.1)$$

La plupart des éléments qui forment la matrice d'admittance sont nuls et chacun de ces éléments Y_{ij} représente une ou plusieurs connexions parmi les nœuds i et j .

Afin de calculer les éléments hors de la diagonale Y_{ij} de la matrice Y_{bus} , on prend l'opposé de la somme de toutes les admittances qui représentent les connexions entre les nœuds i et j comme suit :

$$Y_{ij} = - \sum y_{ij} \quad (2.2)$$

Pour les éléments de la diagonale Y_{ii} , on additionne toutes les admittances qui sont connectées au nœud i . Si on prend la représentation π d'une ligne, comme celle de la Figure 2.1, on calcule les éléments Y_{ii} avec l'expression suivante :

$$Y_{ii} = \sum y_{ij} + j \frac{B_{ij}}{2} \quad (2.3)$$

Où y_{ij} est défini par :

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij} + jx_{ij}} \quad (2.4)$$

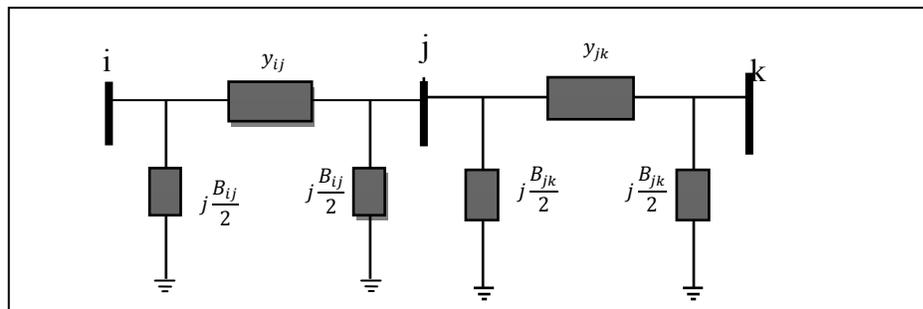


Figure 2.1 Exemple de matrice d'admittance

De la même façon, pour calculer les éléments jj , jk et kk de la matrice d'admittance pour la Figure 2.1, on procède comme suit :

$$Y_{jj} = y_{ij} + y_{jk} + j \frac{B_{ij}}{2} + j \frac{B_{jk}}{2} \quad (2.5)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (2.6)$$

$$Y_{kk} = y_{jk} + j \frac{B_{jk}}{2} \quad (2.7)$$

Pour les transformateurs, il faut aussi considérer les effets du rapport τ et l'angle de transformation θ_{sh} comme suit (Zimmerman, Murillo et al., 2011, p. 13):

$$Y_{jk} = \begin{bmatrix} (y_{jk} + j \frac{B}{2}) \frac{1}{\tau^2} & -y_{jk} \frac{1}{\tau e^{-j\theta_{sh}}} \\ -y_{jk} \frac{1}{\tau e^{-j\theta_{sh}}} & (y_{jk} + j \frac{B}{2}) \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

2.3 Simulation des défauts et modifications sur la matrice d'impédance

Tel que décrit le chapitre 1, la simulation de la ST comporte trois périodes : avant le défaut, pendant le défaut et après le défaut. Soit t_i le temps de début de la simulation, t_f le temps dans lequel le défaut arrive (*fault time*), t_{cl} le temps d'élimination de défaut (*cleared time*) et t_e le temps final de simulation. Alors, ces périodes sont encadrées comme suit:

$t_i < t \leq t_f$	La période avant défaut
$t_f < t \leq t_{cl}$	La période pendant le défaut
$t_{cl} < t \leq t_e$	La période après le défaut

À des fins de simulation, ces périodes sont caractérisées par des modifications sur la matrice d'admittance. Si à un moment donné, un défaut arrive près de la barre k , ce défaut est représenté en éliminant la ligne et la colonne k de la matrice. Cela signifie qu'après un

défaut, pour une matrice d'admittance avec n nœuds, les dimensions deviendront $(n - 1) * (n - 1)$.

L'élimination du défaut est causée par un des deux événements suivants :

1. Le défaut est éliminé en n'ouvrant aucune ligne. Pour ce cas, à partir du t_{cl} , la matrice d'admittance revient aux mêmes valeurs avant le défaut.
2. Le défaut est éliminé par l'ouverture d'une ligne grâce à la mise en fonctionnement du système de protection. Pour ce cas, à partir du t_{cl} , la matrice d'admittance est modifiée en éliminant les effets des admittances de la ligne ouverte.

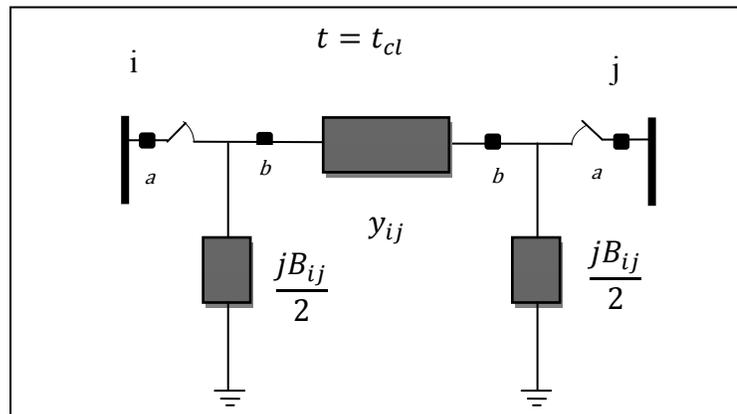


Figure 2.2 Simulation d'un défaut

Quelques auteurs comme Anderson, Fouad et al. (2003, p. 41-45) considèrent que la ligne doit être ouverte au point b défini à la Figure 2.2; donc la matrice d'admittance d'après le défaut n'est affectée que par l'élément y_{ij} . D'autres auteurs comme Saadat (2010, p. 516-517) font le sectionnement dans le point a. Pour ce cas, il faut donc calculer la matrice d'admittance d'après le défaut en incluant les effets des susceptances. Il est important de souligner que ces petites différences peuvent entraîner de légères modifications au calcul du CCT dans la TS.

2.3.1 Réduction de Kron

La réduction de Kron est une technique utilisée afin de réduire les dimensions de la matrice d'admittance. Lorsqu'un réseau électrique comporte m générateurs et $m + n$ barres, l'équation (2.1) devient (Anderson, Fouad et al., 2003, p. 40-41):

$$\begin{bmatrix} I_m \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{mm} & Y_{mn} \\ Y_{nm} & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_m \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Pour les n barres, qui ne sont pas des barres de génération, le courant I_n est égal à zéro et l'équation (2.9) devient :

$$I_m = Y_{mm}V_m + Y_{mn}V_n \quad (2.10)$$

$$I_n = Y_{nm}V_m + Y_{nn}V_n = 0 \quad (2.11)$$

La variable V_m peut être résolue à partir de l'équation (2.11) et remplacée dans l'équation (2.10) afin d'obtenir l'équation suivante :

$$I_m = (Y_{mm} - Y_{mn}Y_{nn}^{-1}Y_{nm})V_n \quad (2.12)$$

Dans l'équation (2.12), la nouvelle matrice d'admittance est de dimensions $m * m$. Étant donné que la quantité de calculs est réduite considérablement, le temps d'exécution du programme devient alors plus efficace. Il est important de noter que cette technique est seulement applicable quand les charges sont modélisées comme des impédances constantes.

2.4 Méthode de Newton Raphson

Cette méthode est la plus utilisée pour résoudre les équations non linéaires. Dans les réseaux électriques, elle a été aussi la méthode préférée pour la plupart des logiciels commerciaux

d'analyse de réseaux électriques. La forte convergence et la simplicité de cette méthode la rendent très efficace (Saadat, 2010, p. 200-205).

Typiquement, un système d'équations non linéaires peut-être représenté par :

$$f(x) = 0 \quad (2.13)$$

En appliquant les séries de Taylor, il est possible d'approcher une solution pour le système d'équations (2.13) comme suit (Burden and Faires, 2005, p. 63-64):

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} - [J^{(k)}]^{-1} f(x^{(k)}) \quad (2.14)$$

D'où :

$x^{(k+1)}$	C'est la solution estimée à l'itération $k + 1$
$f(x^{(k)})$	C'est la fonction évaluée en $x^{(k)}$
k	C'est l'itération
$[J^{(k)}]^{-1}$	C'est l'inverse de la matrice Jacobienne, soit $\left. \frac{\partial f}{\partial x} \right _{x=x^{(k)}}$.

Les itérations sont faites jusqu'au moment où la différence entre $x^{(k+1)}$ et $x^{(k)}$ est inférieure à l'erreur ou à une précision définie à l'avance. Dans ce cas, la solution est dite convergente.

Pour les réseaux électriques, les équations qui déterminent les puissances actives et réactives sous forme rectangulaire sont données par les expressions suivantes :

$$P_i(X) = \sum_{k=1}^n V_i V_k [G_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k) + B_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k)] \quad (2.15)$$

$$Q_i(X) = \sum_{k=1}^n V_i V_k [G_{ik} \sin(\theta_i - \theta_k) - B_{ik} \cos(\theta_i - \theta_k)] \quad (2.16)$$

Pour $i = 1, 2, 3 \dots, n$

Soit P_i et Q_i la puissance active et réactive à la barre i . Alors, la formule de base qui caractérise l'écoulement de puissance est donnée par:

$$\begin{aligned} f(x) = P_i(x) - P_i = \Delta P_i = 0 \\ Q_i(x) - Q_i = \Delta Q_i = 0 \end{aligned} \quad (2.17)$$

Il est important aussi de souligner que la complexité de cette méthode appliquée dans les réseaux électriques est de calculer efficacement la matrice Jacobienne, c'est-à-dire, les dérivées de la puissance active et réactive par rapport aux angles et aux modules de la tension.

2.5 Calcul de la matrice Jacobienne

Normalement, la matrice Jacobienne dans l'écoulement de puissance est présentée en quatre sous matrices comme suit :

$$J = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_i} \\ \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_i} & \frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

Plus précisément, les expressions obtenues en dérivant les équations (2.15) et (2.16) par rapport aux angles et aux modules de la tension sont (Crow, 2010, p. 53-54) :

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_i} = V_i \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) + V_i^2 Y_{ii} \sin \alpha_{ii} \quad (2.19)$$

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial \theta_j} = -V_i V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad (2.20)$$

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_i} = - \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) + V_i Y_{ii} \cos \alpha_{ii} \quad (2.21)$$

$$\frac{\partial \Delta P_i}{\partial V_j} = -V_i Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad (2.22)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_i} = -V_i \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) + V_i^2 Y_{ii} \cos \alpha_{ii} \quad (2.23)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial \theta_j} = V_i V_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad (2.24)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_i} = - \sum_{j=1}^n V_j Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) + V_i Y_{ii} \sin \alpha_{ii} \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial \Delta Q_i}{\partial V_j} = -V_i Y_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j - \alpha_{ij}) \quad (2.26)$$

Il est important de remarquer que les équations (2.20), (2.22), (2.24), (2.26) correspondent aux éléments hors de la diagonale de la matrice.

Une autre façon de la calculer consiste à approcher les dérivées numériquement, comme dans l'équation suivante :

$$\frac{\partial f}{\partial x_{x=x_i}} = \frac{f(x_{i+1}) - f(x_i)}{x_{i+1} - x_i} \quad (2.27)$$

L'équation (2.27) présente l'approximation de la dérivée d'une fonction par des techniques de différenciation en avant. Par ailleurs, d'autres techniques d'approximation sont disponibles tels que la différenciation centrée, la différenciation en arrière et les techniques d'expansion par séries de Taylor, etc (Gilat and Subramaniam, 2011, p. 245-255).

2.6 Algorithme VDHN

À l'équation (2.14), la matrice Jacobienne est calculée à chaque itération. Il est à noter que pour les grands réseaux électriques, ces calculs peuvent occuper de grands espaces de mémoire et, en même temps, nuire à la performance des ordinateurs. Pour réduire la quantité de calculs, il est possible de modifier l'algorithme en maintenant la même matrice Jacobienne pendant quelques itérations (Sauer and Pai, 1998, p. 207). Le nombre d'itérations pendant lequel il sera possible de maintenir la même matrice dépendra des conditions spécifiques du système et du moment où la matrice est évaluée. En définitive, le temps d'exécution peut être réduit, mais il existe le risque de perdre la convergence de la solution.

2.7 Méthodes d'intégration

Les méthodes d'intégration numériques résolvent les systèmes d'EDA, pour lesquels, il n'existe pas une solution analytique évidente. Habituellement, un système d'équations différentielles est énoncé comme suit:

$$\dot{x} = f(x, t) \quad (2.28)$$

Avec la condition initiale:

$$x_{t=0} = x_0 \quad (2.29)$$

L'intégration numérique, par la méthode explicite d'Euler, approche la solution du système d'équations (2.28) comme suit :

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (2.30)$$

Où h est le pas d'intégration, k représente l'itération et $x^{(k)}$ est appelée la variable ou l'ensemble de variables d'état. Pour ce cas, la valeur de $x^{(k)}$ est déterminée complètement

par la solution $x^{(k-1)}$ au moment $t^{(k-1)}$. Ainsi, la première itération est donnée par l'expression suivante :

$$x^{(1)} = x^{(0)} + hf(x^{(0)}, t^{(0)}) \quad (2.31)$$

Avec :

$$x_{t=0} = x^{(0)} = x_0$$

Ces méthodes qui ne se servent que de l'information disponible aux temps antérieurs sont appelées explicites. Une des variations possibles à la méthode d'Euler est présentée comme suit :

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k)}, t^{(k)}) \quad (2.32)$$

Il faut noter que pour cette équation, la fonction $hf(x^{(k)}, t^{(k)})$ dépend de $x^{(k)}$. Alors, le système d'équations différentielles, après l'intégration numérique, devient un système d'équations non linéaires. Donc il faut utiliser une autre méthode, comme Newton Raphson, pour le résoudre. Ces types de méthodes sont appelées implicites.

Les méthodes, explicites ou implicites, qui ne se servent que de l'information disponible au moment $t^{(k)}$ pour calculer la solution en $t^{(k+1)}$ sont appelées méthodes à un pas. D'autres exemples des méthodes à un pas sont :

Trapézoïdale implicite (2.33)

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{2} [f(x^{(k)}, t^{(k)}) + f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)})]$$

Euler-Cauchy explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf\left(x^{(k-1)} + \frac{h}{2} f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}), t^{(k-1)} + \frac{h}{2}\right) \quad (2.34)$$

Runge Kutta d'ordre 4 explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (2.35)$$

$$k_1 = f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)})$$

$$k_2 = f(x^{(k-1)} + \frac{h}{2}k_1, t^{(k-1)} + \frac{h}{2})$$

$$k_3 = f(x^{(k-1)} + \frac{h}{2}k_2, t^{(k-1)} + \frac{h}{2})$$

$$k_4 = f(x^{(k-1)} + hk_3, t^{(k)})$$

Si les méthodes exigent également la solution dans des pas de temps antérieurs, elles sont appelées méthodes à pas multiples. Quelques exemples de ce type de méthodes sont :

Adams-Bashforth d'ordre 3 explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{12}[23f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) - 16f(x^{(k-2)}, t^{(k-2)}) + 5f(x^{(k-3)}, t^{(k-3)})] \quad (2.36)$$

Adams-Moulton d'ordre 4 implicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{24}[9f(x^{(k)}, t^{(k)}) - 19f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) - 5f(x^{(k-2)}, t^{(k-2)}) + f(x^{(k-3)}, t^{(k-3)})] \quad (2.37)$$

Il existe d'autres méthodes qui combinent les algorithmes d'Adams-Bashforth et Adams-Moulton. Pour cela, la méthode d'Adams-Bashforth est utilisée pour prédire la valeur de $x^{(k)}$ et la méthode de Adams-Moulton est employée pour corriger l'estimation (Padiyar, 2008, p. 543). Ces méthodes sont appelées méthodes de prédiction-corrrection.

Ainsi, les méthodes numériques qui résolvent les équations différentielles sont classifiées généralement en tant que méthodes implicites ou explicites, à un pas ou à pas multiples.

Le Tableau 2.1 présente une classification pour quelques méthodes d'intégration.

Tableau 2.2 Classification des méthodes d'intégration

Méthodes	À un pas	À pas multiples
Explicites	Euler explicite	Adams-Bashforth
	Euler Cauchy	
	Euler modifié (Heuns)	
	Runge Kutta explicite	
Implicites	Euler implicite	Adams-Moulton
	Trapézoïdale	
	Runge Kutta implicite	

2.7.1 Précision des méthodes numériques

L'erreur est la mesure que nous indique la précision d'une méthode d'intégration. Deux types d'erreurs sont définis pour les méthodes d'intégration numérique : l'erreur locale et l'erreur globale.

À un moment $t = t^{(k)}$, l'erreur locale est donnée par l'équation suivante :

$$\tau^{(k)} = \frac{x^{(k)} - x^{(k-1)}}{h} - \varphi(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (2.38)$$

Où φ est la fonction utilisée par la méthode d'intégration pour faire l'approximation de la solution. Par exemple, dans le cas d'Euler explicite cette fonction est égale à $hf(x^{(k-1)}, t^{(k-1)})$. Alors, l'erreur locale est mesurée par rapport à la solution numérique dans le point antérieur de la solution. Par contre, l'erreur globale se sert de la valeur exacte calculée au moment d'évaluation.

Le Tableau 2.3 présente l'erreur locale et globale pour quelques unes des méthodes d'intégration les plus connues. La fonction $O(h)$ nous indique l'ordre de l'erreur pour une méthode numérique en fonction de h .

Tableau 2.3 Les erreurs pour différentes méthodes d'intégration

La méthode	L'erreur globale	L'erreur locale	Évaluations par pas d'intégration
Euler	$O(h)$	$O(h^2)$	1
Euler Modifié	$O(h^2)$	$O(h^3)$	2
Point milieu	$O(h^2)$	$O(h^3)$	2
Runge Kutta (ordre 4)	$O(h^4)$	$O(h^5)$	4
Runge Kutta Fehlberg	$O(h^5)$	$O(h^6)$	6

2.8 Méthodes d'intégration en Matlab®

Dans le logiciel Matlab® existent quelques algorithmes implémentés qui résolvent des équations différentielles. À cet égard, le Tableau 2.4 décrit quelques unes de ces méthodes avec leur description (Hanselman and Littlefield, 2005, p. 412).

Dans ces algorithmes, les principales variables de contrôle sont les tolérances des erreurs. Parmi les avantages de ces boîtes d'outils, la robustesse de la programmation est la plus remarquable. En effet, ces algorithmes sont développés par des experts en programmation et leur performance est prouvée dans plusieurs cas (Shampine, Gladwell et al., 2003, p. 81-131). Néanmoins, ces outils sont peu flexibles et les modifier peut devenir complexe. Autre faiblesse à souligner : ils ne sont applicables qu'à certains types de systèmes d'EDA.

Tableau 2.4 Outils disponibles en Matlab® pour résoudre des équations différentielles

ODE	Description
Ode45	Méthode explicite Runge Kutta d'ordre quatre ou cinq. La méthode la plus recommandée pour résoudre les équations différentielles.
Ode113	Méthode à pas multiples d'Adams-Bashforth-Moulton d'ordre un à treize. Souhaitable pour problèmes non rigides (non <i>stiff</i>).
Ode15s	Méthode à pas multiples implicite d'ordre un à cinq. Souhaitable pour problèmes rigides (<i>stiff</i>).
Ode23tb	Méthode trapézoïdale implicite avec différentiation en arrière d'ordre deux.

CHAPITRE 3

STRUCTURE DU PROGRAMME – MODÈLE CLASSIQUE

Ce chapitre explique le modèle classique de ST et décrit le processus de la mise en œuvre du programme de simulation. À cet égard, nous introduirons d'abord les équations qui décrivent la dynamique du générateur synchrone. Ces équations seront généralisées pour un système à machines multiples. Ensuite, nous présenterons les hypothèses ainsi que les étapes, suivies pas-à-pas, de la construction du programme. Finalement, nous décrirons les options définies par l'utilisateur et la présentation des résultats.

3.1 Équation d'oscillation du rotor

Les générateurs synchrones sont considérés comme la principale source de production d'énergie dans les réseaux électriques. De plus, les machines synchrones sont très répandues dans l'industrie (Kundur, Balu et al., 1994, p. 18-21). Dans la pratique, les études de stabilité se consacrent à l'analyse dynamique du comportement de ces machines à la suite d'une perturbation.

En utilisant les principes basiques de la dynamique, il est établi que pour une machine synchrone le moment d'accélération est égal au moment d'inertie du rotor multiplié par son accélération angulaire (Grainger and Stevenson, 1994, p. 695-698). L'équation (3.1) décrit ce comportement par la relation suivante:

$$J \frac{\partial^2 \theta_m}{\partial t^2} = T_a = T_m - T_e \quad [\text{N.m}] \quad (3.1)$$

Où :

J Le moment d'inertie

θ_m L'angle mécanique

T_a Moment d'accélération
 T_m Couple mécanique
 T_e Couple électrique

En régime permanent, T_m est égal à T_e , donc le moment d'accélération est nul. Dans ce cas, la vitesse de rotation du rotor est constante et généralement nommée vitesse synchrone ω_s . La Figure 3.1 présente les schémas basiques d'un moteur et d'un générateur. Il est important de noter que d'une part, dans le cas du générateur, une puissance mécanique fait tourner l'axe du générateur dans le même sens de rotation que la vitesse synchrone et que, d'autre part, le couple électrique tourne dans la direction opposée.

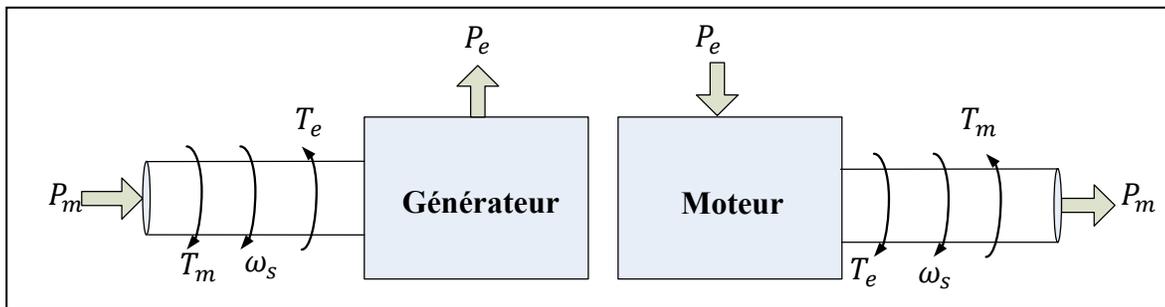


Figure 3.1 Le couple mécanique et l'électrique dans les machines synchrones.
Adaptée de Nagrath and Kothari (1989, p. 435)

Dans les études de ST, il convient de présenter l'équation (3.1) sous forme de puissance en la multipliant par ω_s .

$$J\omega_s \frac{\partial^2 \theta_m}{\partial t^2} = P_a = P_m - P_e \quad [\text{W}] \quad (3.2)$$

Il est aussi possible de présenter cette équation en fonction de l'angle de déplacement du générateur, comme suit:

$$M \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = P_a = P_m - P_e \quad (3.3)$$

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{\partial^2 \delta}{\partial t^2} = P_a = P_m - P_e \quad (3.4)$$

Où H est la constante d'inertie en secondes. L'équation (3.4) est appelée l'équation d'oscillation (*swing equation*) et les équations différentielles du modèle classique de ST en découlent d'elle.

3.2 Hypothèses du modèle classique

Le modèle classique de ST est supporté par les hypothèses suivantes (Crow, 2010, p. 150):

1. La puissance mécanique d'entrée reste constante pendant la simulation.
2. L'amortissement est négligeable.
3. Le modèle de tension constante derrière la réactance pour la machine synchrone est valide.
4. L'angle du rotor coïncide avec celui de la tension derrière la réactance transitoire.
5. Les charges sont représentées par des impédances (ou admittances) constantes.

3.3 Le modèle classique pour un système à machines multiples

Les équations d'oscillation qui décrivent la dynamique de la machine synchrone sont généralisées pour un système à machines multiples comme suit:

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{m_i} - P_{e_i} \quad (3.5)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (3.6)$$

$$i = 1, \dots, m$$

Où la puissance électrique P_{e_i} est définie par les équations suivantes:

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{j=1}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (3.7)$$

$$P_{e_i} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (3.8)$$

Les équations (3.7) et (3.8) sont équivalentes et elles représentent, respectivement, la forme polaire et rectangulaire de la matrice d'admittance calculée pour les périodes avant, pendant et après le défaut. Les calculs de la tension interne de la machine E_i , des valeurs initiales de l'angle δ_i et de la vitesse angulaire ω_i seront expliqués plus en détail dans la section 3.6. Il faut aussi préciser que dans l'équilibre, c'est-à-dire avant la perturbation, les puissances mécanique et électrique sont égales. Alors pendant le temps où $t < t_f$:

$$P_{m_{i0}} = P_{e_{i0}} \quad (3.9)$$

En plus, la puissance électrique calculée avec l'équation (3.7) doit être égale à la puissance de génération calculée dans l'écoulement de puissance. Pour un système avec m machines synchrones, le nombre d'équations différentielles à résoudre est $2m$.

La Figure 3.2 représente une simplification d'un réseau électrique en utilisant le modèle classique. Les barres de génération incluent les réactances transitoires et les charges sont modélées par des impédances constantes.

3.4 Programme d'écoulement de puissance

Tel que mentionné au chapitre 2, les modèles classique et détaillé utilisent les résultats de l'écoulement de puissance pour formuler leurs conditions initiales. En effet, les puissances actives et réactives générées sont utilisées pour le calcul des tensions internes des générateurs. Les modules et les angles des tensions, ainsi que les puissances actives et réactives demandées, servent à modéliser les charges comme impédances.

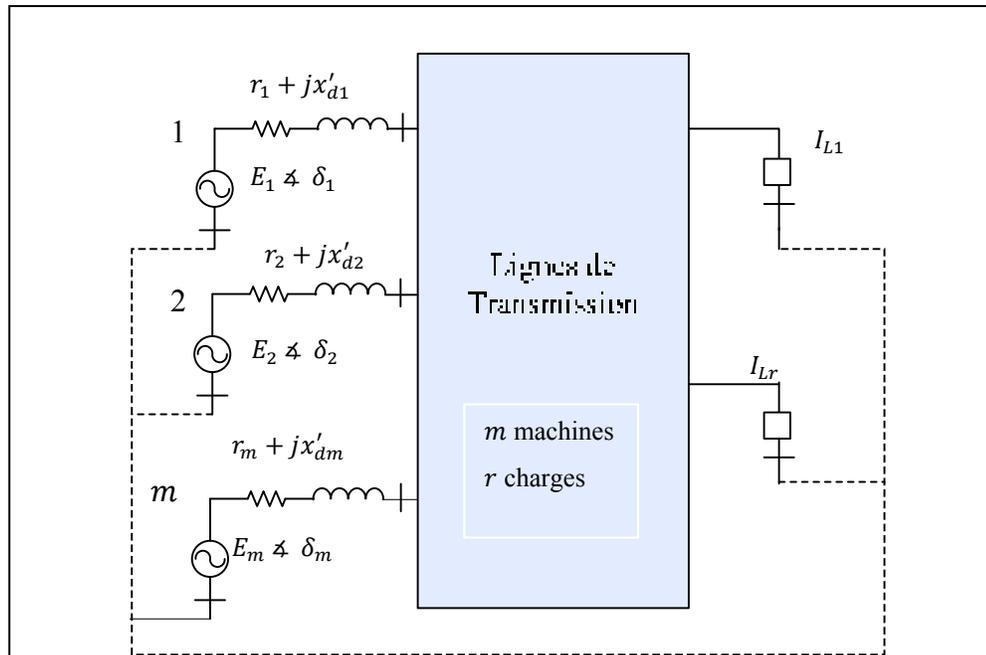


Figure 3.2 Représentation modèle classique
Adaptée de Anderson, Fouad et al. (2003, p.)

Il faut souligner que l'écoulement de puissance ne constitue pas, lui-même, une condition indispensable pour les études de ST. Toutefois, la ST ne requiert que les valeurs des puissances et des tensions dans le réseau. Alors, pour commencer la ST, il est nécessaire de faire un écoulement de puissance, ou d'introduire directement les vecteurs des puissances et des tensions calculées à l'avance.

Dans le cadre de ce projet, le logiciel MATPOWER, qui comporte des caractéristiques souhaitables pour la ST, a été sélectionné pour simuler l'écoulement de puissance. Ce programme, lequel a été développé en Matlab® par des chercheurs de l'Université de Cornell, possède une licence d'utilisation publique, GPL, qui en autorise l'utilisation et la modification gratuite. Ce programme résout aussi l'écoulement de puissance optimal (Zimmerman, Murillo et al., 2011, p. 12-19) et inclut un manuel d'instructions qui en décrit

le fonctionnement basique¹. De plus, il contient des fichiers avec la représentation matricielle de plusieurs réseaux électriques dans un format similaire au « *Common Data Format – CDF* » suggéré par IEEE Group (1973, p. 1916-1925).

3.5 Critères basiques pour la conception du programme de ST

Le but du programme est de simuler le plus rapidement possible la ST avec la précision demandée par l'utilisateur dans un moment donné. Pour cela, les principaux critères considérés dans la formulation du programme sont énumérés comme suit (Stott, 1979, p. 221):

1. Excellent rapport vitesse - précision pour accomplir les attentes de l'utilisateur. Cela va dépendre du type d'étude.
2. Stabilité mathématique dans la résolution des équations différentielles et les méthodes itératives.
3. Économie d'espace mémoire (informatique).
4. Flexibilité de modification.
5. Facilité d'utilisation et d'adaptation dans d'autres études.

