

TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE	3
CHAPITRE 2 ÉTUDE DE LA STABILITÉ.....	7
2.1 Introduction.....	7
2.2 Définition et classification de la stabilité.....	7
2.2.1 Définition mathématique de la stabilité d'un système dynamique	7
2.2.2 Définition de la stabilité des réseaux électriques.....	9
2.2.3 Classification de la stabilité	10
2.3 Méthodes pour l'analyse de la stabilité transitoire	12
2.3.1 Méthodes temporelles liées aux méthodes d'intégration numérique	13
2.3.2 Méthodes directes ou méthodes énergétiques.....	13
2.3.3 Méthodes hybrides	14
2.3.4 Méthodes stochastiques	14
2.4 Conclusion	15
CHAPITRE 3 MODÈLE MATHÉMATIQUE LIÉ À L'ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE	17
3.1 Introduction.....	17
3.2 Équations mécaniques.....	17
3.3 Modèle classique d'un système mono-machine versus un jeu de barre infini.....	24
3.4 Modèle classique d'un système multi-machine	29
3.5 Étude de la stabilité transitoire : modèle classique	30
3.5.1 Préparation des données.....	31
3.5.2 Calculs préliminaires	35
3.5.3 Résolution des équations d'oscillation.....	40
3.6 Étude de la stabilité transitoire : modèle détaillé deux axes	41
3.6.1 Modélisation de la machine synchrone dans un repère	42
3.6.2 Modèle multi-machine deux axes	44
3.7 Critère des aires égales.....	49
3.8 Conclusion	54
CHAPITRE 4 SIME POUR L'ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE	57
4.1 Introduction.....	57
4.2 Fondements de SIME.....	57
4.3 Identification des machines critiques et des machines non-critiques	58
4.3.1 Première méthode : groupement direct à l'aide de l'angle du rotor	59
4.3.2 Deuxième méthode : groupement à l'aide d'un incrément d'angle	61
4.3.3 Calcul des paramètres OMIB.....	62
4.4 Conditions de stabilité.....	65

4.4.1	Trajectoire OMIB instable	65
4.4.2	Trajectoire OMIB stable	67
4.4.3	Conditions limites de la trajectoire OMIB.....	68
4.5	Notion de la marge de stabilité	68
4.5.1	Marge de stabilité instable	69
4.5.2	Marge de stabilité stable	70
4.6	Conclusion	72
CHAPITRE 5 FILTRAGE, ANALYSE ET CLASSEMENT DES CONTINGENCES ..		73
5.1	Introduction.....	73
5.2	Concepts et définitions.....	73
5.3	FILTRA.....	74
5.3.1	Bloc de filtrage des contingences	75
5.3.2	Bloc de classement et d'évaluation des contingences.....	76
5.3.3	Analyse et évaluation des contingences classées D	77
5.3.4	Temps de classement des contingences requis par FILTRA	78
5.4	PASF	79
5.4.1	Considérations générales	80
5.4.2	Bloc de filtrage des contingences	81
5.4.3	Bloc de classement et d'évaluation des contingences.....	82
5.4.4	Temps requis pour le classement des contingences selon PASF	84
5.5	Étude comparative entre les deux méthodes de filtrage et de classement des contingences.....	85
5.6	Conclusion	85
CHAPITRE 6 PROGRAMMATION LIÉE À L'ÉTUDE DE STABILITÉ ET L'ANALYSE DE CONTINGENCES ..		87
6.1	Introduction.....	87
6.2	Description du programme principal	87
6.3	Description du programme d'étude de la stabilité	91
6.4	Description du programme SIME et de l'analyse des contingences.....	92
6.5	Conclusion	93
CHAPITRE 7 RÉSULTATS ET VALIDATION ..		95
7.1	Introduction.....	95
7.2	Résultats et validation : Modèle classique	95
7.2.1	Résultats numériques	96
7.2.2	Résultats graphiques du réseau test 3 machines : modèle classique	116
7.3	Résultats et validation : modèle détaillé deux axes	122
7.3.1	Résultats numériques du réseau test 50 machines, modèle détaillé	122
7.3.2	Résultats graphiques du réseau test 50 machines, modèle détaillé	125
7.4	Discussion des résultats	131
7.4.1	Précision sur les méthodes	131
7.4.2	Analyse des résultats.....	131
7.5	Conclusion	133

CONCLUSION.....	135
ANNEXE I DIAGRAMMES DE STRUCTURE DE LA PROGRAMMATION	137
ANNEXE II CARACTÉRISTIQUES DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES TEST 3 MACHINES ET 10 MACHINES	143
ANNEXE III CARACTÉRISTIQUES DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES TEST 17 MACHINES ET 50 MACHINES	153
ANNEXE IV PROGRAMME MATLAB	191
BIBLIOGRAPHIE.....	213

LISTE DES TABLEAUX

	Page	
Tableau 3.1	Résumé de la classification des barres des réseaux électriques	33
Tableau 3.2	Variables dynamiques du générateur	45
Tableau 3.3	Variables dynamiques de l'excitatrice.....	46
Tableau 3.4	Variables d'état.....	46
Tableau 5.1	Temps de classement des contingences selon FILTRA.....	78
Tableau 5.2	Temps de classement des contingences selon PASF	85
Tableau 6.1	Description des variables du sous-bloc du filtrage	88
Tableau 6.2	Variables utilisées dans le sous-bloc de l'analyse des contingences	89
Tableau 7.1	Filtrage des contingences du réseau test 3 machines avec $CT1 = 300 \text{ ms}$	96
Tableau 7.2	Analyse et évaluation des contingences.....	98
Tableau 7.3	Approximation du CCT en ms avec une 3 ^{ème} simulation	99
Tableau 7.4	Filtrage des contingences du réseau test 3 machines $CT1 = 300 \text{ ms}$	99
Tableau 7.5	Rangement des contingences dangereuses du réseau	100
Tableau 7.6	Rangement des contingences dangereuses du réseau	100
Tableau 7.7	Filtrage des contingences du réseau test 3 machines $CT1 = 251 \text{ ms}$	101
Tableau 7.8	Analyse et évaluation des contingences.....	102
Tableau 7.9	Approximation du CCT en ms avec une 3 ^{ème} simulation pour le réseau.	102
Tableau 7.10	Filtrage des contingences du réseau test 3 machines $CT1 = 251 \text{ ms}$	103
Tableau 7.11	Rangement des contingences dangereuses du réseau	104
Tableau 7.12	Temps moyen de simulation en ms pour le réseau 3 machines	104
Tableau 7.13	Filtrage des contingences du réseau test New England $CT1 = 220 \text{ ms}$..	105
Tableau 7.14	Analyse et évaluation des contingences du réseau	107

Tableau 7.15	Approximation du CCT en ms par la méthode PASF.....	108
Tableau 7.16	Filtrage des contingences du réseau test New England pour $CT1 = 220\text{ ms}$	109
Tableau 7.17	Rangement des contingences dangereuses du réseau	110
Tableau 7.18	Temps moyen de simulation en ms pour le réseau New England	110
Tableau 7.19	Filtrage des contingences du réseau test 17 machines $CT1 = 280\text{ ms}$...	111
Tableau 7.20	Analyse et évaluation des contingences.....	111
Tableau 7.21	Approximation du CCT en ms avec une 3 ^{ème} simulation	112
Tableau 7.22	Filtrage des contingences du réseau test 17 machines $CT1 = 280\text{ ms}$...	112
Tableau 7.23	Rangement des contingences dangereuses du réseau	112
Tableau 7.24	Temps moyen de simulation en ms pour le réseau 17 machines	113
Tableau 7.25	Filtrage des contingences du réseau test 50 machines $CT1 = 220\text{ ms}$...	113
Tableau 7.26	Analyse et évaluation des contingences.....	114
Tableau 7.27	Approximation du CCT en ms avec une 3 ^{ème} simulation	114
Tableau 7.28	Filtrage des contingences du réseau test 50 machines $CT1 = 220\text{ ms}$...	115
Tableau 7.29	Rangement des contingences dangereuses du réseau	115
Tableau 7.30	Temps moyen de simulation en ms pour le réseau 50 machines	115
Tableau 7.31	Filtrage des contingences du réseau test 50 machines	123
Tableau 7.32	Analyse et évaluation des contingences du réseau 50 machines	123
Tableau 7.33	Approximation du CCT en ms avec une 3 ^{ème} simulation pour le réseau .	124
Tableau 7.34	Filtrage des contingences du réseau test 50 machines	124
Tableau 7.35	Rangement des contingences dangereuses du réseau	124
Tableau 7.36	Temps moyen de simulation en ms.....	125

LISTE DES FIGURES

Page

Figure 2.1	Système de masses reliées par des élastiques	9
Figure 2.2	Classification des phénomènes de stabilité sur un réseau électrique.....	12
Figure 3.1	Représentation des couples mécanique et électrique	19
Figure 3.2	Une machine connectée par une ligne à un jeu de barre infini	25
Figure 3.3	Représentation du modèle classique d'une machine synchrone.....	26
Figure 3.4	Vue de la première oscillation de la courbe de l'angle du rotor.....	27
Figure 3.5	Schéma d'une machine synchrone reliée à un jeu de barre infini	27
Figure 3.6	Représentation de la puissance électrique de la machine synchrone	29
Figure 3.7	Représentation d'un système multi-machine (modèle classique)	30
Figure 3.8	Variables de barres V_k , δ_k , P_k et Q_k	32
Figure 3.9	Circuit π -équivalent des lignes de transport	33
Figure 3.10	Représentation par phase d'un transformateur de régulation	34
Figure 3.11	Modèle de charge convertie en admittance.....	35
Figure 3.12	Représentation du générateur pour le calcul de δ_0	38
Figure 3.13	Représentation d'une machine synchrone	43
Figure 3.14	Modèle excitatrice IEEE-Type I	44
Figure 3.15	Circuit dynamique d'une machine synchrone modèle deux axes	47
Figure 3.16	Interconnexion du circuit dynamique des machines	48
Figure 3.17	Critère d'aires égales (CAE)	53
Figure 3.18	Caractéristiques $P = f\delta$ avant, pendant et après défaut.....	54
Figure 4.1	Classement des machines à partir des courbes	59

Figure 4.2	Courbe de $PmOMIB$ et $PeOMIB$ en fonction de $\delta OMIB$, cas instable	66
Figure 4.3	Courbe de $PmOMIB$ et $PeOMIB$ fonction de $\delta OMIB$, cas très instable ..	67
Figure 4.4	Courbe de $PmOMIB$ et $PeOMIB$ fonction de $\delta OMIB$, cas stable	68
Figure 4.5	Représentation du CAE en termes d'énergie.....	69
Figure 4.6	Puissance OMIB en fonction de l'angle OMIB pour le calcul de la marge de stabilité stable.....	71
Figure 5.1	Description schématique du FILTRA	74
Figure 5.2	Graphe de l'interpolation linéaire conduisant au seuil $CT3$	77
Figure 5.3	Diagramme de classement des contingences selon PASF	79
Figure 5.4	Classement des contingences selon la méthode PASF	80
Figure 5.5	Graphe de l'extrapolation linéaire menant à une valeur approchée CCT.83	
Figure 6.1	Affichage des résultats de l'évaluation et de l'analyse des contingences..	90
Figure 7.1	Variation des angles internes des machines en fonction.....	117
Figure 7.2	Variation de la vitesse OMIB en fonction du temps à $CT1 = 300$ ms ...	117
Figure 7.3	Variation de l'angle OMIB en fonction du temps à $CT1 = 300$ ms	118
Figure 7.4	Variation des puissances OMIB en fonction	118
Figure 7.5	Variation des angles internes des machines.....	119
Figure 7.6	Variation de la vitesse OMIB en fonction du temps à $CT1 = 280$ ms ...	120
Figure 7.7	Variation de l'angle OMIB en fonction du temps à $CT1 = 280$ ms	120
Figure 7.8	Variation des puissances OMIB en fonction de l'angle OMIB	121
Figure 7.9	Variation des puissances OMIB en fonction de l'angle OMIB	121
Figure 7.10	Variation des angles internes des machines en fonction.....	126
Figure 7.11	Variation de l'angle OMIB en fonction du temps	126
Figure 7.12	Variation de la vitesse OMIB en fonction du temps.....	127
Figure 7.13	Variation des puissances OMIB en fonction de l'angle OMIB	128

Figure 7.14	Variation des angles internes des machines en fonction du temps	129
Figure 7.15	Variation de l'angle OMIB en fonction du temps	129
Figure 7.16	Variation de la vitesse OMIB en fonction du temps.....	130
Figure 7.17	Variation des puissances mécanique et électrique OMIB.....	130

LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

AMD	Advanced micro devices
CAE	Critère des aires égales
CCT	Critical clearing time
COA	Center of angle
CPU	Central processing unit
CT	Clearing time
D	Dangereuse
DD	Définitivement dangereuse
DS	Définitivement stable
FILTRA	Filtering ranking assessment
FSS	First swing stable
FSU	First swing unstable
FSVU	First swing very unstable
I	Inoffensive
IEEE	Institut of electrical and electronics engineers
IVA	Indice de variation de l'angle
OMIB	One machine infinite bus
PASF	Power angle shape filtering
PD	Potentiellement dangereuse
PSSE	Powers system simulator for engineering
RAM	Random access memory
SIME	Single machine equivalent

LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

UNITÉS DE MESURE

m	mètre (unité de longueur)
rad/s	radian par seconde
GHz	gigaHertz (10^9 Hz)
Go	Gigaoctet (10^9 octet)
Hz	Hertz
N	Newton
kV	kiloVolt (10^3 Volt)
V	Volt
Ω	Ohm
A	Ampère
rad	radian
s	seconde
ms	milliseconde (10^{-3} seconde)
N.m	Newton-mètre
J	Joule
W	Watt
VA	Volt-Ampère

SYMBOLE

I	Vecteur de courant
B_{ij}	Partie réelle de l'élément i-j de la matrice d'admittance
E'_d	Tension interne du générateur axe d
E_{fd}	Tension d'excitation
E'_q	Tension interne du générateur axe q
G_{ij}	Partie imaginaire de l'élément i-j de la matrice d'admittance
I_d	Courant du générateur axe d
I_q	Courant du générateur axe q
K_A	Gain de l'amplificateur
K_E	Gain de l'excitatrice
K_F	Gain du stabilisateur
M_C	Machines critiques
M_N	Machines non critiques
P_D	Puissance active demandée
P_G	Puissance active générée
P_a	Puissance d'accélération
P_e	Puissance électrique
P_m	Puissance mécanique

Q_D	Puissance réactive demandée
Q_G	Puissance réactive générée
R_f	Signal de retour de l'information
R_s	Résistance du stator
S_{EK1}	Première constante de la fonction de saturation
S_{EK2}	Deuxième constante de la fonction de saturation
T_A	Constante de temps de l'amplificateur
T_E	Constante de temps de l'excitatrice
T_F	Constante de temps du stabilisateur
T_a	Couple d'accélération
T'_{do}	Constante de temps axe d
T_e	Couple électrique
T_m	Couple mécanique
T'_{qo}	Constante de temps axe q
V_R	Sortie du régulateur de tension
V_i	Module de la tension à la barre i
Y_{bus}	Matrice d'admittance
Y_{ij}	Module de l'admittance i-j
$t_{cleared}$	Temps effacement de défaut
t_r	Temps de retour
t_u	Temps d'instabilité
x_d	Réactance du générateur axe d
x'_d	Réactance transitoire axe d
x_q	Réactance du générateur axe q
x'_q	Réactance transitoire axe q
δ_r	Angle de retour
δ_u	Angle d'instabilité
θ_i	Argument de la tension à la barre i
H	Constante d'inertie de la machine
V	Vecteur de tension
D	Constante d'amortissement
J	Moment d'inertie
δ	Angle du générateur
η	Marge de stabilité
τ	Rapport de transformation
ω	Vitesse angulaire

INTRODUCTION

Les réseaux électriques sont souvent sujets à de nombreuses perturbations appelées des contingences qui peuvent entraîner un dysfonctionnement au niveau des réseaux. Ces perturbations sont de deux ordres. Elles peuvent être internes telles que les pertes de lignes, les variations brusques de charges, les défauts de court-circuit. Elles peuvent aussi être externes, les coups de foudre par exemple. Ces perturbations affectent le point de fonctionnement des machines synchrones et peuvent occasionner la perte de synchronisme du système. Qui dit perte de synchronisme, dit perte de stabilité.

Il est donc important pour un opérateur de réseau de savoir quelles sont les contingences susceptibles de provoquer une instabilité grave. Ces contingences peuvent être bénignes si elles sont retirées rapidement. Toutefois, elles sont dangereuses si leur durée est plus longue qu'un certain temps critique. Ainsi, pour chaque configuration du réseau électrique, l'opérateur doit passer en revue toutes les contingences possibles. Ensuite, il doit les filtrer afin de déduire celles qui sont potentiellement dangereuses. Le résultat de cette analyse de contingences est une liste courte des contingences les plus sévères. Il va de soi, que l'analyse et le filtrage des contingences doivent être réalisés rapidement pour pouvoir être utiles.

Ce mémoire se veut de faire l'analyse mentionnée ci-dessus et en particulier le filtrage des contingences à l'aide d'une méthode appelée SIME. Cette méthode relativement récente est très utile pour évaluer la stabilité transitoire en utilisant le critère des aires égales. Elle permet de déterminer rapidement si la durée d'une contingence excède ou non la durée critique appelée CCT (en anglais, *critical clearing time*). Dans son implémentation, SIME réduit toutes les machines d'un système en deux groupes de machines : les machines critiques et les machines non critiques. Ces deux derniers sont remplacés en un système mono-machine, dénommé OMIB (en anglais, *one machine infinite bus*).

Ce travail présente aussi une méthode améliorée qui permet de classer les machines critiques. Ce classement permet de calculer les paramètres OMIB du système ainsi que la marge de

stabilité. Finalement, on présente les résultats obtenus par une modélisation utilisant l'environnement Matlab R2011a.

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

Les réseaux électriques ont toujours été soumis à des perturbations qui peuvent entraîner une perte de synchronisme ou tout simplement une instabilité. De cette instabilité résulte une coupure ou un manquement au niveau de la fourniture de l'électricité et de la permanence du service. Vue l'importance de cette continuité, l'apparition brusque et soudaine des contingences a toujours été faite l'objet d'étude des chercheurs scientifiques pour pallier à de telles circonstances.

En effet, plusieurs techniques ont été développées pour l'analyse des contingences. Cette analyse conduit à leur filtrage et à leur classement. Dans la littérature, trois méthodes constituent celles les plus utilisées à cette fin. Le critère des aires égales représente la base de la plupart de ces techniques. Ce critère utilisé dans le cadre d'un système mono-machine a l'avantage de ne pas résoudre les équations d'oscillation pour statuer sur la stabilité transitoire du réseau (Fortescue, 1925). Au fil des années, cette méthode a été considérablement améliorée pour faciliter une étude plus rapide de la stabilité transitoire (Xue, Van Cutsem et Ribbens-Pavella, 1988) et (Chang et Wang, 1992). La méthode SIME (en anglais, *single machine equivalent*) traitée dans ce mémoire, se repose essentiellement sur ce critère pour l'évaluation des contingences en introduisant la notion de la marge de stabilité (Ruiz-Vega et al., 2000) et (Lee et al., 2003). L'avantage de cette méthode est l'analyse directe de la stabilité sans se recourir aux courbes relatives aux angles internes des générateurs dans les conditions transitoires (Pavella, Ernst et Ruiz-Vega, 2000). Les deux limitations majeures de SIME sont premièrement le fait qu'il ne soit applicable que pour un réseau mono-machine connecté à un jeu de barre infini (Gherbi, Francois et Belkacemi, 2006) et deuxièmement la puissance mécanique de la turbine est considérée constante (Zhang, Wehenkel et Pavella, 1998).

La deuxième méthode très utilisée est une extension du critère des aires égales. Elle se base essentiellement sur l'énergie potentielle dissipée et l'énergie cinétique emmagasinée. Ces deux énergies sont comparées. Les fonctions d'énergie s'appuyant sur les théorèmes de Lyapunov (Pai, 1989) permettent d'une part d'obtenir une région de stabilité après défaut (Okuda et al., 2011) ; puis d'autre part, elles aident à l'évaluation des contingences. Cette méthode a comme avantage sa capacité d'estimer le degré de stabilité du réseau pour un état de fonctionnement précis et une configuration donnée (Sun, Song et Li, 2000). En outre, elle permet de trouver le CCT dans un temps plus court que les autres méthodes directes (Chung et Da-zhong, 1995). Toutefois, cette méthode a ses limites. Les inconvénients précisés pour SIME sont aussi de mise. En plus, on s'intéresse à une région de stabilité. Si le point de fonctionnement est hors de cette région, on ne peut rien dire sur la stabilité du réseau car la théorie de Lyapunov se repose sur des conditions suffisantes mais non nécessaires (Fouad et Vittal, 1992).

La troisième méthode met en relief la stabilité de la tension (VSA en anglais, *voltage stability assessment*). VSA se sert d'une marge de stabilité de la tension se basant sur le calcul de l'écoulement de puissance par la méthode de Newton. Un point d'opération de stabilité est évalué ; puis on sélectionne les contingences, les trie et les classe. Une autre évaluation est faite pour développer des stratégies correctives ou préventives. Ces stratégies suivent quatre grands axes principaux. Il s'agit primo de la détermination d'un point d'équilibre complémentaire instable à un niveau de charge donnée et de la prédiction de la marge utilisant à la fois le point d'équilibre stable et instable (Yokoyama, Kumano et Sekine, 1991). Secundo, on fait appel au concept de fonction test (équations non-linéaires pour le calcul d'écoulement de puissance) proposé par Seydel (Seydel, 1994) et renforcé par le calcul du point critique (Hsiao-Dong et Jean-Jumeau, 1995). Tercio, on procède à la détermination par approximation de la marge de la capacité de charge de la puissance réactive à une barre particulière en utilisant l'écoulement de puissance et en traçant la courbe d'un polynôme d'ordre 3 : tension, puissance réactive. Finalement, on réalise la détermination de la marge pour tout type de variation de la charge à n'importe quel jeu de barre en utilisant un ajustement de la courbe généralisée (Ejebe et al., 1996). Ces méthodes ont comme avantage

de filtrer et de ranger rapidement et efficacement les contingences à l'aide de la marge de stabilité.

Ces méthodes telles que décrites sont les plus présentes dans la littérature. Elles constituent les moyens les plus utilisés jusqu'à nos jours pour mieux comprendre les impacts des contingences sur les réseaux électriques. Dans ce mémoire, on se concentre uniquement sur la méthode SIME en apportant des pistes de solution en vue de régler ces types de problèmes.

CHAPITRE 2

ÉTUDE DE LA STABILITÉ

2.1 Introduction

Lors de l'étude du comportement des réseaux électriques, l'un des problèmes les plus importants que l'on rencontre souvent est l'étude la stabilité. En effet, depuis la révolution industrielle au milieu du XVIIIème siècle, la demande en électricité ne fait qu'augmenter pour pouvoir faire fonctionner les usines et pour desservir les ménages. Les réseaux électriques ont bien évidemment connu un développement important. Il s'est donc avéré urgent d'examiner en tout temps le comportement des réseaux face à de faibles et/ou de grandes perturbations. Ces perturbations, qui peuvent être d'origine diverses, sont la source d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation).

Dans ce chapitre, on commence par définir la stabilité et par présenter les différents types de stabilité. Par la suite, on fait un survol sur différentes méthodes qui permettent d'analyser la stabilité transitoire.

2.2 Définition et classification de la stabilité

Le réseau électrique fait continuellement face à des perturbations. Quand ces perturbations surgissent, le réseau cherche à trouver un point proche de son point d'opération initial, ce point est son point d'équilibre.

2.2.1 Définition mathématique de la stabilité d'un système dynamique

Considérons un système dynamique représenté par son vecteur d'équation différentielle de forme générale :

$$\dot{x} = f(x, u, t) \quad (2.1)$$

où :

x : Vecteur décrivant l'état du système.

u : Vecteur des données d'entrée.

t : Temps.

Pour des commodités d'écriture, on écrit l'équation (2.1) sous sa forme simplifiée :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (2.2)$$

Un point x^* est un point d'équilibre si l'état du système à t_0 est x^* et $x(t) = x^*$ pour tout $t \geq t_0$ en absence de perturbations (Sastry, 1999). Ceci est équivalent à $f(x^*, 0) = 0$ pour tout $t \geq t_0$.

À l'aide d'un changement de variables, on peut déplacer l'origine au point d'équilibre :

$$\dot{x} = x^* + x_1 \quad (2.3)$$

De ce fait, on peut écrire au point d'équilibre $x_1 = 0$ qu'on a :

$$x = 0 \quad (2.4)$$

Par définition, le point d'équilibre $x = 0$ est stable si, pour un réel positif ε donné, aussi petit qu'il soit, on peut choisir un autre réel $\delta(\varepsilon)$ tel que $\|x_0\| < \delta$ impliquant que $\|x(t)\| < \varepsilon$ pour tout $t \geq t_0$.

Cette stabilité est le plus souvent appelée stabilité au sens de Lyapunov.

Le point d'origine est un point d'équilibre asymptotiquement stable si :

- a) il est stable et ;
- b) $\lim_{t \rightarrow \infty} \|x(t)\| = 0$.

Ces deux définitions mathématiques servent de base à une définition de la stabilité des réseaux électriques.

2.2.2 Définition de la stabilité des réseaux électriques

Une analogie mécanique très intéressante est utilisée par (Olle Ingemar, 1982) pour bien mesurer la pertinence de la notion de stabilité. Comme montré à la Figure 2.1, on considère un système de masses représentant les machines synchrones interconnectées d'un réseau électrique. Ces masses sont jointes par des branches d'élastiques représentant les lignes d'un réseau électrique. On fait comme hypothèse que le système est initialement au repos. Si l'une des branches d'élastiques arrive à se défaillir, une perturbation sera créée sur l'équilibre du système qui oscillera jusqu'à trouver un nouveau point d'équilibre, si possible, où toutes les forces en présence s'annulent. Ce phénomène peut être assimilé à la perte de synchronisme d'un réseau électrique suite à une contingence quelconque et à la recherche d'un nouveau point de fonctionnement.

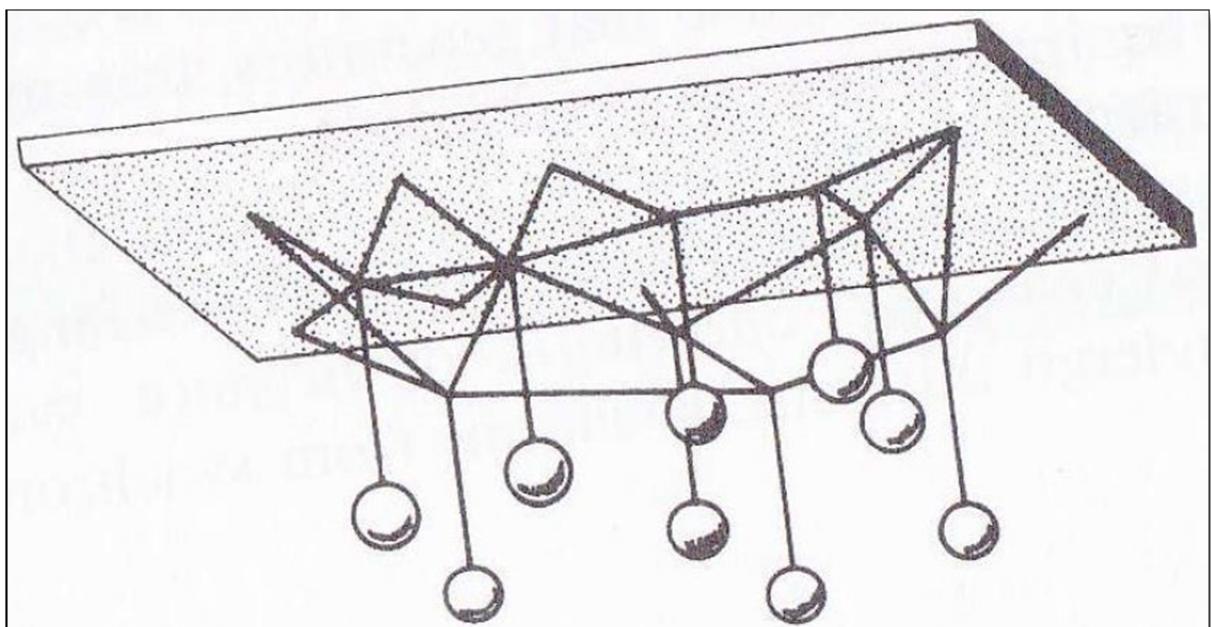


Figure 2.1 Système de masses reliées par des élastiques
Adaptée de Olle Ingemar (1982, p. 457)

Cette analogie nous conduit à la définition de la stabilité des réseaux électriques ainsi proposée par (Kundur, Balu et Lauby, 1994) :

Power system stability may be broadly defined as that property of a power system that enables it to remain in a state of operating equilibrium under normal operating conditions and to regain an acceptable state of equilibrium after being subjected to a disturbance.

L’instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d’opération et de la configuration du réseau. Tout le problème de la stabilité se résume au maintien du synchronisme sur le réseau. Il faut donc suivre la dynamique des générateurs à travers les angles du rotor et les puissances.

2.2.3 Classification de la stabilité

L’instabilité d’un réseau électrique peut être causée par de nombreux facteurs comme il est précisé précédemment. L’analyse des problèmes de stabilité et l’identification des facteurs contribuant à l’atteinte de l’instabilité ont permis d’améliorer la stabilité des réseaux électriques et de classifier la stabilité en fonction de leur nature. Pour cette classification on se base surtout sur :

- la nature physique de l’instabilité ;
- la taille de la contingence en question ;
- le temps de la stabilité ;
- et les méthodes de calcul et prédition utilisée pour étudier la stabilité.

La figure (2.2) adaptée de (Kundur et al., 2004) et (Kundur, Balu et Lauby, 1994) classe bien les problèmes de stabilité en tenant compte de tous ces paramètres.

La stabilité des réseaux électriques est la capacité que ces derniers a de retrouver un point d’équilibre d’opération afin d’équilibrer toutes les forces opposées. Selon l’ampleur de la perturbation, les problèmes de stabilité sont divisés en trois catégories : la stabilité de l’angle du rotor, la stabilité de tension et la stabilité de fréquence.

La stabilité de l'angle du rotor est la capacité de maintenir le synchronisme du réseau et l'équilibre du couple des machines synchrones. On y distingue la stabilité petit-signal et la stabilité transitoire. La stabilité petit-signal est la capacité du réseau de maintenir son synchronisme sous l'effet de petites perturbations. Elle est surtout due à une augmentation constante de l'angle du rotor et à des oscillations d'amplitude croissantes du rotor. Par contre, la stabilité transitoire est la capacité du réseau de maintenir son synchronisme malgré une sévère perturbation transitoire comme un défaut triphasé sur l'une des lignes.

La stabilité de tension est l'aptitude du réseau à maintenir les tensions en régime permanent sur tous les jeux de barre au point de fonctionnement normal et lors d'une perturbation. Il existe donc un certain équilibre au niveau de la puissance réactive. On y trouve aussi deux sous-groupes : la stabilité de tension petite perturbation et la stabilité de tension grande perturbation.

Finalement, la stabilité de fréquence est la capacité du réseau de maintenir une fréquence stable suite à une grave perturbation, un déséquilibre significatif entre la production et la charge.

Dépendamment de la durée d'évaluation et de réponse à ces contingences, on parle de stabilité court-terme (ordre de quelques secondes à 2 minutes) et long terme (ordre des minutes) (Kundur, Balu et Lauby, 1994).