Il faut préciser que le programme de ST a été développé en Matlab® 2009, en utilisant, pour le calcul des données initiales, le logiciel Matpower 4.0 dans un ordinateur avec processeur Intel® Core™2 Quad CPU Q6600 @ 2.40 GHz, 2.98 Go de RAM.

3.6 Préparation des données d'entrée

La structure des données d'entrée pour l'écoulement de puissance est représentée dans les matrices appelées *bus*, *gen* et *branch*. Ces matrices classent les informations des barres, les générateurs et les lignes, respectivement, comme il est décrit dans les tableaux ci-dessous :

¹ On trouve plus d'information sur le site: <http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>

Tableau 3.1 Description de la matrice Bus (barre)

Colonne	Variable	Description
1	Bus	Le numéro de barre
2	Type	1 = PQ, 2 = PV, 3 = équilibre
3	PD	Puissance active demandée MW
4	QD	Puissance réactive demandée MVAR
5	GS	Conductance shunt MW ($V = 1.0$ p.u.)
6	BS	Susceptance shunt MVAR ($V = 1.0$ p.u.)
8	VM	Module de la tension (p.u.)
9	VA	Angle de la tension (p.u.)
10	BASE KV	Tension de base (kV)

Tableau 3.2 Description de la matrice *Gen* (Générateur)

Colonne	Variable	Description
1	GEN BUS	Le numéro de barre
2	PG	Puissance active générée MW
3	QG	Puissance réactive générée MVAR
4,5	QMAX,QMIN	Limites de la puissance MVAR
6	VG	Tension du générateur (p.u.)
9,10	PMAX,PMIN	Limites de la puissance MW

Tableau 3.3 Description de la matrice *Branch* (ligne)

Colonne	Variable	Description
1	F_BUS	Barre de début de la ligne
2	T_BUS	Barre de fin de la ligne
3	BR_R	Résistance (p.u.)
4	BR_X	Réactance (p.u.)
6	BR_B	Susceptance total
9	TAP	Rapport de transformation
10	SHIFT	Angle de transformation (degrés)

Il est important de noter que les Tableaux ci-dessus n'incluent que les variables les plus importantes et que la quantité de files pour ces matrices changent selon le réseau étudié. Plus précisément, pour un réseau avec n barres, m machines et r lignes électriques, les dimensions de ces matrices sont: n files par 17 colonnes pour *Bus*, m lignes par 25 colonnes pour *Gen* et r lignes par 21 colonnes pour *Branch*. Une description plus détaillée de ces variables se retrouve dans le manuel d'utilisation de Matpower mentionné à la section 3.4.

Il faut aussi souligner qu'il peut y avoir plus d'une ligne reliée entre deux barres, alors la quantité de lignes n'est pas nécessairement égale à celle des barres. Ces trois matrices sont placées dans un fichier spécifique pour chaque cas d'étude. Ensuite, l'écoulement de puissance est exécuté avec l'instruction *runpf('case__')*.

Afin de compléter les conditions initiales pour la ST, il faut ajouter l'information dynamique de chaque générateur. Pour cela, nous avons construit la fonction Matlab *dinData(m)* qui contient les valeurs H_i et x'_{d_i} pour chaque barre de génération (Tableau 3.4).

Tableau 3.4 Les données dynamiques pour la simulation classique

Variable	Description	Nom en Matlab
H	Constante d'inertie	H
x'_d	Réactance transitoire	Xdt

La Figure 3.3 présente un schéma, en trois étapes, de la préparation des données jusqu'à l'obtention des vecteurs d'entrée pour la ST.

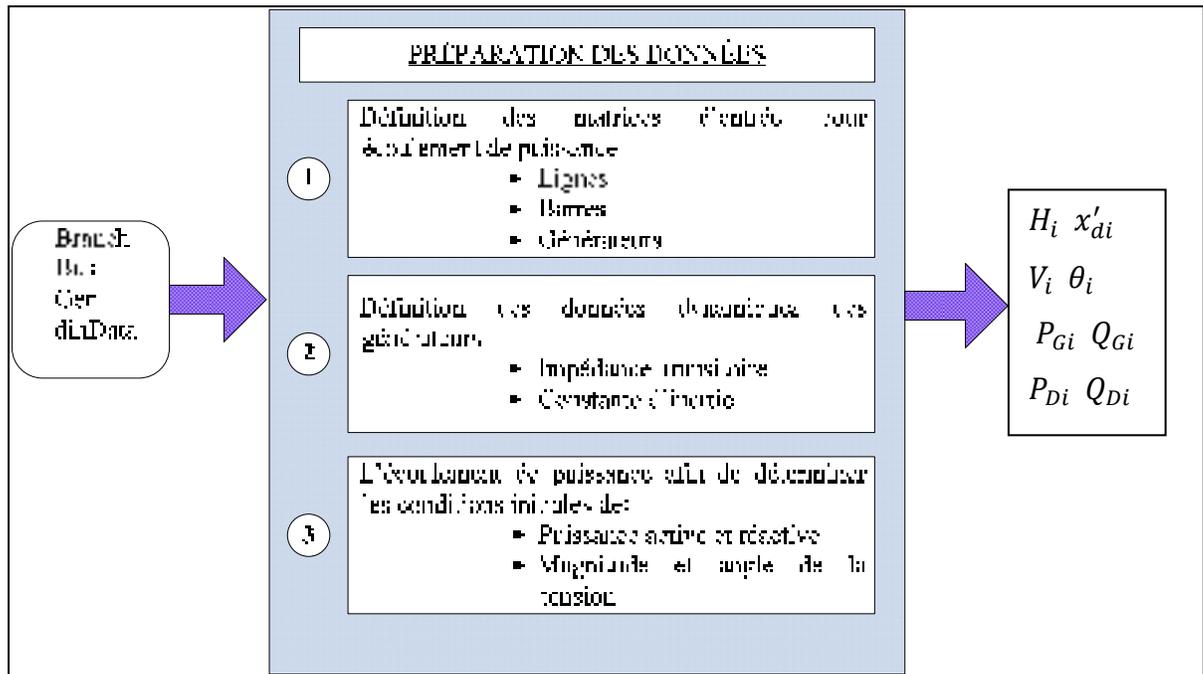


Figure 3.3 Préparation des données d'entrée pour la ST

Les résultats de l'écoulement de puissance sont classés sous forme de vecteurs (Tableau 3.5). La dimension pour les vecteurs V_i , θ_i , P_{Di} , et Q_{Di} est n , tandis que pour les vecteurs P_{Gi} , Q_{Gi} , H_i et x'_{di} est m .

Tableau 3.5 Les variables obtenues de l'écoulement de puissance

Variable	Description	Nom en Matlab
V	Module de la tension à chaque barre (p.u.)	VM
θ	Angle de la tension à chaque barre (radians)	VA
P_D	Puissance active demandée (p.u.)	PD
Q_D	Puissance réactive demandée (p.u.)	QD
P_G	Puissance active générée (p.u.)	PG
Q_G	Puissance réactive générée (p.u.)	QG

3.7 Calculs préliminaires

Une fois que les variables principales pour chaque barre et machine sont définies, on procède avec une série de calculs préliminaires qui déterminent les états dynamiques du réseau et en même temps, améliorent la vitesse d'exécution du programme de ST, en simplifiant la complexité du système. Ce processus comporte quatre étapes, tel que décrit à la Figure 3.4 (Anderson, Fouad et al., 2003, p. 35-45).

3.7.1 Modéliser les charges comme des admittances constantes

Les charges sont modélisées, comme admittances constantes, en utilisant l'équation ci-dessous :

$$Y_L = \frac{P_D}{V^2} - j \frac{Q_D}{V^2} \quad (3.10)$$

Les variables P_D , Q_D et V sont décrites dans le Tableau 3.5. Le vecteur Y_L est additionné aux éléments de la diagonale de la matrice d'admittance.

3.7.2 Calcul de la tension et de l'angle interne des machines

La tension interne des générateurs est calculée à partir des tensions dans les barres, les impédances transitoires et les puissances actives et réactives de génération, selon l'équation (3.11). L'angle de la tension interne du générateur δ' est additionné à l'angle de la tension θ , cela afin de rencontrer les valeurs initiales des vecteurs d'état de l'angle et de la vitesse angulaire dans les équations différentielles (3.5) et (3.6).

$$E \angle \delta' = \left(V + \frac{Q_G X'_d}{V} \right) + j \left(\frac{P_G X'_d}{V} \right) \quad (3.11)$$

$$\delta_0 = \delta' + \theta \quad (3.12)$$

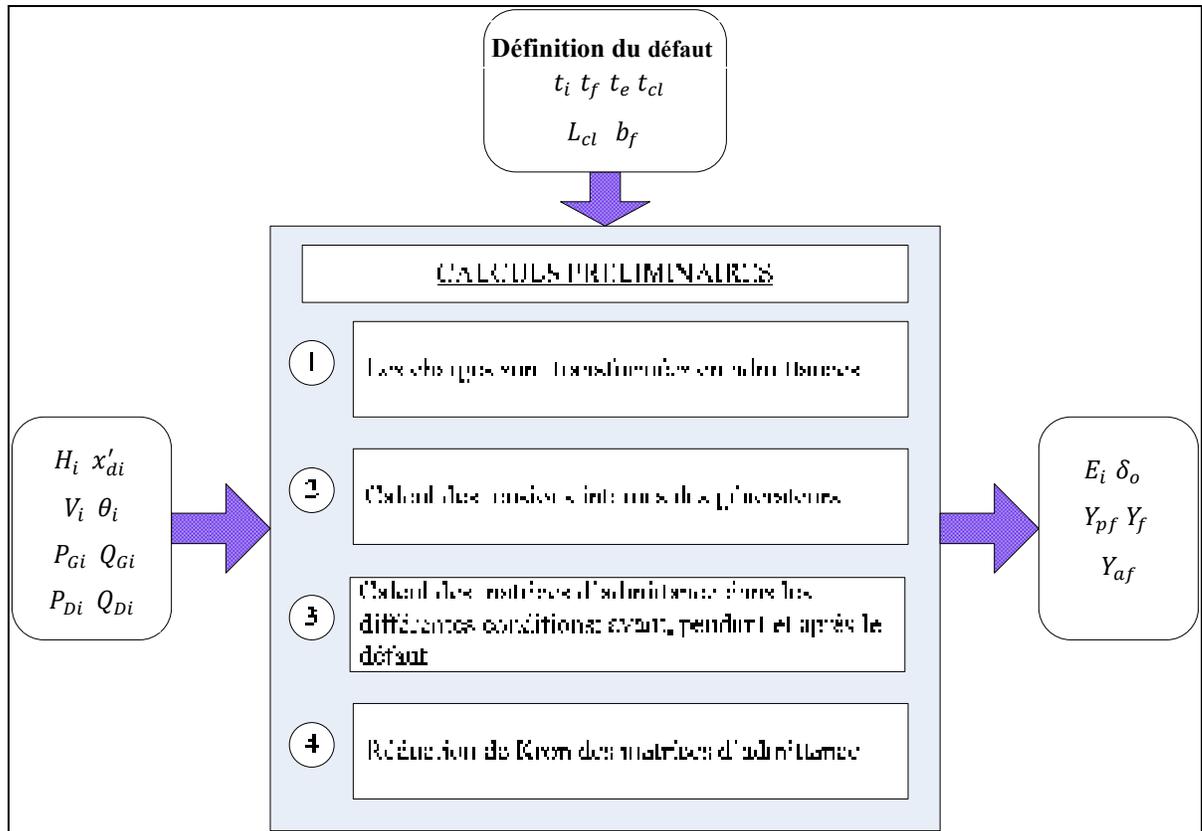


Figure 3.4 Calculs préliminaires

3.7.3 Matrices d'admittance avant, pendant et après le défaut

Les périodes d'avant, pendant et après un défaut, qui caractérisent la dynamique transitoire d'un réseau, sont modélisées par les matrices d'admittance. D'abord, l'instruction *makeYbus*, incluse dans MATPOWER, est utilisée afin de générer la matrice d'admittance de l'écoulement de puissance. En considérant les hypothèses qui supportent le modèle classique, on ajoute aux éléments correspondants de la matrice d'admittance, les réactances transitoires X'_d et les admittances constantes calculées avec l'équation (3.10). Cette matrice devient la matrice d'avant le défaut Y_{pf} . Il est important de souligner que, pour additionner la réactance transitoire aux barres de génération, il devient nécessaire d'ajouter les nœuds i' , tel qu'illustré à la Figure 3.5.

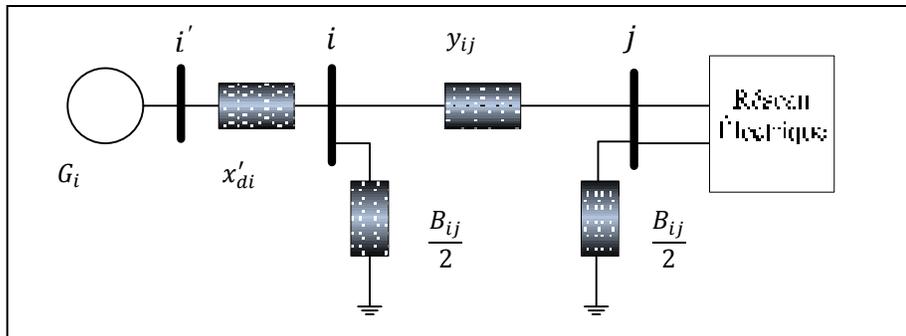


Figure 3.5 Addition de l'admittance transitoire

De plus, lorsque les nœuds i' sont créés, la matrice d'admittance augmente ses dimensions et les éléments $y_{ii'}$, y_{ii} , $y_{i'i'}$ et $y_{i'i}$ doivent être recalculés.

L'utilisateur du programme doit définir les variables qui déterminent le défaut dans la simulation de la ST:

L_{cl} Ligne ouverte après le défaut (*cleared line*), vecteur ligne de deux colonnes;

b_f Barre de défaut (*fault bus*);

h Le pas de calcul de la méthode d'intégration [s]

Au moment où le défaut est établi, près du nœud b_f , la matrice d'admittance, pendant le défaut Y_f , est modélisée en éliminant la ligne et la colonne b_f de la matrice d'avant le défaut Y_{pf} .

Afin d'obtenir la matrice d'admittance après le défaut Y_{af} , les valeurs de la résistance, de la réactance et de la susceptance de la ligne ouverte L_{cl} sont éliminés de Y_{pf} . Dans le cas où aucune ligne n'a été ouverte, c'est-à-dire que $L_{cl} = []$, la matrice d'après le défaut devient égale à celle d'avant le défaut, $Y_{af} = Y_{pf}$.

3.7.4 La programmation de la réduction de Kron

Tel que mentionné au chapitre 2, la réduction de Kron vise à diminuer les dimensions des matrices d'admittance afin d'améliorer la performance du programme. En effet, les valeurs obtenues avec cette réduction alimentent l'équation (3.8) et, en même temps, font partie du système d'équations (3.5).

La réduction de Kron écrite dans l'équation (2.12) suppose que les barres de génération sont organisées de façon consécutive. Mais, dans la plupart des cas d'étude, les générateurs ne sont pas énumérés en suivant ce critère. Par ailleurs, le modèle classique exige la création de nœuds additionnels afin d'inclure les réactances transitoires. Une possible solution à ce problème est de modifier les matrices d'admittance par l'addition de nœuds (de génération) de la position $n + 1$ à la $n + m$, tel que décrit la Figure 3.5. Avec cette condition, la matrice d'admittance augmentée s'écrit comme suit:

$$Y_{aug} = \begin{bmatrix} Y_{bus} & B \\ C & D \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Où :

Y_{bus} Matrice d'admittance à réduire de dimensions $n * n$.

D Matrice diagonale de dimensions $m * m$

B Matrice auxiliaire de dimensions $n * m$

C Matrice auxiliaire de dimensions $m * n$

Il est important de souligner que chacune de ces matrices inclut les effets des admittances calculées à partir des réactances transitoires X'_d . Ensuite, l'adaptation de la matrice Y_{aug} à l'équation (2.12) est possible avec l'expression :

$$Y_{red} = D - CY_{bus}^{-1}B \quad (3.14)$$

Où en notation Matlab® pour les matrices creuses :

$$Y_{red} = D - C * (Y_{bus} \setminus B) \quad (3.15)$$

Les matrices réduites et les vecteurs de tension interne et l'angle des générateurs constituent les conditions initiales pour définir les équations différentielles.

3.8 Formulation et résolution des équations différentielles

La Figure 3.6 présente l'organigramme de programmation pour la méthode classique de ST. Les commentaires suivants décrivent chaque étape du processus:

0. Les conditions initiales incluent :
 - la sélection du cas d'étude et la méthode d'intégration;
 - la définition du défaut par l'utilisateur;
 - les calculs des matrices réduites d'avant, de pendant et d'après le défaut;
 - les vecteurs de la tension et l'angle interne des générateurs (Figure 3.3 et Figure 3.4).
1. Le vecteur d'état initial x_0 , de dimension $2m$, est constitué par l'angle interne des générateurs et la vitesse synchrone avant le défaut. Pour ce projet, la vitesse synchrone avant le défaut, afin de faciliter les calculs, est fixée à zéro. Donc, lors d'un défaut, les résultats dynamiques pour cette variable mesurent la déviation par rapport à cette valeur.
2. Pour calculer le vecteur de la puissance mécanique et comparer celle-ci avec celle de l'écoulement, on utilise l'équation (3.7) ou (3.8). Les valeurs de la tension interne E_i et de l'angle du générateur δ_i proviennent des conditions initiales et les valeurs G_{ij} et B_{ij} sont, pour ce cas, les parties réelles et imaginaires de la matrice d'admittance avant le défaut.
3. La précision et le temps de simulation choisis par l'utilisateur définissent les dimensions du vecteur du temps ainsi que de la matrice de résultats, où l'information du vecteur d'état est gardée à chaque pas du temps. De plus, le moment de simulation établit la matrice d'admittance à utiliser Y_{pf} , Y_f ou Y_{af} .

4. Formuler les équations différentielles (3.5) et (3.6) équivaut à appliquer la méthode d'intégration sélectionnée, explicite ou implicite, en considérant le calcul de puissance électrique avec la matrice et le vecteur d'état disponible au moment de l'évaluation.
5. Malgré que l'organigramme ne présente que la méthode d'Euler, l'utilisateur peut sélectionner un autre parmi dix méthodes d'intégration présentées à la section 3.10. Chacune de ces méthodes comporte des caractéristiques différentes :
 - à un pas ou à pas multiples;
 - à pas de temps fixe ou variables;
 - implicites ou explicites;
 - avec un, deux ou trois pas d'intégration.
6. Si la méthode d'intégration est implicite, il résulte un système d'équations non linéaires, qui est résolu par une méthode itérative comme celle de Newton Raphson.
7. Le vecteur d'état est actualisé et enregistré à chaque pas du temps. Le cycle se poursuit jusqu'au moment final de la simulation et les données d'angle, de vitesse et de puissance sont présentées sous forme matricielle et graphique.

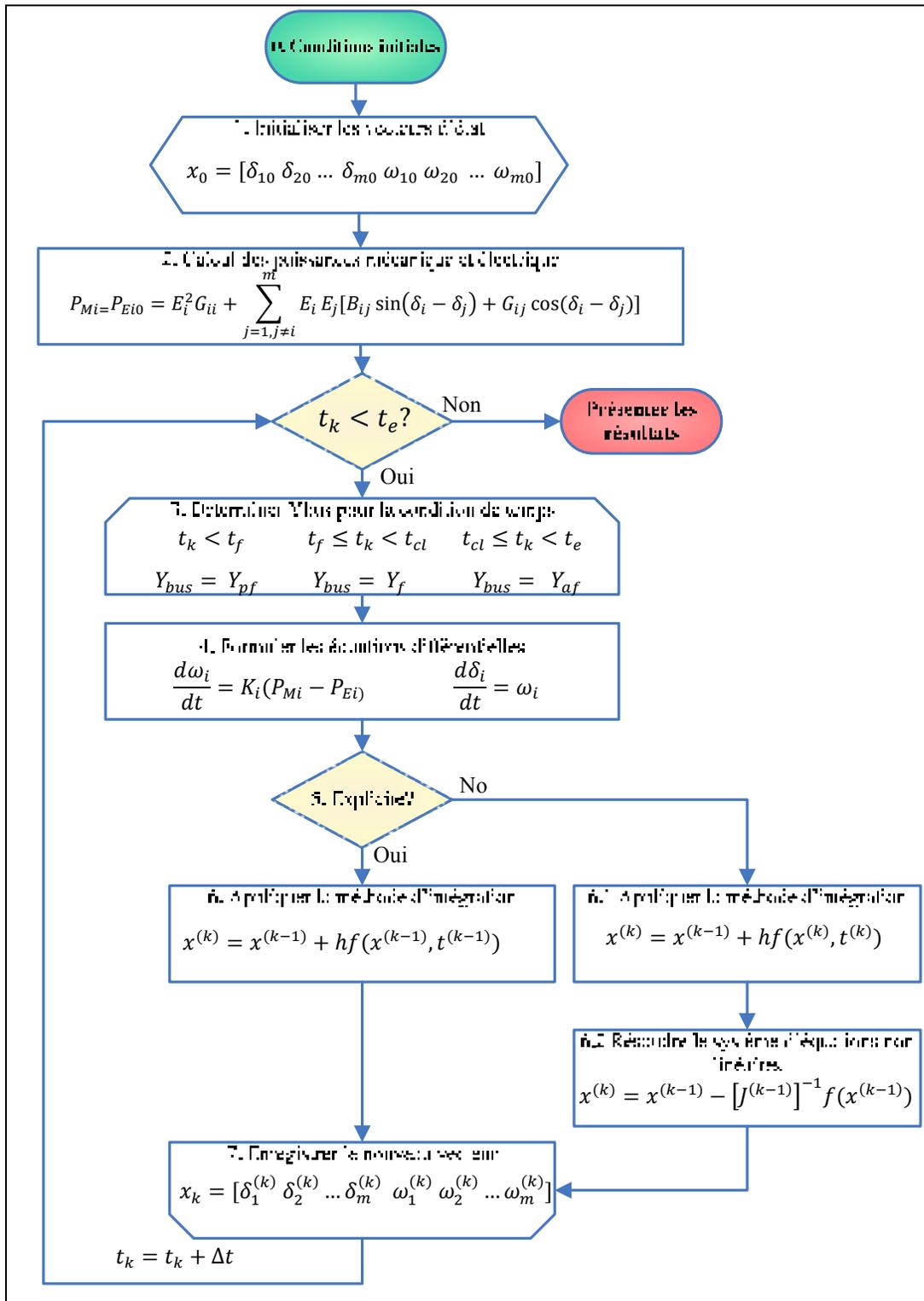


Figure 3.6 Organigramme de programmation - méthode classique de ST

3.9 Données de sortie de la simulation et présentation des résultats

Les vecteurs d'état sont enregistrés dans la matrice \mathbf{y} , où les premières m colonnes déterminent le comportement dans le temps de l'angle δ en radians, tandis que ceux de la colonne $m + 1$ jusqu'à la $2m$ correspondent aux valeurs de la vitesse angulaire ω en radians par seconde. Pour faciliter la compréhension de ces valeurs, quatre graphiques sont introduits : l'angle δ , l'angle relatif par rapport à la barre d'équilibre, la vitesse angulaire et la puissance électrique, tel que montre la Figure 3.7. Cet exemple présente un défaut proche de la barre 4 dans le réseau *New England*. Le défaut est éliminé en ouvrant la ligne 4-14 après 100 ms.

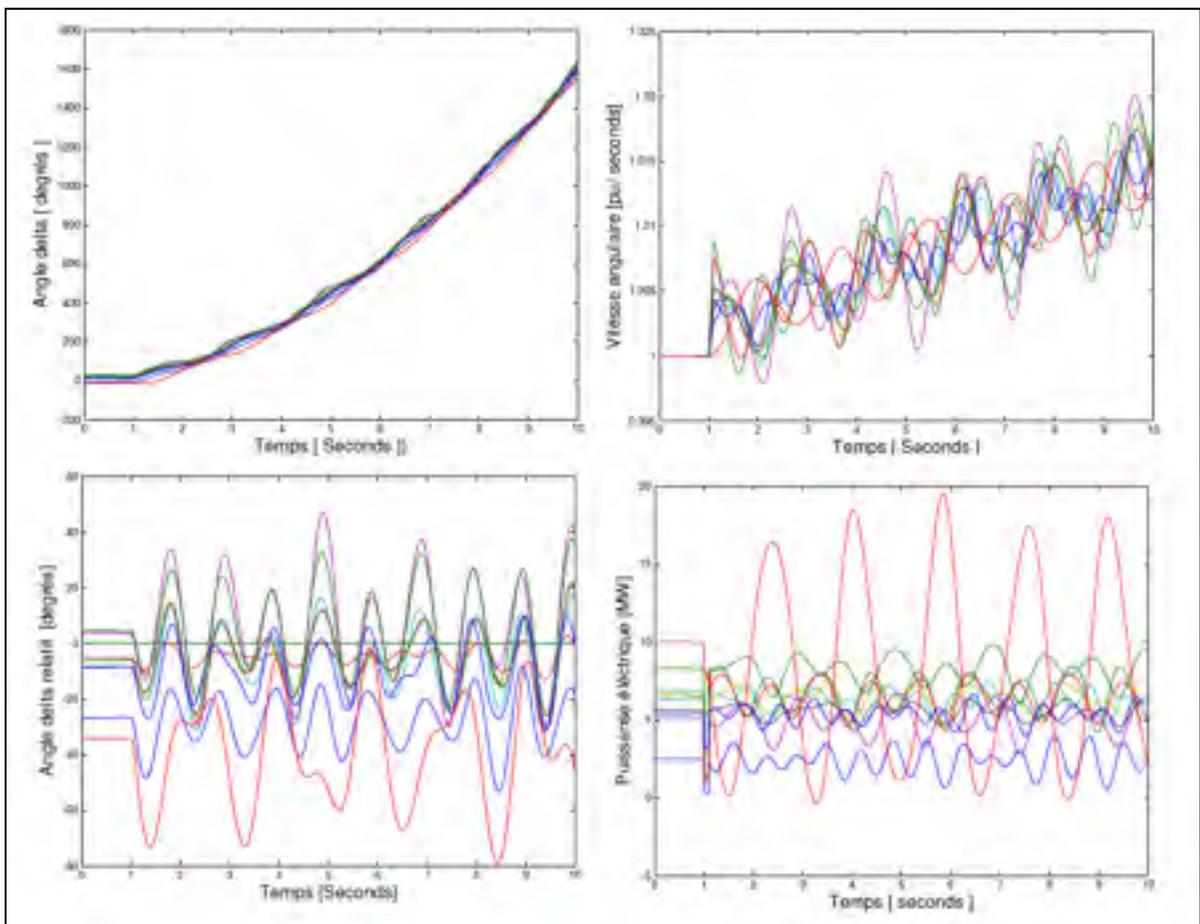


Figure 3.7 Présentation graphique de résultats – Modèle classique

3.10 Méthodes d'intégration incluses dans le programme de ST classique

Le programme de ST classique comporte les dix méthodes d'intégration décrites ci-dessous:

1. **ODE 45** outil inclus dans Matlab® avec méthode d'intégration de Runge Kutta d'ordre quatre ou cinq à pas de temps variables.
2. **ODE 23tb** outil inclus dans Matlab® avec méthode d'intégration trapézoïdale implicite d'ordre deux ou trois.
3. Méthode trapézoïdale implicite avec Newton Raphson à un pas de temps fixe.
4. Runge Kutta explicite d'ordre quatre avec un pas de temps fixe.
5. Runge Kutta explicite avec deux ou trois pas de temps fixes.
6. Méthode trapézoïdale implicite avec Newton Raphson avec deux ou trois pas de temps fixes.
7. Méthode d'Euler explicite à un pas de temps.
8. Méthode d'Euler modifiée à un pas de temps.
9. Méthode d'Euler avec deux ou trois pas de temps.
10. **ODE15s** outil inclus dans Matlab®, méthode à pas multiple implicite d'ordre un à cinq.

La performance de chacune de ces méthodes sera étudiée plus en détail au chapitre 5.

CHAPITRE 4

STRUCTURE DU PROGRAMME– MODÈLE DÉTAILLÉ

Ce chapitre introduit le modèle mathématique qui représente le comportement dynamique détaillé du générateur synchrone et la description pas-à-pas de la programmation. D'abord, nous décrirons les équations différentielles qui simulent le comportement dynamique du groupe générateur-excitatrice ainsi que les équations algébriques qui simulent le rotor et le réseau électrique. Ensuite, nous expliquerons deux techniques, implicite et explicite, qui résolvent les EDA. À la fin, nous présenterons les aspects principaux liés à la mise en œuvre du programme, tels que les conditions initiales, les options définies par l'utilisateur et la présentation des résultats.