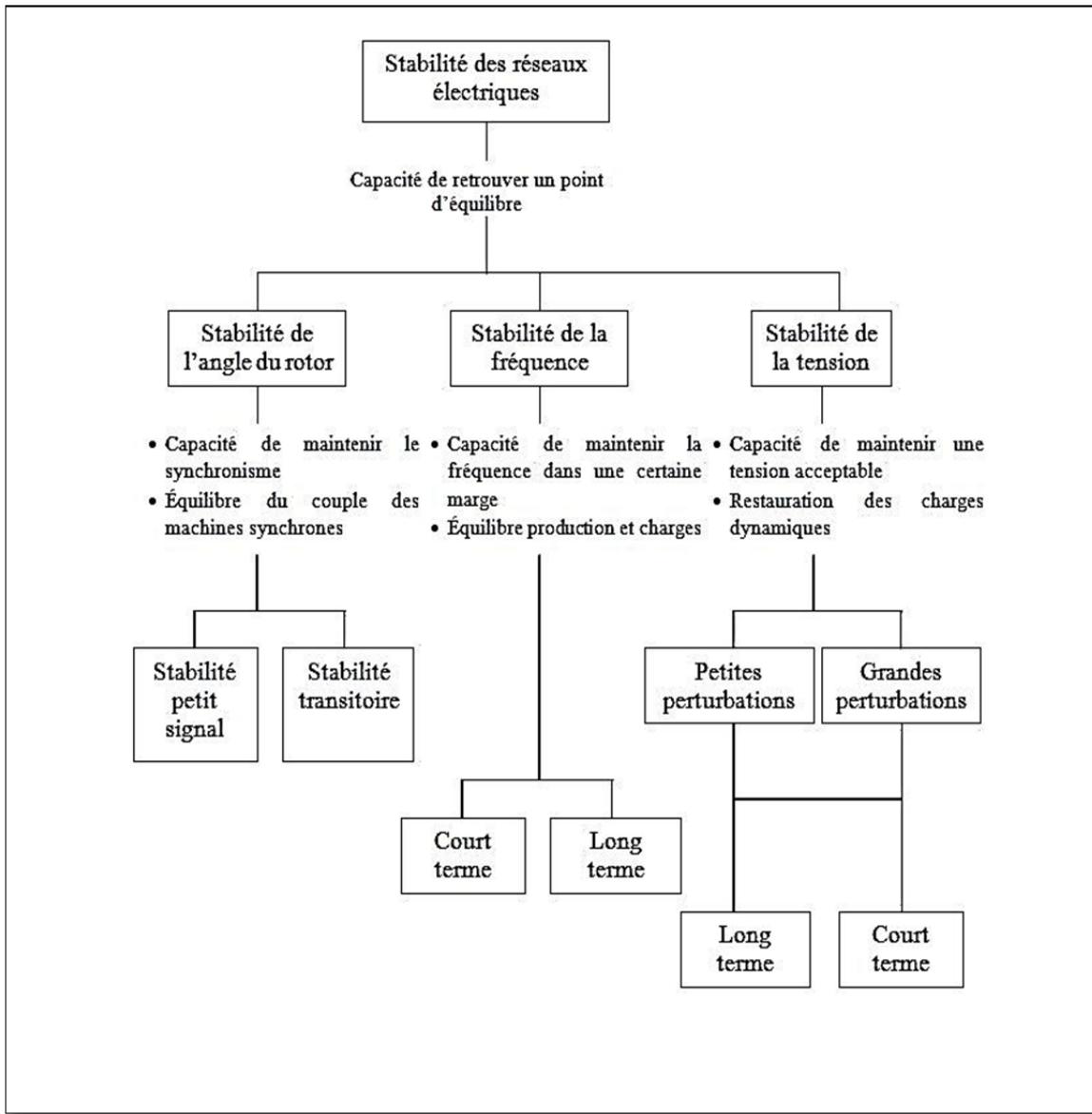


Figure 2.2 Classification des phénomènes de stabilité sur un réseau électrique
Adaptée de Kundur et al. (2004, p. 3)

2.3 Méthodes pour l'analyse de la stabilité transitoire

L'étude de la stabilité transitoire se révèle très importante. Grâce à cette dernière, on peut étudier l'écoulement de puissance optimal en présence d'une contingence (Huy et al., 2011). Elle facilite aussi la planification, l'analyse et la gestion de grands réseaux électriques du point de vue d'équipements et de protection (Khan, 1999). Une autre importance capitale est

le calcul des paramètres déterminant le fonctionnement des générateurs, ce qui va faciliter la compréhension du comportement dynamique du réseau électrique (Fouad et Vittal, 1992). Comme on le verra plus loin, ces calculs représentent la base même de l'analyse des contingences (Ernst et al., 2001).

Plusieurs méthodologies existent pour étudier la stabilité. Elles se différencient entre elles par les hypothèses adoptées et les techniques de modélisation (Gherbi, Francois et Belkacemi, 2006). Pour la résolution de ce problème, il faut des équations fonction du temps:

- des équations différentielles modélisant les générateurs synchrones et leurs systèmes d'excitation ;
- des équations algébriques modélisant le réseau et la liaison des enroulements statoriques des machines.

On a pu noter les méthodes d'analyse de stabilité présentées ci-après.

2.3.1 Méthodes temporelles liées aux méthodes d'intégration numérique

L'étude de la stabilité en utilisant cette méthode consiste à trouver un modèle mathématique capable de représenter le réseau et la dynamique des machines durant trois phases importantes : avant, pendant et après une perturbation quelconque. Les équations sont résolues dans le domaine temporel en se servant des méthodes d'intégration numérique (Chan, Cheung et Su, 2002). Les plus utilisées sont la méthode d'Euler modifiée et la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4.

2.3.2 Méthodes directes ou méthodes énergétiques

Les méthodes énergétiques permettent de déterminer les limites de la stabilité transitoire sans recourir à la résolution des équations d'état différentielles du réseau électrique. Ces méthodes utilisent des techniques se basant sur la fonction d'énergie transitoire (Okuda et al., 2011) ou la méthode directe de Lyapunov (Sakaguchi, Ishigame et Suzaki, 2004). Et le critère des aires

égales est aussi très utilisé en raison de son efficacité et sa simplicité (Xue, Van Cutsem et Ribbens-Pavella, 1988).

2.3.3 Méthodes hybrides

Les méthodes hybrides (Bagde et Meshram, 2010) s'appuient sur une combinaison des deux méthodes décrites ci-dessus pour la détermination des machines critiques et de la marge de stabilité, lesquels paramètres servent à décrire la stabilité du système.

2.3.4 Méthodes stochastiques

Ces méthodes utilisent beaucoup plus les données statistiques. Dans une base de données bien constituée d'état de fonctionnement particulier d'un réseau électrique, on cherche des similitudes pour pouvoir étudier la stabilité transitoire de l'état en question. L'état du système est décrit par des paramètres susceptibles d'être choisis comme entrées au critère final de stabilité. Par la suite, on analyse la base de données en décrivant les situations possibles. Cette analyse conduit à la construction d'un modèle joignant les paramètres d'état du réseau avec le critère de stabilité. En tenant compte de l'aspect aléatoire et probabiliste des facteurs initiant une perturbation, par exemple la position et le type de défaut, différentes méthodes ont été développées pour procéder à des analyses stochastiques dans le but de maintenir la stabilité transitoire du réseau électrique. Une approche basée sur les probabilités appliquant la méthode de Monte Carlo et la reconnaissance des formes est notamment développée (Wehenkel et al., 1999). Cette méthode considère les événements les plus probables conduisant à la perte du synchronisme, la nature des phénomènes dynamiques et les incertitudes de modélisation. Aussi, une approche pour mesurer le risque d'instabilité transitoire d'un point de fonctionnement d'un réseau électrique est traitée par (Van Acker et al., 1999). Le risque précité est défini comme étant le produit de la probabilité d'instabilité transitoire et le coût industriel lié à cette instabilité sur une période de fonctionnement bien précise. La détermination de cet indice de risque permet de disposer de décisions relatives aux limites de fonctionnement. D'autres modèles dynamiques du réseau électrique tenant

compte des phénomènes transitoires et des stabilisateurs de tension et de vitesse sont aussi développés (Loparo et Abdel-Malek, 1990). Ces méthodes étudient les effets, d'une part, des perturbations indépendantes de l'état modélisées par des manœuvres aléatoires dans le réseau et d'autre part, les perturbations dépendantes de l'état dues par exemple aux actions des appareils de protection. Il est ainsi indiqué la probabilité d'existence d'un point de fonctionnement dans la région de sécurité.

2.4 Conclusion

Un réseau électrique est stable s'il se trouve dans un état d'équilibre dans ses conditions normales d'opération, ou s'il retrouve un état d'équilibre acceptable après une perturbation donnée. La stabilité transitoire doit être étudiée attentivement car elle permet d'assurer la continuité du service sur un réseau électrique après d'éventuelles perturbations. La stabilité transitoire dépend du type de la perturbation, de la durée de la perturbation, du point de fonctionnement avant défaut, des systèmes de protection et des caractéristiques dynamiques des éléments du réseau (générateurs, charges, régulateurs,...). Dépendant des techniques de simulation utilisées, la stabilité transitoire peut être analysée et évaluée par diverses méthodes. Dans ce mémoire, une méthode hybride s'appuyant sur le critère des aires égales et une méthode d'intégration numérique est utilisée pour étudier la stabilité transitoire.

CHAPITRE 3

MODÈLE MATHÉMATIQUE LIÉ À L'ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

3.1 Introduction

L'objectif de la stabilité transitoire est de déterminer si les machines atteindront, après une contingence quelconque, la fréquence synchrone pour un point d'équilibre stable ou asymptotiquement stable avec de nouveaux angles de puissance, de nouvelles tensions aux jeux de barres et avec une nouvelle répartition de la puissance sans perdre le synchronisme (Glover, 2008).

Ce chapitre se propose de présenter les bagages mathématiques nécessaires pour l'étude de la stabilité d'un réseau électrique. On présente tout d'abord les équations mécaniques qui permettent d'étudier la dynamique du rotor des machines synchrones. Ensuite, deux modèles de machines, le modèle classique et le modèle détaillé deux axes, sont décrits avec leurs caractéristiques pour faciliter l'étude la stabilité transitoire. En fin de chapitre, un outil mathématique très important dans l'étude de la stabilité est décrit, le critère des aires égales (CAE).

3.2 Équations mécaniques

On considère une unité de génération composée d'une machine synchrone triphasée et de son moteur d'entraînement. Selon la deuxième loi de Newton, le couple d'inertie du rotor de la machine synchrone est égal à la résultante du couple mécanique et du couple électrique agissant sur le rotor (Glover, 2008). L'équation traduisant la deuxième loi de Newton est la suivante¹ :

¹ La notation point est utilisée pour exprimer les dérivées par rapport au temps. De ce fait, $\dot{x} = \frac{dx}{dt}$, $\ddot{x} = \frac{d^2x}{dt^2}$, etc...

$$J\ddot{\theta}_m(t) = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad [\text{N.m}] \quad (3.1)$$

où:

J : Moment d'inertie des masses rotatives, kg.m².

$\ddot{\theta}_m$: Accélération angulaire du rotor, rad/s².

T_m : Couple mécanique fourni par le moteur d'entraînement diminué du couple de ralentissement provoqué par les pertes mécaniques, N.m.

T_e : Couple électrique tenant compte de la puissance électrique triphasée du générateur augmenté des pertes électriques, N.m.

T_a : Couple net d'accélération, N.m.

On peut aussi noter les équations liant l'accélération angulaire du rotor à la vitesse angulaire du rotor et à l'angle mécanique du rotor. Ces équations s'écrivent comme suit :

$$\ddot{\theta}_m(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (3.2)$$

et

$$\omega_m(t) = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (3.3)$$

où :

ω_m : Vitesse angulaire du rotor, rad/s.

θ_m : Angle mécanique du rotor en considérant une référence fixe, rad.

On pose que T_m et T_e sont notés positivement. À l'état d'équilibre, le couple mécanique est égal au couple électrique, le couple net d'accélération résultant est subséquemment nul en se basant sur l'équation (3.1). Il s'en suit alors que l'accélération angulaire est nulle. On en déduit que la vitesse angulaire du rotor est constante. Cette vitesse est appelée vitesse

synchrone et elle sera notée ω_{sync} . Quand T_m est plus grand que T_e , le couple net d'accélération est positif, l'accélération angulaire est donc positive ; la vitesse du rotor a tendance à augmenter. À l'opposé, si T_m est plus petit que T_e , l'accélération angulaire est négative et la vitesse du rotor diminue.

Comme le soulignent (Nagrath, 1989) et (Allen et Wood, 1996), quand une machine fonctionne en mode générateur la puissance mécanique fait tourner l'axe de la machine dans le même sens que la vitesse synchrone comme indiqué dans la figure 3.1 a). Dans ce premier cas, la machine synchrone produit un courant électrique dont la fréquence est déterminée par la vitesse de rotation du rotor. Lorsque la machine fonctionne en mode moteur, c'est de préférence la puissance électrique qui fait tourner l'axe dans le même sens que la vitesse synchrone comme mentionné dans la figure 3.1 b). En d'autres termes, la machine synchrone absorbe un courant électrique dont la fréquence détermine la vitesse de rotation du rotor.

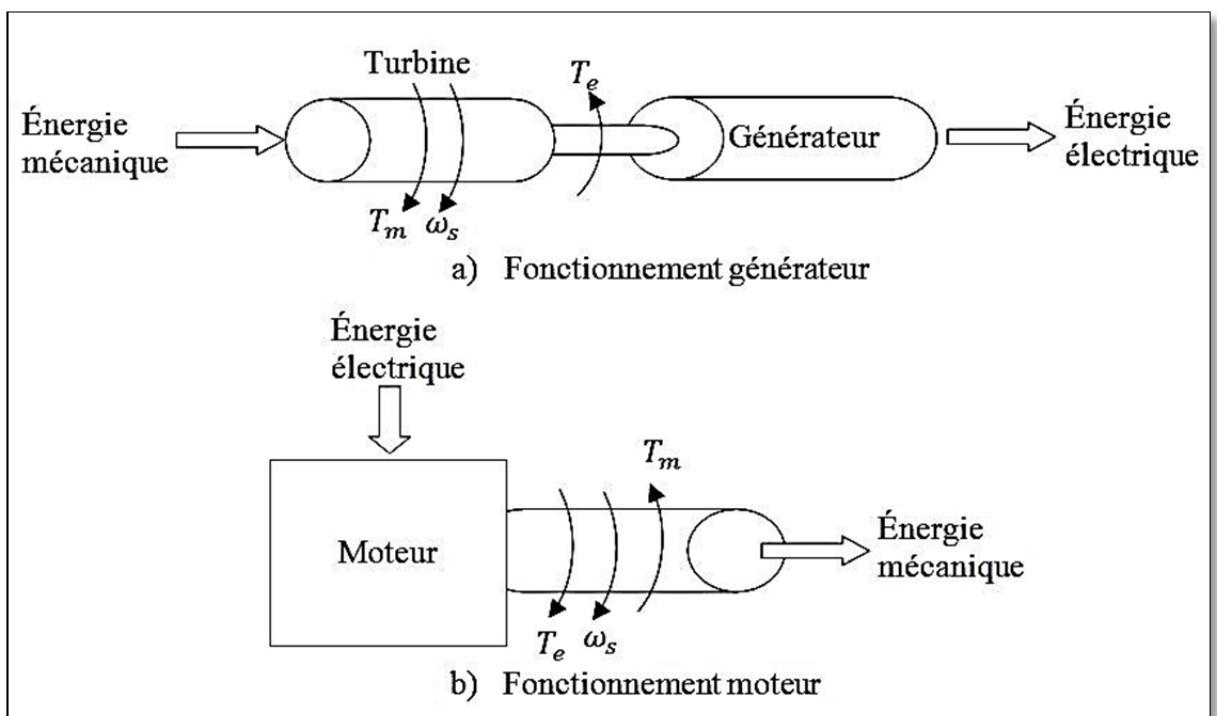


Figure 3.1 Représentation des couples mécanique et électrique versus la vitesse synchrone

Adaptée de Allen et Wood (1996, p. 329) et Nagrath (1989, p. 435)

Il est plus intéressant de définir une référence tournante synchrone au lieu d'une référence fixe pour mieux tenir compte de la position angulaire du rotor. On pose alors :

$$\theta_m(t) = \omega_{msync} t + \delta_m(t) \text{ [rad]} \quad (3.4)$$

où :

ω_{msync} : La vitesse angulaire synchrone du rotor, rad/s.

δ_m : La position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone, rad.

Sachant que la vitesse synchrone du rotor est une constante et en utilisant l'équation (3.4), on trouve :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{msync} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (3.5)$$

En dérivant l'équation (3.5) par rapport au temps, on obtient :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (3.6)$$

Les équations (3.6) et (3.1) nous conduisent à (en N.m) :

$$J \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad (3.7)$$

Sur un réseau électrique, il est plus facile de travailler avec des puissances qu'avec des couples. En outre, vu les grandes valeurs de manière générale des puissances sur les réseaux, il serait aussi plus élégant d'utiliser les valeurs per unit. Il est donc souhaitable de trouver une équation équivalente de l'équation (3.7) tenant compte de ces remarques pertinentes.

Soit S_{nom} la puissance nominale apparente du générateur. En multipliant les membres de l'équation (3.7) par $\omega_m(t)$, puis en divisant par S_{nom} , on obtient en N.m:

$$\frac{J\omega_m(t)}{S_{nom}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \frac{\omega_m(t)T_m(t) - \omega_m(t)T_e(t)}{S_{nom}} = \frac{\omega_m(t)T_a(t)}{S_{nom}} \quad (3.8)$$

Sachant que la puissance est le produit du couple et de la vitesse, l'équation (3.8) s'écrit :

$$\frac{J\omega_m(t)}{S_{nom}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \frac{P_m(t) - P_e(t)}{S_{nom}} = \frac{P_a(t)}{S_{nom}} \quad (3.9)$$

En utilisant la notion de valeur per unit, l'équation (3.9) devient :

$$\frac{J\omega_m(t)}{S_{nom}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m\text{ p.u.}}(t) - P_{e\text{ p.u.}}(t) = P_{a\text{ p.u.}}(t) \quad (3.10)$$

où :

$P_{m\text{ p.u.}}$: Puissance mécanique fournie par le moteur d'entraînement diminuée des pertes mécaniques, per unit.

$P_{e\text{ p.u.}}$: Puissance électrique tenant du générateur augmentée des pertes électriques, per unit.

$P_{a\text{ p.u.}}$: Puissance d'accélération du générateur, per unit.

On introduit la notion de constante d'inertie normalisée qui sera notée H . Cette constante a l'avantage d'avoir une valeur relativement petite contrairement au moment d'inertie des masses rotatives. Elle est le quotient de l'énergie cinétique stockée à la vitesse synchrone et de la puissance apparente nominale du générateur. On a donc en joules/VA ou per unit-seconde :

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{msyn}^2}{S_{nom}} \quad (3.11)$$

En exprimant J en fonction de H dans l'équation (3.11), on a :

$$J = 2H \frac{S_{nom}}{\omega_{msyn}^2} \quad (3.12)$$

En remplaçant dans l'équation (3.10) J par la valeur trouvée dans l'équation (3.12), on obtient :

$$2H \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}^2} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m\ p.u.}(t) - P_{e\ p.u.}(t) = P_{a\ p.u.}(t) \quad (3.13)$$

On définit la vitesse angulaire du rotor per unit telle que :

$$\omega_{p.u.}(t) = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}} \quad (3.14)$$

L'équation (3.13) devient :

$$\frac{2H}{\omega_{msyn}} \omega_{p.u.}(t) \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m\ p.u.}(t) - P_{e\ p.u.}(t) = P_{a\ p.u.}(t) \quad (3.15)$$

Pour un générateur synchrone avec P pôles, l'accélération angulaire électrique α , la vitesse angulaire électrique ω , l'angle de puissance δ et la vitesse électrique synchrone ω_{syn} sont donnés par :

$$\alpha(t) = \frac{P}{2} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} \quad (3.16)$$

$$\omega(t) = \frac{P}{2} \omega_m(t) \quad (3.17)$$

$$\delta(t) = \frac{P}{2} \delta_m(t) \quad (3.18)$$

$$\omega_{syn} = \frac{P}{2} \omega_{msyn} \quad (3.19)$$

La vitesse électrique per unit se trouve à partir de la relation :

$$\omega_{p.u.}(t) = \frac{\omega(t)}{\omega_{syn}} = \frac{\frac{2}{P} \omega(t)}{\frac{2}{P} \omega_{syn}} = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}} \quad (3.20)$$

En utilisant les équations (3.17) à (3.19), on peut ainsi réécrire l'équation (3.15) :

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \omega_{p.u.}(t) \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{m.p.u.}(t) - P_{e.p.u.}(t) = P_{a.p.u.}(t) \quad (3.21)$$

L'équation (3.21) est dénommée équation d'oscillation per-unit. Il s'agit de l'équation fondamentale qui détermine la dynamique du rotor et qui permet d'étudier la stabilité transitoire. Les expériences montrent que durant les périodes transitoires, la vitesse du rotor ne varie pas trop comparé à la vitesse synchrone. On en déduit alors que $\omega_{p.u.}(t) \approx 1$. Il s'en suit l'équation suivante :

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{m.p.u.}(t) - P_{e.p.u.}(t) = P_{a.p.u.}(t) \quad (3.22)$$

L'équation (3.22) est une équation différentielle non-linéaire du second ordre. Elle est non-linéaire car $P_{e.p.u.}(t)$ est une fonction non-linéaire de δ comme il sera vu plus loin. Pour faciliter les calculs, on peut décomposer l'équation (3.22) en deux équations non-linéaires du premier ordre en utilisant les équations (3.3) et (3.17) à (3.19) comme suit (en per unit) :

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_{syn} \quad (3.23)$$

et

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{m.p.u.}(t) - P_{e.p.u.}(t) = P_{a.p.u.}(t) \quad (3.24)$$

Au lieu d'utiliser directement l'équation (3.22) pour l'étude de la stabilité, les équations (3.23) et (3.24) seront utilisées.

3.3 Modèle classique d'un système mono-machine versus un jeu de barre infini

Un jeu de barre infini est une source de tension idéale qui maintient la fréquence constante, l'angle de phase constant et l'amplitude de la tension constante (Anderson et Fouad, 1994). Dans les grands réseaux électriques, l'inertie des machines fera en sorte que la tension de la majorité des jeux de barre reste constante pendant des perturbations transitoires. Une machine connectée à une barre infinie par une ligne de transmission peut-être représentée comme montré à la figure 3.2. La figure 3.2 a) est le diagramme unifilaire alors que la figure 3.2 b) est le circuit équivalent où : \bar{V}_t est la tension aux bornes de la machine synchrone, $V\angle 0$ est la tension du jeu de barre infini, x'_d la réactance au long de l'axe de la machine, \bar{Z}_{TL} l'impédance série du réseau incluant les transformateurs et \bar{Z}_s l'impédance shunt équivalent de la machine incluant les charges locales.

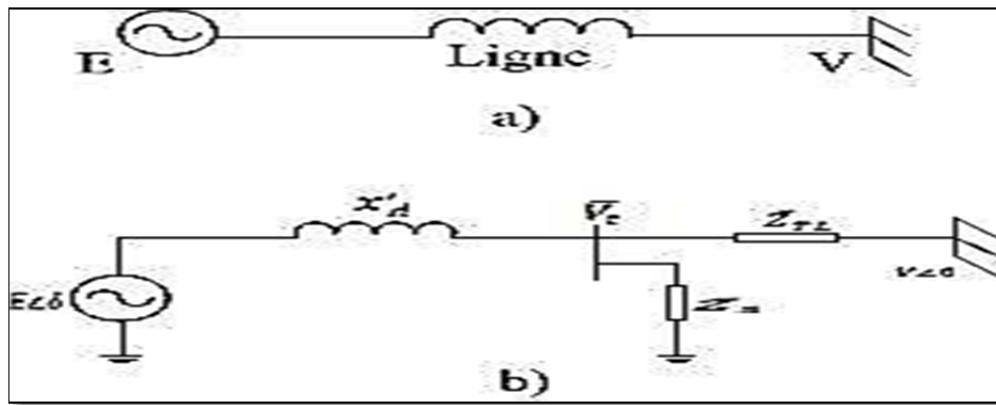


Figure 3.2 Une machine connectée par une ligne à un jeu de barre infini

a) diagramme unifilaire, b) circuit équivalent

Adaptée de Anderson et Fouad (1994, p. 26)

Comme indiqué dans la section précédente, on se sert des équations (3.22) et (3.24) pour l'étude de la dynamique du rotor. Pour avoir l'angle du rotor dans le temps, on doit avoir les expressions mathématiques des puissances électriques et mécaniques. En utilisant le modèle classique, on va déterminer ces puissances. Les hypothèses formulées par (Anderson et Fouad, 1994) et (Mariesa et Crow, 2010) sont utilisées pour faciliter notre étude :

1. La puissance mécanique demeure constante pendant la période transitoire ;
2. La puissance d'amortissement ou asynchrone est négligée ;
3. L'angle mécanique du rotor de la machine synchrone coïncide avec l'angle retard de phase de la tension par rapport à la réactance ;
4. Une source de tension en retard de phase par rapport à la réactance peut représenter une machine électrique ;
5. Si une charge locale est alimentée par la machine, elle peut être représentée par une impédance ou une admittance constante reliée au neutre.

La figure 3.3 traduit bien les hypothèses dans la mesure où elle montre le circuit d'une machine synchrone avec sa tension interne constante E' tout au long de l'axe avec sa réactance X'_d (figure 3.3 a) et le diagramme des phases entre les tensions et l'intensité (figure 3.3 b).

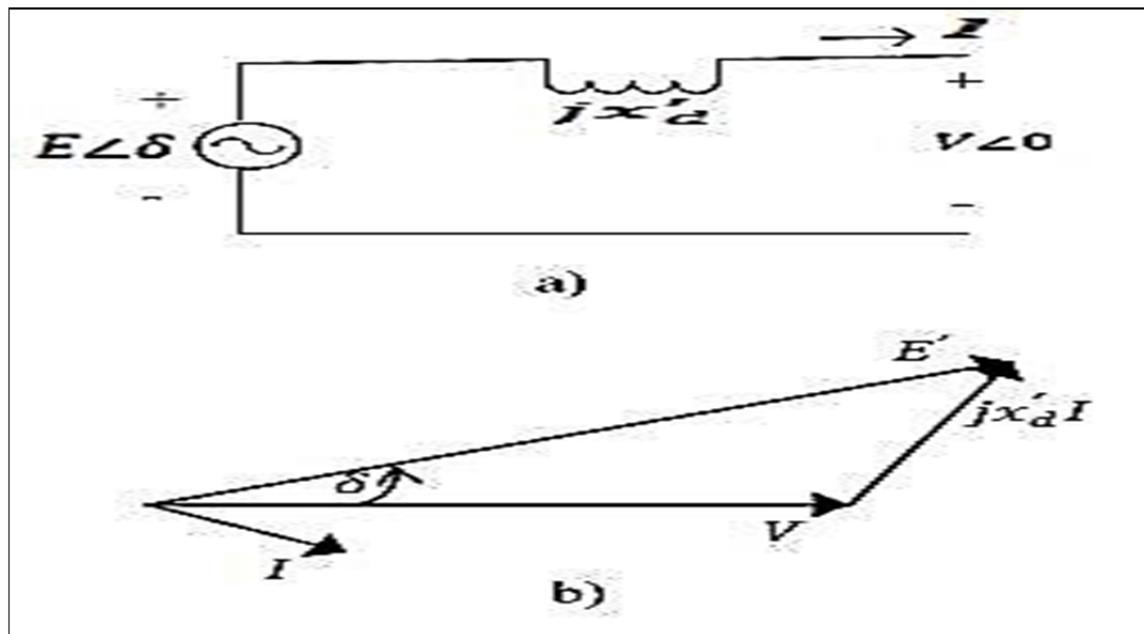


Figure 3.3 Représentation du modèle classique d'une machine synchrone

a) diagramme du circuit et b) son diagramme de phase

Adaptée de Glover (2008, p. 702)

La période qui nous intéresse dans ce mémoire est la première oscillation de l'angle δ dans le domaine du temps, voir figure 3.4. Au début de cette période, on admet qu'une puissance positive est transmise au rotor de la machine et que l'angle augmente. Si l'angle augmente indéfiniment, la machine perd son synchronisme et sa stabilité. Par contre si l'angle atteint un maximum puis se met à décroître, le mouvement résultant sera une oscillation à amplitude constante. C'est la raison pour laquelle, on dit que l'on s'intéresse uniquement à la première oscillation et qu'elle est responsable de la perte ou non de la stabilité.

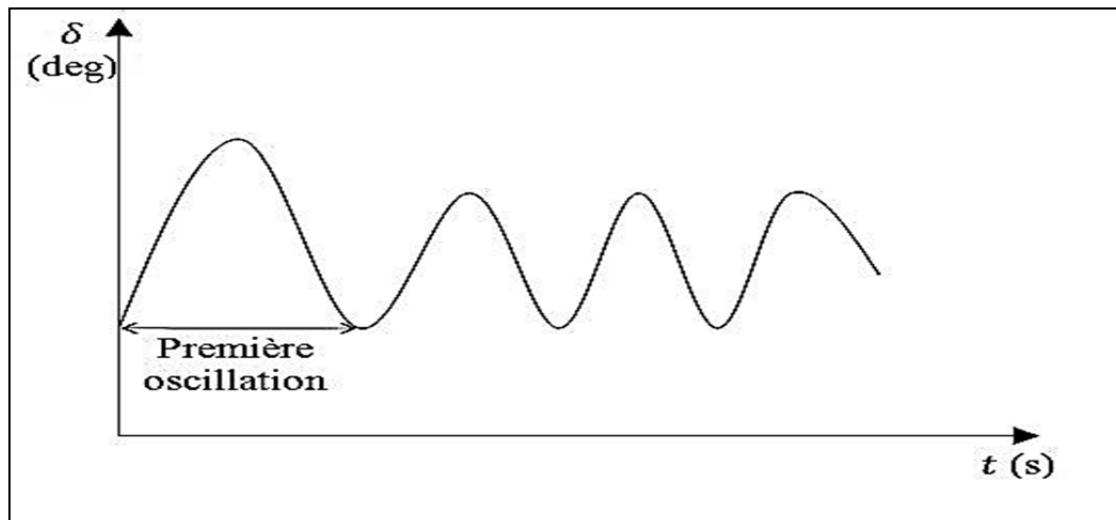


Figure 3.4 Vue de la première oscillation de la courbe de l'angle du rotor par rapport au temps

On peut redessiner le circuit équivalent du modèle classique de la machine synchrone relié au jeu de barre infini comme indiqué sur la figure 3.5 où X_d est la réactance du jeu de barre infini.

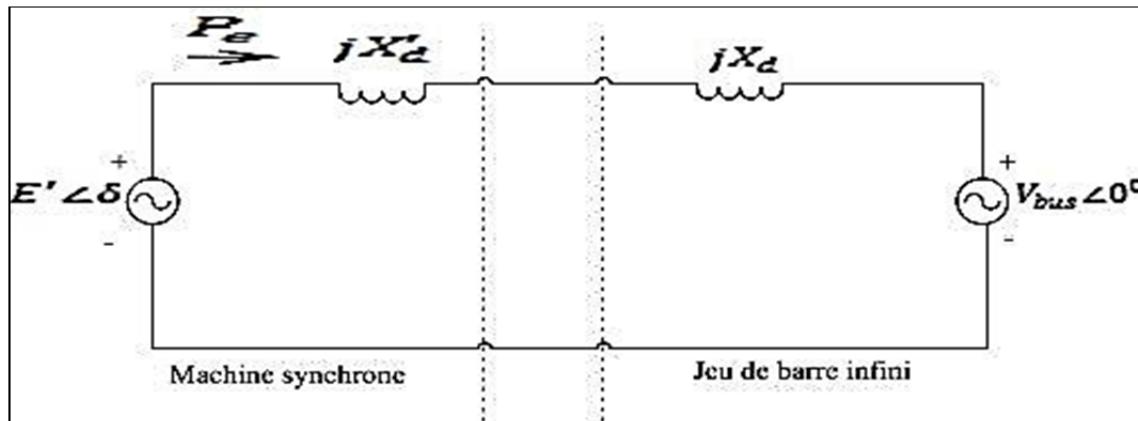


Figure 3.5 Schéma d'une machine synchrone reliée à un jeu de barre infini représenté par son système équivalent
Adaptée de Glover (2008, p. 703)

La puissance apparente fournie au réseau et exprimée en MVA est donnée par l'équation (3.25)² :

$$S_{bus} = V_{bus} \angle 0^0 I^* \quad (3.25)$$

Une analyse du réseau permet de voir que le courant I est donnée par l'équation (3.26) :

$$I = \frac{E' - V_{bus} \angle 0^0}{j(X + X'_d)} \quad (3.26)$$

Des équations (3.25) et (3.26), on déduit que la puissance apparente peut s'écrire ainsi :

$$S_{bus} = \frac{V_{bus} E' \sin \delta}{X + X'_d} + j \frac{V_{bus} E'_d \cos \delta - V_{bus}^2}{X + X'_d} \quad (3.27)$$

Étant sous sa forme complexe, la partie réelle de la puissance apparente est la puissance électrique. D'où l'expression de la puissance électrique fournie au réseau comme indiqué par l'équation (3.28) :

$$P_e = P_{bus} = \frac{V_{bus} E'}{X + X'_d} \sin \delta \quad (3.28)$$

Il apparaît clairement que P_e est une fonction sinusoïdale de δ , voir figure 3.6, où sa valeur maximale P_{max} est donnée par l'équation (3.29) :

$$P_{max} = \frac{V_{bus} E'}{X + X'_d} \quad (3.29)$$

² La notation * est utilisée pour exprimer le conjugué d'un nombre complexe. Par exemple, si I désigne un courant, I^* est son conjugué.