4.1 Modèle mathématique

Le comportement dynamique des générateurs est représenté pour un système d'EDA dont la forme est:

Équations différentielles

$$\dot{x} = f(x, y, u) \quad (4.1)$$

Équations algébriques

$$o = g(x, y) \quad (4.2)$$

Où les vecteurs x , y et u contiennent, respectivement, les variables d'état, les variables algébriques et les variables de contrôle. La technique la plus courante pour résoudre les EDA consiste, dans un premier temps, à intégrer implicitement le système d'équations (4.1). Ensuite, ce résultat est relié aux équations algébriques (4.2) en constituant un système d'équations non linéaires. Finalement, la solution est obtenue en appliquant une méthode de résolution pour ce type d'équations, comme celle de Newton Raphson.

4.1.1 Équations différentielles

Pour un réseau avec m générateurs, les équations différentielles qui caractérisent la dynamique de la machine synchrone pour le modèle détaillé à « deux axes » s'expriment comme suit (Sauer and Pai, 1998, p. 162):

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \quad (4.3)$$

$$T'_{qoi} \frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} - (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi} \quad (4.4)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (4.5)$$

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi} - E'_{di}I_{di} - E'_{qi}I_{qi} - (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi} - D_i(\omega_i - \omega_s) \quad (4.6)$$

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -\left(K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi})\right)E_{fdi} + V_{Ri} \quad (4.7)$$

$$T_{Fi} \frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} \quad (4.8)$$

$$T_{Ai} \frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai}R_{fi} - \frac{K_{Ai}K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} + K_{Ai}(V_{ref\ i} - V_i) \quad (4.9)$$

$$i = 1, \dots, m$$

Le Tableau 4.1 présente la description des variables d'état et algébriques. Les variables d'entrée liées au générateur sont contenues dans le Tableau 4.2 et celles de l'excitatrice, dans le Tableau 4.3. Les équations (4.3) et (4.4) résultent de l'application de la loi de Faraday aux circuits du rotor. D'autre part, les équations (4.5) et (4.6) découlent de l'application de la loi de Newton à la dynamique du rotor (Beaty, 2001, p. 162-163).

Les équations de la (4.7) à la (4.9) représentent le comportement du système d'excitation en incluant le régulateur de tension. Ce système est responsable de fournir la tension nécessaire pour que la machine synchrone atteigne le niveau de puissance demandé. Il existe plusieurs types de systèmes d'excitation, mais généralement, ils sont classifiés en trois catégories : à courant continu, à courant alternatif et statique. On peut trouver davantage d'information sur les modèles d'excitation dans le document publié par l'IEEE, « *Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies.* » (2006, p. 8-21).

Tableau 4.1 Variables d'état et algébriques

Variable	Description
E_{fd}	Tension d'excitation
R_f	Signal de retour de l'information de tension
V_R	Sortie du régulateur de tension
E'_q	Tension interne du générateur - axe q
E'_d	Tension interne du générateur - axe d
δ	Angle du générateur
ω	Vitesse angulaire
I_d	Courant de générateur – axe d
I_q	Courant de générateur – axe q
V	Module de la tension
θ	Angle de la tension

La Figure 4.1

Figure 4.1 présente le schéma d'un système d'excitation IEEE type I, utilisé dans le cadre de ce projet:

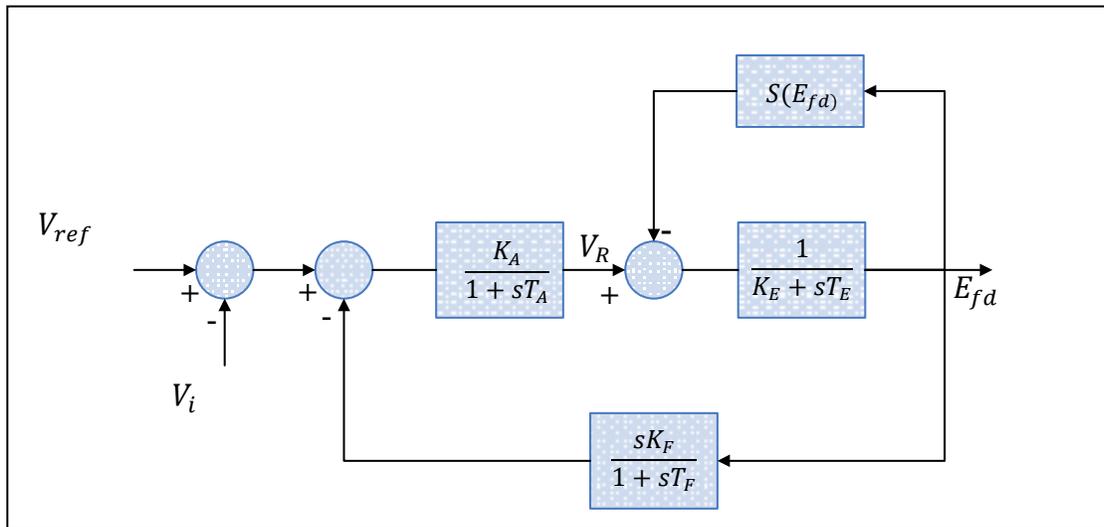


Figure 4.1 Système d'excitation type I
Tirée de Pai, Sen Gupta et al. (2005, p. 269)

Bien qu'il existe des modèles d'excitation plus spécialisés qui peuvent représenter le fonctionnement d'un type de système de façon plus stricte, ce modèle d'excitation convient particulièrement aux études de stabilité grâce à son adaptabilité pour différents types de systèmes d'excitation (Padiyar, 2008, p. 116-117).

4.1.2 Les équations algébriques

Les équations algébriques du stator, sous forme polaire, sont données par les expressions suivantes (Sauer and Pai, 1998, p. 165):

$$E'_{di} - V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{di} + X'_{qi} I_{qi} = 0 \quad (4.10)$$

$$E'_{qi} - V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{qi} + X'_{di} I_{di} = 0 \quad (4.11)$$

$$i = 1, \dots, m$$

Par ailleurs, les équations qui décrivent un réseau électrique, après une réduction de Kron, sont énoncées comme suit (Sauer and Pai, 1998, p. 185):

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = \sum_{k=1}^n V_k e^{j\theta_k} Y'_{ik} e^{j\alpha'_{ik}} \quad (4.12)$$

$$i = 1, \dots, m$$

Où les éléments ii et ik de la matrice d'admittance sont :

$$Y'_{ik} e^{j\alpha'_{ik}} = Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}} \quad (4.13)$$

$$Y'_{ii} e^{j\alpha'_{ii}} = Y_{ii} e^{j\alpha_{ii}} + Y_L$$

Le vecteur Y_L , qui modèle les charges sous forme d'admittances, est calculé avec l'équation (3.10). Pour la programmation, l'équation (4.12) est implémentée en séparant les composants réels et imaginaires.

Les éléments qui composent le système de puissance ainsi que les interactions sont représentés par le diagramme de blocs suivant (Figure 4.2) :

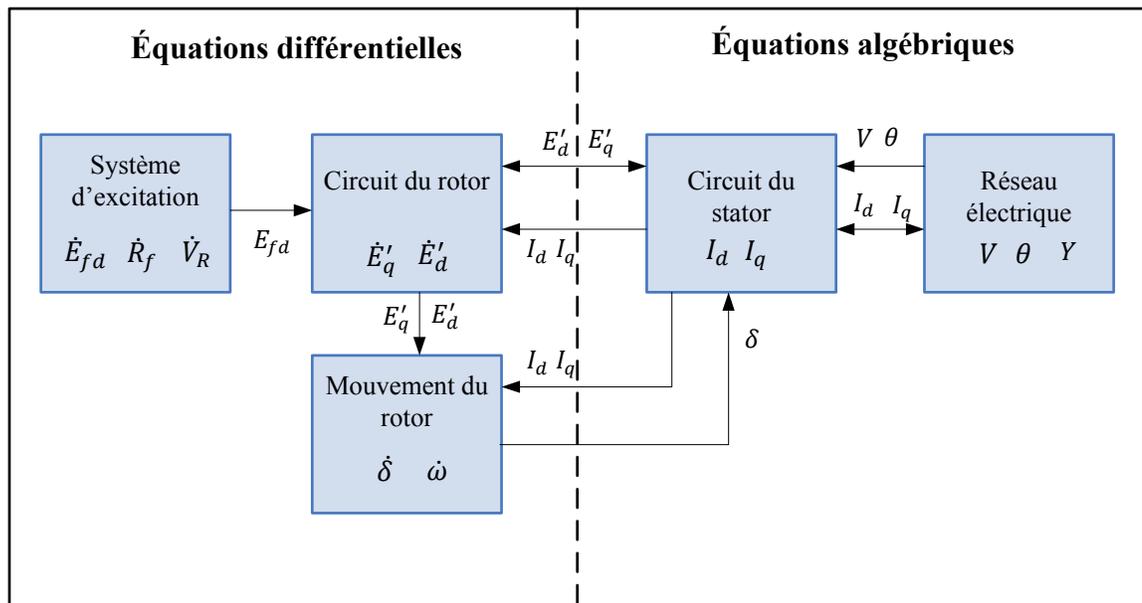


Figure 4.2 Diagramme de blocs du système d'EDA

4.2 Les données d'entrée

Comme le modèle classique, le modèle détaillé de la ST se sert des données qui résultent de l'écoulement de puissance pour formuler les conditions initiales. De même, le réseau est modélisé grâce aux matrices *bus*, *gen* et *branch*. Néanmoins, la liste des variables qui caractérisent la dynamique du générateur, pour ce modèle, est plus grande. Le Tableau 4.2 et le Tableau 4.3 présentent respectivement les variables liées au générateur et à l'excitatrice.

Tableau 4.2 Variables dynamiques du générateur

Variable	Description
H	Constante d'inertie de la machine
R_s	Résistance du stator
x'_d	Réactance transitoire — axe d
x'_q	Réactance transitoire — axe q
x_d	Réactance du générateur — axe d
x_q	Réactance du générateur — axe q
T'_{do}	Constante de temps — axe d
T'_{q0}	Constante de temps — axe q

Ces variables sont classées sous forme matricielle et reliées, pour chaque cas d'étude, dans la fonction *dinData(n)*. Cette fonction, appelée au début du programme principal, détermine, en utilisant la quantité de barres, les variables appropriées pour formuler les équations différentielles.

L'écoulement de puissance et la lecture des variables sont obtenus de la même façon que pour le modèle classique avec l'instruction *runpf('case __')*.

Tableau 4.3 Variables dynamiques de l'excitatrice

Variable	Description
K_a	Gain de l'amplificateur
T_a	Constante de temps de l'amplificateur
K_e	Gain de l'excitatrice
T_e	Constante de temps de l'excitatrice
K_f	Gain du stabilisateur
T_f	Constante de temps du stabilisateur
S_{EK1}	Première constante de la fonction de saturation
S_{EK2}	Deuxième constante de la fonction de saturation
$\frac{D}{M}$	Constante d'amortissement

4.3 Calculs préliminaires

Les calculs préliminaires visent à initialiser les vecteurs d'état et à établir les coefficients des équations différentielles de la (4.3) à la (4.9). Les étapes de ce processus sont énumérées de la façon suivante (Sauer and Pai, 1998, p. 192-196):

1. Le calcul du vecteur des courants de génération :

$$I_{Gi}e^{j\gamma_i} = \frac{(P_{Gi} - jQ_{Gi})}{V_i e^{-j\theta}} \quad (4.14)$$

2. Calcul du vecteur des angles δ_{i0} :

$$\delta_{i0} = \text{angle de } [V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX_{qi})I_{Gi}e^{j\gamma_i}] \quad (4.15)$$

3. Calcul des vecteurs I_{di} , I_{qi} , V_{di} et V_{qi} pour chacune des machines :

$$I_{di} + jI_{qi} = I_{Gi}e^{j(\gamma_i - \delta_i + \frac{\pi}{2})} \quad (4.16)$$

$$V_{di} + jV_{qi} = V_i e^{j(\theta_i - \delta_i + \frac{\pi}{2})} \quad (4.17)$$

4. Calcul des tensions E'_{di} de l'équation:

$$E'_{di} = V_{di} + R_{si}I_{di} - X'_{qi}I_{qi} \quad (4.18)$$

5. Calcul des tensions E'_{qi} de l'équation:

$$E'_{qi} = V_{qi} + R_{si}I_{qi} + X'_{di}I_{di} \quad (4.19)$$

6. Calcul de E_{fdi} en utilisant l'expression :

$$E_{fdi} = E'_{qi} + (X_{di} - X'_{di})I_{di} \quad (4.20)$$

7. Calcul de V_{Ri} , R_{fi} et V_{refi} de l'équation:

$$V_{Ri} = (K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi}))E_{fdi} \quad (4.21)$$

$$R_{fi} = \frac{K_{fi}}{T_{fi}}E_{fdi} \quad (4.22)$$

$$V_{refi} = V_i + \frac{V_{Ri}}{K_{Ai}} \quad (4.23)$$

8. Finalement, il est possible de calculer :

$$T_{Mi} = E'_{di}I_{di} + E'_{qi}I_{qi} + (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi} \quad (4.24)$$

De ces valeurs, les vecteurs d'état sont formulés avec la structure suivante :

$$x = [E'_q \ E'_d \ \delta \ \omega \ E_{fd} \ R_f \ V_R]$$

$$y = [I_d \ I_q \ V \ \theta]$$

$$u = [\omega_0 \ V_{ref} \ T_M]$$

Où ω_0 est la vitesse synchrone avant le défaut. Les autres variables d'état proviennent des calculs préliminaires (1 à 8) et de l'information de l'écoulement de puissance. De plus, il

convient de calculer à l'avance les coefficients des équations différentielles de la (4.3) à la (4.9) sous forme matricielle. Pour la programmation, ces valeurs constantes sont reliées dans une matrice de 16 colonnes, où la ligne i contient l'information pour la machine i .

À la différence du modèle classique, les réactances transitoires x'_d ne sont pas additionnées aux matrices d'admittance d'avant, de pendant et d'après le défaut. Les processus de définition du défaut et de réduction de Kron se réalisent de la même façon que pour le modèle classique.

4.4 Formulation et résolution des équations différentielles – méthode explicite

Cette méthode de résolution consiste à alterner deux méthodes numériques pour approcher la solution des EDA de façon itérative. Une méthode de résolution des équations différentielles approche les valeurs des variables d'état x en $f(x, y)$ en fixant les variables algébriques du vecteur y . Avec cette valeur estimée de x , on utilise une méthode de résolution d'équations non linéaires afin de trouver l'approximation numérique de la solution pour y en $g(x, y)$. Pour le cas où les méthodes de résolution sont Runge Kutta pour les équations différentielles et Newton Raphson pour les équations algébriques, les étapes de calcul sont formulées comme suit (Wang, Song et al., 2008, p. 426) :

1. Faire une estimation $k_1 = \Delta t * f(x_{(t)}, y_{(t)})$. Dans le cas où $t=0$ les vecteurs de x et de y sont ceux des conditions initiales;
2. Calculer $x_1 = x_{(t)} + \frac{1}{2}k_1$. Avec x_1 , résoudre l'équation algébrique $g(x_1, y_1) = 0$ afin d'obtenir y_1 ;
3. Avec cette valeur de y_1 , on calcule $k_2 = \Delta t * f(x_1, y_1)$;
4. Calculer $x_2 = x_{(t)} + \frac{1}{2}k_2$. Avec x_2 , résoudre l'équation algébrique $g(x_2, y_2) = 0$ afin d'obtenir y_2 ;
5. Avec cette valeur de y_2 , on calcule $k_3 = \Delta t * f(x_2, y_2)$;

6. Calculer $x_3 = x_{(t)} + k_3$. Avec x_3 , résoudre l'équation algébrique $g(x_3, y_3) = 0$ afin d'obtenir y_3 ;
7. Avec cette valeur de y_3 , on calcule $k_4 = \Delta t * f(x_3, y_3)$;
8. Finalement, on calcule $x_{t+\Delta t} = x_{(t)} + \frac{1}{6}(k_1 + \frac{1}{2}k_2 + \frac{1}{2}k_3 + k_4)$ et avec $x_{t+\Delta t}$, résoudre l'équation algébrique $g(x_{t+\Delta t}, y_{t+\Delta t}) = 0$ afin d'obtenir $y_{t+\Delta t}$;

Le processus se poursuit jusqu'au moment où la fin de la simulation arrive, $t_k \geq t_e$ (Figure 4.4 Algorithme de stabilité transitoire – modèle détaillé).

Comme dans les étapes 2, 4, 6 et 8 le système d'équations non linéaires est résolu par la méthode de Newton Raphson, il devient nécessaire de calculer, à chaque étape, la matrice Jacobienne de $g(x, y)$ par rapport au vecteur d'état y . Cela implique que les équations de (4.10) à (4.12) doivent être dérivées par rapport à chacune des variables d'état $[I_d \ I_q \ V \ \theta]$. La représentation matricielle de ces dérivées est donnée dans l'Annexe A-I Tableau 4. Chacun des éléments de cette matrice de dimension m ne comporte de l'information que dans la diagonale. Par exemple, le vecteur composé des résistances du stator $-R_s$ constitue les premières m valeurs de la diagonale de la matrice Jacobienne.

4.5 Formulation et résolution des équations différentielles – méthode implicite

Pour résoudre les EDA avec la méthode implicite, le système d'équations différentielles est intégré, afin d'obtenir une approximation numérique de la solution des équations $f(x, y)$. Cette solution reliée aux équations algébriques $g(x, y)$ constituent un nouveau groupe d'équations non linéaires. Encore une fois, la plus grande difficulté est de calculer la matrice Jacobienne de f et g par rapport aux variables d'état $x = [E'_q \ E'_d \ \delta \ \omega \ E_{fd} \ R_f \ V_R]$ et $y = [I_d \ I_q \ V \ \theta]$.

Pour le cas où les méthodes trapézoïdale et Newton Raphson sont utilisées pour trouver la solution du groupe d'équations, les étapes de calcul sont formulées comme suit (Sauer, Lesieutre et al., 1993, p. 151):

1. Estimer x_{t+h} avec l'expression:

$$x_{t+h} = x_t + hf(x_t, y_t) \quad (4.25)$$

Avec cette valeur, une première estimation de $f(x_{t+h}, y_{t+h})$ est faite.

2. La méthode trapézoïdale implicite, formulée par l'équation (2.33), est appliquée au système d'équations différentielles $\dot{x} = f(x, y)$ comme suit:

$$x_{t+h} = x_t + \frac{h}{2} [f(x_{t+h}, y_{t+h}) + f(x_t, y_t)] \quad (4.26)$$

$$0 = g(x_{t+h}, y_{t+h}) \quad (4.27)$$

Pour la première itération $x_t = x_0$ et $y_t = y_0$. En appliquant la méthode de Newton Raphson aux équations (4.26) et (4.27), l'équation (2.14) prend la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} x_{t+h}^{(k+1)} \\ y_{t+h}^{(k+1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_{t+h}^{(k)} \\ y_{t+h}^{(k)} \end{bmatrix} - [J^{(k)}]^{-1} \begin{bmatrix} F^{(k)} \\ G^{(k)} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Où :

$$F^{(k)} = x_t - x_{t+h}^{(k)} + \frac{h}{2} [f(x_{t+h}^{(k)}, y_{t+h}^{(k)}) + f(x_t, y_t)] \quad (4.29)$$

$$G^{(k)} = g(x_{t+h}^{(k)}, y_{t+h}^{(k)}) \quad (4.30)$$

La matrice Jacobienne est donnée par l'expression ci-dessous:

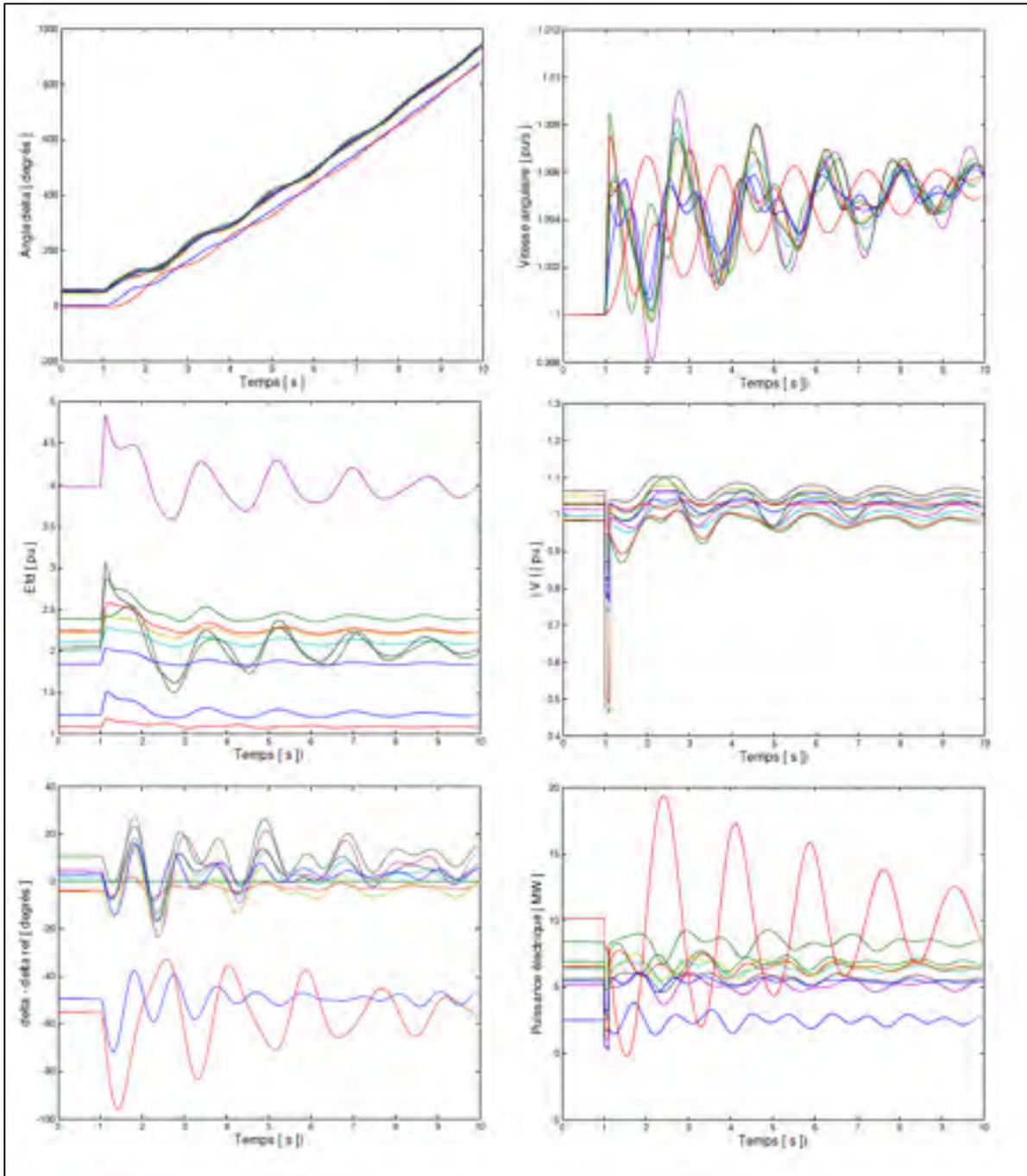


Figure 4.4 Résultats graphiques - modèle détaillé

4.7 Options définies par l'utilisateur

Les options définies par l'utilisateur sont énumérées comme suit:

1. Méthode d'intégration implicite ou explicite;
2. Habilitation (ou non) de l'algorithme VDHN;
3. Le pas de temps pour chaque étape du défaut : un, deux ou trois pas de calcul différents.

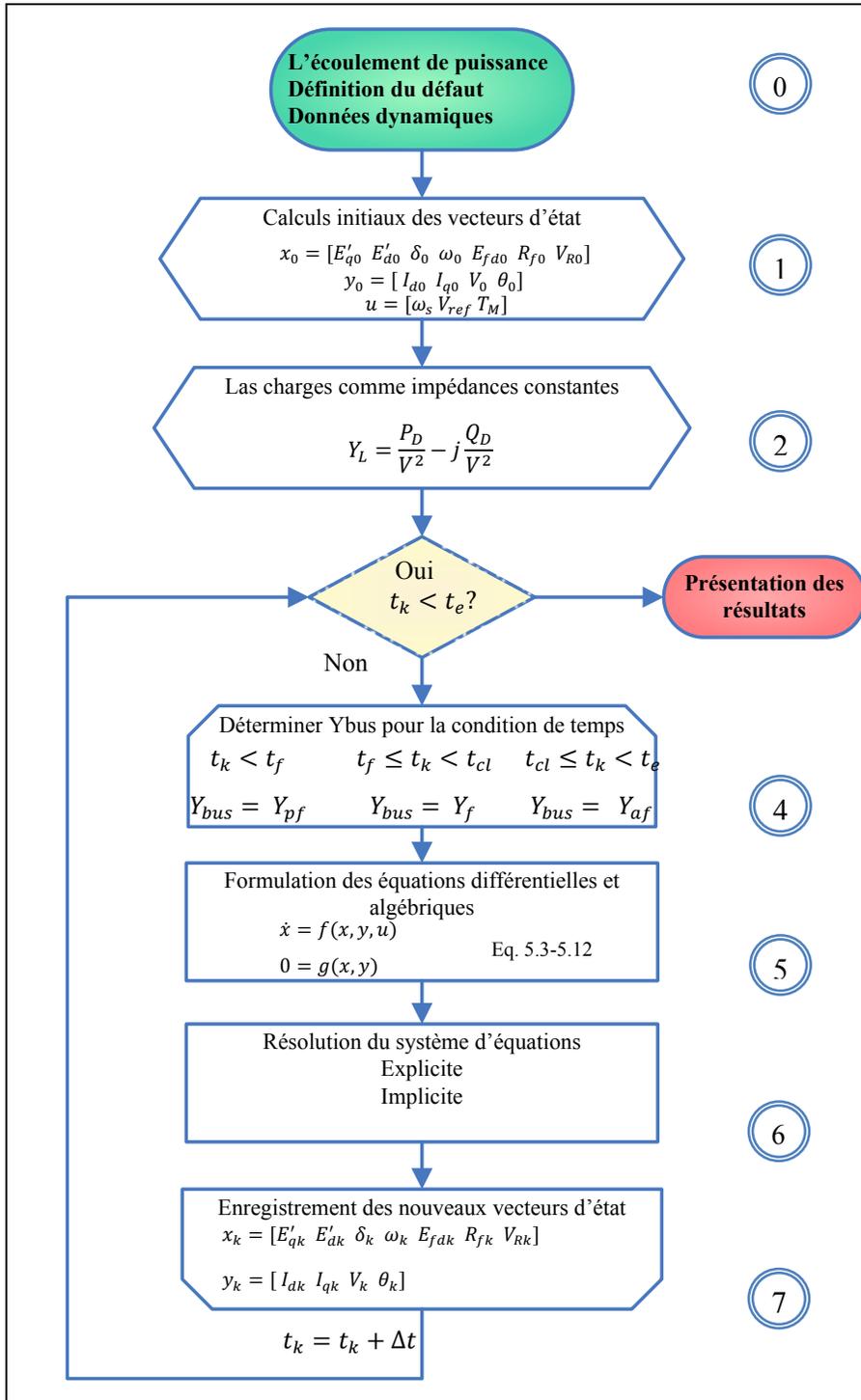


Figure 4.5 Algorithme de stabilité transitoire – modèle détaillé

CHAPITRE 5

RÉSULTATS ET VALIDATION

Ce chapitre présente les principaux résultats obtenus par la mise en œuvre des algorithmes de ST décrits dans les chapitres précédents. À cette fin, nous décrivons les cas d'étude : trois machines «WECC» - neuf barres, 10 machines – 39 barres « *New England* », 17 machines - 162 barres et 50 machines – 145 barres. Une analyse comparative de la performance des algorithmes, pour chaque cas d'étude, est implémentée en considérant la vitesse d'exécution et la précision obtenue. La validation du programme est confirmée sur la base des comparaisons avec des défauts documentés dans des articles scientifiques publiés et par des simulations effectuées avec le logiciel PSSE®. Pour tous les cas d'étude, la fréquence est de 60 Hz et la puissance de base est de 100 MVA.

5.1 Cas d'étude : trois machines - neuf barres WSCC

Ce cas d'étude est amplement utilisé dans les études de stabilité. Il comporte trois générateurs, trois charges, neuf barres, six lignes et trois transformateurs. La Figure 5.1 montre la configuration de ce réseau. Les données nécessaires pour la simulation sont décrites à l'ANNEXE II.

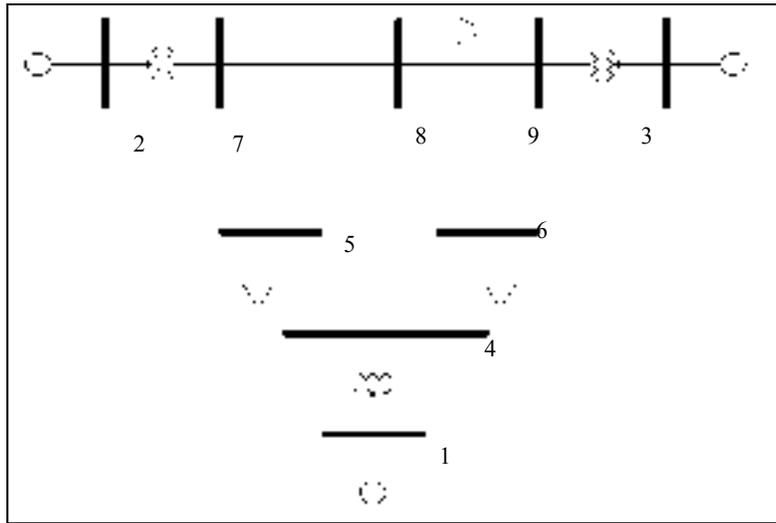


Figure 5.1 Réseau avec trois machines et neuf barres
Adaptée d'Anderson, Fouad et al. (2003, p. 38)

Afin de fournir un point de référence, la Figure 5.2 montre le comportement dynamique d'un défaut proche de la barre 7 au moment où $t = 0^+$. Le défaut est éliminé à 83 ms par le déclenchement de la ligne [7 5]. Les Figures 5.2 c) et d) montrent les angles relatifs par rapport à l'angle du générateur d'équilibre. Après le premier *swing*, l'angle relatif n'augmente pas indéfiniment, donc le système soumis à ces conditions de perturbation est stable. Les données nécessaires pour la simulation sont décrites à l'ANNEXE II.