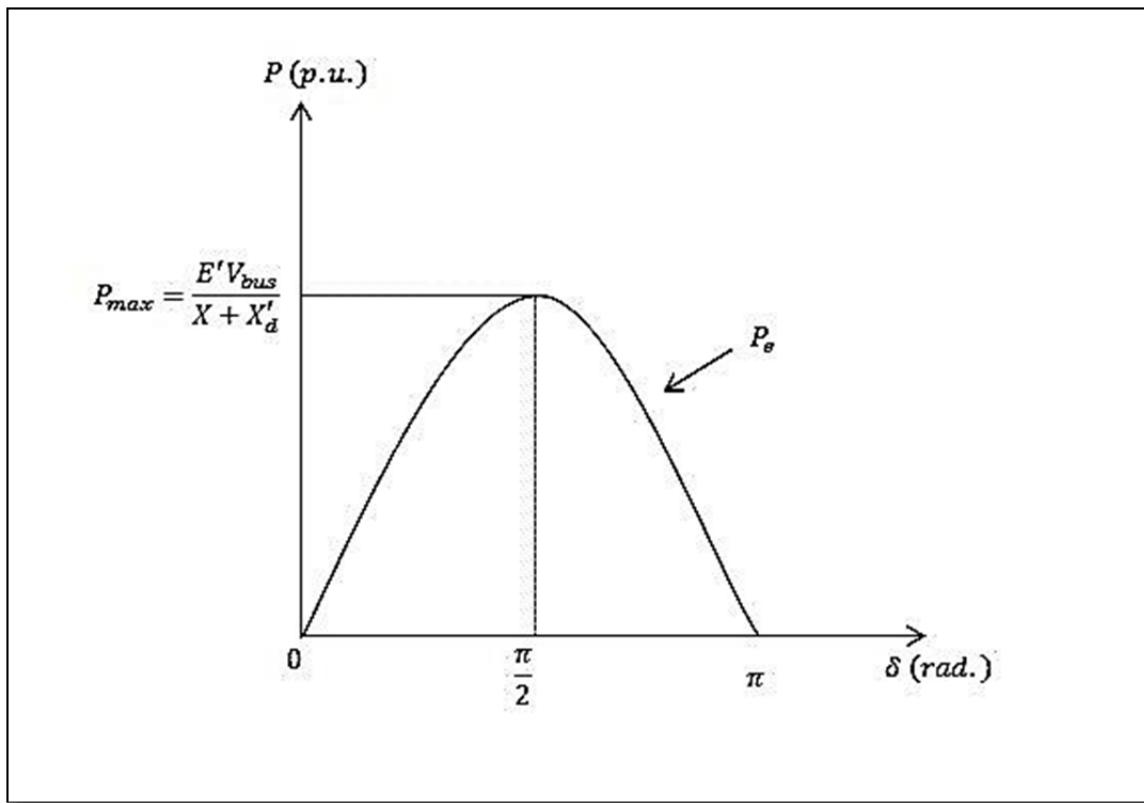


Figure 3.6 Représentation de la puissance électrique de la machine synchrone par rapport à l'angle du rotor

3.4 Modèle classique d'un système multi-machine

Pour l'étude du modèle classique d'un système multi-machine, les hypothèses formulées pour le système mono-machine versus un jeu de barre infini dans la section précédente sont toujours considérées. On rappelle que l'analyse de la stabilité transitoire dont il est question dans ce mémoire ne tient compte que de la première oscillation (first swing). On peut obtenir un réseau électrique n-machine, comme représenté à la figure 3.7, où chacune des machines est une machine synchrone telle que décrite dans la section précédente. Le nœud de référence est le nœud 0 et les n autres nœuds sont reliés aux n-machines. Ce schéma montre aussi la réactance interne de la n-ième machine ($r_n + x'_{dn}$) et sa tension interne E'_n . Les tensions initiales E'_1, E'_2, \dots, E'_n sont déterminées par les conditions précédant les perturbations, puis

un calcul d'écoulement de puissance est réalisé. Les amplitudes des tensions sont maintenues constantes pendant la période transitoire.

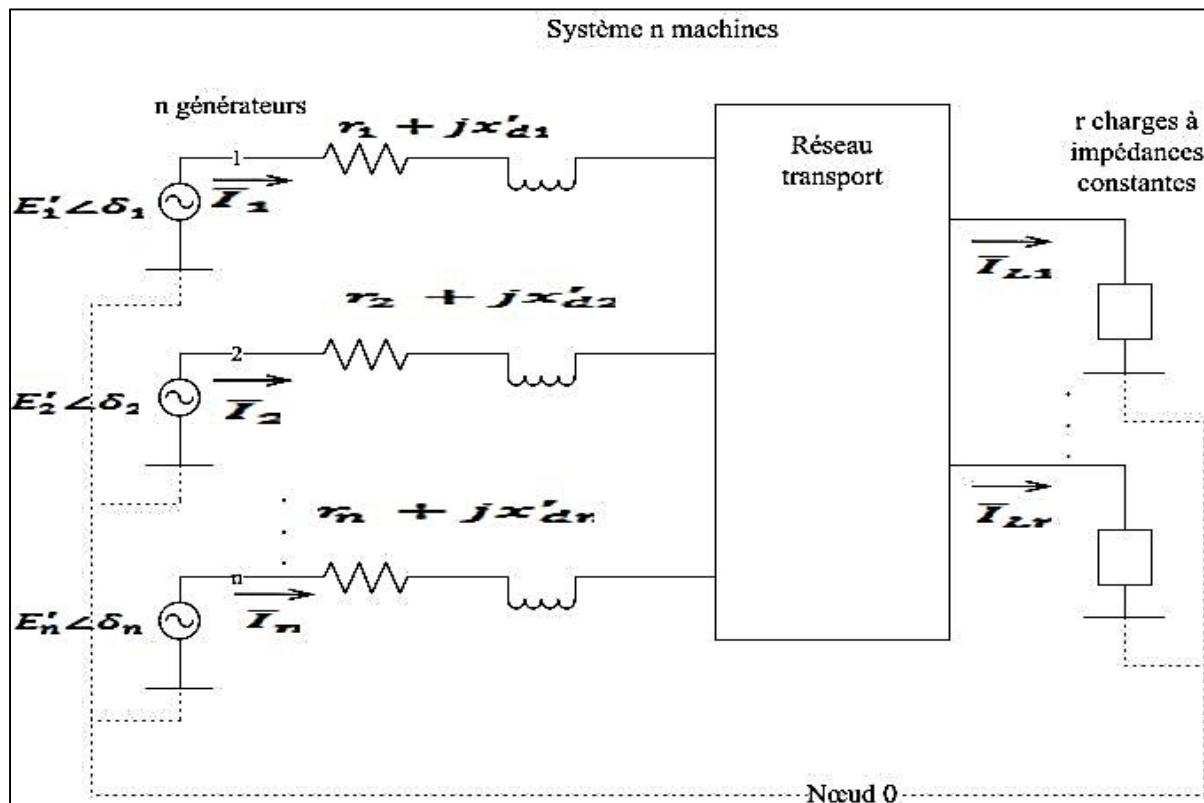


Figure 3.7 Représentation d'un système multi-machine (modèle classique)
Adaptée de Anderson et Fouad (1994, p. 36)

3.5 Étude de la stabilité transitoire : modèle classique

Le modèle classique est le plus simple des modèles utilisés pour étudier la stabilité des réseaux électriques pour une courte durée au cours de laquelle la réponse de la dynamique du réseau dépend fortement de l'énergie cinétique emmagasinée dans les masses rotatives (John et Grainger, 1994). En suivant la méthodologie de (Anderson et Fouad, 1994), l'étude de la stabilité transitoire doit se faire en trois étapes bien distinctes : 1) la préparation des données, 2) les calculs préliminaires et 3) la résolution des équations d'oscillation.

3.5.1 Préparation des données

Pour bien analyser la stabilité transitoire, il est important d'avoir toutes les données découlant premièrement du calcul d'un écoulement de puissance. L'écoulement de puissance permet d'obtenir les valeurs de la tension, de l'intensité, toutes deux en module et en argument, et les puissances active et réactive dans les jeux de barre du réseau électrique triphasé à l'état d'équilibre (Ramasamy et Natarajan, 2002).

Un diagramme unifilaire du réseau électrique avec les données d'entrée aide à la visualisation du problème de l'écoulement de puissance. Ces données d'entrée sont les caractéristiques des jeux de barres, les caractéristiques des lignes de transport et les caractéristiques des transformateurs. La figure 3.8 montre à chaque jeu de barre k , le module de la tension V_k , l'argument de la tension δ_k , la puissance active P_k et la puissance réactive Q_k fournies à la barre. À chaque barre, deux valeurs sont données comme des valeurs d'entrée tandis que deux autres doivent être calculées par un programme d'écoulement de puissance. On différencie aussi les puissances fournies par le générateur P_{Gk} , Q_{Gk} et celles consommées par la charge P_{Lk} , Q_{Lk} . On trouve aisément :

$$P_k = P_{Gk} - P_{Lk} \quad (3.30)$$

et

$$Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} \quad (3.31)$$

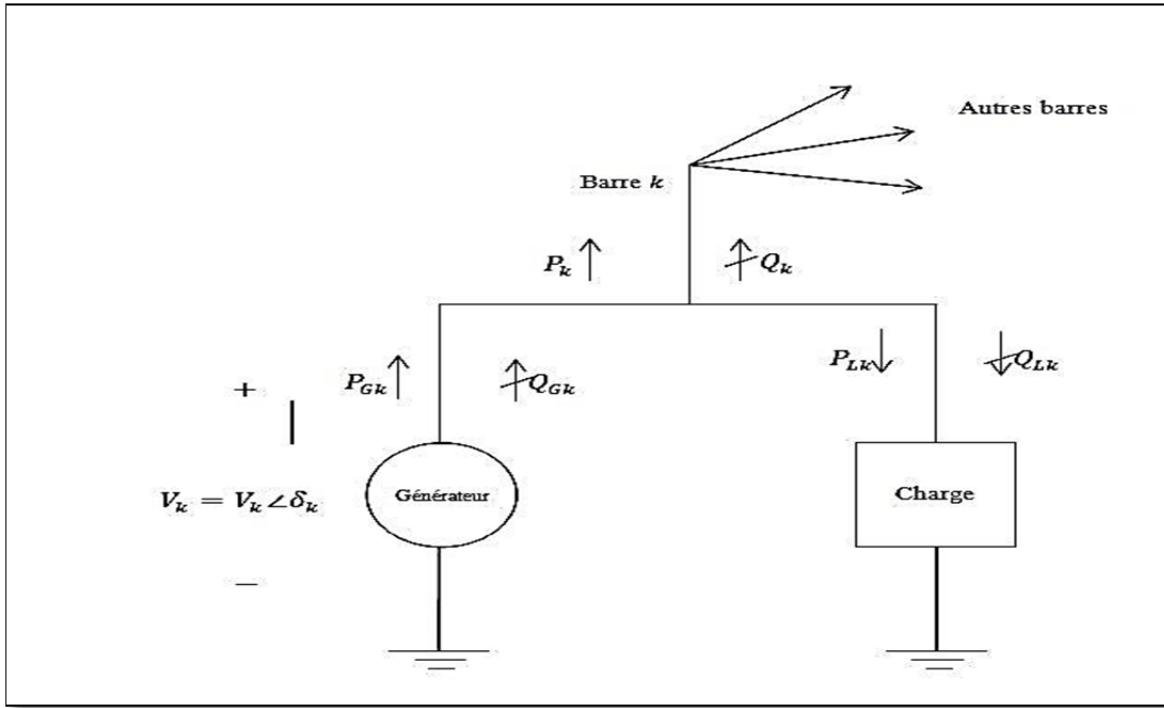


Figure 3.8 Variables de barres V_k , δ_k , P_k et Q_k
Adaptée de Glover (2008, p. 306)

Dépendamment des paramètres connus et de ceux qu'il faut déterminer, les barres sont classées sous différentes appellations. Une et une seule barre est notée barre de référence. On suppose que la tension $V_1 \angle \delta_1$ est connue pour cette barre et égale à $1 \angle 0^\circ$. Le programme d'écoulement de puissance calcule les tensions P_1 et Q_1 . Si les tensions P_k et Q_k sont connues, il faut calculer le module et l'argument de la tension. Dans ce deuxième cas, la barre est appelée barre de charge. Par contre, en connaissant le module de la tension V_k et la puissance active P_k , l'écoulement de puissance apporte des informations sur l'argument de la tension δ_k et la puissance réactive Q_k . Ce dernier type de barre est appelé barre de génération. Le tableau 3.1 résume bien cette classification.

Tableau 3.1 Résumé de la classification des barres des réseaux électriques

Types de barre	Paramètres connus	Paramètres à déterminer
Barre de référence	$V_1 ; \delta_1$	$P_1 ; Q_1$
Barre de charge (PQ)	$P_k ; Q_k$	$V_k ; \delta_k$
Barre de génération (PV)	$V_k ; P_k$	$\delta_k ; Q_k$

Les lignes sont représentées par le circuit π -équivalent comme montré à la figure 3.9 où Z' est l'impédance par unité de longueur (Ω/m) de la ligne de transport, Y' l'admittance par unité de longueur (S/m) de la ligne et respectivement I_i (I_j) et V_i (V_j), les courants et les tensions aux barres i et j .

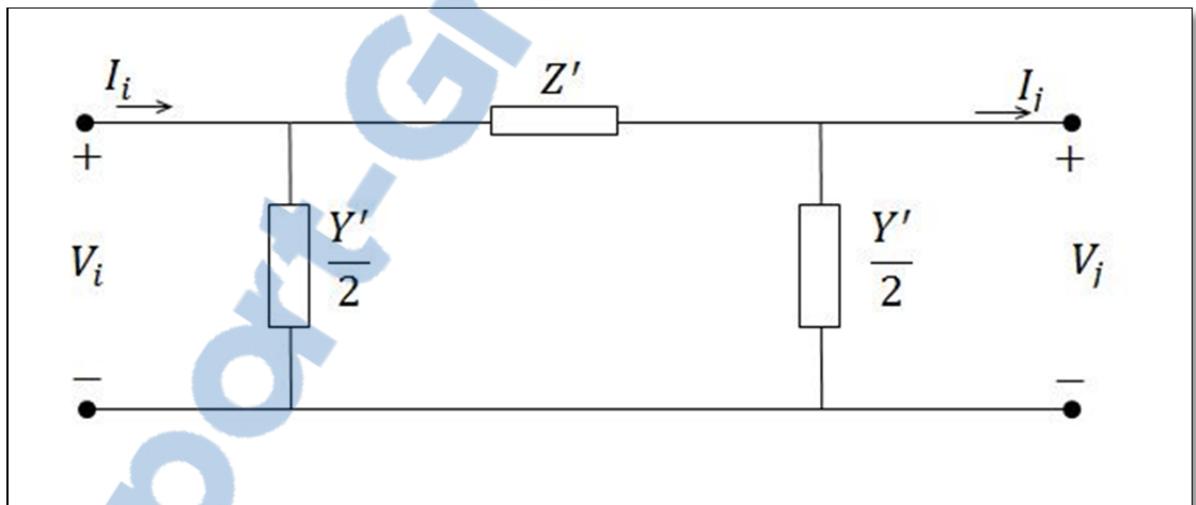


Figure 3.9 Circuit π -équivalent des lignes de transport
Adaptée de Glover (2008, p. 248)

Les transformateurs sont aussi représentés par des circuits équivalents (voir figure 3.10) où en a), on a la représentation du transformateur idéal avec son admittance Y du côté opposé au changement de prise et en b) l'équivalent du circuit en per unit lorsque a est un réel. On doit préciser aussi s'il n'y a pas de prise $a = 1$.

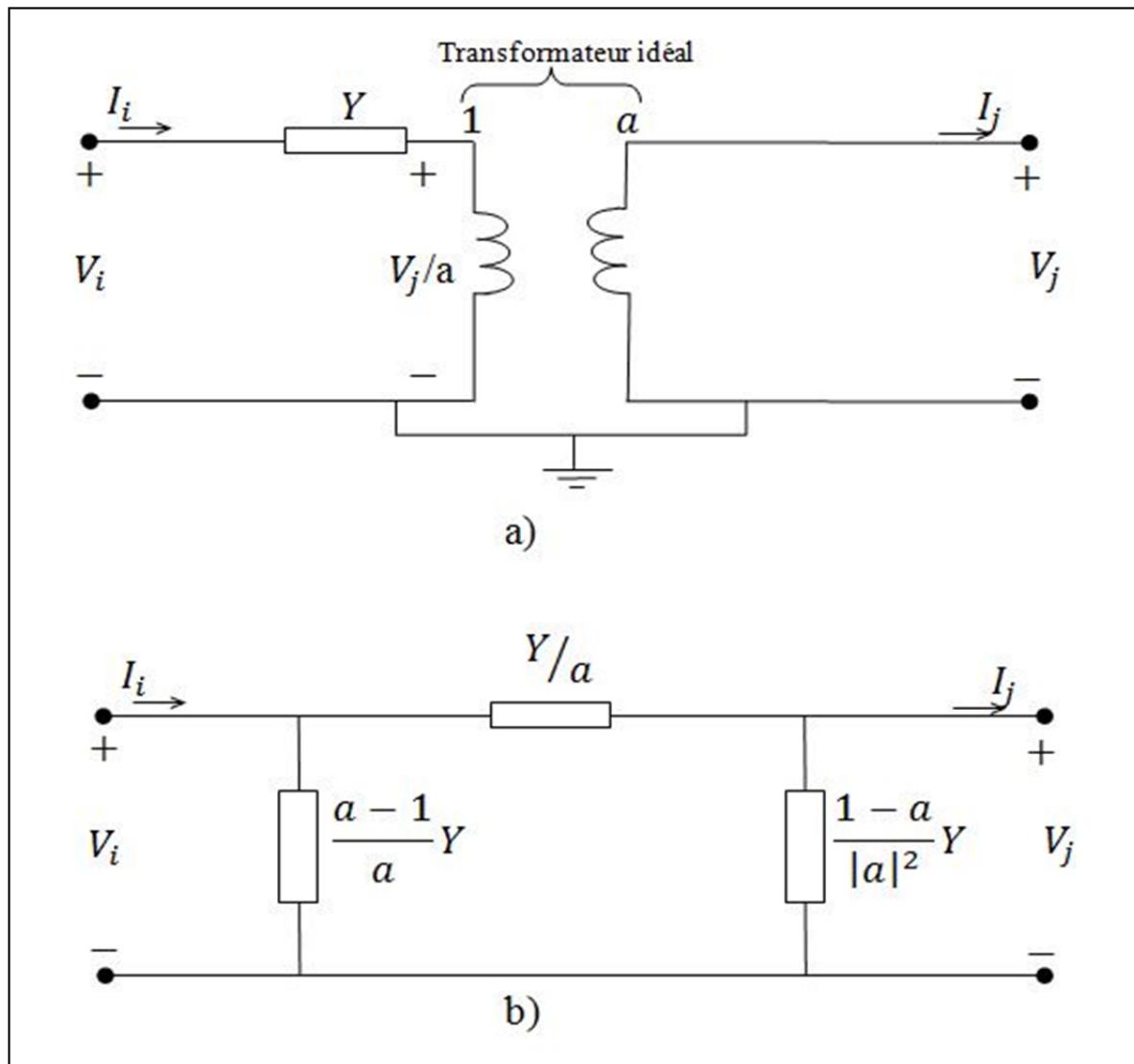


Figure 3.10 Représentation par phase d'un transformateur de régulation
Adaptée de John et Grainger (1994, p. 363)

En tenant compte des données des lignes et des transformateurs, la matrice d'admittance Y_{bus} est formée en mettant sur la diagonale principale de la matrice la somme des admittances correspondant à la barre en question ; et les éléments autres que la diagonale sont l'opposé de la somme des admittances connectées entre les barres intéressées.

Pour le calcul de l'écoulement de puissance, on utilise les méthodes itératives les plus connues pour la résolution des systèmes d'équations non-linéaires : la méthode de Newton-Raphson et celle de Gauss-Seidel.

Dans la préparation des données, on tient compte en un second temps des données du système. Il s'agit de la constante d'inertie H , de la réactance transitoire de l'axe direct x'_d de tous les générateurs et des impédances des lignes de transport aux conditions initiales et pour les périodes post-défaut.

Finalement, on se soucie du type de défaut et de sa localisation. Ceci influe sur le temps de défaut et la durée maximale pour obtenir une solution.

3.5.2 Calculs préliminaires

Pour préparer les données dans le cas de l'étude de stabilité d'un réseau électrique, des calculs préliminaires doivent être faits pour déterminer les états dynamiques du réseau. Ces calculs se font en respectant cinq étapes bien distinctes.

1. Tous les calculs se font en prenant une base commune. De manière générale, on choisit une base de 100 MVA ;
2. Les charges sont converties en des impédances ou des admittances équivalentes. Les données nécessaires se trouvent en se référant aux caractéristiques des charges sur le réseau électrique. Pour cela, on considère une barre de charge, comme indiqué à la figure 3.11.

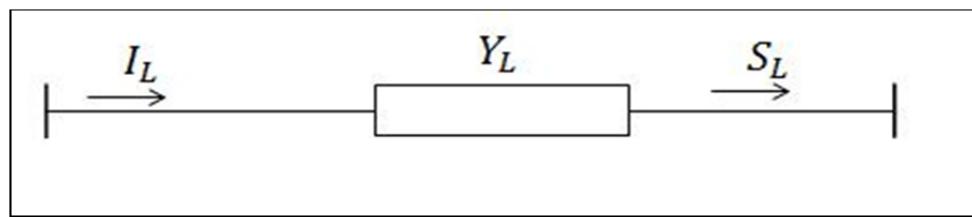


Figure 3.11 Modèle de charge convertie en admittance

La barre de charge a une tension V_L , une puissance apparente S_L comprenant sa puissance active P_L et sa puissance réactive Q_L (voir équation (3.32)), un courant I_L circulant dans une charge d'admittance Y_L s'écrivant sous la forme précisée par l'équation (3.33).

$$S_L = P_L + jQ_L \quad (3.32)$$

$$Y_L = G_L + jB_L \quad (3.33)$$

où G_L est la conductance et B_L la susceptance, toutes deux exprimées en Siemens.

On rappelle que³ :

$$S_L = V_L I_L^* \quad (3.34)$$

Sachant que :

$$I_L = V_L Y_L \quad (3.35)$$

On obtient :

$$I_L^* = (V_L Y_L)^* = V_L^* Y_L^* = V_L^* (G_L - jB_L) \quad (3.36)$$

L'équation (3.36) permet de réécrire l'équation (3.34) et l'équation (3.32) telle que suit :

$$S_L = V_L (V_L^* (G_L - jB_L)) = V_L^2 (G_L - jB_L) = P_L + jQ_L \quad (3.37)$$

³ La notation * est utilisée pour exprimer le conjugué d'un nombre complexe. Par exemple, si I désigne un courant, I^* est son conjugué.

L'équation (3.37) montre aussi que :

$$\frac{P_L}{V_L^2} - j \frac{Q_L}{V_L^2} = G_L + jB_L \quad (3.38)$$

On déduit de l'équation (3.38) l'admittance shunt équivalent de la charge qui est donnée par l'équation (3.39) ;

$$Y_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j \frac{Q_L}{V_L^2} \quad (3.39)$$

3. Les tensions internes $E_i \angle \delta_{0i}$ des générateurs sont calculées à partir des caractéristiques des charges, des puissances apparentes de génération et des tensions des barres. Les angles internes montrés à la figure 3.12 peuvent être calculés à partir des tensions pré-transitoires $V \angle \alpha$ en utilisant l'équation (3.40). L'angle δ_0 s'obtient en ajoutant α à δ' pour tenir compte des valeurs initiales des angles et des vitesses ;

$$E \angle \delta' = \left(V + \frac{Qx'_d}{V} \right) + j \left(\frac{Px'_d}{V} \right) \quad (3.40)$$

$$\delta_0 = \delta' + \alpha \quad (3.41)$$

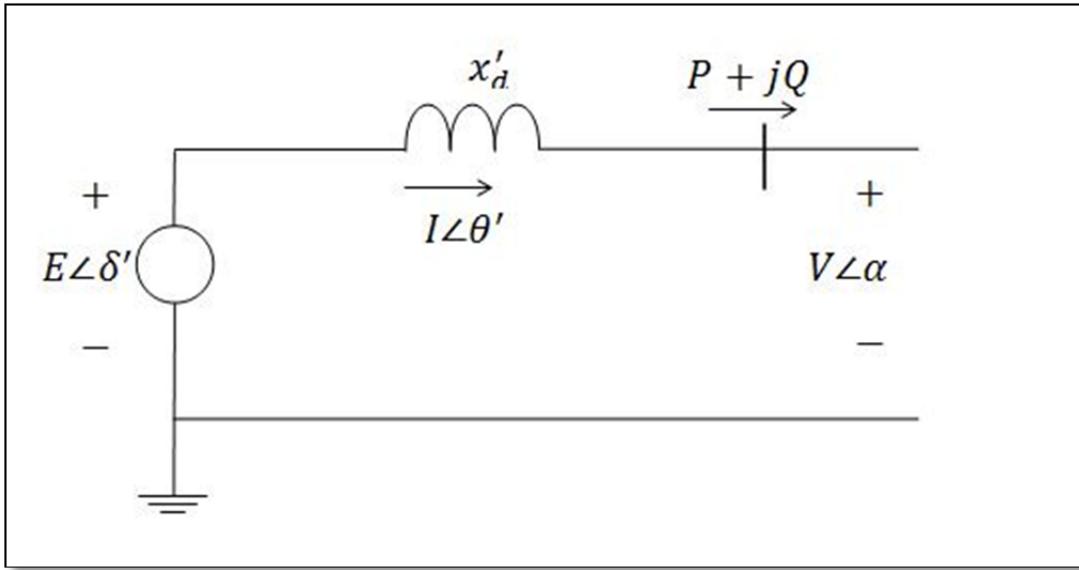


Figure 3.12 Représentation du générateur pour le calcul de δ_0
Adaptée de Anderson et Fouad (2003, p. 23)

4. On calcule la matrice d'admittance Y du réseau pour les trois périodes : avant-défaut, pendant défaut et après-défaut.

Pour la période avant-défaut, toutes les impédances sont converties en admittances. Sur la diagonale Y_{ii} , on met la somme de toutes les admittances connectées à la barre i . Les éléments Y_{ij} sont l'opposé de la somme des admittances connectées entre les barres i et j .

Pour la période pendant-défaut, la matrice d'admittance est recalculée en tenant compte de la matrice d'admittance trouvée antérieurement. Les seules modifications apportées sont la mise à zéro de toute la ligne et de la colonne correspondant à la barre où le défaut a été localisé.

Finalement pour la période après-défaut, en se référant toujours à la matrice d'admittance avant-défaut, on soustrait les valeurs correspondant à la ligne qui a été ouverte pour dégager le défaut ;

5. La dernière étape des calculs préliminaires consiste à éliminer tous les nœuds sauf ceux renfermant les barres internes des générateurs. Ainsi, on va obtenir une nouvelle matrice d'admittance Y du réseau réduit. Cette réduction va s'opérer en utilisant un outil mathématique très connu et adéquat : la réduction de Kron (John et Grainger, 1994). On

élimine tous les nœuds où il n'y a pas d'injection de courant sauf les nœuds où se trouvent les barres internes des générateurs. La réduction du réseau peut être exprimée à partir des équations (3.42) et (3.43).

$$I = YV \quad (3.42)$$

où :

$$I = \begin{bmatrix} I_n \\ -\cdots- \\ 0 \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Les matrices Y et V sont partitionnées en conséquence pour avoir :

$$\begin{bmatrix} I_n \\ -\cdots- \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & | & Y_{nr} \\ -\cdots- & | & -\cdots- \\ Y_{rn} & | & Y_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ -\cdots- \\ V_r \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

où l'indice n désigne les nœuds des barres internes des générateurs et l'indice r les nœuds restants. Pour le réseau considéré à la figure 3.7, V_n est de dimension $(n \times 1)$ et V_r est de dimension $(r \times 1)$. Le développement de l'équation 3.44 donne :

$$\begin{cases} I_n = Y_{nn}V_n + Y_{nr}V_r \\ 0 = Y_{rn}V_n + Y_{rr}V_r \end{cases} \quad (3.45)$$

En isolant V_r , on peut réécrire I_n comme suit :

$$I_n = (Y_{nn} - Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn})V_n \quad (3.46)$$

La matrice réduite recherchée est la matrice $(Y_{nn} - Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn})$ de dimension $(n \times n)$ où n est le nombre de générateurs du réseau.

Toutefois, on doit préciser que cette méthode a ses limites. La réduction de Kron présentée dans les équations (3.42) à (3.46) ne peut être utilisée si et seulement si les impédances sont considérées constantes. Dans le cas contraire, les barres doivent être conservées et la réduction du réseau est applicable uniquement aux nœuds n'ayant pas d'injection de courant.

3.5.3 Résolution des équations d'oscillation

Une fois toutes ces données compilées, il faut résoudre les équations mécaniques du réseau électrique afin de trouver la vitesse angulaire de chaque machine ainsi que les angles internes avant, pendant et après défaut.

En effet, la puissance électrique P_{ei} de la machine i est la partie réelle du produit de la tension et du conjugué du courant de la machine i . Ceci se traduit par l'équation :

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.47)$$

En remplaçant Y_{ij} par sa valeur, on obtient l'équation (3.48) :

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.48)$$

où :

δ_i : Angle interne de la machine i .

B_{ij} : Élément de la i -ème ligne et la j -ème colonne de la matrice d'admittance Y_{ij} , la susceptance.

G_{ij} : Élément de la i -ème ligne et la j -ème colonne de la matrice d'admittance Y_{ij} , la conductance.

E_i : Tension interne de la machine i .

En se rapportant aux équations du mouvement (3.23) et (3.24) et des équations (3.47) et (3.48), on trouve les relations suivantes :

$$\frac{2H_i}{\omega_{syn}} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - \left[E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \right] \quad (3.49)$$

et

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_{syn} \quad (3.50)$$

où ω_{syn} est la vitesse synchrone du rotor, δ_i l'angle du rotor de la machine i et H_i la constante d'inertie de la machine i .

Il est important de souligner aussi que la puissance mécanique est considérée constante et elle est calculée à l'instant précis précédent la contingence. Elle est supposée égale à la puissance électrique, donc donnée par la relation :

$$P_{mi} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (3.51)$$

3.6 Étude de la stabilité transitoire : modèle détaillé deux axes

Comme expliqué dans le chapitre précédent, le comportement dynamique des réseaux électriques est régi par deux types d'équations non-linéaires: les équations différentielles et les équations algébriques.

Les équations différentielles (3.52) et les équations algébriques (3.53) sont de la forme (Pavella, Ernst et Ruiz-Vega, 2000) :

$$\dot{x} = f(x, y, u) \quad (3.52)$$

et

$$0 = g(x, y) \quad (3.53)$$

où x , y et u sont respectivement les variables d'état, les variables algébriques et les variables de contrôle (puissance de sortie des générateurs, charges,...). On résout les équations différentielles par des techniques de résolution d'intégration numérique puis on joint les résultats aux équations algébriques (3.53) pour former un système d'équations non linéaires. La résolution finale du système nécessite l'utilisation de méthode itérative telle que celle de Gauss-Seïdel ou celle de Newton-Raphsen (Glover, 2008).

Pour la suite, on présente les équations relatives au modèle détaillé deux axes et les étapes suivies pour la résolution du problème de stabilité.

3.6.1 Modélisation de la machine synchrone dans un repère

Dans la machine idéale, comme décrit dans la figure 3.13, le stator renferme trois enroulements repérés $a - axis$, $b - axis$ et $c - axis$ avec un décalage de 120^0 . Les enroulements du rotor sont répartis sur deux axes l'axe direct ($d - axis$) coïncidant avec celui de l'enroulement d'excitation et l'axe de quadrature ($q - axis$) qui est en quadrature avance par rapport à l'axe direct (Anderson, Fouad et Institute of Electrical and Electronics Engineers., 2003). Pour négliger la non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor, les enroulements de la machine sont rangés selon deux axes perpendiculaires. La machine est modélisée dans sa référence locale ($d - q$) tournant avec son rotor. La référence tournant à la vitesse synchrone sert de référence pour décrire les équations du réseau relevant des courants et des tensions. Sur la figure 3.13, le cercle doté du point indique les

enroulements. On admet que le courant circule du « x » vers le point et que la polarité de la tension de la bobine est supposée positive du côté du « x » et négative du côté du point. Pour simplifier les calculs, un schéma monophasé en remplacement aux trois phases magnétiquement couplées est utilisé en faisant appel à la transformation de Park.