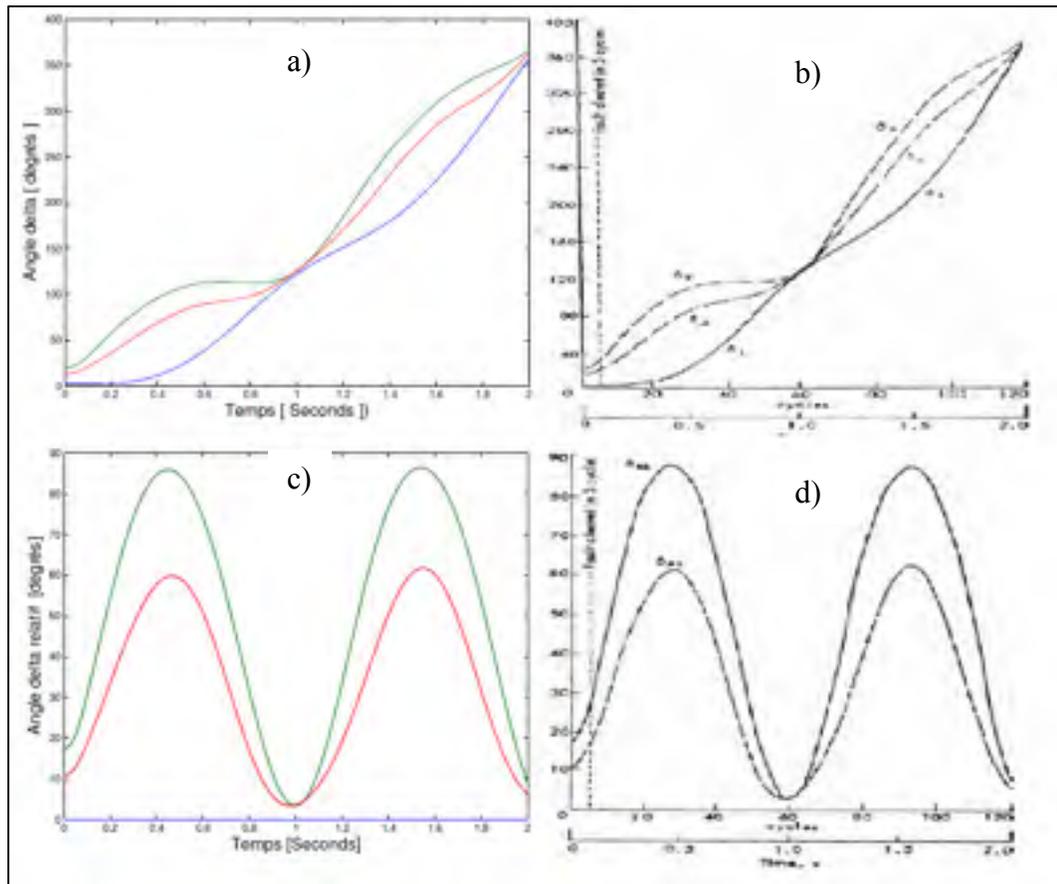


Figure 5.2 Défaut sur la ligne 7, ligne d'élimination du défaut [7 5] à 83ms
b) et d) Tirées de Anderson, Fouad et al. (2003, p. 44-45)

5.2 Cas d'étude: 10 machines et 39 barres

Ce réseau est une représentation du système électrique de *New England*. Ce réseau est souvent utilisé comme base comparative dans plusieurs articles scientifiques et livres portant sur la stabilité de réseaux électriques. Il se compose de 10 machines, de 34 lignes, de 12 transformateurs, de 39 barres et de 21 charges. Les transformateurs incluent différents rapports de transformation. La Figure 5.3 représente le diagramme unifilaire de ce réseau. Les sections 3.9 et 4.7 du présent document comportent un défaut typique sur ce réseau en utilisant respectivement les modèles classique et détaillé. Les données nécessaires pour la simulation sont décrites à l'ANNEXE III.

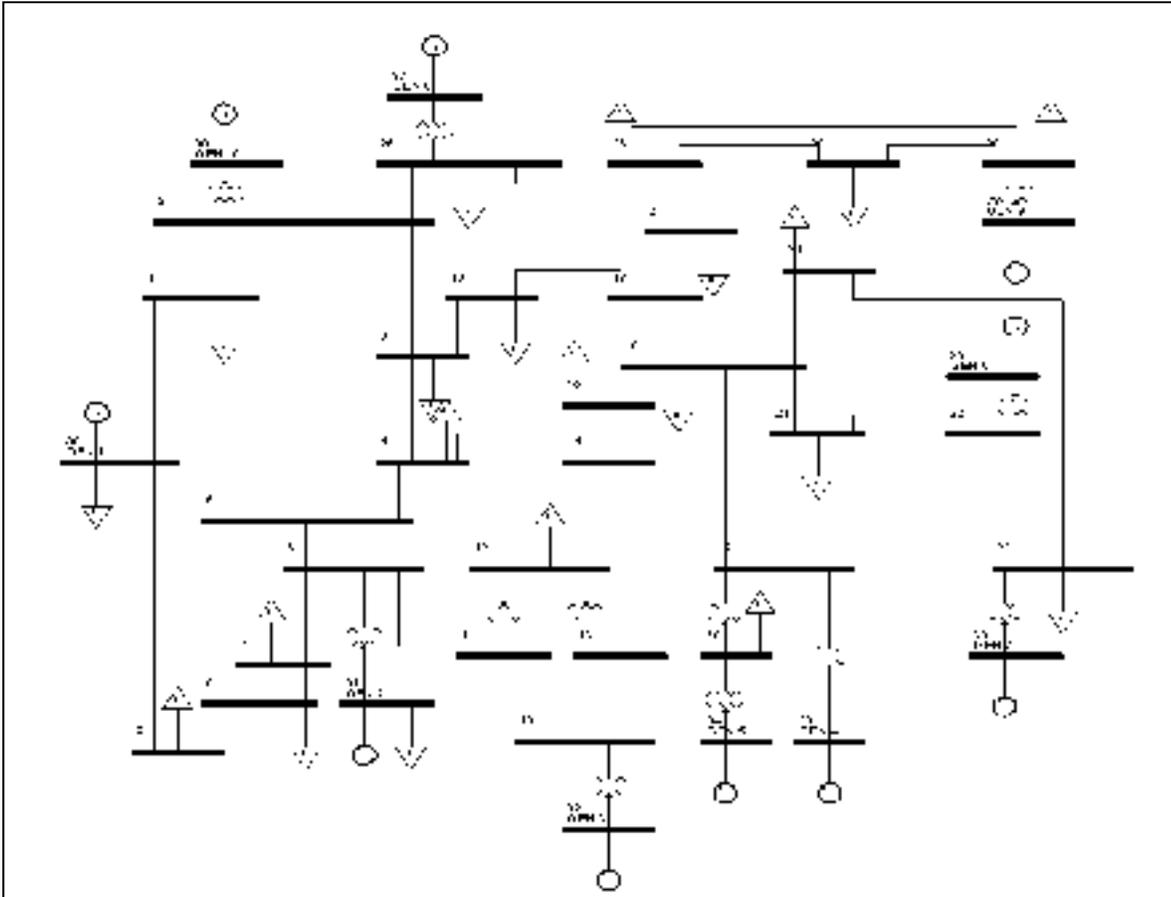


Figure 5.3 Réseau avec 10 machines et 39 barres en PSS-E

5.3 Cas d'étude : 17 machines et 165 barres

Ce cas d'étude, décrit dans l'article « *Transient Stability Tests Systems for Direct Stability Methods* » (IEEE, 1992, p. 39) représente le réseau électrique de l'état d'Iowa aux États-Unis. Il se compose de 17 générateurs, de 162 barres, de 284 lignes et de 46 transformateurs. Les données du réseau ainsi que l'information dynamique des machines sont prises, en fichiers *Common Data Format*, du site internet de l'Université de Washington². La Figure

^{2 2} On trouve plus d'information sur le site: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>

5.4 présente la plupart des lignes du réseau à 345 kV et 230 kV. Les données nécessaires pour la simulation sont décrites à l'ANNEXE IV.

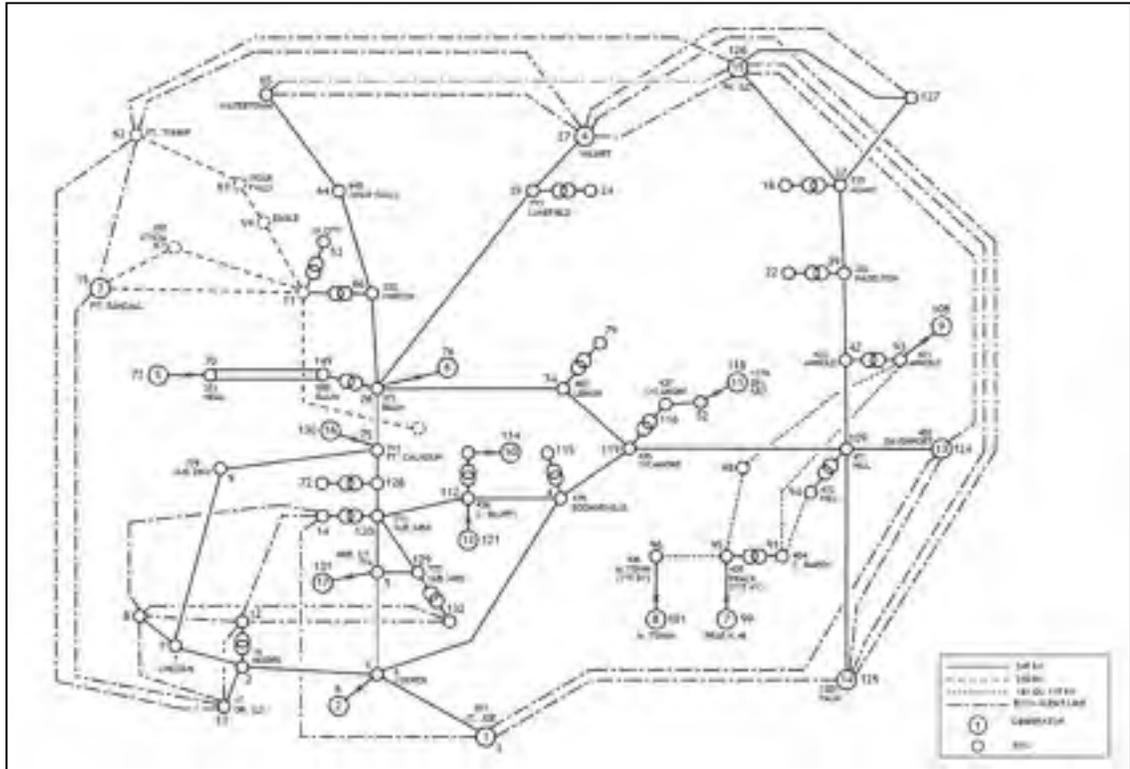


Figure 5.4 Réseau 17 machines et 165 barres
Tirée de IEEE (1992, p. 39)

Dans cet article, le groupe IEEE *task force* a comparé les réponses dynamiques du réseau suite à une perturbation en utilisant deux logiciels commerciaux ETMSP et PSSE. Un défaut survient à $t = 0^+$ proche de la barre 75. Pour éliminer le défaut, la ligne [75 9] est ouverte (IEEE, 1992, p. 39). La machine reliée à la barre 130 devient critique et en utilisant le logiciel PSSE le CCT est obtenu entre 352 et 354 ms. Si on répète le même défaut avec le logiciel ETMSP, le CCT se retrouve entre 354 - 356 ms, tel que le montre la Figure 5.5, a). Avec notre programme, l'allure de la courbe est identique et le CCT se retrouve à 356 ms, tel que montré à la Figure 5.5, b).

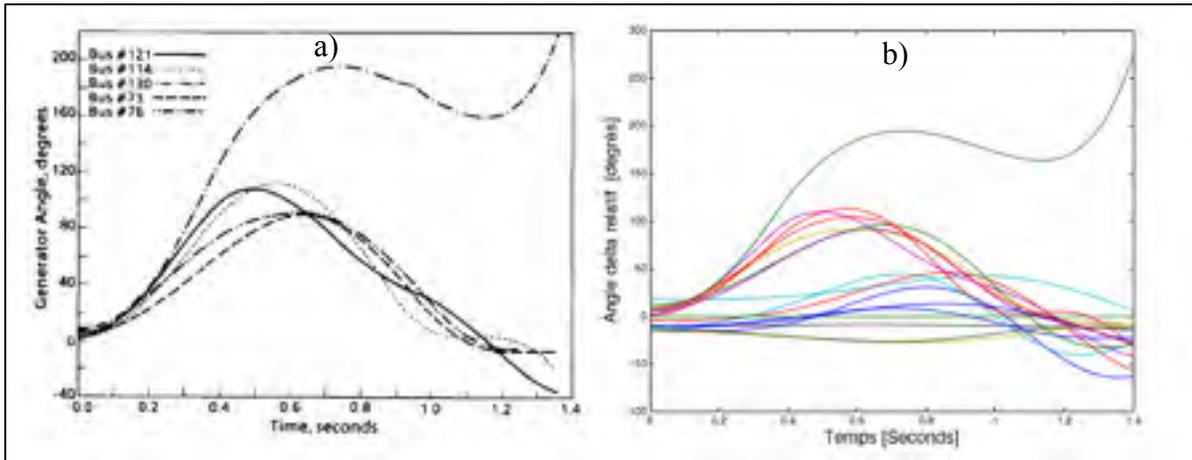


Figure 5.5 Réseau 17 machines a) et b) t_{cl} de 356 ms
 a) Tirée de IEEE (1992, p. 39)

5.4 Cas d'étude : 50 machines et 145 barres

Ce réseau, inspiré d'un réseau réel en Amérique du Nord, est composé de 50 générateurs, de 145 barres, de 453 lignes et de 52 transformateurs (IEEE, 1992, p. 38task force). Les données nécessaires pour la simulation se trouvent aussi dans le site internet de l'Université de Washington en *Common Data Format*. Les générateurs principaux sont reliés aux barres 93, 104, 105, 106, 110 et 111. La Figure 5.6 représente le diagramme simplifié de ce réseau.

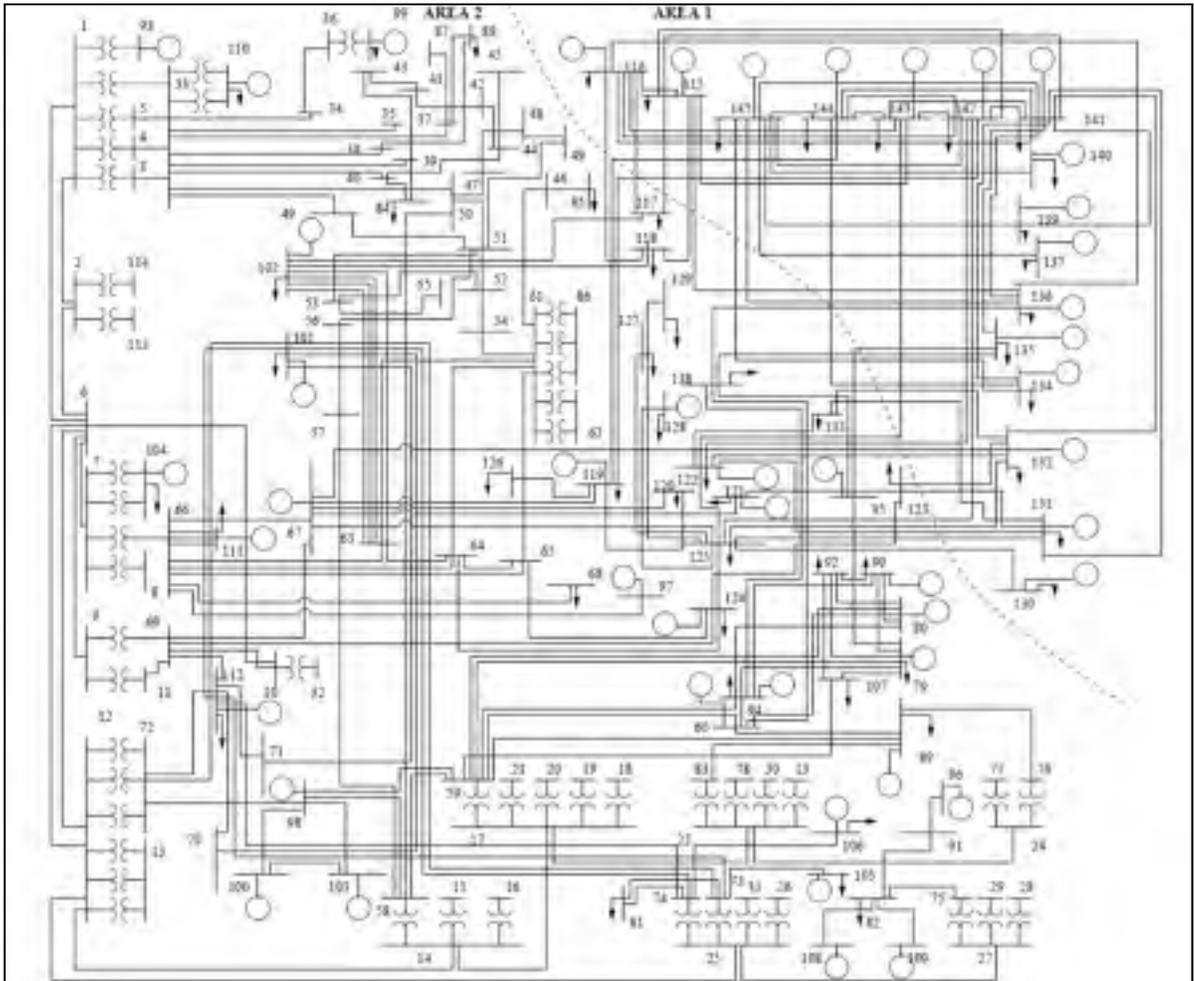


Figure 5.6 Réseau 50 machines
Tirée de Canizares, Mithulananthan et al. (2004, p. 1)

La Figure 5.6 montre le comportement de ce réseau, lorsqu'un défaut survient proche de la ligne 7. Le défaut est éliminé avec l'ouverture de la ligne [7 6]. La Figure 5.7 a) et b) montrent le comportement dynamique par le modèle classique avec un temps d'élimination de défaut de 108.0 ms. À la Figure 5.7, c) et d), avec un temps d'élimination de défaut de 108.5 ms, le système devient instable.

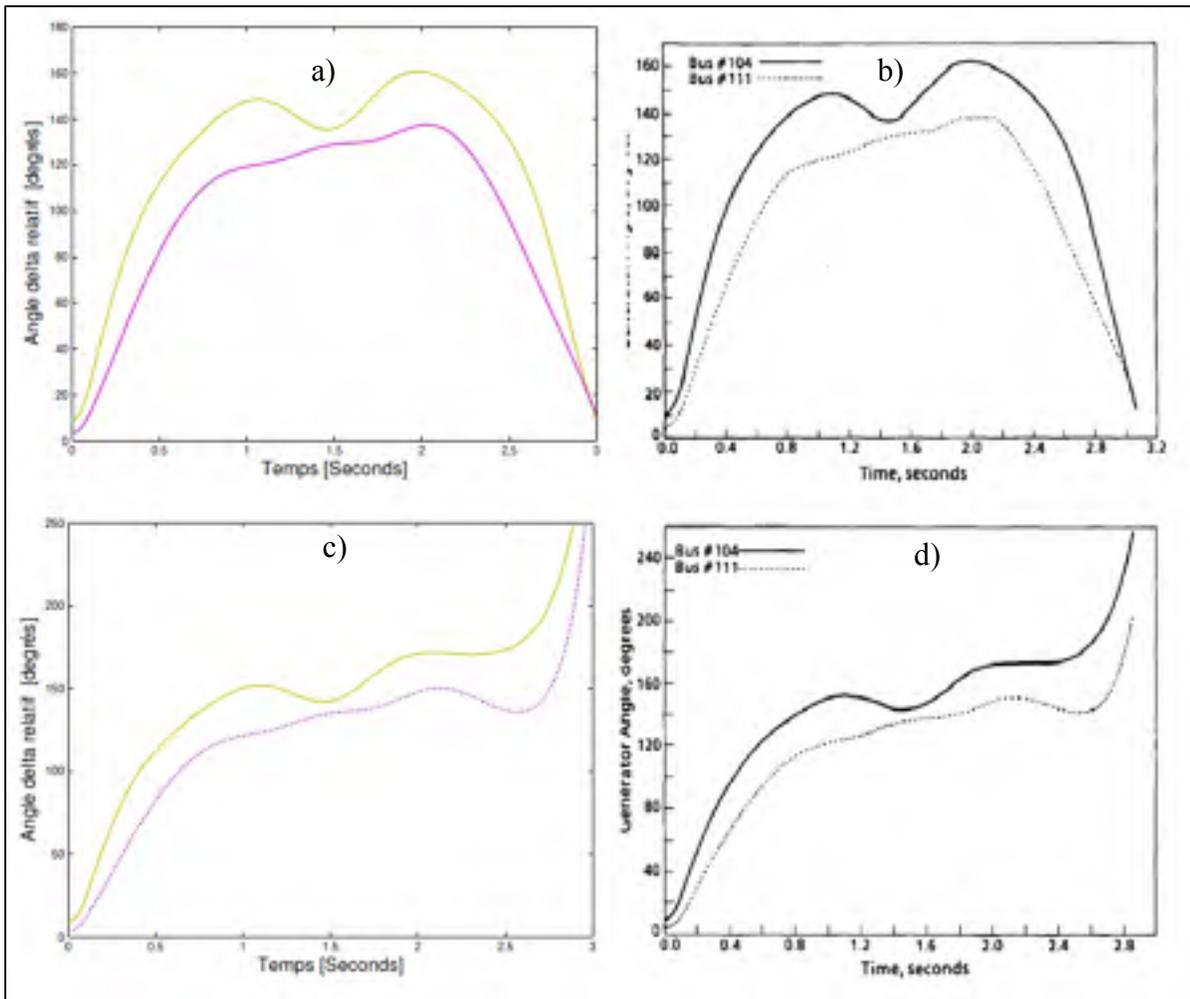


Figure 5.7 Réseaux 50 machines, a) et b) t_{cl} de 108.0 ms - c) et d) t_{cl} de 108.5 ms
b) et d) Tirées de IEEE (1992, p. 40)

5.5 Analyse comparative – simulation classique

Bien qu'il existe des méthodes énergétiques pour évaluer mathématiquement le CCT, dans le cadre de cette étude, celui-ci est évalué graphiquement. Ainsi, nous réalisons différentes simulations jusqu'à trouver l'intervalle de temps à partir duquel une ou plusieurs machines deviennent instables avec une précision de 1 ms. Pour toutes les simulations, le temps d'évaluation est de 5 s et le moment de début de défaut est de 1 s. La précision des méthodes est comparée par rapport à celle du logiciel PSSE® avec un pas de temps de 0.08333 ms. Ce

logiciel commercial, créé en 1976 par la compagnie SIEMENS, est un des logiciels les plus reconnus pour l'analyse de réseaux électriques (IEEE, 1992, p. 37-43).

Nous avons sélectionné trois défauts dans chacun des réseaux suivants : 3 machines- 9 barres, 10 machines -39 barres et 50 machines – 145 barres, tel que montrent les Tableaux de 5.1 à 5.3. À titre d'exemple, le premier défaut défini au Tableau 2.1 est le [7*-5], où l'astérisque indique que le défaut est proche de la barre 7. Si on prend la méthode ODE 45 à pas variable, le CCT se retrouve entre 164 et 165 ms. Afin d'évaluer la précision de notre programme, les mêmes défauts sont simulés dans le logiciel PSSE® avec différents pas de calcul. Avec le pas plus petit (0.083 ms), qu'on suppose plus précis, PSSE® nous indique que le CCT se retrouve entre 162 et 163 ms. Alors, pour la première méthode, l'ODE 45 à pas variable, une précision moyenne de 99.2 % est obtenue par rapport à PSSE. Dans le même ordre d'idées, plusieurs résultats sont tirés comme suit :

Méthodes d'Euler : À moins que le pas de calcul soit assez petit (près de 0.83 ms), il n'est pas recommandable d'utiliser ces méthodes. Parmi les trois méthodes d'Euler implémentées, celle qui présente une meilleure précision est celle d'Euler modifiée. Pour le cas où le pas de temps est de 0.833 ms, les trois méthodes présentent presque la même précision, mais celle d'Euler à un pas de calcul est considérablement plus rapide.

Méthodes à pas de temps variable et à pas de calcul fixe : Bien que les méthodes à pas de temps variable, comme l'ODE45, l'ODE 23tb et l'ODE 15s, n'utilisent qu'une quantité réduite de pas de temps d'intégration, elles comportent une haute précision et en même temps, sont assez rapides. Particulièrement, la méthode ODE 45, qui utilise une technique d'intégration explicite présente les meilleures performances dans la plupart des simulations.

Tableau 5.1 Trois machines – évaluation de la performance des méthodes

Méthode	Pas de temps [ms]	CCT [ms]							Temps d'exécution [ms]	Indicateur de Vitesse	
		Défaut 1		Défaut 2		Défaut 3		Précision			
		7* - 5	6* - 4	4* - 5	%						
1	ODE 45	Variable	164	165	448	449	298	299	99,2	25	100
2	ODE23tb	Variable	160	161	446	447	308	309	98,7	59	42
3	Trapézoïdale - Newton Raphson - un pas de temps	8,333	166	167	457	458	316	317	96,8	187	13
		0,833	162	163	450	451	302	303	99,7	1073	2
4	Runge Kutta - un pas de temps	8,333	165	166	444	445	303	304	98,9	50	50
		0,833	160	161	446	447	299	300	99,3	486	5
5	Runge Kutta - deux pas de temps	8,333	162	163	448	449	301	302	99,9	80	31
		0,833	162	163	447	448	300	301	99,9	803	3
6	Trapézoïdale - Newton Raphson - deux pas de temps	8,333	166	167	458	459	317	318	96,6	188	13
		0,833	162	163	450	451	302	303	99,7	1083	2
7	Euler explicite à un pas de temps	8,333	124	125	210	220	240	250	67,8		
		0,833	160	161	435	436	296	298	98,1	142	17
8	Euler modifiée à un pas de temps	8,333	141	142	370	380	285	286	88,2	27	93
		0,833	160	161	439	440	298	299	98,7	255	10
9	Euler avec deux ou trois pas de temps	8,333	119	120	210	220	240	250	66,7		
		0,833	161	162	435	436	297	298	98,5	234	11
10	ODE 15s	Variable	160	161	445	446	299	300	99,2	64	38
11	PSSE®	8,333	130	140	420	430	275	276	88,5		
		0,833	159	160	447	448	307	308	98,7		
		0,083	162	163	447	448	301	302	100,0		

Méthodes avec deux ou trois pas d'intégration : Pour ces méthodes, pendant le temps de défaut, le pas de temps est divisé par dix afin d'évaluer si la précision est augmentée. Mais dans la pratique, pour ces méthodes la précision n'est pas toujours améliorée par rapport à celle observée dans les mêmes simulations mais à un seul pas de temps.

Les méthodes implicites et les méthodes explicites : Les méthodes implicites, comme le trapézoïdal avec Newton Raphson, prennent, en général, plus de temps d'exécution que les similaires explicites. Ceci est explicable par l'effort additionnel du programme pour calculer la matrice Jacobienne.

Tableau 5.2 Dix machines – évaluation de la performance des méthodes

Méthode		Pas de temps	CCT [ms]						Temps d'exécution [ms]	Indicateur de Vitesse	
			Défaut 1		Défaut 2		Défaut 3				Précision
		[ms]	28* - 29		4* - 14		13* - 14		%		
1	ODE 45	Variable	63	64	195	196	193	194	96,6	30	80
2	ODE23tb	Variable	61	62	202	203	195	196	99,2	64	37
3	Trapézoïdale - Newton Raphson - un pas de temps	8,333	66	67	207	208	199	200	96,6	266	9
		0,833	62	63	203	204	198	199	99,3	1337	2
4	Runge Kutta - un pas de temps	8,333	62	63	204	205	195	196	98,6	81	29
		0,833	62	63	202	203	196	197	98,8	777	3
5	Runge Kutta - deux pas de temps	8,333	63	64	203	204	197	198	98,6	103	23
		0,833	61	62	202	203	198	199	99,7	1013	2
6	Trapézoïdale - Newton Raphson - deux pas de temps	8,333	67	68	209	210	200	301	95,6	262	9
		0,833	62	63	203	204	199	200	99,5	1330	2
7	Euler explicite à un pas de temps	8,333	66	67	199	200	174	175	92,4	24	100
		0,833	61	62	202	203	194	195	99,0	221	11
8	Euler modifiée à un pas de temps	8,333	62	63	199	200	191	192	97,5	43	55
		0,833	61	61	202	203	195	196	99,2	403	6
9	Euler avec deux ou trois pas de temps	8,333	60	61	194	195	171	172	93,3	31	77
		0,833	61	62	202	203	194	195	99,0	287	8
10	ODE 15s	Variable	61	62	202	203	195	196	99,2	56	43
11	PSSE*	8,333	58	59	200	201	191	192	96,5		
		0,833	63	64	204	205	197	198	98,4		
		0,083	61	62	203	204	199	200	100,0		

Tableau 5.3 Case 50 machines – Évaluation de la performance des méthodes

Méthode		Pas de temps	CCT [ms]						Temps d'exécution [ms]	Indicateur de Vitesse	
			Défaut 1		Défaut 2		Défaut 3				Précision
		[ms]	7* - 6		25* - 27		58* - 57		%		
1	ODE 45	Variable	108	109	181	182	327	328	99,7	361	100
2	ODE23tb	Variable	108	109	179	180	324	325	99,6	916	39
3	Trapézoïdale - Newton Raphson - un pas de temps	8,333	116	117	191	192	334	335	94,7	2403	15
		0,833	109	110	180	181	325	326	99,6	11497	3
4	Runge Kutta - un pas de temps	8,333	108	109	179	180	324	325	99,6	860	42
		0,833	108	109	179	180	324	325	99,6	8393	4
5	Runge Kutta - deux pas de temps	8,333	109	110	180	181	325	326	99,6	1132	32
		0,833	108	109	180	181	324	325	99,8	11227	3
6	Trapézoïdale - Newton Raphson - deux pas de temps	8,333	117	118	192	193	334	335	94,2	2390	15
		0,833	109	110	180	181	325	326	99,6	11077	3
7	Euler explicite à un pas de temps	8,333	108	109	100	100	200	200	72,3		
		0,833	108	109	179	180	323	324	99,5	2143	17
8	Euler modifiée à un pas de temps	8,333	108	109	179	180	250	260	92,0	441	82
		0,833	108	109	179	180	323	324	99,5	4030	9
9	Euler avec deux ou trois pas de temps	8,333	106	107	100	100	200	200	71,7		
		0,833	108	109	179	180	322	323	99,4	2855	13
10	ODE 15s	Variable	108	109	180	181	324	325	99,8	453	80
11	PSSE*	8,333	100	101	175	176	325	326	96,5		
		0,833	108	108,5	180	181	326	327	100,0		
		0,083	108	109	180	181	326	327	100,0		

Méthodes de résolution d'équations différentielles incluses dans Matlab : Les méthodes à pas de temps variable, comme l'ODE45, l'ODE23tb et l'ODE15s, en tant que algorithmes développés en Matlab, présentent des avantages par rapport aux autres méthodes. En effet, la robustesse de la programmation est la plus remarquable. De plus, ces algorithmes sont développés par des experts en programmation et leur performance est prouvée dans plusieurs cas. Par contre, dans quelques cas cette robustesse les rend peu flexibles et quelquefois plus lents en temps d'exécution, surtout quand il s'agit de la première simulation. Un autre inconvénient de ces algorithmes, c'est le manque d'applicabilité pour résoudre les DAE qui caractérisent le modèle détaillé.

Réductions dans les pas de temps : On observe que des réductions dans le pas de temps entraînent une amélioration plus notable dans les méthodes moins précises, comme dans les méthodes d'Euler et trapézoïdales. Même avec PSSE, la précision varie considérablement lorsque des pas de temps plus petits sont utilisés.

De toutes les méthodes, celle qui présente la meilleure performance précision – vitesse d'exécution est celle de l'ODE 45 à pas variable. Elle convient spécialement aux études où la vitesse d'exécution est prioritaire. Parmi les méthodes à pas fixe, celle qui présente la meilleure performance est le Runge Kutta à pas fixe avec un pas de temps de 8.333 ms.

5.5.1 Analyse des temps moyens d'exécution

Afin de vérifier si la vitesse d'exécution du programme suit la tendance antérieurement décrite, nous avons élaboré un autre programme qui fait les simulations de la plupart des défauts possibles sur les réseaux avec chacune des méthodes et pour différents temps de défaut. Comme résultat, ce programme permet d'obtenir les valeurs moyennes de vitesse d'exécution pour chacune des dix méthodes d'intégration implémentées.

Pour un réseau avec n barres raccordées par l lignes, il existe $2l + n$ différentes possibilités de défauts triphasés. Pour notre cas et pour simplifier la programmation, nous n'avons

considéré que les premiers 21 défauts. Dans le même ordre d'idées, nous faisons varier le temps de défaut à des valeurs de 100, 200 et 300 ms, afin de constater s'il existe dépendances entre les temps d'exécution et de défaut.

À titre d'exemple le Tableau 5.4 montre une partie des temps d'exécution calculés pour le cas 50 machines avec la technique d'intégration ODE 23tb. Dans la troisième et quatrième colonne se sont montrés les temps d'exécution pour un défaut sur la barre i et j respectivement.

Tableau 5.4 Temps d'exécution du programme cas 50-machines, méthode ODE23tb

i	j	Temps d'exécution		# Pas d'intégration	
10	02	0.67970	0.64901	347	360
10	69	0.67365	0.67544	347	336
11	69	0.64494	0.60334	360	344
13	13	0.68031	0.6628	343	348
13	13	0.66631	0.66629	343	340
13	13	0.74065	0.75998	343	348
13	14	0.69716	0.71727	344	360
13	14	0.7562	0.73151	344	363
12	25	0.70793	0.69649	349	348
12	25	0.71051	0.70516	349	318
12	72	0.70674	0.69099	352	344
12	72	0.71085	0.69371	352	311
12	72	0.70671	0.6984	352	344
13	72	0.67151	0.68718	318	313
13	72	0.6686	0.69497	348	343
13	72	0.67218	0.68501	318	313
14	15	0.71048	0.71877	360	361

Avec l'information de toutes les possibles combinaisons de défauts, la moyenne arithmétique calculée pour chaque méthode est classée selon la vitesse d'exécution, tel que le montre le Tableau 5.5.

Tableau 5.5 Exemple des résultats des temps d'exécution et de pas de temps

50 machines – Valeurs moyennes avec pas d'intégration 0.833 ms						
	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	7.9561	6	10	5881	5	10
	7.9061	3	9	5881	9	9
	7.6021	5	8	4801	3	8
	6.111	4	7	4801	4	7
	3.105	8	6	4801	6	6
	1.9571	9	5	4801	7	5
	1.5676	7	4	4801	8	4
	0.84103	2	3	445.72	2	3
	0.36975	10	2	340.91	1	2
	0.35355	1	1	263.62	10	1

L'ANNEXE VI présente les résultats moyens pour chacun des réseaux étudiés. Les données tirées des simulations nous confirment que les méthodes à pas variables sont, en moyenne, plus efficaces. La méthode de Runge Kutta à pas variable est au moins deux fois plus rapide que celle à pas fixe et au moins trois fois plus rapide que les méthodes d'Euler qui donnent des précisions similaires. Ces différences en performance peuvent être considérablement supérieures selon le type de défaut. Il est aussi possible d'affirmer que, pour le modèle classique, les techniques explicites ont une meilleure performance par rapport aux techniques implicites. Un autre fait intéressant, c'est la dépendance directe qui existe entre le temps de défaut et le temps d'exécution.

5.6 Analyse comparative – simulation détaillée « deux axes »

Ainsi que pour le modèle classique, des simulations sont réalisées jusqu'au moment où le CCT se retrouve dans un intervalle de temps inférieur à 1 ms. Le temps d'évaluation est de 5 s et le moment du début de défaut est de 1 s. La précision des méthodes implicite et explicite est comparée à celle du logiciel PSSE® pour les cas d'étude WECC et *New England*.

Il faut préciser que les modèles détaillés des machines en PSSE® comportent quelques différences par rapport aux modèles implémentés dans le cadre de ce travail. La première différence se retrouve dans la fonction de saturation décrite dans l'équation (4.7), laquelle ne comporte pas la même structure que celle de PSSE®. La deuxième différence se situe dans les modèles des machines en PSSE, lesquels requièrent pour la simulation des valeurs des impédances et des constantes de temps sous transitoires, comme x_d'' , x_q'' , T_{q0}'' et T_{d0}'' . Malgré ces différences, le comportement des deux programmes est similaire, tel qu'illustre l'allure de la courbe dans la Figure 5.8 où ST DET fait référence à la simulation obtenu avec notre programme.

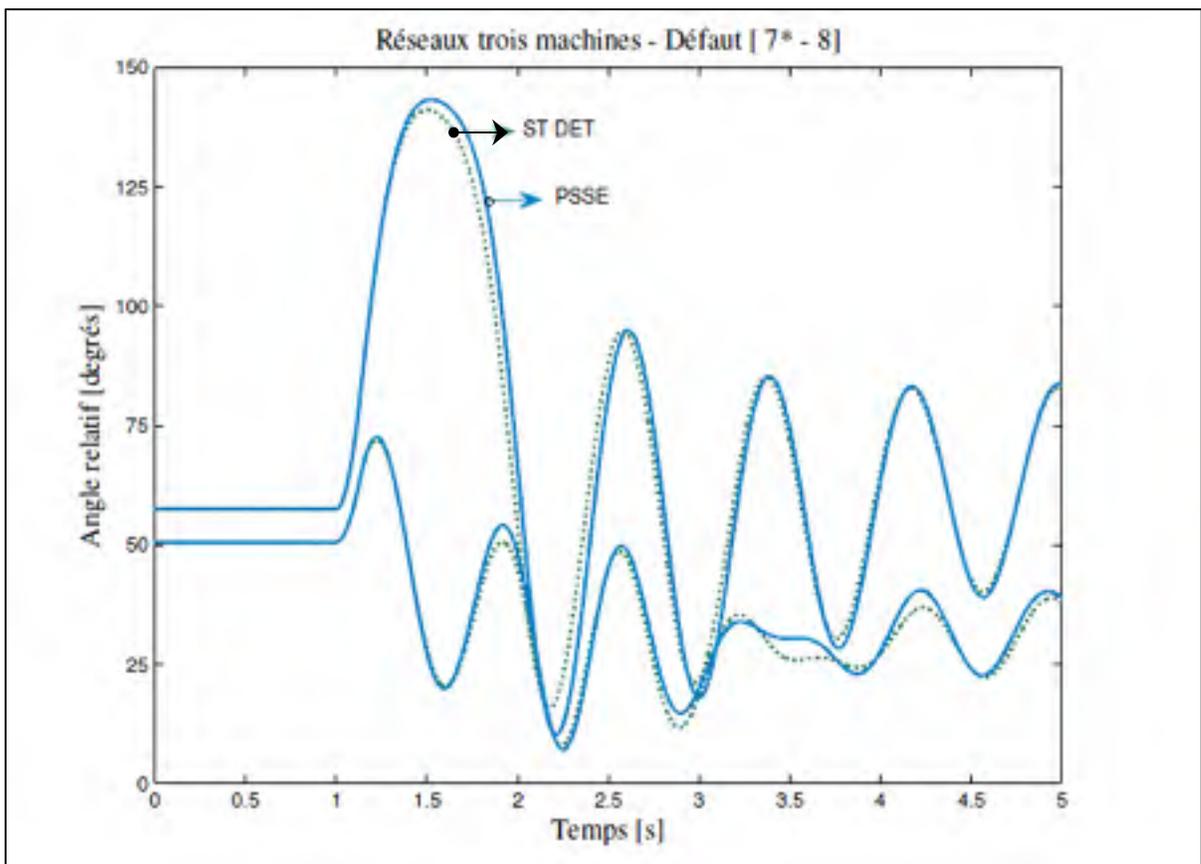


Figure 5.8 Analyse comparative de ST_DET et PSSE

Les Tableaux 5.6 et 5.7 montrent les résultats obtenus lors de la simulation de trois défauts appliqués aux réseaux WECC et *New England*. Pour le réseau *New England*, la fonction de saturation est annulée afin de diminuer les différences entre notre modèle et celui de PSSE. À partir de ces observations, nous analysons les résultats comme suit :

Les méthodes implicite et explicite : Pour tous les cas d'analyse, on obtient des temps d'exécution plus courts avec la méthode explicite. En effet, des réductions qui vont de 30 % à 50 % sont obtenues, dépendamment du cas d'étude et de la perturbation. Également comme pour la technique classique, ceci est explicable par l'effort additionnel du programme pour calculer la matrice Jacobienne par rapport aux variables d'état. Un autre avantage du modèle explicite est qu'il est plus facile à modifier en termes de programmation. Par exemple, un changement du modèle d'excitatrice n'entraînerait pas des changements dans le calcul de la matrice Jacobienne. Par contre, on observe que les résultats avec la méthode implicite sont plus proches de ceux obtenus avec le logiciel PSSE®.

Tableau 5.6 Résultats cas d'étude WECC – trois machines

Méthode	VDHN	Pas de Temps			CCT [ms]						Temps d'exécution [ms]	Précision %
		Avant	Pendant	Après	Défaut 1		Défaut 2		Défaut 3			
		ms	ms	ms	7* - 5	4* - 6	7 - 8*					
Explicite	ON	8,33			91	92	266	267	158	159	915	85,9%
	ON	8,33	0,83	8,33	94	95	267	268	159	160	1143	84,3%
	ON	8,33	0,83	0,83	94	95	267	268	159	160	7157	84,3%
	ON	0,83			94	95	267	268	159	160	8067	84,3%
	OFF	8,33			91	92	266	267	158	159	940	85,9%
	OFF	8,33	0,83	8,33	94	95	267	268	159	160	1166	84,3%
	OFF	8,33	0,83	0,83	94	95	267	268	159	160	7182	84,3%
	OFF	0,83			94	95	267	268	159	160	8273	84,3%
Implicite	ON	8,33			83	84	224	225	133	134	1371	97,5%
	ON	8,33	0,83	8,33	76	77	220	221	129	130	1725	94,2%
	ON	8,33	0,83	0,83	79	80	223	224	133	134	8736	95,8%
	ON	0,83			79	80	223	224	133	134	9772	95,8%
	OFF	8,33			83	84	224	225	133	134	1451	97,5%
	OFF	8,33	0,83	8,33	76	77	220	221	129	130	1724	94,2%
	OFF	8,33	0,83	0,83	79	80	223	224	133	134	10081	95,8%
	OFF	0,83			79	80	223	224	133	134	10884	95,8%
PSSE		8,3			91	92	232	233	132	133		
		0,83			87	88	227	228	132	133		
		0,083			87	88	227	228	131	132		

Modification dans les pas de calcul : Quatre variations dans le pas de temps sont considérées, afin d'identifier les effets de cette modification dans la précision et les temps de simulation. Quand il y a des réductions dans le pas de temps pendant le défaut, la précision est améliorée sans influencer, de façon importante, les temps d'exécution.

L'algorithme VDHN : Avec l'application des algorithmes VDHN, les temps d'exécution sont réduits. Cette amélioration est plus visible pour le modèle implicite que pour le modèle explicite. En effet, pour le modèle implicite la réduction moyenne dans les temps d'exécution est proche de 10%, alors que pour le modèle explicite, elle n'est que de 2 %.

Tableau 5.7 Résultats cas d'étude – *New England* – 10 machines

Méthode	VDHN	Pas de Temps			CCT [ms]					Temps d'exécution [ms]	Précision %	
		Avant	Pendant	Après	Défaut 1		Défaut 2		Défaut 3			
		ms	ms	ms	28* - 29	4* - 14	13* -14					
Explicite	ON	8,33			41	42	224	225	208	209	1622	83,7%
	ON	8,33	0,83	8,33	44	45	222	223	209	210	1936	81,2%
	ON	8,33	0,83	0,83	45	46	219	220	209	210	10357	80,9%
	ON	0,83			45	46	219	220	209	210	12522	80,9%
	OFF	8,33			41	42	224	225	208	209	1625	83,7%
	OFF	8,33	0,83	8,33	44	45	222	223	209	210	1943	81,2%
	OFF	8,33	0,83	0,83	45	46	219	220	209	210	10373	80,9%
	OFF	0,83			45	46	219	220	209	210	12557	80,9%
Implicite	ON	8,33			49	50	191	192	183	184	2893	87,2%
	ON	8,33	0,83	8,33	41	42	181	182	174	175	3287	94,9%
	ON	8,33	0,83	0,83	41	42	184	185	177	178	17930	96,0%
	ON	0,83			41	42	184	185	177	178	20277	96,0%
	OFF	8,33			49	50	191	192	183	184	3126	87,2%
	OFF	8,33	0,83	8,33	41	42	181	182	174	175	3670	94,9%
	OFF	8,33	0,83	0,83	41	42	184	185	177	178	19455	96,0%
	OFF	0,83			41	42	184	185	177	178	22557	96,0%
PSSE	0,83			37	38	184	185	179	180			

Les modèles classique et détaillé : Le Tableau 5.8 présente les valeurs obtenues de CCT pour les cas trois et dix machines. Il est important de noter que le modèle détaillé implicite présente des valeurs plus courtes de CCT et que l'ordre de criticité du défaut est maintenu pour chacun de ces modèles. L'allure des courbes est montrée dans la Figure 3.7, pour le modèle classique, et dans la Figure 4.4 pour le modèle détaillé.

Tableau 5.8 Différences entre les modèles classique et détaillé

	Défaut		CCT [ms]					
			Classique		Détaillé			
					Implicite		Explicite	
Trois machines	1	7* - 5	160	161	79	80	94	95
	2	6* - 4	446	447	299	300	359	360
	3	4* - 5	299	300	221	222	266	267
	4	4* - 6	309	310	223	224	267	268
	5	7* - 8	181	182	133	134	159	160
Dix Machines	6	28* - 29	61	62	41	42	45	46
	7	4* - 14	202	203	184	185	219	220
	8	13* - 14	198	199	177	178	209	210
	9	5* - 8	182	183	166	168	199	200
	10	16* - 24	165	166	149	150	179	180
	11	18* - 17	214	215	188	189	228	229

CONCLUSION

La principale contribution de ce travail est le développement d'un programme de stabilité transitoire qui sert d'outil aux études ou aux recherches qui le requièrent. Ce programme comprend les modèles classique et détaillé de la machine synchrone, lesquels sont utilisés pour simuler leur comportement dynamique suite à une perturbation. Dans le processus de conception de ce programme, différentes techniques de résolution des équations différentielles sont explorés, afin de déterminer laquelle est la plus efficace. Une analyse comparative de la performance des algorithmes, pour chaque cas d'étude, est réalisée en considérant la vitesse d'exécution et la précision obtenue.

Le programme, développé en Matlab®, est logiquement structuré et documenté afin de faciliter sa compréhension et les futures modifications et adaptations. De plus, plusieurs techniques ont été adoptées afin d'augmenter la vitesse d'exécution et sauvegarder l'espace mémoire des ordinateurs : la réduction de Kron, les techniques pour les matrices creuses, les algorithmes VDHN, les techniques d'intégration à pas de temps variable, etc.

Plus précisément pour le modèle classique, dix différentes techniques d'intégration sont implémentées et évaluées, afin de définir laquelle est la plus pertinente pour répondre aux besoins d'efficacité exigée par les nouvelles techniques d'analyse des réseaux électriques, tels que le TSC OPF. Les méthodes sélectionnées couvrent un large spectre de techniques d'intégration applicables à la résolution de ce type d'équations : implicites ou explicites; à pas de calcul simple ou multiple; à un, deux ou trois pas de calcul; à pas de calcul variable ou à pas fixe; techniques d'Euler, de Runge Kutta ou trapézoïdale. Les principales conclusions, pour ce modèle, sont énumérées comme suit :

1. Les méthodes qui présentent la meilleure performance sont celles de Runge Kutta à pas de calcul variable. En effet, les temps d'exécution obtenus avec ces méthodes sont au moins deux fois plus rapides que les similaires à pas de calcul fixe et trois fois plus rapides que les techniques d'Euler de précisions similaires;

2. L'utilisation de deux ou trois pas de temps n'entraîne pas d'effets positifs considérables sur la précision des résultats;
3. Les méthodes de Runge Kutta sont plus efficaces que les méthodes d'Euler et que la méthode trapézoïdale.

Quant au modèle détaillé, deux techniques sont implémentées afin de résoudre les EDA : la première, simultanée implicite, et la deuxième, partitionnée explicite. Afin d'augmenter la vitesse d'exécution du programme, et pour chacune de ces deux techniques, nous avons inclus des algorithmes VDHN. Le programme permet de sélectionner différents pas de calcul pour les étapes d'avant, de pendant et d'après le défaut. Cela est utile si on veut améliorer la précision sans influencer, de façon importante la vitesse d'exécution. Les principales conclusions, par rapport à ce modèle, sont énumérées comme suit :

1. La vitesse d'exécution des méthodes explicites dépasse amplement celle des méthodes implicites;
2. La méthode explicite est plus facile à programmer et à modifier que la méthode implicite. En effet, des changements dans les équations, pour la méthode implicite, impliqueraient des modifications importantes de la structure de la matrice Jacobienne;
3. La méthode implicite donne des résultats plus précis que la méthode explicite, en utilisant le logiciel PSSE® comme base de comparaison;
4. La réduction du pas de calcul pendant le défaut améliore la précision sans influencer, de façon importante, les temps d'exécution;
5. Les algorithmes VDHN entraînent une réduction plus significative des temps de simulation avec la méthode implicite.

Les résultats sont validés par des articles scientifiques publiés sur ce sujet et ainsi qu'à l'aide du logiciel commercial PSSE®. La performance du programme est testée dans des réseaux électriques qui présentent différents défis et grandeurs de programmation : trois machines «WECC» - neuf barres, 10 machines – 39 barres « *New England* », 17 machines -162 barres et 50 machines – 145 barres.

Bien que le présent programme s'avère très utile dans les études de stabilité, il comporte encore plusieurs limites, principalement pour le modèle détaillé. Premièrement, le programme n'inclut qu'un type de système d'excitation avec une fonction de saturation. Il serait plus réaliste d'explorer plusieurs types d'excitation afin d'observer de quelle manière ils affectent le comportement dynamique des réseaux. Deuxièmement, le programme a été initialement conçu pour ne fonctionner qu'avec des modèles de machines classiques ou détaillés sur le même réseau. Par contre, il serait utile d'avoir les deux (ou plusieurs) modèles des machines reliés au même réseau. Finalement, il faudrait explorer d'autres techniques qui améliorent la performance du programme. Par exemple, avec le développement d'une technique à pas de calcul variable pour le modèle détaillé ou avec la mise en œuvre de techniques de programmation en parallèle, on pourrait atteindre des performances supérieures.

ANNEXE I

ÉVALUATION DU JACOBIEN – MODÈLE DÉTAILLÉ

Tableau-A I-1 Évaluation des dérivées partielles de f par rapport à x

	E'_q	E'_d	δ	ω	E_{fd}	R_f	V_R
$\frac{\partial f_1}{\partial x}$	$-\frac{1}{T'_{do}}$				$-\frac{1}{T'_{do}}$		
$\frac{\partial f_2}{\partial x}$		$-\frac{1}{T'_{qo}}$					
$\frac{\partial f_3}{\partial x}$				1			
$\frac{\partial f_4}{\partial x}$	$-\frac{I_q \omega_s}{2H}$	$-\frac{I_d \omega_s}{2H}$		$-\frac{D \omega_s}{2H}$			
$\frac{\partial f_5}{\partial x}$					$-\frac{K_E}{T_E} - \frac{S_{E1}}{T_E} e^{S_{E2} E_{Fd}} - \frac{S_{E1} S_{E2}}{T_E} e^{S_{E2} E_{Fd}} E_{fd}$		$\frac{1}{T_E}$
$\frac{\partial f_6}{\partial x}$					$\frac{K_F}{T_F^2}$	$-\frac{1}{T_F}$	
$\frac{\partial f_7}{\partial x}$					$-\frac{K_A K_F}{T_F T_A}$	$\frac{K_A}{T_A}$	$-\frac{1}{T_A}$

Tableau-A I-2 Évaluation des dérivées partielles de g par rapport à x

	E'_q	E'_d	δ	ω	E_{fd}	R_f	V_R
$\frac{\partial g_1}{\partial x}$		1	$-V \cos(\delta - \theta)$				
$\frac{\partial g_2}{\partial x}$	1		$V \sin(\delta - \theta)$				
$\frac{\partial g_3}{\partial x}$			$-(I_d \sin(\delta - \frac{\pi}{2}) - I_q \cos(\delta - \frac{\pi}{2}))$				
$\frac{\partial g_4}{\partial x}$			$(I_d \cos(\delta - \frac{\pi}{2}) - I_q \sin(\delta - \frac{\pi}{2}))$				

Tableau-A I-3 Évaluation des dérivées partielles de f par rapport a y

	I_d	I_q	V	θ
$\frac{\partial f_1}{\partial y}$	$-\frac{X_d - X'_d}{T'_{do}}$			
$\frac{\partial f_2}{\partial y}$		$-\frac{X_q - X'_q}{T'_{qo}}$		
$\frac{\partial f_3}{\partial y}$				
$\frac{\partial f_4}{\partial y}$	$-\frac{E'_d \omega_s}{2H} - \frac{(X'_q - X'_d) \omega_s I_q}{2H}$	$-\frac{E'_q \omega_s}{2H} - \frac{(X'_q - X'_d) \omega_s I_d}{2H}$		
$\frac{\partial f_5}{\partial y}$				
$\frac{\partial f_6}{\partial y}$				
$\frac{\partial f_7}{\partial y}$			$-\frac{K_A}{T_A}$	

Tableau-A I-4 Évaluation des dérivées partielles de g par rapport a y

	I_d	I_q	V	θ
$\frac{\partial g_1}{\partial y}$	$-R_s$	X'_q	$-\sin(\delta - \theta)$	$V \cos(\delta - \theta)$
$\frac{\partial g_2}{\partial y}$	$-X'_d$	$-R_s$	$-\cos(\delta - \theta)$	$-V \sin(\delta - \theta)$
$\frac{\partial g_3}{\partial y}$	$\cos(\delta - \frac{\pi}{2})$	$-\sin(\delta - \frac{\pi}{2})$	$-G * \cos \theta + B * \sin \theta$	$G * V \sin \theta + B * V \cos \theta$
$\frac{\partial g_4}{\partial y}$	$\sin(\delta - \frac{\pi}{2})$	$\cos(\delta - \frac{\pi}{2})$	$-G * \sin \theta - B * \cos \theta$	$-G * V \cos \theta + B * V \sin \theta$

ANNEXE II

RÉSEAU 3 MACHINES 9 BARRES – WSCC

BUS	PG	QG	Q MAX	Q MIN	VG	P MAX
	MW	MVAR	MVAR	MVAR	[pu]	MW
1	71,64102	27,04592	300	-300	1,04	250
2	163	6,65366	300	-300	1,025	300
3	85	-10,8597	300	-300	1,025	270

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
1	3	0	0	0	0	1,0400	0,0000	345
2	2	0	0	0	0	1,0250	9,2800	345
3	2	0	0	0	0	1,0250	4,6648	345
4	1	0	0	0	0	1,0258	-2,2168	345
5	1	125	50	0	0	0,9956	-3,9888	345
6	1	90	30	0	0	1,0127	-3,6874	345
7	1	0	0	0	0	1,0258	3,7197	345
8	1	100	35	0	0	1,0159	0,7275	345
9	1	0	0	0	0	1,0324	1,9667	345

BARRE		R	X	B	TRANSFORMATEUR	
F BUS	t BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	SHIFT
1	4	0	0,0576	0	0	0
4	6	0,017	0,092	0,158	0	0
6	9	0,039	0,17	0,358	0	0
3	9	0	0,0586	0	0	0
9	8	0,0119	0,1008	0,209	0	0
7	8	0,0085	0,072	0,149	0	0
2	7	0	0,0625	0	0	0
7	5	0,032	0,161	0,306	0	0
5	4	0,01	0,085	0,176	0	0

ANNEXE III

RÉSEAU 10 MACHINES 39 BARRES - NEW ENGLAND

BUS	PG	QG	Q_MAX	Q_MIN	VG	P_MAX
	MW	MVAR	MVAR	MVAR	[pu]	MW
30	250	161,0813	400	140	1,0499	1040
31	677,8575	221,4803	300	-100	0,982	646
32	650	206,86	300	150	0,9841	725
33	632	108,2041	250	0	0,9972	652
34	508	166,6473	167	0	1,0123	508
35	650	210,5618	300	-100	1,0494	687
36	560	100,1083	240	0	1,0636	580
37	540	0	250	0	1,0275	564
38	830	21,49054	300	-150	1,0265	865
39	1000	78,23489	300	-100	1,03	1100

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
1	1	97,6	44,2	0	0	1,03943	-13,5354	345
2	1	0	0	0	0	1,048614	-9,78479	345
3	1	322	2,4	0	0	1,030788	-12,2758	345
4	1	500	184	0	0	1,004503	-12,6261	345
5	1	0	0	0	0	1,006033	-11,1918	345
6	1	0	0	0	0	1,00825	-10,4079	345
7	1	233,8	84	0	0	0,998422	-12,755	345
8	1	522	176,6	0	0	0,997896	-13,3352	345
9	1	6,5	-66,6	0	0	1,038342	-14,1775	345
10	1	0	0	0	0	1,017866	-8,17053	345
11	1	0	0	0	0	1,013409	-8,93658	345
12	1	8,53	88	0	0	1,00084	-8,99845	345
13	1	0	0	0	0	1,014949	-8,92957	345
14	1	0	0	0	0	1,012353	-10,7149	345
15	1	320	153	0	0	1,016222	-11,3451	345
16	1	329	32,3	0	0	1,032557	-10,0333	345
17	1	0	0	0	0	1,034296	-11,1164	345
18	1	158	30	0	0	1,03164	-11,9859	345