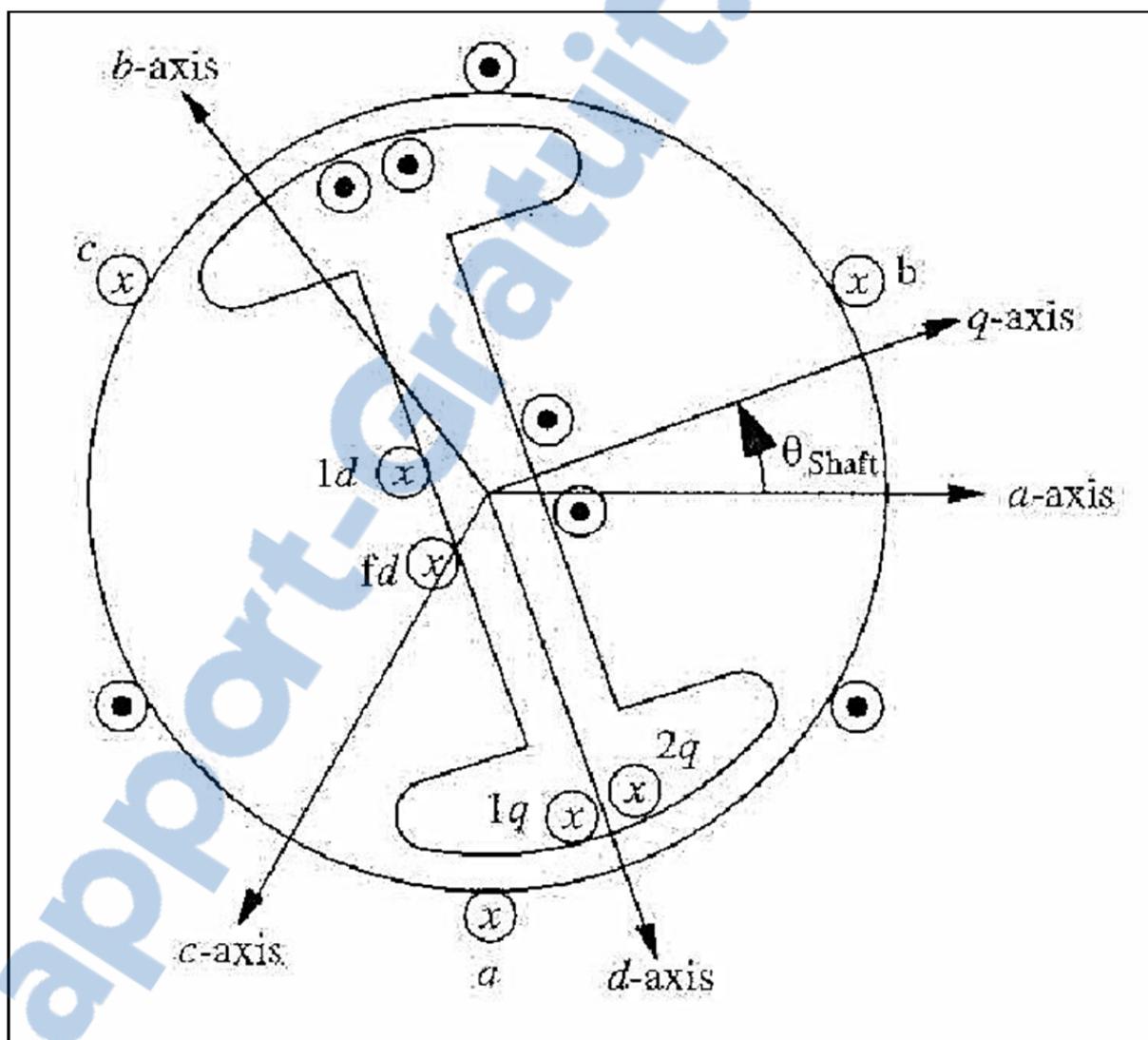


Figure 3.13 Représentation d'une machine synchrone
Adaptée de Sauer et Pai (1998, p. 25)

3.6.2 Modèle multi-machine deux axes

Dans le cas de cette étude, le modèle multi-machine deux axes est considéré sans saturation et on néglige le stator et les effets transitoires du réseau électrique.

1. Équations différentielles

Les équations différentielles pour le modèle détaillé deux axes représentant m machines et n jeux de barres sont tirées de (Sauer et Pai, 1998) avec une excitatrice IEEE-Type I comme montré à la figure 3.14.

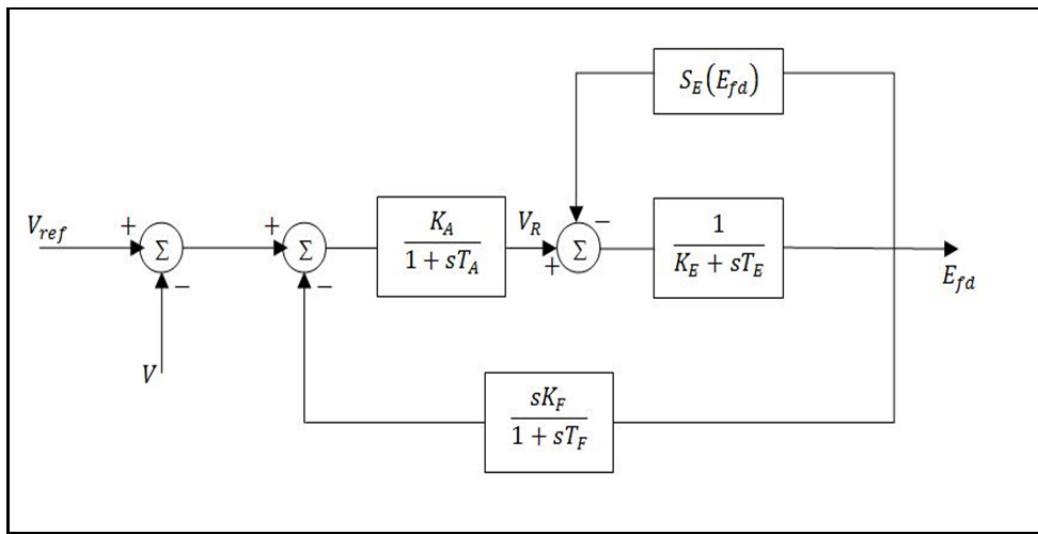


Figure 3.14 Modèle excitatrice IEEE-Type I
Adaptée de Sauer et Pai (1998, p. 224)

Les équations différentielles s'écrivent ainsi (3.54) à (3.60) :

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.54)$$

$$T'_{qoi} \frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} - (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.55)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_{sync} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.56)$$

$$\frac{2H_i}{\omega_{syn}} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi} - E'_{di}I_{di} - E'_{qi}I_{qi} - (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi} - D_i(\omega_i - \omega_{syn}) \quad (3.57)$$

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = - (K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi}))E_{fdi} + V_{Ri} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.58)$$

$$T_{Fi} \frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.59)$$

$$T_{Ai} \frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai}R_{fi} - \frac{K_{Ai}K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} + K_{Ai}(V_{refi} - V_i) \quad i = 1, \dots, m \quad (3.60)$$

Les différentes variables utilisées dans les équations sont décrites dans les tableaux 3.2 à 3.4. Elles sont divisées en trois catégories : les variables dynamiques du générateur, les variables dynamiques de l'excitatrice et les variables d'état.

Tableau 3.2 Variables dynamiques du générateur

Variables	Description
H_i	Constante d'inertie de la machine i
R_{si}	Résistance du stator de la machine i
X'_{di}	Réactance transitoire, $d - axis$
X'_{qi}	Réactance transitoire, $q - axis$
X_{di}	Réactance transitoire du générateur i , $d - axis$
X_{qi}	Réactance transitoire du générateur i , $q - axis$
T'_{d0}	Constante de temps, $d - axis$
T'_{q0}	Constante de temps, $q - axis$

Tableau 3.3 Variables dynamiques de l'excitatrice

Variables	Description
K_{Ai}	Gain de l'amplificateur i
K_{Ei}	Gain de l'excitatrice i
K_{Fi}	Gain du stabilisateur i
T_{Ai}	Constante de temps de l'amplificateur i
T_{Ei}	Constante de temps de l'excitatrice i
T_{Fi}	Constante de temps du stabilisateur i
S_{Ei}	Constante de la fonction de saturation
D_i	Constance d'amortissement

Tableau 3.4 Variables d'état

Variables	Description
E_{fdi}	Tension d'excitation i
R_{fi}	Signal de retour des données de tension pour le générateur i
V_{Ri}	Sortie du régulateur de tension
E'_{qi}	Tension interne du générateur i , $q - axis$
E'_{di}	Tension interne du générateur i , $d - axis$
δ_i	Angle du générateur i
ω_i	Vitesse angulaire du générateur i
ω_{syn}	Vitesse synchrone
I_{di}	Courant du générateur i au long de l'axe d
I_{qi}	Courant du générateur i au long de l'axe q
θ	Angle formé par les axes a et q

2. Équations algébriques

Les équations algébriques sont composées des équations algébriques du stator et des équations du réseau. Les équations algébriques du stator sont obtenues en appliquant la loi de Kirchoff relative à la tension. Le circuit dynamique représenté à la figure 3.15 est utilisé pour trouver l'équation (3.61).

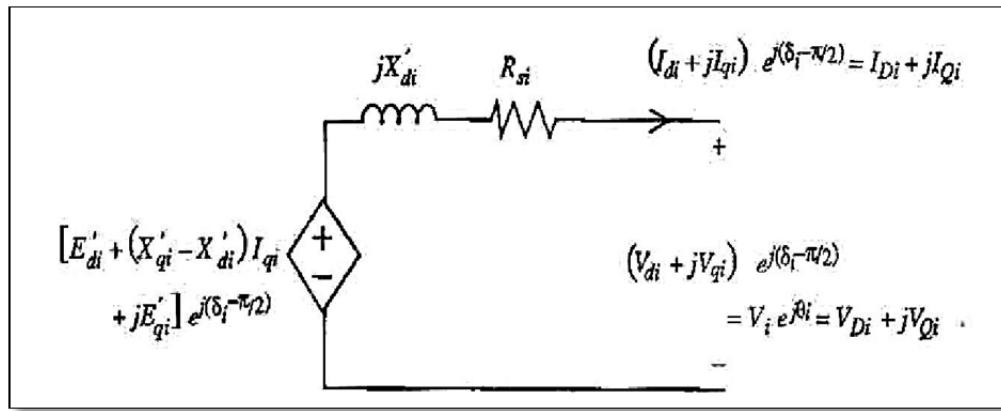


Figure 3.15 Circuit dynamique d'une machine synchrone modèle deux axes
Adaptée de Sauer et Pai (1998, p. 163)

$$0 = V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX'_{di})(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - [E'_{di} + (X'_{qi} - X'_{di})I_{qi} + jE'_{qi}] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} \quad i = 1, \dots, m \quad (3.61)$$

Pour des commodités de calcul, il est préférable de mettre l'équation (3.61) sous sa forme polaire. Pour cela, on la multiplie par $e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})}$ et en extrayant sa partie réelle et sa partie imaginaire, on aboutit aux équations (3.62) et (3.63).

$$E'_{di} - V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{di} + X'_{qi} I_{qi} = 0 \quad i = 1, \dots, m \quad (3.62)$$

et

$$E'_{qi} - V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - R_{si} I_{qi} + X'_{di} I_{di} = 0 \quad i = 1, \dots, m \quad (3.63)$$

La figure 3.16 représente bien le circuit dynamique ainsi que les charges et le réseau statique.

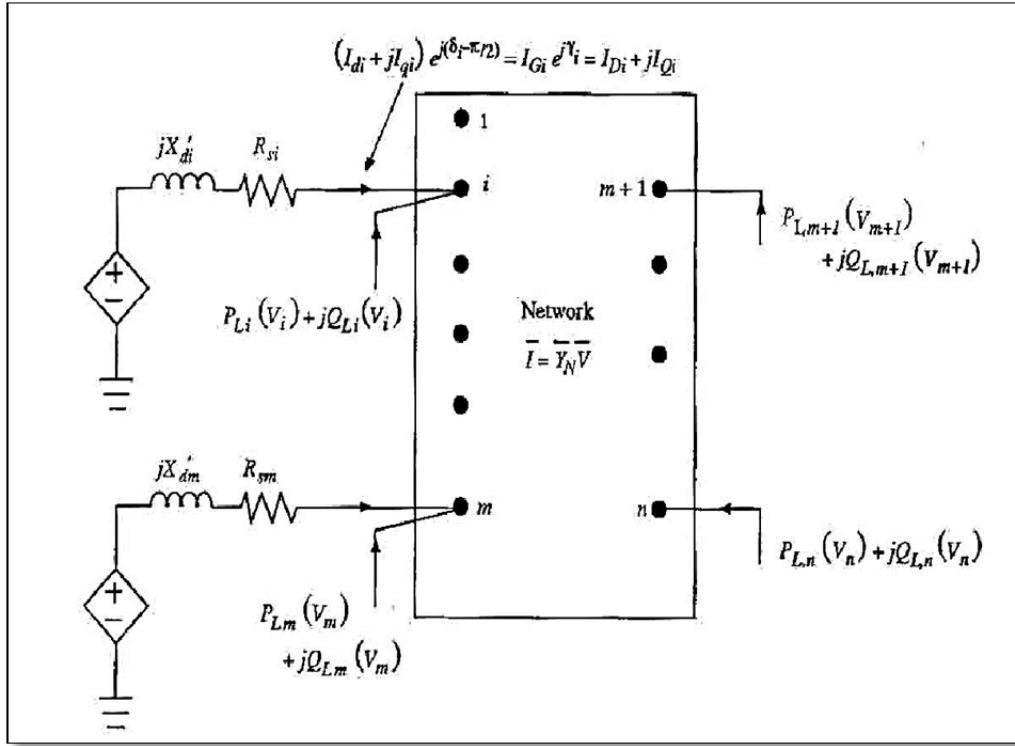


Figure 3.16 Interconnexion du circuit dynamique des machines

synchrones et le reste du réseau

Adaptée de Sauer et Pai (1998, p. 163)

De ce circuit, on peut déduire les équations du réseau pour les n barres sous sa forme complexe sur les barres des générateurs (équation (3.64)) et sur les barres des charges (équation (3.65)) où Y est la matrice d'admittance du réseau.

$$V_i e^{j\theta_i} (I_{di} - jI_{qi}) e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) \quad (3.64)$$

$$= \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad i = 1, \dots, m$$

et

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad i = m+1, \dots, n \quad (3.65)$$

Sachant que Y_{ii} est la matrice d'admittance du réseau et $y_{ii} = -\frac{P_{Li} - jQ_{Li}}{V_i^2}$ la matrice d'admittance des charges les équations (3.64) et (3.65) peuvent se mettre sous la forme :

$$(I_{di} + jI_{qi})e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} = \sum_{k=1}^n V_k e^{j\theta_k} Y'_{ik} e^{j\alpha'_{ik}} \quad (3.66)$$

où :

$$Y'_{ik} e^{j\alpha'_{ik}} = Y_{ik} e^{j\alpha_{ik}} \quad i \neq k \quad (3.67)$$

et

$$Y'_{ii} e^{j\alpha'_{ii}} = Y_{ii} e^{j\alpha_{ii}} + y_{ii} \quad i = k \quad (3.68)$$

En suivant une approche semblable à celle utilisée pour le modèle classique, les angles internes et les vitesses des machines sont calculés. Par contre, pour la résolution des équations algébriques et différentielles mentionnées ci-dessus, une méthode implicite et/ou explicite est utilisée.

3.7 Critère des aires égales

Le critère des aires égales (CAE) est une méthode graphique qui a été développée à la fin des années 30. Le CAE est utilisé pour l'évaluation de la stabilité transitoire grâce à sa simplicité et à sa facilité d'implantation. De manière générale, pour déterminer si un réseau est stable ou pas après qu'une contingence survienne, on trace les courbes d'oscillations des machines puis on les analyse (Edward Wilson et Kimbark, 1995). Toutefois, le CAE présente

l'avantage de sauver un long temps de simulation en modélisant le réseau avec un modèle simplifié en tenant compte d'hypothèses simples. Les hypothèses sont les suivantes (Pavella, Ernst et Ruiz-Vega, 2000) :

- les machines synchrones sont représentées par une source de tension constante avec leur réactance transitoire ;
- les machines synchrones ont une puissance mécanique constante et un amortissement négligeable ;
- les charges sont représentées par une impédance à caractéristiques constantes.

Il faut noter aussi que ces hypothèses sont surtout importantes quand on s'intéresse aux oscillations autres que la première. Le CAE s'appuie essentiellement sur le concept de l'énergie. C'est un outil très adapté pour l'évaluation des limites de la stabilité et de la marge de stabilité. Le CAE permet aussi de comprendre l'influence de tous les paramètres du réseau sur la stabilité.

On considère une machine connectée à un jeu de barre infini comme indiqué à la figure 3.5 et on recourt aux équations (3.23) et (3.24). On introduit une nouvelle constante M nommée coefficient d'inertie de la machine et égale à $2H/\omega_{syn}$. On a alors la nouvelle équation :

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_m - P_e = P_a \quad (3.69)$$

et

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \quad (3.70)$$

En multipliant les deux membres de l'équation (3.70) par $\frac{d\delta}{dt}$, on obtient :

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} \frac{d\delta}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (3.71)$$

alors :

$$\frac{M}{2} \frac{d \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right]}{dt} = P_a \frac{d\delta}{dt} \quad (3.72)$$

En multipliant les deux membre de (3.72) par dt , on a :

$$\frac{M}{2} d \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = P_a d\delta \quad (3.73)$$

On fait une intégration de l'équation (3.73) entre un angle δ_0 avant défaut à l'état d'équilibre et un angle δ pendant ou après défaut. On aboutit à :

$$\frac{M}{2} \left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 = \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta \quad (3.74)$$

En combinant les équations (3.23) et (3.74), on trouve :

$$\omega - \omega_{syn} = \sqrt{\frac{2}{M} \int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta} \quad (3.75)$$

L'équation (3.75) exprime la vitesse relative de la machine par rapport au jeu de barres infini. Si le système est stable lors de la première oscillation alors sa vitesse doit retourner à zéro lorsque la puissance d'accélération est soit nulle soit du signe opposé à la vitesse du rotor. Une augmentation de l'angle δ du rotor veut dire que $\omega - \omega_{syn} > 0$. L'angle δ n'augmente plus si et seulement si $\omega - \omega_{syn} = 0$ pour une valeur maximale de l'angle du rotor notée δ_m .