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
19	1	0	0	0	0	1,05012	-5,41011	345
20	1	680	103	0	0	0,991018	-6,82117	345
21	1	274	115	0	0	1,032345	-7,62878	345
22	1	0	0	0	0	1,050157	-3,18328	345
23	1	247,5	84,6	0	0	1,045159	-3,38143	345
24	1	308,6	-92,2	0	0	1,038035	-9,91368	345
25	1	224	47,2	0	0	1,057896	-8,37287	345
26	1	139	17	0	0	1,052667	-9,44041	345
27	1	281	75,5	0	0	1,038431	-11,3628	345
28	1	206	27,6	0	0	1,050429	-5,93031	345
29	1	283,5	26,9	0	0	1,050153	-3,17199	345
30	2	0	0	0	0	1,0499	-7,37028	345
31	3	9,2	4,6	0	0	0,982	0	345
32	2	0	0	0	0	0,9841	-0,18827	345
33	2	0	0	0	0	0,9972	-0,19324	345
34	2	0	0	0	0	1,0123	-1,63113	345
35	2	0	0	0	0	1,0494	1,776279	345
36	2	0	0	0	0	1,0636	4,468186	345
37	1	0	0	0	0	1,028025	-1,59183	345
38	2	0	0	0	0	1,0265	3,890553	345
39	2	1104	250	0	0	1,03	-14,5341	345

BARRE		R	X	B	TRANSFORMATEUR	
F_BUS	t_BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	SHIFT
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	0	0
1	39	0,001	0,025	0,75	0	0
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	0	0
2	25	0,007	0,0086	0,146	0	0
2	30	0	0,0181	0	1,025	0
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	0	0
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	0	0
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	0	0
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	0	0
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	0	0
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	0	0
6	7	0,0006	0,0092	0,113	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F_BUS	F_BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	0	0
6	31	0	0,025	0	1,07	0
7	8	0,0004	0,0046	0,078	0	0
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	0	0
9	39	0,001	0,025	1,2	0	0
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	0	0
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	0	0
10	32	0	0,02	0	1,07	0
12	11	0,0016	0,0435	0	1,006	0
12	13	0,0016	0,0435	0	1,006	0
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	0	0
14	15	0,0018	0,0217	0,366	0	0
15	16	0,0009	0,0094	0,171	0	0
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	0	0
16	19	0,0016	0,0195	0,304	0	0
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	0	0
16	24	0,0003	0,0059	0,068	0	0
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	0	0
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	0	0
19	20	0,0007	0,0138	0	1,06	0
19	33	0,0007	0,0142	0	1,07	0
20	34	0,0009	0,018	0	1,009	0
21	22	0,0008	0,014	0,2565	0	0
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	0	0
22	35	0	0,0143	0	1,025	0
23	24	0,0022	0,035	0,361	0	0
23	36	0,0005	0,0272	0	1	0
25	26	0,0032	0,0323	0,531	0	0
25	37	0,0006	0,0232	0	1,025	0
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	0	0
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	0	0
26	29	0,0057	0,0625	1,029	0	0
28	29	0,0014	0,0151	0,249	0	0
29	38	0,0008	0,0156	0	1,025	0

ANNEXE IV

RÉSEAU 17 MACHINES 162 BARRES

BUS	PG	QG	Q_MAX	Q_MIN	VG	P_MAX
	MW	MVAR	MVAR	MVAR	[pu]	MW
3	2000	1	1	0	0,9999	2100
6	794	152,9012	400	-200	1	894
15	1500	-1	6	-1	1,0185	1600
27	1500	-1	1	-1	0,9978	1600
73	447	55,23623	267	-72	1	547
76	1055	75,63785	605	-170	1	1155
99	130,9	6,278713	75,6	-60,6	1	230,9
101	82	28,48859	38,6	-24,4	1	182
108	546,667	131,8774	9999	-9999	1	2115,87
114	131	16,96625	33	-25	1	231
118	173	61,87674	100	-44	1	273
121	620	118,237	250	-120	1	720
124	2571	1	1	-1	1,0089	2671
125	2388	-2,23823	9900	-1099	1,02	2488
126	2467	0	65	0	1,0109	2567
130	455	90,42122	288	-144	1,03	555
131	575	60,26043	320	-265	1,018	675

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
1	1	0	0	0	-100	1,0365	-25,2952	345
2	1	0	0	0	0	1,0375	-29,9694	345
3	1	2370	96,9	0	0	0,9995	-32,3558	161
4	1	0	0	0	0	1,0230	-33,6256	345
5	1	0	0	0	-50	1,0382	-24,4950	345
6	2	0	0	0	0	1,0000	-19,1428	22
7	1	0	0	0	0	1,0334	-30,3433	345
8	1	398	0	0	0	1,0527	-33,6713	115
9	1	0	0	0	0	1,0374	-27,7616	345
10	1	226	0	0	0	1,0172	-35,4569	230
11	1	0	0	0	0	1,0266	-31,8179	230

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
12	1	193	0	0	0	1,0542	-33,5071	115
13	1	204	0	0	0	1,0436	-30,7673	345
14	1	381	0	0	0	1,0430	-30,9529	161
15	1	1420	0	0	0	1,0475	-25,0100	230
16	1	-54,2	0	0	0	1,0926	-30,4555	161
17	1	-116,5	0	0	0	1,0965	-30,0034	161
18	1	34,4	11,67	0	0	1,1005	-34,0099	161
19	1	64,4	0	0	0	1,0357	-37,9650	161
20	1	37,9	12,5	0	0	0,9966	-32,6352	69
21	1	-69,8	0	0	0	1,0855	-31,3528	161
22	1	17,39	5,27	0	0	1,0689	-37,5382	161
23	1	63,5	0	0	0	1,0338	-34,8154	161
24	1	0	0	0	0	1,0428	-33,2236	161
25	1	0	0	0	-50	1,0285	-29,4866	345
26	1	0	0	0	-50	1,0375	-21,5744	345
27	1	1824	57,9	0	0	1,0331	-30,5862	345
28	1	38,47	13,17	0	0	1,0263	-35,9022	161
29	1	28,31	9,03	0	0	1,0305	-37,6167	161
30	1	101,2	32,52	0	15	1,0532	-39,4640	161
31	1	72,5	0	0	0	1,0286	-36,7831	161
32	1	52,7	15,06	0	20	1,0546	-40,6926	161
33	1	45,17	15,06	0	20	1,0384	-42,5079	161
34	1	14,18	5,25	0	3,2	1,0257	-42,5854	161
35	1	54,48	14,63	0	5	1,0271	-43,8666	161
36	1	31,96	8,68	0	3	1,0307	-42,6497	161
37	1	0	0	0	0	1,0342	-30,9986	345
38	1	14,76	4,08	0	1,5	1,0513	-38,0431	161
39	1	0	0	0	0	1,0127	-33,2956	345
40	1	52,88	17,6	0	0	1,0328	-41,6801	161
41	1	39,2	12,8	0	0	1,0360	-39,9306	161
42	1	0	0	0	0	1,0152	-32,9813	345
43	1	41,5	0	0	0	1,0056	-35,4233	161
44	1	16,32	3,71	0	0	1,0005	-35,9936	161
45	1	20,02	5,41	0	1,9	1,0204	-35,9392	161
46	1	65,31	22,3	0	26,2	1,0116	-38,7102	161
47	1	4,82	1,56	0	0	0,9855	-41,3346	161
48	1	33,76	22,86	0	0	0,9786	-40,1152	161
49	1	6,82	1,78	0	0	0,9836	-41,6587	161

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
50	1	99,7	0	0	0	0,9740	-39,0802	161
51	1	0	0	0	0	0,9771	-37,8646	161
52	1	218,2	42,8	0	0	1,0137	-39,1495	161
53	1	0	0	0	0	1,0142	-30,6926	161
54	1	70,34	29,57	0	0	1,0062	-37,5157	161
55	1	0	0	0	0	1,0138	-30,3987	161
56	1	25,29	7,26	0	3,2	1,0130	-40,0863	161
57	1	48,48	15,61	0	0	1,0032	-37,1390	161
58	1	0	0	0	0	1,0410	-28,9378	230
59	1	84,43	27,05	0	0	1,0173	-32,9801	230
60	1	244	0	0	0	1,0408	-33,9183	115
61	1	0	0	0	0	1,0242	-31,5437	230
62	1	-865,6	0	0	0	1,0525	-19,3786	230
63	1	59,1	0	0	0	1,0265	-29,9853	230
64	1	0	0	0	0	1,0614	-29,1037	345
65	1	-26,3	0	0	0	1,0622	-25,9358	345
66	1	0	0	0	-50	1,0320	-31,1310	345
67	1	22,54	7,03	0	6	1,0249	-41,3125	161
68	1	40,42	12,68	0	12	1,0307	-39,9076	161
69	1	0	0	0	0	1,0346	-38,6431	161
70	1	0	0	0	0	1,0326	-23,6266	161
71	1	29,87	11,93	0	12	0,9968	-31,6940	161
72	1	427	0	0	0	1,0320	-30,7212	161
73	2	0	0	0	0	1,0000	-18,5391	20
74	1	0	0	0	0	1,0188	-33,4483	345
75	1	0	0	0	-50	1,0378	-25,4591	345
76	2	0	0	0	0	1,0000	-16,5994	24
77	1	26,41	8,78	0	4,7	1,0295	-40,1700	161
78	1	79,12	0	0	0	1,0340	-37,9742	161
79	1	0	0	0	0	1,0412	-35,9985	161
80	1	15,76	5,25	0	2,8	1,0185	-38,0283	161
81	1	50,88	16,8	0	22,1	1,0348	-45,7853	69
82	1	62,28	20,26	0	10,4	1,0308	-41,6517	161
83	1	0	0	0	0	1,0335	-40,8027	161
84	1	37,9	9,49	0	2,6	1,0284	-37,6207	161
85	1	40,52	11,26	0	12	0,9713	-40,8697	161
86	1	50,73	13,35	0	12	0,9674	-44,7524	161
87	1	16,91	4,23	0	0	0,9759	-43,2453	115

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
88	1	60,6	4,44	0	0	0,9823	-44,5472	69
89	1	0	0	0	0	0,9890	-45,9138	115
90	1	50,21	16,76	0	10	0,9601	-48,3945	115
91	1	51,24	12,83	0	0	1,0116	-36,4371	161
92	1	36,12	9,05	0	0	0,9992	-37,3947	161
93	1	103,8	34,56	0	0	1,0328	-32,6015	161
94	1	164	6,49	0	0	1,0244	-36,8219	161
95	1	117,2	39,01	0	0	1,0293	-36,4299	115
96	1	119,2	0	0	0	1,0031	-44,7890	115
97	1	22,84	5,71	0	0	1,0213	-37,0492	115
98	1	151,1	50,35	0	0	1,0432	-35,2029	115
99	2	0	0	0	0	1,0000	-31,2841	18
100	1	23,21	6,9	0	3	1,0008	-45,4616	115
101	2	0	0	0	0	1,0000	-39,8111	14
102	1	16,54	4,08	0	0	0,9982	-36,8803	161
103	1	322	0	0	0	1,0059	-34,4994	161
104	1	31,52	10,46	0	5,6	1,0165	-44,2382	115
105	1	24,84	6,23	0	1,7	1,0586	-38,6229	115
106	1	0	0	0	0	0,9856	-42,7929	161
107	1	35,41	5,41	0	0	0,9719	-43,6533	161
108	3	0	0	0	0	1,0000	-27,6900	22
109	1	0	0	0	0	1,0163	-32,9292	345
110	1	0	0	0	0	1,0316	-29,4335	161
111	1	65,41	16,72	0	0	1,0095	-33,8115	161
112	1	0	0	0	-50	1,0337	-26,9847	345
113	1	32,7	0	0	0	1,0311	-30,8125	161
114	2	0	0	0	0	1,0000	-23,6131	14
115	1	17,32	3,34	0	0	1,0206	-35,9123	161
116	1	56,08	11,2	0	0	1,0270	-37,1424	161
117	1	101,9	20,06	0	0	1,0165	-37,8038	161
118	2	0	0	0	0	1,0000	-33,8391	14
119	1	0	0	0	0	1,0136	-35,1189	345
120	1	0	0	0	0	1,0323	-27,3525	345
121	2	0	0	0	0	1,0000	-20,1133	24
122	1	47,28	9,36	0	0	0,9544	-45,6571	161
123	1	165	0	0	0	0,9459	-45,9882	161
124	1	2000	90,9	0	0	1,0056	-30,8356	345
125	2	2000	0	0	0	1,0200	-29,1762	345

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
126	1	2000	0	0	0	1,0452	-27,0959	345
127	1	-52,6	0	0	0	1,0578	-30,2829	345
128	1	0	0	0	0	1,0333	-27,2665	345
129	1	0	0	0	0	1,0334	-27,4760	345
130	2	0	0	0	0	1,0300	-19,4190	22
131	2	0	0	0	0	1,0180	-20,4344	18
132	1	159	0	0	0	1,0353	-30,2976	161
133	1	30,1	6,02	0	0	1,0402	-32,0624	69
134	1	17,46	3,34	0	0	1,0286	-30,7299	161
135	1	20,06	4,01	0	0	1,0369	-32,1081	69
136	1	20,06	4,01	0	0	1,0301	-32,3756	69
137	1	20,06	4,01	0	0	1,0339	-32,3354	69
138	1	0	0	0	0	1,0356	-31,1657	69
139	1	10,1	2,01	0	0	1,0309	-31,9323	69
140	1	13,58	2,68	0	0	1,0333	-32,2615	69
141	1	0	0	0	0	0,9995	-33,6774	161
142	1	27,09	5,35	0	0	1,0163	-40,3152	69
143	1	21,07	4,01	0	0	0,9989	-39,1779	69
144	1	12,37	2,01	0	0	1,0182	-35,9373	69
145	1	10,83	2,21	0	0	1,0190	-34,2253	69
146	1	21,33	4,01	0	0	1,0027	-39,6597	69
147	1	216,4	42,8	0	0	1,0129	-38,8228	161
148	1	120	24	0	0	1,0162	-39,8445	69
149	1	0	0	0	0	1,0322	-23,8004	161
150	1	4,8	1,6	0	0	1,0296	-24,4411	161
151	1	24	8	0	0	1,0206	-26,7282	161
152	1	6	0	0	0	1,0313	-26,7766	161
153	1	4	1,6	0	0	1,0257	-25,8066	69
154	1	28	9,6	0	6	0,9886	-32,0077	69
155	1	12	4	0	0	0,9973	-30,2173	69
156	1	8	2,4	0	0	0,9923	-31,7047	69
157	1	32	10,4	0	0	0,9968	-32,4934	69
158	1	16	5,6	0	3	0,9838	-33,3888	69
159	1	8	2,4	0	0	0,9835	-33,2091	69
160	1	14,4	4,8	0	3	0,9854	-32,6551	69
161	1	32	10,4	0	0	1,0168	-28,1180	161
162	1	20	6,4	0	0	1,0149	-28,9907	161

BARRE		R	X	B	TRANSFORMATEUR	
F BUS	t BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	SHIFT
1	2	0,0035	0,0321	0,5438	0	0
1	3	0,0034	0,0326	0,7224	0	0
1	4	0,0064	0,0621	0,987	0	0
1	5	0,0011	0,0119	0,2012	0	0
1	6	0	0,0133	0	1,0519	0
2	7	0,0014	0,0125	0,2122	0	0
2	13	0,0046	0,0417	0,7058	0	0
3	14	0,2361	1,0122	0	0	0
3	50	0,0389	0,1699	0	0	0
3	103	0,1074	1,8023	0	0	0
3	123	0,2883	1,6719	0	0	0
3	124	0,014	0,6483	0	0	0
3	125	0,0084	0,1139	0	0	0
4	112	0,0059	0,0568	0,925	0	0
4	115	0	0,0185	0	1	0
4	119	0,0014	0,0119	0,205	0	0
5	120	0,0022	0,0224	0,3792	0	0
5	129	0,0022	0,0268	0,4612	0	0
5	131	0	0,0127	0	1,0249	0
7	8	0,0004	0,0189	0	0,9751	0
7	9	0,0017	0,0169	0,2872	0	0
8	10	0,4591	1,0703	0	0	0
8	12	0,0106	0,0574	0	0	0
8	13	0,1274	0,4784	0	0	0
8	14	0,0473	0,3956	0	0	0
8	15	0,5035	1,7433	0	0	0
8	132	0,0252	0,288	0	0	0
9	75	0,0013	0,015	0,2682	0	0
10	11	0,0051	0,037	0,0716	0	0
10	13	0,1299	0,622	0	0	0
10	15	0,1275	0,7033	0	0	0
10	60	0,2525	1,2242	0	0	0
11	15	0,0285	0,1793	0,3484	0	0
11	46	0,0142	0,1225	0,1876	0	0
11	58	0,017	0,107	0,2074	0	0
11	59	0,0071	0,0471	0,0852	0	0
12	2	0,0008	0,0377	0	1,0252	0
12	13	0,1038	0,3137	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
12	14	0,1598	0,6415	0	0	0
12	132	0,4486	1,5773	0	0	0
13	15	0,044	0,3227	0	0	0
13	62	0,0098	0,1221	0	0	0
14	72	0,0107	0,0828	0	0	0
14	113	0,0063	0,0382	0	0	0
14	132	0,0057	0,0374	0	0	0
15	58	0,0115	0,0732	0,142	0	0
15	60	0,3907	1,6753	0	0	0
15	62	0,0084	0,0588	0	0	0
15	63	0,1704	1,4555	0	0	0
16	17	0,6017	1,4373	0	0	0
16	18	0,0297	0,107	0,0546	0	0
16	27	0,1574	0,8871	0	0	0
16	126	0,1053	0,5132	0	0	0
16	127	0,0958	0,5276	0	0	0
17	18	0,0213	0,1013	0,0642	0	0
17	19	0,2314	0,7678	0	0	0
17	21	0,0471	0,2665	0	0	0
17	127	0,0287	0,2637	0	0	0
18	30	0,0207	0,1088	0,052	0	0
18	32	0,0234	0,122	0,0582	0	0
18	37	0	0,0456	0	1,1193	0
19	21	0,3867	1,9005	0	0	0
19	38	0,0239	0,125	0,0596	0	0
19	43	0,0603	0,2572	0	0	0
19	127	0,1074	0,6809	0	0	0
20	53	0	0,114	0	1	0
20	157	0,0113	0,0279	0,0004	0	0
21	22	0,0312	0,1629	0,0778	0	0
21	127	0,0105	0,6414	0	0	0
22	38	0,014	0,054	0,025	0	0
22	39	0	0,0493	0	1,1081	0
22	40	0,0188	0,0717	0,0328	0	0
22	41	0,0172	0,085	0,0404	0	0
23	24	0,0174	0,0511	0,023	0	0
23	60	0,066	0,3093	0	0	0
24	25	0	0,034	0	1,0217	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
24	28	0,0249	0,0725	0,0202	0	0
24	45	0,0137	0,0725	0,034	0	0
25	26	0,0059	0,0583	0,9302	0	0
25	27	0,0044	0,041	0,8384	0	0
26	74	0,0063	0,0607	0,93	0	0
26	75	0,003	0,0322	0,5038	0	0
26	76	0	0,0082	0	1,04	0
27	31	0,0101	0,1273	0	0	0
27	62	0,0173	0,581	0	0	0
27	65	0,0105	0,2764	0	0	0
27	125	0,035	1,6845	0	0	0
27	126	0,0022	0,0225	0	0	0
27	127	0,1506	1,4355	0	0	0
28	29	0,024	0,0965	0,0444	0	0
29	30	0,038	0,15	0,0696	0	0
29	31	0,0206	0,0833	0,0384	0	0
30	32	0,0249	0,1005	0,0458	0	0
32	33	0,0114	0,0448	0,0208	0	0
33	34	0,028	0,114	0,052	0	0
33	35	0,0216	0,107	0,051	0	0
33	36	0,0102	0,0536	0,0254	0	0
34	40	0,0397	0,1517	0,069	0	0
34	77	0,0235	0,0896	0,0408	0	0
35	40	0,0271	0,1341	0,0638	0	0
36	67	0,0176	0,0924	0,044	0	0
37	39	0,0039	0,0379	0,67	0	0
37	126	0,004	0,0381	0,67	0	0
37	127	0,004	0,0403	0,6832	0	0
39	42	0,002	0,0186	0,32	0	0
40	81	0,03	0,345	0,0038	0	0
40	82	0,004	0,019	0,0108	0	0
41	81	0,037	0,372	0,0058	0	0
41	83	0,0052	0,0256	0,0124	0	0
41	84	0,0057	0,058	0,0292	0	0
42	109	0,0019	0,0196	0,333	0	0
43	44	0,0188	0,0751	0,0348	0	0
43	103	0,0324	0,1702	0	0	0
43	124	0,0293	0,1766	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
43	125	0,1449	0,6509	0	0	0
44	102	0,013	0,05	0,0236	0	0
44	103	0,0127	0,051	0,0244	0	0
45	54	0,0108	0,057	0,0272	0	0
46	47	0,031	0,1378	0,0622	0	0
47	48	0,0251	0,1114	0,0502	0	0
47	49	0,003	0,012	0,0054	0	0
48	50	0,0336	0,166	0,078	0	0
48	51	0,042	0,13	0,057	0	0
48	52	0,054	0,168	0,074	0	0
49	87	0,014	0,068	0,0266	0	0
50	51	0,03	0,09	0,041	0	0
50	123	0,4071	1,8543	0	0	0
50	125	0,1337	0,6031	0	0	0
51	141	0,0323	0,1	0,0442	0	0
52	79	0,0623	0,2126	0,094	0	0
52	106	0,0231	0,0717	0,0314	0	0
52	116	0,006	0,0487	0,0256	0	0
52	117	0,0117	0,0493	0,023	0	0
52	118	0	0,052	0	1,0429	0
53	11	0,0005	0,02	0	1	0
53	54	0,0275	0,1961	0,0956	0	0
53	55	0,0005	0,0026	0,0022	0	0
54	56	0,0174	0,091	0,043	0	0
54	57	0,025	0,1237	0,0588	0	0
55	57	0,0462	0,1763	0,0802	0	0
55	149	0,0153	0,0671	0,0312	0	0
55	162	0,004	0,0189	0,0098	0	0
56	67	0,017	0,0894	0,0424	0	0
57	80	0,0272	0,1037	0,0472	0	0
58	61	0,0133	0,1018	0,1842	0	0
59	61	0,0106	0,0706	0,121	0	0
60	61	0,0027	0,0653	-0,0022	1,0252	0
60	61	0,002	0,0393	0	1,0252	0
60	62	0,3674	0,964	0	0	0
60	65	0,1041	0,4144	0	0	0
60	126	0,5367	1,8295	0	0	0
61	62	0,0296	0,2275	0,3996	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
61	63	0,0043	0,0422	0,0764	0	0
62	63	0,0158	0,1702	0	0	0
62	65	0,004	0,074	0	0	0
62	126	0,0044	0,2969	0	0	0
63	65	0,2409	1,96	0	0	0
64	65	0,005	0,0571	0,9098	0	0
64	66	0,0033	0,0381	0,6066	0	0
65	126	0,0031	0,1536	0	0	0
66	11	0	0,0118	0	1	0
67	68	0,0193	0,1013	0,0482	0	0
68	69	0,0068	0,0353	0,0168	0	0
69	77	0,0098	0,0374	0,017	0	0
69	78	0,0114	0,0434	0,0196	0	0
69	79	0,0052	0,0433	0,022	0	0
70	73	0	0,0197	0	1,0398	0
70	149	0,0002	0,0018	0,001	0	0
70	149	0,0002	0,0018	0,001	0	0
71	85	0,0304	0,1506	0,0716	0	0
71	150	0,0196	0,097	0,0462	0	0
72	113	0,0022	0,013	0	0	0
72	132	0,0028	0,0168	0	0	0
72	152	0,0385	0,18	0	0	0
74	119	0,0031	0,031	0,4822	0	0
75	128	0,0008	0,0087	0,166	0	0
75	130	0,0004	0,0242	0	1,0249	0
78	79	0,0051	0,0336	0,0182	0	0
78	80	0,0244	0,093	0,0422	0	0
79	74	0	0,018	0	1,0248	0
82	83	0,0053	0,0249	0,013	0	0
84	93	0,0125	0,0826	0,0414	0	0
85	86	0,0211	0,1046	0,0498	0	0
86	87	0,028	0,112	0,0538	0	0
86	88	0,044	0,228	0,109	0	0
88	96	0,074	0,25	0,0142	0	0
88	106	0,0079	0,0468	0,0232	0	0
89	86	0	0,057	0	1,0252	0
89	90	0,069	0,134	0,014	0	0
90	96	0,1837	0,359	0,037	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
91	92	0,0156	0,0819	0,0376	0	0
91	93	0,0143	0,0895	0,045	0	0
91	94	0,0145	0,0957	0,048	0	0
92	102	0,015	0,061	0,0292	0	0
93	42	0	0,026	0	1,0248	0
93	108	0	0,0154	0	1,0503	0
94	103	0,0227	0,1333	0,066	0	0
94	107	0,0613	0,1891	0,0836	0	0
94	109	0	0,035	0	1,0248	0
95	91	0,0054	0,0458	-0,0036	1,02	0
95	96	0,087	0,212	0,086	0	0
95	97	0,1289	0,2809	0,0334	0	0
95	98	0,0071	0,043	0,0224	0	0
95	99	0	0,0685	0	1,0296	0
96	100	0,069	0,161	0,0186	0	0
96	101	0	0,1031	0	1,0296	0
97	44	0,0051	0,1007	-0,0025	1,0252	0
98	93	0,0006	0,0214	-0,0341	1,0252	0
98	105	0,1485	0,293	0,031	0	0
100	104	0,062	0,145	0,0166	0	0
103	123	0,182	0,751	0	0	0
103	124	0,0002	0,0167	0	0	0
103	125	0,0279	0,1972	0	0	0
104	34	0,008	0,0637	-0,0033	1	0
105	38	0	0,116	0	1,0252	0
106	107	0,0196	0,0611	0,0268	0	0
107	122	0,013	0,0621	0,0296	0	0
109	119	0,006	0,0577	0,929	0	0
109	124	0,002	0,0222	0,3782	0	0
109	125	0,007	0,062	1	0	0
110	111	0,023	0,099	0,046	0	0
110	112	0	0,0185	0	1	0
110	114	0	0,0768	0	1,0398	0
110	134	0,0032	0,0256	0,0134	0	0
110	141	0,021	0,0649	0,0288	0	0
111	115	0,0527	0,2215	0,103	0	0
112	120	0,0005	0,0044	0,072	0	0
112	121	0	0,019	0	1,0499	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
113	132	0,0459	0,2911	0	0	0
113	134	0,0008	0,0072	0,0038	0	0
115	117	0,0019	0,0154	0,033	0	0
116	117	0,0048	0,0391	0,0214	0	0
116	119	0	0,009	0	1,0248	0
116	147	0,0035	0,0286	0,0156	0	0
117	147	0,0022	0,0175	0,01	0	0
120	14	0,0003	0,0188	0	0,9751	0
120	128	0,0004	0,0051	0,1	0	0
120	129	0,0003	0,0038	0,0652	0	0
122	123	0,0175	0,0835	0,0398	0	0
123	125	0,0423	0,2441	0	0	0
124	125	0,0113	0,1585	0	0	0
124	126	0,0577	0,8256	0	0	0
125	126	0,0201	0,5915	0	0	0
126	127	0,0877	0,7049	0	0	0
128	72	0,0004	0,018	0	1	0
129	132	0,0004	0,0198	0	1	0
133	134	0	0,041	0	1,0249	0
133	135	0,0109	0,0259	0,0004	0	0
133	136	0,039	0,099	0,0016	0	0
133	137	0,0134	0,0504	0,001	0	0
135	138	0,0466	0,1182	0,002	0	0
136	139	0,026	0,065	0,001	0	0
137	140	0,0041	0,0156	0,0004	0	0
138	110	0	0,041	0	1	0
138	139	0,026	0,065	0,001	0	0
138	140	0,0251	0,0941	0,0018	0	0
138	145	0,0923	0,2338	0,0038	0	0
142	51	0	0,1728	0	1,07	0
142	143	0,1582	0,3919	0,0068	0	0
142	146	0,1618	0,3861	0,007	0	0
143	144	0,0927	0,2322	0,002	0	0
144	141	0	0,082	0	1,0249	0
144	145	0,089	0,221	0,0032	0	0
144	146	0,068	0,2906	0,0058	0	0
148	116	0	0,041	0	1	0
149	26	0	0,0386	0	1	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
149	26	0	0,0386	0	1	0
149	150	0,001	0,0085	0,002	0	0
149	151	0,0039	0,0262	0,0138	0	0
149	152	0,0253	0,1168	0,0544	0	0
151	161	0,0021	0,0138	0,0074	0	0
153	70	0	0,0916	0	1	0
153	70	0	0,0916	0	1	0
153	154	0,071	0,2841	0,0054	0	0
153	155	0,043	0,1856	0,0038	0	0
154	156	0,0155	0,0379	0,0008	0	0
154	160	0,0102	0,0429	0,001	0	0
155	156	0,0176	0,0822	0,0014	0	0
156	157	0,053	0,1273	0,0022	0	0
157	55	0	0,0827	0	1	0
157	158	0,0489	0,1404	0,0028	0	0
158	159	0,0339	0,0664	0,0012	0	0
159	160	0,019	0,0811	0,012	0	0
161	162	0,0022	0,0103	0,0054	0	0

ANNEXE V

RÉSEAU 50 MACHINES 145 BARRES

BUS	PG	QG	Q_MAX	Q_MIN	VG	P_MAX
	MW	MVAR	MVAR	MVAR	[pu]	MW
60	51	32,9175	53,4	-20,4	1,137	151
67	1486	285,1945	891,6	-594	1,09	1586
79	250,2	-15,9506	150,1	-100	1,052	350,2
80	47	-15,0651	28,2	-18,8	1,069	147
82	70	17,15376	42	-28	0,975	170
89	673	136,392	403,8	-269	1,066	773
90	22	-3,86513	13,2	-8,8	0,95	122
91	64	-1,53912	38,4	-25,6	1	164
93	700	373,8052	766	-520	1	800
94	300	19,05339	288	-192	1,02	400
95	131	10,12193	108,6	-72,4	0,92	231
96	60	21,10873	36	-24	1	160
97	140	45,62629	84	-56	0,967	240
98	426	-32,7252	255,6	-170	0,97	526
99	200	-8,34179	110	-110	1	300
100	170	58,71682	102	-68	1,014	270
101	310,9	148,6588	186,5	-124	1,039	410,9
102	2040	488,8964	640	0	1,019	2140
103	135	4,957747	81	-54	1	235
104	2000	500	500	0	1,045	2100
105	1620	388,342	1008	0	1,007	1720
106	1080	209,3592	671	0	1,005	1180
108	800	77,2844	480	-320	1,014	900
109	52	-15,5514	31,2	-20,8	0,915	152
110	700	519,8292	766	0	1	800
111	2000	563,7179	1000	0	1	2100
112	300	140,1087	160	0	1,037	400
115	2493	142,7296	1496	-997	1,049	2593
116	2713	631,8373	1628	-1085	1,043	2813
117	2627	258,5493	1576	-1051	1,03	2727
118	4220	660,3671	2532	-1688	1,01	4320
119	8954	4748,498	5373	-3582	1,013	9054
121	2997	-160,211	1798	-1199	1,046	3097

BUS	PG	QG	Q MAX	Q MIN	VG	P MAX
	MW	MVAR	MVAR	MVAR	[pu]	MW
122	1009	174,0427	605,4	-404	1	1109
124	3005	569,195	1803	-1202	1	3105
128	12963	2610,824	7778	-5185	1,025	13063
130	5937	1834,959	3562	-2375	1,057	6037
131	28300	7473,059	16980	-9999	1,042	28400
132	3095	633,4208	1857	-1238	1,042	3195
134	20626	7402,147	12375	-8250	1,044	20726
135	5982	1564,841	3589	-2393	1,107	6082
136	51950	14453,5	31170	-9999	1,083	52050
137	12068	3450,757	7241	-4827	1,064	12168
139	56834	15849,66	34100	-9999	1,04	56934
140	23123	6710,473	13874	-9249	1,05	23223
141	37911	11669,51	22747	-9999	1,053	38011
142	24449	5496,141	14670	-9780	1,155	24549
143	5254	2158,623	3152	-2101	1,031	5354
144	11397	2686,847	6838	-4559	0,997	11497
145	14118,64	2987,154	9999	-9999	1,052	14218,6

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
1	1	0	0	0	0	1,0810	-4,3218	500
2	1	0	0	0	0	1,0809	-4,3884	500
3	1	0	0	0	-126	1,1015	-4,0245	25,7
4	1	0	0	0	-126	1,1015	-4,0245	25,7
5	1	0	0	0	-126	1,1018	-4,0243	25,7
6	1	0	0	0	0	1,0433	-7,8370	500
7	1	0	0	0	0	1,0763	3,2098	500
8	1	0	0	0	0	1,1137	1,1484	100
9	1	0	0	0	0	1,0396	-8,0520	500
10	1	0	0	0	0	1,0396	-8,0528	500
11	1	0	0	0	0	1,0937	-10,6575	100
12	1	0	0	0	0	1,0389	-8,7697	500
13	1	0	0	0	0	1,0982	-11,4304	100
14	1	0	0	0	0	1,0385	-9,1776	500
15	1	0	0	0	-126	1,0683	-9,8115	100

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
16	1	0	0	0	-126	1,0686	-9,8649	100
17	1	0	0	0	-250	1,0012	-9,4412	500
18	1	0	0	0	-126	1,0746	-10,8806	100
19	1	0	0	0	-58	1,0708	-10,9605	100
20	1	0	0	0	0	1,1131	-10,9593	100
21	1	0	0	0	0	1,1086	-11,2423	100
22	1	0	0	0	0	1,0311	-3,8844	500
23	1	0	0	0	0	1,0979	-5,5097	100
24	1	0	0	0	0	1,0272	2,3045	500
25	1	0	0	0	0	1,0380	-9,8711	500
26	1	0	0	0	0	1,0894	-11,3748	100
27	1	0	0	0	0	1,0389	-13,0740	500
28	1	0	0	0	-126	1,0762	-15,2793	100
29	1	0	0	0	-126	1,0746	-15,4422	100
30	1	0	0	0	0	1,0731	-5,3502	100
31	1	0	0	0	0	1,0905	-11,8142	100
32	1	0	0	0	0	1,0937	-10,6651	100
33	1	0	0	0	0	1,1392	-4,0619	220
34	1	45,05	46,56	0	0	1,1387	-4,0026	220
35	1	49,19	27,53	0	0	1,1390	-4,0807	220
36	1	0	0	0	0	1,1385	-3,8153	220
37	1	0	0	0	0	1,1235	-6,2327	220
38	1	0	0	0	0	1,1306	-5,2931	220
39	1	0	0	0	0	1,1270	-7,9164	220
40	1	0	0	0	0	1,1269	-7,9206	220
41	1	0	0	54	-10	1,1188	-10,4321	100
42	1	0	0	54,8	-10	1,1188	-10,4463	100
43	1	0	0	0	0	1,1189	-10,4042	220
44	1	0	0	0	0	1,1189	-10,4182	220
45	1	0	0	0	0	1,1173	-11,4150	220
46	1	0	0	0	0	1,1173	-11,4099	220
47	1	0	0	15,2	5,37	1,1275	-6,7258	100
48	1	0	0	13,8	5,2	1,1278	-6,7064	100
49	1	0	0	0	0	1,1279	-6,6969	220
50	1	0	0	0	0	1,1276	-6,7158	220
51	1	58,45	28,44	0	0	1,1124	-10,1596	220
52	1	0	0	23	-9,7	1,1118	-11,1325	100
53	1	0	0	23,2	-9,7	1,1118	-11,1340	100

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
54	1	0	0	18,8	-9,3	1,1131	-11,7859	100
55	1	0	0	18,7	-9,2	1,1131	-11,7859	100
56	1	0	0	18,6	-7,5	1,1072	-9,9429	100
57	1	0	0	18,8	-7	1,1072	-9,9444	100
58	1	76,3	-10,8	121	140	1,1067	-9,7641	100
59	1	0	0	508	8,63	1,1165	-10,8434	100
60	2	0	0	201	165	1,1370	-6,3675	100
61	1	0	0	0	149	1,1144	-11,8910	220
62	1	0	0	0	0	1,0566	-14,4689	100
63	1	0	0	823	525	1,1109	-13,9800	100
64	1	0	0	123	-26	1,0980	-9,2879	100
65	1	0	0	124	-26	1,0980	-9,2897	100
66	1	102,2	26,7	216	1897	1,1129	1,3177	100
67	2	0	0	1821	1280	1,0900	-5,6577	100
68	1	0	-7,41	56,3	-25	1,2086	-30,9857	100
69	1	0	0	971	-144	1,0968	-10,4170	100
70	1	0	56,63	103	-86	0,9998	-14,1671	100
71	1	0	-21,2	106	-122	1,0275	-14,2607	100
72	1	0	0	1019	24,6	1,1007	-11,1946	100
73	1	0	0	1222	841	1,0975	-11,0600	100
74	1	81,9	43,7	857	574	1,0973	-11,4612	100
75	1	0	0	387	199	1,1179	-15,1878	100
76	1	0	0	-667	-185	1,0209	5,5359	100
77	1	0	0	0	-125	0,9880	6,7210	100
78	1	89	26,8	0	0	1,0740	-5,1889	100
79	2	9,1	3	238	27,1	1,0520	-9,5109	100
80	2	17,1	5	-0,08	29,9	1,0690	-8,2107	100
81	1	82,2	-93,1	70	-47	1,1304	-25,8651	100
82	2	2,1	1,1	111	-28	0,9750	-18,6637	100
83	1	0	0	105	-0,42	1,0985	-5,3812	100
84	1	24,3	8,2	0	0	1,1156	-9,4395	100
85	1	27,4	0,3	0	0	1,1165	-13,0462	100
86	1	0	0	292	-22	1,0567	-14,0098	100
87	1	0	0	37,7	-47	1,0652	-7,1718	100
88	1	69	20,9	0	0	1,1094	-8,3453	100
89	2	0,6	0,2	678	71,1	1,0660	3,6835	100
90	2	4,6	1,5	29,5	-19	0,9500	-7,3545	100
91	2	0	0	19,3	-27	1,0000	-9,2768	100

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
92	1	0	31,02	43,4	-43	0,9561	-12,7522	100
93	2	100,4	73,2	0	0	1,0000	-1,9186	18,5
94	2	15,4	7,6	140	-141	1,0200	-0,7424	100
95	2	6,7	2,2	27,2	-58	0,9200	18,8815	100
96	2	0	0	47,8	-45	1,0000	-8,9772	100
97	2	0	0	129	-177	0,9670	-4,3448	100
98	2	0	0	82,1	-121	0,9700	5,1860	100
99	2	10,46	5,23	0	0	1,0000	1,0972	18
100	2	0	0	59,1	-101	1,0140	0,7022	100
101	2	17,8	4,5	64,7	-238	1,0390	-6,0900	100
102	2	37,6	9,2	458	-619	1,0190	-4,7643	100
103	2	0	0	62,4	-45	1,0000	1,5133	100
104	1	30,2	7,6	0	0	1,0059	13,6759	100
105	2	96	167,4	24,2	-999	1,0070	-2,7954	100
106	2	64	16	36,9	-719	1,0050	-2,7501	100
107	1	-17,5	-12,8	28,8	-22	1,0211	-13,5747	100
108	2	0	0	520	-244	1,0140	-14,0311	100
109	2	0	0	84,5	-47	0,9150	-18,4555	100
110	2	100,4	73,2	0	0	1,0000	-1,3076	18,5
111	2	60,4	1166	23,3	-999	1,0000	7,9709	100
112	2	18,6	4,6	64,3	-236	1,0370	-6,2645	100
113	1	0	0	0	0	0,9780	-4,3884	24
114	1	0	0	0	0	0,9780	-4,3884	24
115	2	683,5	184,7	2856	9,41	1,0490	-15,6107	100
116	2	792,6	315,5	1930	-195	1,0430	-16,8620	100
117	2	485,3	71,4	2410	-54	1,0300	-15,3238	100
118	2	651,9	328,4	4788	-979	1,0100	-17,7933	100
119	2	2094	3774	9999	-999	1,0130	-59,4121	100
120	1	-408	175,1	2026	855	1,0331	-51,6050	100
121	2	237,7	-17,3	306	1055	1,0460	-20,1964	100
122	2	29,2	7	397	-61	1,0000	-2,7894	100
123	1	-84	-19	118	1,4	1,0171	-33,1226	100
124	2	94,1	780,3	766	-999	1,0000	-1,8858	100
125	1	-712	-319	2831	-71	1,0084	-32,5945	100
126	1	-333	-160	1604	347	1,0524	-73,9001	100
127	1	-546	-72	305	-51	1,0070	-36,3996	100
128	2	4075	703,5	5252	-472	1,0250	-39,7059	100
129	1	-482	-122	3855	387	0,9802	-73,0735	100

BUS	TYPE	PD	QD	GS	BS	VM	VA	BASE
		MW	MVAR	MW	MVAR	[pu]	[degrés]	[kV]
130	2	4328	944,3	3830	-91	1,0570	-51,8653	100
131	2	21840	4320	5145	-780	1,0420	-24,3168	100
132	2	491,9	110,2	1239	-226	1,0420	-7,2416	100
133	1	-83	-36,3	103	-5,9	1,0922	-11,5989	100
134	2	22309	7402	-141	-78	1,0440	-10,8208	100
135	2	4298	1264	-999	835	1,1070	29,0445	100
136	2	52951	13552	-999	375	1,0830	4,3877	100
137	2	12946	2608	499	-219	1,0640	-72,7313	100
138	1	-363	-188	433	-81	1,1138	12,0110	100
139	2	57718	13936	1609	-999	1,0400	-10,5569	100
140	2	24775	6676	-289	-77	1,0500	-26,1638	100
141	2	32799	11361	5212	-999	1,0530	-9,1203	100
142	2	17737	3934	4323	2210	1,1550	-10,7319	100
143	2	4672	1709	586	-999	1,0310	-13,6640	100
144	2	9602	2203	-436	-999	0,9970	-8,5772	100
145	3	9173	1555	-999	457	1,0520	5,0200	100

BARRE		R	X	B	TRANSFORMATEUR	
F BUS	t BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	SHIFT
1	2	3,00E-05	0,0008	0,0632	0	0
1	2	3,00E-05	0,0008	0,0632	0	0
1	3	-0,009	-0,1718	0	0,935	0
1	4	-0,009	-0,1718	0	0,935	0
1	5	-0,0089	-0,1697	0	0,935	0
1	6	0,00194	0,0209	2,3792	0	0
1	33	0,0001	0,006	0	0,935	0
1	93	0,0002	0,0138	0	1,1036	0
1	93	0,0002	0,0138	0	1,1036	0
2	6	0,00194	0,0209	2,3792	0	0
2	113	0	0,0148	0	1,1052	0
2	114	0,00018	0,0145	0	1,1052	0
3	33	0,0002	0,0221	0	0	0
4	33	0,0002	0,0221	0	0	0
5	33	0,0002	0,0219	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
6	7	0,00129	0,0139	1,4652	0	0
6	9	0,00016	0,0017	0,1752	0	0
6	10	0,00016	0,0017	0,1752	0	0
6	12	0,0002	0,0021	0,8776	0	0
6	12	0,0002	0,0021	0,8776	0	0
7	8	-0,0112	-0,1516	0	0,9716	0
7	66	0,00015	0,0097	0	0,9716	0
7	104	0,00036	0,019	0	1,1052	0
7	104	0,00041	0,0174	0	1,1052	0
8	66	0,0002	0,0299	0	0	0
8	66	0,0002	0,0221	0	0	0
9	11	-0,0217	-0,3062	0	0,9166	0
9	69	0,0004	0,0188	0	0,9166	0
10	32	-0,027	-0,3041	0	0,9166	0
10	69	0,0004	0,0187	0	0,9166	0
11	69	0,0002	0,0262	0	0	0
12	13	-0,0223	-0,3099	0	0,9166	0
12	13	-0,0237	-0,316	0	0,9166	0
12	13	-0,0237	-0,316	0	0,9166	0
12	14	0,00096	0,0091	0,8556	0	0
12	14	0,00096	0,0091	0,8556	0	0
12	25	0,00051	0,0055	0,625	0	0
12	25	0,00051	0,0055	0,625	0	0
12	72	0,0003	0,0189	0	0,9166	0
12	72	0,0003	0,019	0	0,9166	0
12	72	0,0003	0,019	0	0,9166	0
13	72	0,0002	0,026	0	0	0
13	72	0,0003	0,0262	0	0	0
13	72	0,0002	0,026	0	0	0
14	15	-0,0415	-0,3996	0	0,9164	0
14	16	-0,01	-0,1669	0	0,9164	0
14	17	0,00339	0,0367	3,4582	0	0
14	17	0,00352	0,0367	3,4516	0	0
14	58	0,0002	0,0097	0	0,9164	0
15	58	0,0002	0,0255	0	0	0
16	58	0,0002	0,022	0	0	0
17	18	-0,3181	-1,315	0	0,8708	0
17	19	0	-0,847	0	0,8634	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
17	20	0	-0,8676	0	0,8634	0
17	21	-0,0095	-0,1615	0	0,8708	0
17	22	0,00228	0,0276	2,6204	0	0
17	59	0,0001	0,0071	0	0,8708	0
18	59	0,0002	0,0298	0	0	0
19	59	0	0,0629	0	0	0
20	59	0	0,0638	0	0	0
21	59	0,0002	0,0329	0	0	0
22	23	0	-0,3787	0	0,9322	0
22	24	0,00173	0,0208	1,9648	0	0
22	30	0	-0,3066	0	0,9532	0
22	78	0	0,0268	0	0,9532	0
22	83	0	0,0349	0	0,9322	0
23	83	0,0004	0,0595	0	0	0
23	83	0,0003	0,0597	0	0	0
24	76	0,0002	0,0088	0	0,9898	0
24	77	-0,0023	-0,0603	0	0,9898	0
25	26	-0,006	-0,1375	0	0,9166	0
25	27	0,0023	0,0266	3,0508	0	0
25	27	0,0023	0,0266	3,0508	0	0
25	31	-0,0082	-0,1648	0	0,9166	0
25	73	0,0003	0,0172	0	0,9166	0
25	74	0,0004	0,0179	0	0,9166	0
26	73	0,0003	0,0267	0	0	0
27	28	-0,1153	-0,7453	0	0,9074	0
27	29	-0,0163	-0,2618	0	0,9074	0
27	75	0,00016	0,01	0	0,9074	0
28	75	0,0002	0,029	0	0	0
29	75	0,0002	0,0269	0	0	0
30	78	0	0,0335	0	0	0
31	74	0,0003	0,0279	0	0	0
32	69	0,0002	0,0265	0	0	0
33	34	6,00E-05	0,0009	0,0006	0	0
33	35	6,00E-05	0,0009	0,0006	0	0
33	37	0,00996	0,0707	0,1116	0	0
33	38	0,00995	0,0693	0,111	0	0
33	39	0,0085	0,0699	0,1006	0	0
33	40	0,00849	0,0698	0,1004	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
33	49	0,0056	0,0493	0,0778	0	0
33	50	0,0056	0,0493	0,0778	0	0
33	110	0,00024	0,0157	0	1,18	0
33	110	0,00023	0,0156	0	1,18	0
34	36	0,00025	0,0022	0,0006	0	0
36	99	0,0008	0,0455	0	1,1291	0
37	87	0,00093	0,0442	0	1,05	0
37	88	0,0031	0,1651	0	0	0
38	88	0,0031	0,1638	0	0	0
39	43	0,00602	0,0495	0,0712	0	0
39	84	0,00722	0,2786	0	0	0
40	44	0,00603	0,0496	0,0714	0	0
40	84	0,00729	0,2756	0	0	0
41	42	0,0005	0,1514	0	0	0
41	43	1,00E-05	0,0009	0,0006	0	0
42	44	1,00E-05	0,0009	0,0006	0	0
43	46	0,00618	0,0508	0,0732	0	0
44	45	0,00618	0,0508	0,0732	0	0
45	61	0,00445	0,0366	0,0526	0	0
45	85	0	0,26	0	0	0
46	61	0,00445	0,0366	0,0526	0	0
46	85	0	0,2592	0	0	0
47	48	-0,01	0,2306	0	0	0
47	50	1,00E-05	0,0009	0,0006	0	0
47	87	0,0831	0,401	0	0	0
48	49	1,00E-05	0,0009	0,0006	0	0
48	87	0,0998	0,436	0	0	0
49	51	0,00898	0,079	0,1248	0	0
50	51	0,00898	0,079	0,1248	0	0
51	52	0,0029	0,0279	0,0466	0	0
51	53	0,0029	0,0279	0,0466	0	0
51	56	0,00759	0,0483	0,0712	0	0
51	57	0,00759	0,0483	0,0712	0	0
52	53	-0,0067	0,3911	0	0	0
52	54	0,0047	0,0293	0,0462	0	0
53	55	0,0047	0,0293	0,0462	0	0
54	55	-0,0553	0,9289	0	0	0
54	61	0,00141	0,0087	0,0138	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
55	61	0,00141	0,0087	0,0138	0	0
56	57	-0,009	0,3895	0	0	0
56	58	0,0019	0,012	0,0178	0	0
57	58	0,0019	0,012	0,0178	0	0
58	59	0,6674	2,2175	0	0	0
58	72	0,0302	0,2364	0	0	0
58	87	0,0863	0,3906	0	0	0
58	98	0,0131	0,1765	0	0	0
58	100	0,1193	1,269	0	0	0
58	103	0,8416	5,5383	0	0	0
59	60	-0,1803	5,9659	0	0	0
59	72	0,8613	3,0485	0	0	0
59	79	0,0099	0,2644	0	0	0
59	80	0,2876	2,3898	0	0	0
59	89	0,3421	9,0571	0	0	0
59	92	-0,007	0,5678	0	0	0
59	94	0,7041	5,9885	0	0	0
59	98	0,106	0,5845	0	0	0
59	100	0,0183	0,2016	0	0	0
59	103	0,0368	0,3341	0	0	0
59	107	0,0372	0,8834	0	0	0
60	135	-1,831	9,7964	0	0	0
60	79	-0,0375	1,1068	0	0	0
60	80	0,0655	2,6441	0	0	0
60	90	-0,0201	1,5135	0	0	0
60	92	-0,264	3,7139	0	0	0
60	94	0,0012	0,0775	0	0	0
60	95	-0,0855	0,9926	0	0	0
60	138	-0,3639	1,7936	0	0	0
61	62	-0,0362	-0,2608	0	1,05	0
61	62	-0,0472	-0,5438	0	1,05	0
61	63	0,00812	0,0782	0,1318	0	0
61	63	0,00812	0,0782	0,1318	0	0
61	64	0,00242	0,0318	0,0568	0	0
61	65	0,00242	0,0318	0,0568	0	0
61	86	0,00132	0,032	0	1,05	0
61	86	0,0011	0,037	0	1,05	0
61	86	0,0011	0,037	0	1,05	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
62	86	0,0036	0,0501	0	0	0
62	86	0,0013	0,0838	0	0	0
63	64	0,0147	0,2825	0	0	0
63	65	0,0147	0,2813	0	0	0
63	66	0,0056	0,09	0	0	0
63	67	0,0321	0,2785	0	0	0
63	69	0,0107	0,1571	0	0	0
63	102	0,0106	0,1583	0	0	0
63	102	0,0106	0,1576	0	0	0
63	102	0,0107	0,1604	0	0	0
63	102	0,0104	0,1542	0	0	0
63	116	-0,3897	6,8588	0	0	0
63	117	0,003	0,056	0	0	0
63	118	-0,0125	0,2425	0	0	0
63	124	-0,1265	2,022	0	0	0
64	65	0,0013	0,1674	0	0	0
64	66	0,0039	0,0684	0	0	0
64	67	0,0233	0,212	0	0	0
64	69	0,0075	0,1196	0	0	0
64	97	-0,4336	8,2923	0	0	0
64	124	-0,1041	1,5375	0	0	0
65	66	0,0039	0,0682	0	0	0
65	67	0,0233	0,2111	0	0	0
65	69	0,0075	0,1191	0	0	0
65	97	-0,4292	8,2582	0	0	0
65	124	-0,1032	1,5312	0	0	0
66	67	0,0081	0,0675	0	0	0
66	68	-2,473	2,472	0	0	0
66	69	0,0028	0,0381	0	0	0
66	97	-0,1119	2,6432	0	0	0
66	111	0	0,0264	0	0	0
66	111	0,00057	0,0266	0	0	0
66	111	0	0,0273	0	0	0
66	111	0,00057	0,0264	0	0	0
66	124	-0,0283	0,4902	0	0	0
67	68	-3,443	3,7172	0	0	0
67	69	0,0061	0,055	0	0	0
67	97	0,0063	0,1166	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
67	119	-0,2213	9,3918	0	0	0
67	120	-0,0034	1,7847	0	0	0
67	121	0,0082	1,17	0	0	0
67	122	-0,0047	0,4473	0	0	0
67	124	0,0003	0,0065	0	0	0
67	125	0,0062	0,2519	0	0	0
67	132	-0,3194	4,3566	0	0	0
68	69	-0,692	0,6984	0	0	0
69	70	0,0085	0,3333	0	0	0
69	71	0,0075	0,312	0	0	0
69	72	0,0013	0,01	0	0	0
69	73	0,0098	0,0747	0	0	0
69	74	0,0135	0,0741	0	0	0
69	97	-0,0674	1,5849	0	0	0
69	101	0,0174	0,2188	0	0	0
69	112	0,0175	0,2201	0	0	0
69	124	-0,0267	0,3986	0	0	0
70	71	-0,4891	2,6613	0	0	0
70	72	-0,0062	0,1216	0	0	0
70	73	-0,0424	0,9125	0	0	0
70	74	0,0032	0,9138	0	0	0
70	101	-0,1248	1,0409	0	0	0
70	112	-0,1257	1,0471	0	0	0
71	72	-0,006	0,1138	0	0	0
71	73	-0,0409	0,8541	0	0	0
71	74	0,0018	0,8553	0	0	0
71	101	-0,1592	1,2303	0	0	0
71	112	-0,1603	1,2377	0	0	0
72	73	0,0015	0,0275	0	0	0
72	74	0,0028	0,0274	0	0	0
72	98	0,0138	0,2417	0	0	0
72	100	0,1337	1,7384	0	0	0
72	101	0,0002	0,0802	0	0	0
72	103	1,0224	7,5945	0	0	0
72	112	0,0002	0,0806	0	0	0
73	74	-0,0007	0,0393	0	0	0
73	75	0,0147	0,2581	0	0	0
73	81	-0,0122	0,3068	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
73	82	0,0036	2,0169	0	0	0
73	91	0,0271	0,5732	0	0	0
73	96	0,0245	0,4805	0	0	0
73	101	0,0044	0,6014	0	0	0
73	105	0,0007	0,0325	0	0	0
73	105	0,0007	0,0325	0	0	0
73	105	0,0006	0,0295	0	0	0
73	108	-0,0182	0,5832	0	0	0
73	109	0,0524	3,0059	0	0	0
73	112	0,0043	0,605	0	0	0
73	121	-0,0268	1,7653	0	0	0
74	75	0,0215	0,3277	0	0	0
74	81	-0,0333	0,4631	0	0	0
74	82	-0,0098	1,9859	0	0	0
74	91	0,0413	0,7511	0	0	0
74	96	0,435	7,6901	0	0	0
74	101	0,0344	0,6005	0	0	0
74	106	0,003	0,0335	0	0	0
74	106	0,0005	0,0328	0	0	0
74	108	-0,0187	0,4544	0	0	0
74	109	0,1004	3,4697	0	0	0
74	112	0,0345	0,6042	0	0	0
74	121	-0,0348	1,3757	0	0	0
75	82	0,0777	1,125	0	0	0
75	91	-0,2255	3,1442	0	0	0
75	96	-0,4516	4,631	0	0	0
75	108	0,0042	0,1049	0	0	0
75	109	0,1046	1,4465	0	0	0
75	121	0,0178	0,3172	0	0	0
76	77	0,0002	0,016	0	0	0
76	89	0,0011	0,0221	0	0	0
79	80	0,044	0,0991	0	0	0
79	90	0,0506	2,471	0	0	0
79	92	0,0017	0,3032	0	0	0
79	94	0,1275	1,1195	0	0	0
79	95	0,305	6,4154	0	0	0
79	107	0,0786	1,414	0	0	0
80	90	0,4658	5,8756	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
80	92	0,1192	1,5053	0	0	0
80	94	0,46	2,6475	0	0	0
82	91	-0,2349	2,4188	0	0	0
82	108	-0,0742	0,7278	0	0	0
82	109	-0,0071	0,2634	0	0	0
82	121	-0,1892	2,2054	0	0	0
83	89	0,0582	0,3855	0	0	0
89	103	-1,073	4,1433	0	0	0
90	92	-0,138	8,2959	0	0	0
90	94	0,0689	1,0717	0	0	0
91	96	-0,1224	4,2463	0	0	0
91	108	-0,1078	0,6994	0	0	0
91	109	-0,2699	4,2634	0	0	0
91	121	-0,2924	2,121	0	0	0
92	94	0,2883	3,7717	0	0	0
92	107	0,0176	3,0227	0	0	0
94	95	0,0534	0,996	0	0	0
94	138	-0,1125	1,8385	0	0	0
95	138	-0,0732	0,6389	0	0	0
96	108	-0,8215	6,1143	0	0	0
97	124	-0,3793	1,9557	0	0	0
98	100	-0,0063	0,3269	0	0	0
98	103	0,0544	1,4358	0	0	0
100	103	-0,0249	0,4891	0	0	0
101	112	-0,0138	0,361	0	0	0
102	117	-0,0003	0,019	0	0	0
102	118	-0,0267	0,3222	0	0	0
108	109	-0,0825	1,2713	0	0	0
108	121	-0,0009	0,0431	0	0	0
109	121	-0,1881	3,8499	0	0	0
115	116	0,0008	0,0291	0	0	0
115	117	-0,0092	0,2222	0	0	0
115	118	-0,0044	0,0677	0	0	0
115	143	-0,1017	0,4924	0	0	0
116	117	0,00191	0,0288	0	0	0
116	118	-0,001	0,044	0	0	0
116	143	-0,2187	1,2896	0	0	0
117	118	0,0008	0,0081	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
117	143	-0,0834	0,6854	0	0	0
118	131	-0,8925	6,2385	0	0	0
118	132	-0,6967	8,143	0	0	0
118	143	-0,0011	0,0231	0	0	0
119	120	0,001	0,0236	0	0	0
119	121	-0,011	0,2901	0	0	0
119	122	-0,6013	5,8941	0	0	0
119	124	-0,2618	3,394	0	0	0
119	125	-0,0082	0,2595	0	0	0
119	126	0,00153	0,0179	0	0	0
119	127	-0,1172	1,3932	0	0	0
119	128	-0,0054	0,0516	0	0	0
119	129	0,0034	0,0642	0	0	0
119	130	-0,0022	0,0163	0	0	0
119	131	-0,0044	0,0242	0	0	0
119	132	-0,4137	2,4027	0	0	0
119	144	-0,8511	3,8358	0	0	0
120	121	0,0009	0,0779	0	0	0
120	122	-0,061	0,9305	0	0	0
120	123	-0,0466	0,5011	0	0	0
120	124	-0,0259	0,4722	0	0	0
120	125	-0,0002	0,0555	0	0	0
120	127	0,002	0,1818	0	0	0
120	128	-0,0029	0,0743	0	0	0
120	129	-0,0229	0,4911	0	0	0
120	130	-0,1674	1,0675	0	0	0
120	131	-0,0687	0,4516	0	0	0
120	132	-0,0255	0,4566	0	0	0
121	122	-0,0108	0,483	0	0	0
121	123	-0,1712	1,9482	0	0	0
121	124	-0,006	0,3494	0	0	0
121	125	0	0,0124	0	0	0
121	127	-0,0204	0,8338	0	0	0
121	128	-0,0278	0,3095	0	0	0
121	129	-0,4545	4,254	0	0	0
121	131	-0,2183	1,5066	0	0	0
121	132	-0,1308	1,3815	0	0	0
122	123	-0,584	4,8609	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
122	124	-0,0009	0,0552	0	0	0
122	125	-0,0069	0,1583	0	0	0
122	131	-0,2433	1,935	0	0	0
122	132	-0,0187	0,2572	0	0	0
122	133	-0,098	0,9821	0	0	0
122	143	-0,0312	0,4888	0	0	0
123	124	-0,223	1,967	0	0	0
123	125	-0,0821	0,6062	0	0	0
123	131	-0,1783	1,2535	0	0	0
123	132	-0,1355	1,2041	0	0	0
124	125	-0,0017	0,0949	0	0	0
124	128	-1,153	8,2513	0	0	0
124	131	-0,1062	0,8185	0	0	0
124	132	-0,0094	0,1612	0	0	0
124	133	-0,0342	1,1798	0	0	0
124	143	-0,0078	0,7607	0	0	0
125	127	-0,0791	0,9851	0	0	0
125	128	-0,062	0,5991	0	0	0
125	129	-0,4217	3,9702	0	0	0
125	130	-1,974	8,4854	0	0	0
125	131	-0,1251	0,6939	0	0	0
125	132	-0,0536	0,5086	0	0	0
127	128	-0,0026	0,124	0	0	0
127	129	-0,0392	1,1082	0	0	0
128	129	-0,001	0,0207	0	0	0
128	130	-1,1	2,9924	0	0	0
128	131	-1,559	4,0869	0	0	0
130	131	-0,0027	0,0154	0	0	0
130	132	-0,6509	3,031	0	0	0
130	144	-0,7532	3,0664	0	0	0
131	132	-0,0032	0,0411	0	0	0
131	133	-1,077	5,5285	0	0	0
131	143	-0,0588	0,4055	0	0	0
131	144	-0,0022	0,0151	0	0	0
132	133	-0,0916	0,8229	0	0	0
132	143	-0,0049	0,0965	0	0	0
132	144	-0,1108	0,9827	0	0	0
133	143	-0,36	2,6309	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
134	131	-0,4042	0,9144	0	0	0
134	136	-0,0698	0,6428	0	0	0
134	139	-0,0353	0,166	0	0	0
134	141	-0,023	0,1179	0	0	0
134	142	-0,0263	0,1167	0	0	0
134	144	-0,0145	0,0435	0	0	0
134	145	-0,0034	0,0216	0	0	0
135	95	-0,3448	3,4845	0	0	0
135	136	-0,0031	0,0178	0	0	0
135	138	-0,0084	0,1729	0	0	0
135	141	-0,129	0,6993	0	0	0
136	115	-0,012	0,0855	0	0	0
136	116	-1,2	4,2655	0	0	0
136	117	-2,969	9,0875	0	0	0
136	118	-0,5749	1,6206	0	0	0
136	138	-0,1581	0,5485	0	0	0
136	139	-0,0059	0,0293	0	0	0
136	140	-2,403	9,378	0	0	0
136	141	-0,0026	0,0175	0	0	0
136	142	-0,0467	0,1709	0	0	0
136	143	-1,762	3,4549	0	0	0
136	145	-0,0049	0,0539	0	0	0
137	139	-0,0183	0,0936	0	0	0
137	140	-2,229	8,0228	0	0	0
137	145	-0,0852	0,4071	0	0	0
139	140	-0,0054	0,0239	0	0	0
139	141	-0,0083	0,046	0	0	0
139	142	-0,3102	1,267	0	0	0
139	145	-0,0009	0,008	0	0	0
140	145	-0,1088	0,48	0	0	0
141	115	-0,0007	0,0131	0	0	0
141	116	-0,1568	0,7448	0	0	0
141	117	-0,3702	1,382	0	0	0
141	118	-0,0414	0,1439	0	0	0
141	131	-0,2331	0,8129	0	0	0
141	132	-1,628	7,0936	0	0	0
141	142	-0,0018	0,0105	0	0	0
141	143	-0,0702	0,1778	0	0	0

BARRE	BARRE	R	X	B	TRANSF.	TRANSF.
F BUS	F BUS	[pu]	[pu]	[pu]	TAP	TAP
141	144	-0,0756	0,2441	0	0	0
141	145	-0,0038	0,0358	0	0	0
142	115	-0,0166	0,1563	0	0	0
142	116	-0,6916	2,6302	0	0	0
142	117	-0,5596	2,2284	0	0	0
142	118	-0,0185	0,1037	0	0	0
142	119	-0,2742	1,8611	0	0	0
142	120	-0,6043	7,353	0	0	0
142	122	-0,2589	2,1732	0	0	0
142	124	-0,1736	2,1347	0	0	0
142	125	-1,09	8,616	0	0	0
142	130	-0,3608	1,8618	0	0	0
142	131	-0,0013	0,0157	0	0	0
142	132	-0,0055	0,081	0	0	0
142	133	-1,636	9,1725	0	0	0
142	143	-0,0038	0,0187	0	0	0
142	144	-0,002	0,0229	0	0	0
142	145	-0,0738	0,438	0	0	0
143	144	-0,4863	2,3282	0	0	0
144	145	-0,3835	1,2052	0	0	0

ANNEXE VI

MÉTHODE CLASSIQUE - ÉVALUATION DES METHODES : TEMPS D'EXECUTION ET NOMBRE DE PAS DE TEMPS D'INTEGRATION

Trois machines - Valeurs moyennes avec pas d'intégration 8.333 ms

	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	C.15646	5	10	589	5	10
	C.15175	5	9	589	9	9
	C.155612	5	8	401	8	8
	C.150873	10	7	481	4	7
	C.105857	5	6	181	6	6
	C.140112	5	5	401	7	5
	C.128153	1	4	481	5	4
	C.108274	8	3	207.11	-	3
	C.1017400	9	2	170.11	2	2
	C.101524	7	1	103.50	10	1
Exécution (1,1,2) -						
Temps de défaut 0.2 s	C.15107	5	10	507	5	10
	C.15010	5	9	597	9	9
	C.1085784	2	8	481	3	8
	C.170247	10	7	181	4	7
	C.159102	5	6	401	6	6
	C.140019	5	5	481	7	5
	C.108175	1	4	181	8	4
	C.108167	8	3	223.10	-	3
	C.102040	9	2	212.06	2	2
	C.101629	7	1	214.5	10	1
Exécution (1,1,3) -						
Temps de défaut 0.3 s	C.15214	1	10	805	5	10
	C.15173	5	9	805	9	9
	C.10005	3	8	181	3	8
	C.108900	10	7	401	4	7
	C.172050	5	6	401	6	6
	C.140018	5	5	481	7	5
	C.101870	1	4	181	8	4
	C.101520	9	3	200.72	10	3
	C.108484	8	2	273.94	3	2
	C.101604	7	1	241.17	-	1

Trois machines – Valeurs moyennes avec pas d'intégration 0.8333 ms

	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	0.79500	0	10	5001	5	10
	0.79128	5	5	5831	5	5
	0.57501	1	0	4001	0	0
	0.59091	1	7	4801	9	7
	0.52100	0	1	4001	0	0
	0.16138	5	5	4801	7	5
	0.10740	7	4	4001	0	4
	0.06571	2	3	207.49	1	3
	0.06004	10	2	170.11	2	2
0.038830	1	1	133.56	10	1	
Woe_res(1,1,1) =						
Temps de défaut 0.2 s	0.00179	0	10	6961	5	10
	0.88081	5	5	6061	5	5
	0.60001	1	0	4001	0	0
	0.59378	1	7	4801	9	7
	0.52190	0	1	4001	0	0
	0.19515	5	5	4801	7	5
	0.10560	7	4	4001	0	4
	0.083125	2	3	223.49	1	3
	0.07920	10	2	212.00	2	2
0.039937	1	1	111.5	10	1	
Woe_res(1,1,2) =						
Temps de défaut 0.3 s	0.90001	0	10	3041	5	10
	0.92521	5	5	3041	5	5
	0.70099	1	0	4001	0	0
	0.59765	1	7	4801	9	7
	0.52571	0	1	4001	0	0
	0.32143	5	5	4801	7	5
	0.10019	7	4	4001	0	4
	0.099703	10	3	281.72	10	3
	0.099009	2	2	272.94	2	2
0.03303	1	1	211.49	1	1	

Dix machines - Valeurs moyennes avec pas d'intégration 8.333 ms

	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	C.23491	3	10	589	5	10
	C.21042	6	9	509	5	9
	D.056093	3	8	481	3	8
	J.000100	5	7	401	4	7
	D.082187	10	6	481	5	6
	C.06404	4	5	401	7	5
	D.035548	3	4	481	6	4
	J.000711	1	-	210.57	2	0
	D.025492	9	2	309.92	10	2
	J.010077	7	1	204.90	1	1
Moyenne (1,1,2) =						
Temps de défaut 0.2 s	C.24508	3	10	597	5	10
	C.24004	6	9	597	5	9
	C.11202	3	8	481	3	8
	C.10177	5	7	401	4	7
	C.10452	10	6	481	5	6
	J.000174	4	5	401	7	5
	D.037079	1	4	481	6	4
	J.000075	1	-	267.24	10	0
	D.030319	9	2	350.87	2	2
	J.010041	7	1	211.17	1	1
Moyenne (1,1,3) =						
Temps de défaut 0.3 s	C.24501	3	10	805	5	10
	C.24042	6	9	805	5	9
	C.16299	3	8	481	3	8
	C.15479	10	7	401	4	7
	C.12318	5	6	481	5	6
	J.000411	4	5	401	7	5
	D.044528	1	4	481	6	4
	J.000570	1	-	394.75	10	0
	D.035189	9	2	372.35	2	2
	J.010475	7	1	257.05	1	1

Dix machines - Valeurs moyennes avec pas d'intégration 0.833 ms

	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	1.133	3	10	5881	3	10
	1.1204	4	9	5001	4	9
	C.86385	5	8	4801	5	8
	1.118016	4	7	4801	4	7
	C.34313	6	6	4801	6	6
	C.27050	7	5	4801	7	5
	D.1600	7	4	4001	8	4
	0.096059	2	3	316.57	2	3
	11.117474	1	2	214.40	1	2
	0.035747	1	1	304.96	1	1
Moy_000(1,1,3) -						
Temps de défaut 0.2 s	1.2817	3	10	6551	3	10
	1.1706	4	9	6151	4	9
	1.0422	5	8	4801	5	8
	C.61073	4	7	4801	4	7
	C.05405	6	6	4001	6	6
	C.23877	5	5	4801	7	5
	1.11047	7	4	4101	4	4
	D.1123	3	3	357.24	10	3
	1.1056	7	2	257.87	3	2
	0.007046	1	1	212.17	1	1
Moy_000(1,1,3) -						
Temps de défaut 0.3 s	1.4323	3	10	3041	3	10
	1.0251	6	9	3011	5	9
	1.2242	4	8	4001	9	8
	C.86916	4	7	4801	4	7
	1.06017	1	6	4101	7	6
	C.33786	5	5	4801	7	5
	C.17843	7	4	4801	8	4
	C.16004	2	3	094.75	10	3
	C.15509	10	2	373.86	2	2
	11.140194	1	1	214.15	1	1

17 machines - Valeurs moyennes avec pas d'intégration 8.333 ms

	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	1.14312	3	11	480	5	11
	0.33844	6	9	589	9	9
	0.10137	2	8	18_	3	3
	1.1162	5	7	417	4	7
	0.11799	4	6	48_	6	6
	0.10852	10	5	18_	7	5
	0.07009	1	4	40_	1	4
	0.068934	8	3	343.54	3	3
	0.050341	9	2	273.05	-	2
	0.040174	7	1	221.50	10	1
moy_res(1,1,2) =						
Temps de défaut 0.2 s	1.16751	3	11	417	5	11
	0.36473	6	9	697	9	9
	0.19853	2	8	48_	3	3
	1.17427	5	7	417	4	7
	0.11928	4	6	48_	6	6
	0.11807	10	5	18_	7	5
	0.07257	1	4	417	1	4
	0.069358	8	3	346.55	3	3
	0.057136	9	2	273.06	-	2
	0.040037	7	1	236.00	10	1
moy_res(1,1,3) =						
Temps de défaut 0.3 s	1.17858	3	11	415	5	11
	0.37521	6	9	805	9	9
	0.20946	2	8	48_	3	3
	1.11447	5	7	417	4	7
	0.13833	10	6	48_	6	6
	0.12053	1	5	18_	7	5
	0.076101	1	4	417	1	4
	0.069539	8	3	355.46	3	3
	0.064836	9	2	275.7	-	2
	0.042217	7	1	274.37	10	1

	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	1.50724	0	10	1001	5	10
	1.5748	8	9	8881	7	9
	1.4387	5	8	4301	3	8
	1.1447	4	7	4411	4	7
	0.57043	6	5	4301	6	6
	0.30042	5	4	4001	7	4
	0.38813	7	3	4301	3	4
	0.29373	2	5	348.64	2	3
	11.711524	11	2	272.15	1	2
	0.078359	1	1	331.53	10	1
moy_res(1,1,2) =						
Temps de défaut 0.2 s	1.7134	3	10	6261	5	10
	1.7177	1	4	1411	4	4
	1.5754	5	8	4301	3	8
	1.0007	4	7	4001	4	7
	0.5717	8	5	4301	6	8
	0.45533	6	5	4301	7	5
	11.38414	7	1	4411	4	4
	0.253	2	5	348.65	3	3
	0.21112	10	2	266.96	1	2
	0.073530	1	1	236.03	10	1
moy_res(1,1,3) =						
Temps de défaut 0.3 s	1.9413	5	10	6041	5	10
	1.7000	0	9	0041	3	9
	1.7317	8	8	4301	3	8
	1.0935	4	7	4301	4	7
	11.77674	1	1	4411	6	1
	0.52509	6	5	4301	7	5
	0.29206	7	4	4001	2	4
	0.30723	2	3	365.46	3	3
	0.28174	10	2	372.7	1	2
	11.173154	1	1	271.27	11	1

50 machines - Valeurs moyennes avec pas d'intégration 8.333 ms

	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	1.5400	6	10	509	1	10
	1.5337	3	9	589	9	9
	1.3054	2	6	401	0	0
	0.30809	5	7	481	4	7
	1.07900	4	8	401	8	6
	0.37517	10	3	481	7	5
	1.11007	7	1	481	3	4
	0.34027	8	8	445.72	2	3
	0.10390	7	1	200.52	10	1
moy res(:, :, 2) =						
Temps de défaut 0.2 s	2.1581	6	10	697	3	10
	2.1587	4	1	607	1	0
	1.0548	3	8	538.75	2	3
	0.77023	5	7	48	3	7
	0.68208	4	9	481	4	6
	0.59128	10	3	181	5	5
	1.19129	1	4	401	7	4
	0.36033	8	3	481	6	3
	0.20750	4	2	109.42	10	2
0.20049	7	1	350.3	1	1	
moy_r01(:, :, 3) =						
Temps de défaut 0.3 s	2.2860	3	0	805	3	10
	2.1471	6	9	005	9	9
	1.5358	3	8	771.33	2	3
	1.1107	5	7	100.5	10	7
	0.76431	10	3	481	3	6
	1.71041	4	1	401	4	4
	0.47269	1	4	481	5	4
	1.11021	4	3	481	7	4
	0.30913	9	2	481	6	2
0.10351	7	1	420.15	1	1	

50 machines – Valeurs moyennes avec pas d'intégration 0.833 ms

	Temps s	# méthode	Classement	# pas de temps	# Méthode	Classement
Temps de défaut 0.1 s	7.058	6	7	5881	5	10
	7.9361	3	9	5881	9	9
	7.9427	5	8	4811	4	8
	6.111	4	7	4801	4	7
	3.105	0	1	4001	0	1
	1.0571	0	8	4801	7	8
	1.1070	7	4	4001	0	4
	7.8113	2	3	405.73	3	3
	0.35975	10	2	340.51	1	2
	0.0000	1	1	269.03	10	1
log_10(1.1, 2) =						
Temps de défaut 0.2 s	4.414	11	11	1401	1	11
	5.2973	3	9	6961	9	9
	4.200	0	1	4001	0	1
	4.1704	4	7	4801	4	7
	3.2579	8	8	4801	6	6
	3.3055	0	7	4811	7	7
	1.6425	7	4	4801	3	4
	1.0402	2	0	100.73	2	0
	0.51173	10	2	360.91	10	2
	0.00727	1	1	100.3	1	1
log_10(1.1, 1) =						
Temps de défaut 0.3 s	10.004	5	10	0041	5	10
	0.0023	3	0	8001	0	0
	5.6517	6	8	4801	3	8
	1.1204	4	7	4001	4	7
	3.8135	8	9	4801	6	6
	2.7715	4	1	4001	7	1
	1.4700	7	1	4801	8	4
	1.4343	2	9	771.32	2	9
	1.7247	11	2	580.0	11	2
	0.45326	1	1	425.15	1	1

ANNEXE VII

CODES EN MATLAB

```
%PROGRAMME: STABILITÉ TRANSITOIRE DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES
Simulation classique
%Auteur: Camilo Apraez
% École de Technologie Supérieure
% Université du Québec
%Directeur: Dr. Louis Dessaint
%Version: 02-2012
close all; clc;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ÉCOULEMENT DE PUISSANCE
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Matpower
case_='case39';
opt = moption('ENFORCE_Q_LIMS', 2);
results=runpf(case_,opt);
define_constants;
MVAbase=100;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%DÉFINITION DES VARIABLES
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
%%
tic
geng=results.gen;
bus=results.bus;
branch=results.branch;
VM=results.bus(:,VM); %magnitude de la tension
VA=results.bus(:,VA); %angle de la tension
PD=results.bus(:,PD)/MVAbase; %Puissance active demandé
QD=results.bus(:,QD)/MVAbase; %Puissance réactive demandé
PG=results.gen(:,PG)/MVAbase; %Puissance de génération active
QG=results.gen(:,QG)/MVAbase; %Puissance de génération réactive
Yb=makeYbus(100,bus,branch); %Y_bus
yy=(PD-1j*QD)./(VM.^2); %Charges comme impédances
Ybus=Yb+diag(yy); %Ybus modifiée avec la charge
n=length(VM); %barres
m=length(PG); %machines
nodref=find(results.bus(:,2)==3); %(slack bus) barre d'équilibre
z=results.branch(:,1:5); z=[z(:,1:4), (z(:,5)/2)];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DÉFINITION DU DÉFAUT
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%

tf =2.5; %Temps de fin de la simulation
```

```

ti=0; %Temps de début de la simulation
t_fault=0; %Début de défaut
t_cleared=0.10; %Temps d'élimination du défaut
clearedline=[4 14]; %Ligne débranchée
faultbus=4; %barre de défaut

% % % % % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DÉFAUTS TYPIQUES
% % % % % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%case145: t_cleared=0.1080; clearedline=[7 6] ; faultbus=7;
%case162: t_cleared=0.3562; clearedline=[75 9] ; faultbus=75;
%Case39 : t_cleared=0.063 ; clearedline=[28 29]; faultbus=28;
%Case9 : t_cleared=0.16 ; clearedline=[7 5] ; faultbus=7;
%Case6 : t_cleared=.5 ; clearedline=[5 6] ; faultbus=6;

if (t_cleared<t_fault)
    %condition d'erreur de sélection de default
    error('VÉRIFIER LE TEMPS DE DEFAULT')
end

% % % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DONNÉES DINAMIQUES DU GENARATEUR
% % % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

gen=dinData(n);
%information dynamique des machines
nodref=find(gen(:,1)==nodref) ;
h=gen(:,2); wr=2*pi*60;kw=(2*pi*60)./(2*h);
%Des constantes Éq. différentielles

% % % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CALCULS PRÉLIMINAIRES
% % % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Ybus avant, pendant et après le défaut
% EM et delta - la information à l'interieur du générateur

[ ypf yf yaf EM delta ]=...
dataprep(gen,VM,VA,QG,PG,Ybus,z,clearedline,faultbus,n,m);
gpf=real(ypf);bpf=imag(ypf);
pm=calc_pe(EM,delta,gpf,bpf,m);pe0=pm';
omega0=zeros(length(delta),1);
yi = [delta',omega0'] ; %vecteur d'etat en t=0

% % % % % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% MÉTHODES D' INTEGRATION
% % % % % %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% 1. ODE 45 explicit RK (4,5) pas d'intégration variable
% 2. ODE 23tb pas d'intégration variable
% 3. Trapézoïdale implicite
% 4. RK pas fixe
% 5. RK avec deux pas d'intégration

```

```

%      6. Trapézoïdale implicite avec deux pas d'intégration
%      7. Euler Explicit
%      8. Euler modifié
%      9. Euler deux pas
%     10. Multi pas ODE15S

methode=1;
pas=0.0008333;

[t,y,pei]=...
Eqdif(ti,tf,yi,pas,kw,h,EM,pm,ypf,yf,yaf,t_fault,t_cleared,m,pe0,methode);

%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% % GRAPHIQUES
% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
t_e=toc
%Fin temps d'exécution
printfig(t,y,nodref,m,pei)

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% % END SIMULATION CLASSIQUE
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

close all; clc;
%PROGRAMME: STABILITÉ TRANSITOIRE DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES
%      Simulation détaillé
%Auteur:   Camilo Apraez
%      École de Technologie Supérieure
%      Université du Québec
%Directeur: Dr. Louis Dessaint
%Version:  02-2012

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ÉCOULEMENT DE PUISSANCE
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
opt = mption('ENFORCE_Q_LIMS', 2);
results=rumpf('case9',opt);
define_constants;
MVAbase=100;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DÉFINITION DES VARIABLES
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%
bus=results.bus;
branch=results.branch;
VM=results.bus(:,VM);           %Module de la tension
VA=results.bus(:,VA);          %Angle de la tension

```

```

PD=results.bus(:,PD)/MVAbase;           %Puissance active demandée
QD=results.bus(:,QD)/MVAbase;           %Puissance réactive demandée
PG=results.gen(:,PG)/MVAbase;           %Puissance active de génération
QG=results.gen(:,QG)/MVAbase;           %Puissance réactive de génération
nodref=results.bus(:,2)==3;
n=length(VM);
yb=makeYbus(100,bus,branch);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% DÉFINITION DU DÉFAUT
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
tf = 5;ti=0;
t_fault=0.;
t_cleared=0.13;
clearedline=[7 8];
faultbus=7;

% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% % DONNÉES DYNAMIQUES
% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
[GenD ExcD]=dinData(n);
m=length(GenD(:,1));
tic

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%     CALCULS PRÉLIMINAIRES
% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

[ cte xi yi ui Pm ] = constants_def(GenD,ExcD,m,PG,QG,VM,VA);
%Pm puissance mecanique

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Y BUS
% %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

[ yred_pf yred_f yred_af ] = ...
yprep( yb,GenD, PD, QD,VM,n,m,faultbus,clearedline,branch);

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%ÉQUATIONS DIFFÉRENTIELES
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

methode=1;
%1 IMPLICITE ----0 EXPLICITE
VDHN=1;
%VDHN = 1 ON - VDHN = 0 OFF

pas1=0.01;
pas2=0.01;
pas3=0.01;

```


LISTE DE RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- (2006). "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies." IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992): 0_1-85.
- Anderson, P. M., A. A. Fouad, et al. (2003). Power system control and stability. Piscataway, N.J., IEEE Press ; Wiley-Interscience.
- Anderson, P. M., A. A. Fouad, et al. (2003). Power system control and stability [ressource électronique]. Piscataway, N.J., IEEE Press ; Wiley-Interscience.
- Andersson, G., P. Donalek, et al. (2005). "Causes of the 2003 major grid blackouts in North America and Europe, and recommended means to improve system dynamic performance." Power Systems, IEEE Transactions on **20**(4): 1922-1928.
- Beatty, H. W. (2001). Handbook of electric power calculations. New York, McGraw-Hill.
- Burden, R. L. and J. D. Faires (2005). Numerical analysis. Belmont, CA, Thomson Brooks/Cole.
- Canizares, C. A., N. Mithulananthan, et al. (2004). "Linear performance indices to predict oscillatory stability problems in power systems." Power Systems, IEEE Transactions on **19**(2): 1104-1114.
- Chiang, H. (2011). Direct methods for stability analysis of electric power systems : theoretical foundation, BCU methodologies, and applications. Hoboken, N.J., Wiley.
- Crow, M. (2010). Computational methods for electric power systems. Boca Raton, CRC Press.
- Fouad, A. A. and V. Vittal (1992). Power system transient stability analysis using the transient energy function method. Englewood Cliffs, N.J., Prentice-Hall.
- Gilat, A. and V. Subramaniam (2011). Numerical methods for engineers and scientists : an introduction with applications using MATLAB. Hoboken, N.J., Wiley.
- Grainger, J. J. and W. D. Stevenson (1994). Power system analysis. New York ; Montréal, McGraw-Hill.
- Group, I. (1973). "Common Format For Exchange of Solved Load Flow Data." Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on **PAS-92**(6): 1916-1925.
- Hanselman, D. C. and B. Littlefield (2005). Mastering MATLAB 7. Upper Saddle River, N.J., Pearson/Prentice Hall.
- IEEE, T. F. (1992). "Transient stability test systems for direct stability methods." Power Systems, IEEE Transactions on **7**(1): 37-43.
- Kundur, P., N. J. Balu, et al. (1994). Power system stability and control. New York ; Montréal, McGraw-Hill.
- Kundur, P., J. Paserba, et al. (2004). "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions." Power Systems, IEEE Transactions on **19**(3): 1387-1401.
- Milano, F. (2005). "An Open Source Power System Analysis Toolbox." Power Systems, IEEE Transactions on **20**(3): 1199-1206.
- Nagrath, I. J. and D. P. Kothari (1989). Modern power system analysis. New Delhi, Inde, Tata McGraw-Hill.

- Natarajan, R. (2002). Computer-aided power system analysis. New York, Marcel Dekker.
- Nguyen-Duc, H., A. Zerigui, et al. (2011). Power system losses minimization with transient stability constraints. Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE.
- Padiyar (2008). Power System Dynamics : Stability and Control.
- Pai, M. A., D. P. Sen Gupta, et al. (2005). Small signal analysis of power systems. Harrow, Angleterre, Alpha Science International.
- Plunkett, J. R. and United States. Energy Information Administration. (2011). International energy outlook and projections. Hauppauge, N.Y., Nova Science Publishers.
- Saadat, H. (2010). Power system analysis. [North York, Ont.], PSA Pub.
- Sauer, P. W., B. C. Lesieutre, et al. (1993). "Maximum loadability and voltage stability in power systems." International Journal of Electrical Power & Energy Systems **15**(3): 145-153.
- Sauer, P. W. and M. A. Pai (1998). Power system dynamics and stability. Upper Saddle River, N.J., Prentice-Hall.
- Shampine, L. F., I. Gladwell, et al. (2003). Solving ODEs with MATLAB. Cambridge ; New York, Cambridge University Press.
- Stagg, G. W. and A. H. El-Abiad (1968). Computer methods in power system analysis. New York, N.Y., McGraw-Hill.
- Stott, B. (1979). "Power system dynamic response calculations." Proceedings of the IEEE **67**(2): 219-241.
- Wang, X.-F., Y. Song, et al. (2008). Modern Power Systems Analysis [ressource électronique]. Boston, MA, Springer-Verlag US.
- Yu, G. L., B. H. Zhang, et al. (2008). Wide-Area Measurement Based Nonlinear Global Optimal Control for Power System Stability Enhancement. Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008. IET 9th International Conference on.
- Zimmerman, R. D., S. Murillo, et al. (2011). "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education." Power Systems, IEEE Transactions on **26**(1): 12-19.