Par contre, ceci se produit quand une puissance d'accélération négative amortit la vitesse d'une valeur positive à une valeur nulle. Les équations (3.76) et (3.77) traduisent adéquatement ce cas de figure :

$$\int_{\delta_0}^{\delta} P_a d\delta > 0 \quad \delta_0 < \delta < \delta_m \quad (3.76)$$

et

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} P_a d\delta = 0 \quad P_a(\delta_m) \leq 0 \quad (3.77)$$

On peut tracer la puissance d'accélération en fonction de l'angle δ comme montré à la figure 3.17. On distingue deux aires, l'aire d'accélération notée A_{acc} qui est positive et l'aire de décélération notée A_{dec} qui elle est négative. Ces deux aires sont égales quand $\delta = \delta_m$ avec $P_a(\delta_m) \leq 0$. La limite de stabilité est atteinte quand $A_{dec} = A_{acc}$ et $P_a(\delta_m) = 0$. D'après le CAE, le réseau est dit stable critique et se traduit par l'équation (3.78). L'angle δ va osciller entre δ_0 et δ_m pour trouver un nouveau point de fonctionnement jusqu'à ce que la machine se stabilise à sa fréquence naturelle. Par contre, s'il s'agit d'un cas instable, l'angle δ va continuer à croître à une valeur supérieure à δ_m jusqu'à ce qu'il atteigne un angle de non-retour noté δ_u . Ceci s'explique bien par le fait que le couple mécanique est plus élevé que le couple électrique en cas d'accélération de la machine.

$$P_a(\delta_m) \leq 0 \text{ et } \int_{\delta_0}^{\delta_m} P_a d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (3.78)$$

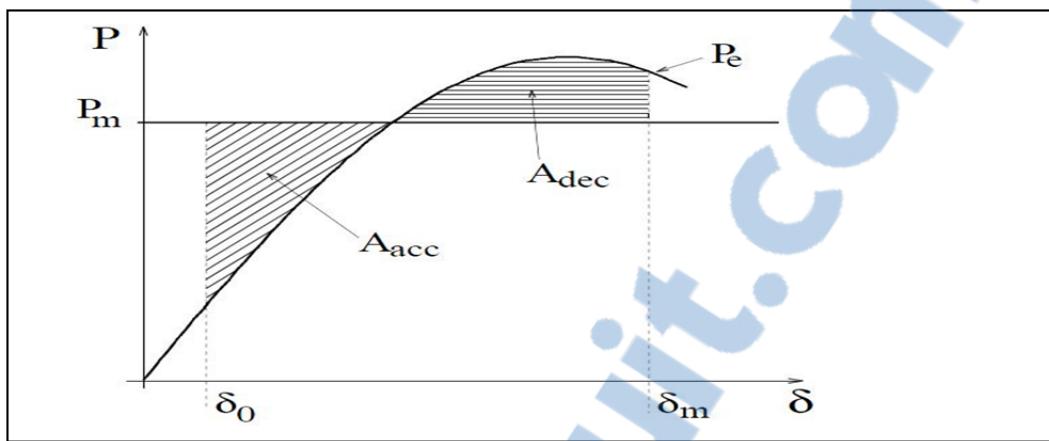


Figure 3.17 Critère d'aires égales (CAE)
Adaptée de Xue et al. (1992, p. 401)

Pour le système mono-machine, on s'intéresse aux trois périodes avant, pendant et après défaut. Comme on peut le remarquer sur la figure 3.18, l'angle δ_{max} correspond à l'angle d'instabilité et l'angle δ_{cr} est l'angle critique correspondant à la limite de stabilité. Il faut aussi noter qu'à cet angle critique correspond un temps critique t_{cr} pour lequel le système ne perd pas son synchronisme mais le dépassant le système devient instable.

En effet, en se référant à la figure 3.18, initialement, le point est en $P_e(\delta_0)$ où les couples moteur et résistant sont égaux. Avec l'apparition d'une contingence, l'inertie du groupe fait en sorte que la vitesse ne puisse varier instantanément. Fort de ce constat, le nouveau point d'opération est au point b. Le couple résistant est donc inférieur au couple moteur. Il en découle une accélération traduite par l'équation (3.79) qui amène au point c. L'aire de décélération est donnée par l'équation (3.80). En définitive, durant la période après défaut, le système est stable si l'aire de décélération est supérieure à l'aire d'accélération et instable dans le cas contraire.

$$A_{acc} = \int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_{m0} - P_{e1}) d\delta \quad (3.79)$$

et

$$A_{dec} = \int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_{e2} - P_{m0}) d\delta \quad (3.80)$$

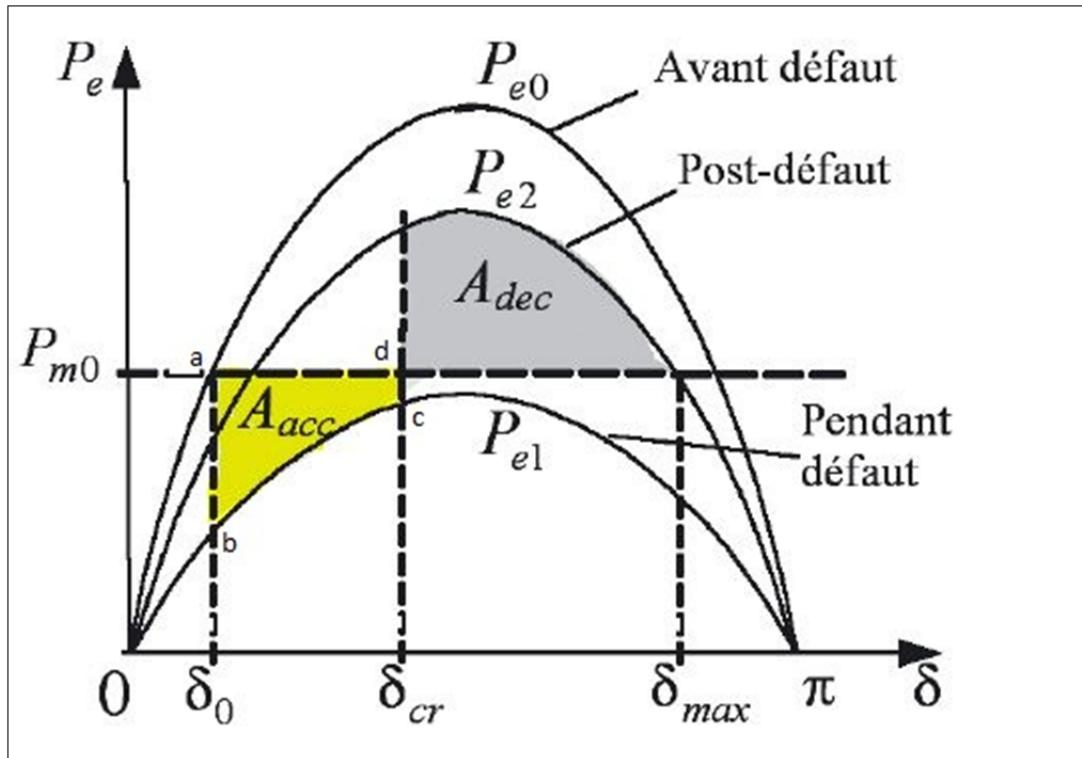


Figure 3.18 Caractéristiques $P = f(\delta)$ avant, pendant et après défaut
Adaptée de Gherbi, François et Belkacemi (2006, p. 6)

3.8 Conclusion

La stabilité transitoire consiste essentiellement au maintien du synchronisme entre les générateurs d'un réseau électrique suite à une contingence brusque. L'équation (3.21) dite équation d'oscillation joue un rôle important dans l'étude de la stabilité transitoire car elle exprime la dynamique du rotor. Le comportement dynamique d'un réseau électrique est régi par deux types d'équation : les équations différentielles et les équations algébriques. Qu'il s'agisse du modèle classique ou du modèle détaillé deux axes, il est important de déterminer ces équations pour pouvoir les résoudre à l'aide d'une méthode de résolution implicite ou

explicite. Le CAE qui est un outil mathématique très intéressant et facile d'implantation a été décrit. Il permet d'analyser graphiquement la stabilité d'un réseau.

CHAPITRE 4

SIME POUR L'ÉTUDE DE LA STABILITÉ TRANSITOIRE

4.1 Introduction

L'étude de la stabilité transitoire est très importante dans la planification et la gestion des réseaux électriques. Des méthodes numériques d'intégration ont été développées en un premier temps pour faciliter cette étude. Les principales faiblesses de ces méthodes sont l'instabilité et le manque d'informations permettant d'analyser les paramètres du réseau conduisant à cette instabilité. Pour pallier à ce problème, d'autres méthodes ont été développées dans les années 60 telles que la méthode directe de Lyapunov (Fouad et Vittal, 1992) basée sur la fonction d'énergie (Pai, 1989) et la méthode du CAE décrite dans le chapitre précédent. Des méthodes hybrides ont été récemment développées. On peut citer les méthodes utilisant la méthode de Lyapunov et le domaine du temps (Bagde et Meshram, 2010) et aussi une autre utilisant le CAE et le domaine du temps. Cette dernière qui est utilisée dans le cadre de ce mémoire est connue sous le nom de Single Machine Equivalent (SIME).

Dans ce chapitre, il est expliqué le fonctionnement de cette méthode qui tient compte des machines critiques. Les conditions de stabilité sont présentées et la notion de marge stabilité est traitée.

4.2 Fondements de SIME

La méthode SIME est une approche permettant d'évaluer la stabilité transitoire et fait appel à un système mono-machine connecté à un jeu de barres infini (OMIB). En effet, la perte de synchronisme d'un réseau électrique renfermant plusieurs machines est causée par la séparation des machines en deux groupes : les machines critiques et les machines non-critiques. Le réseau est remplacé par un système à deux machines et par la suite à son OMIB

équivalent. Un OMIB peut être compris comme la transformation de toutes les équations dynamiques du réseau à plusieurs machines en une seule équation dynamique.

En s'appuyant sur l'approche de (Zhang et al., 1997), on remarque que SIME réalise son évaluation en exécutant une simulation du réseau multi-machine dans le domaine du temps pour une période d'exécution très petite tenant compte du CAE. À partir du CAE, SIME est en mesure de déterminer la marge de stabilité. Des extrapolations successives de la marge de stabilité permettent d'évaluer la limite de stabilité.

SIME en extrayant l'information sur la marge de stabilité et les machines critiques s'intéresse beaucoup à la configuration après-défaut, suite à une contingence causant l'instabilité. L'important est donc de trouver un moyen de diviser les machines en deux groupes, de trouver l'OMIB équivalent et d'évaluer les caractéristiques de cet OMIB par le CAE.

4.3 Identification des machines critiques et des machines non-critiques

Pour une contingence suscitant l'instabilité d'un réseau électrique, les machines ont tendance à se diviser en deux groupes : les machines critiques (CMs) et les machines non critiques (NMs). Cette division est bien signifiée dans la figure 4.1. Par définition, les machines critiques sont celles qui sont susceptibles de causer la perte de synchronisme du réseau électrique. Cependant, les machines non-critiques sont celles qui restent stables même si le réseau est instable (Pavella, Ernst et Ruiz-Vega, 2000).

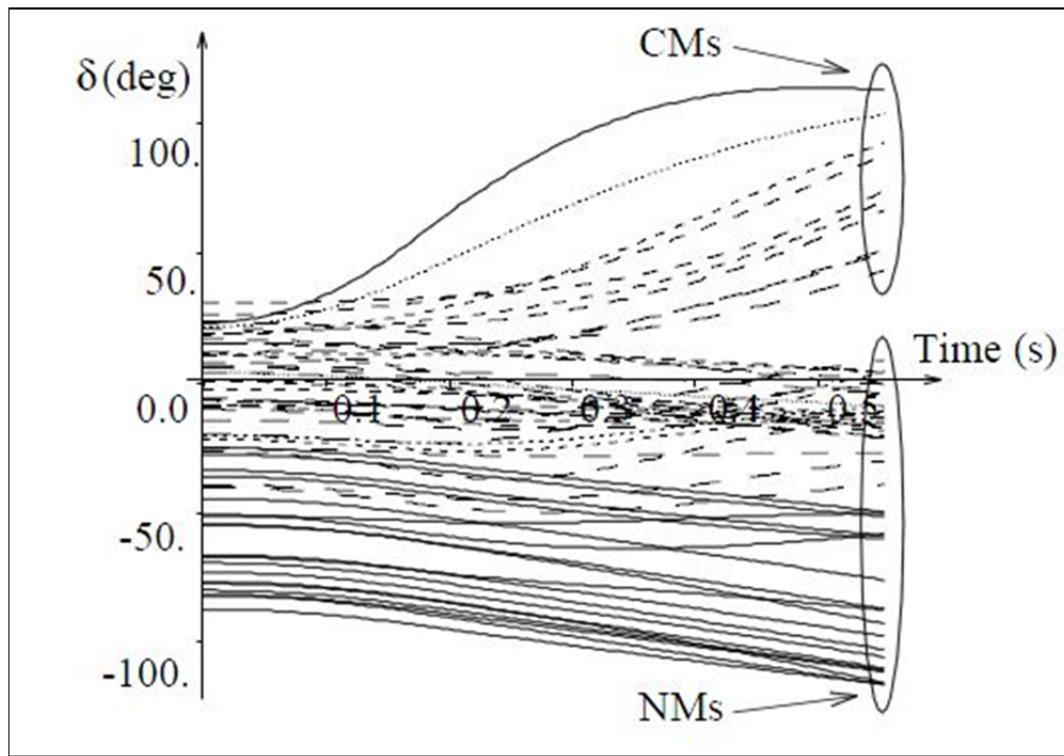


Figure 4.1 Classement des machines à partir des courbes d'oscillation d'un réseau multi-machine
Adaptée de Pavella, Ernst et Ruiz Vega (2000, p. 39)

Pour identifier les machines, il est nécessaire de faire une simulation dans le domaine du temps. SIME parcourt cette simulation dans les périodes pendant-défaut et après-défaut jusqu'à ce que l'instabilité soit retrouvée. Dans la période après-défaut, SIME suit l'évolution de l'angle du rotor des machines par rapport au temps. Pour le classement, la déviation entre les angles est utilisée. Deux méthodes permettant d'avoir ce classement sont présentées dans ce mémoire. Chacune de ces méthodes est utilisée dans l'analyse des contingences dépendamment de la méthode utilisée au chapitre 5.

4.3.1 Première méthode : groupement direct à l'aide de l'angle du rotor

Pour l'identification des machines, la première méthode utilisée est inspirée de celle de (Chan, Cheung et Su, 2002). On considère un réseau à n machines. Comme il faut comparer

les angles du rotor des machines deux-à-deux, il faut $2^n - 2$ répétitions pour pouvoir explorer tout le réseau. Cette méthode heuristique réduit considérablement le temps de simulation en procédant uniquement à $n - 1$ répétitions, le classement est évidemment plus rapide. Cette identification suit les étapes suivantes :

- à partir de la simulation dynamique, les derniers angles de rotor des machines sont conservés. On les range par ordre décroissant des valeurs de l'angle dans un vecteur unicollonne contenant n lignes ;
- on choisit le i -ème élément du vecteur rangé par ordre décroissant. Les machines correspondant aux i premiers éléments du vecteur représentent les machines critiques et les machines allant du $(i + 1)$ -ème au n -ème élément du vecteur sont les machines non critiques. En répétant cette procédure jusqu'au n -ème élément du vecteur, on se rend compte qu'il s'agit réellement de $(n - 1)$ itérations. De ce fait, i varie de 1 à $(n - 1)$;
- à chaque itération et pour chaque classement des machines adopté, on calcule les moments résultants des angles du rotor à partir des équations (4.1) et (4.2) et l'écart entre les deux angles avec l'équation (4.3)¹ ;

$$\delta_C = \sum_{k \in C} M_k \delta_k \quad (4.1)$$

$$\delta_N = \sum_{j \in N} M_j \delta_j \quad (4.2)$$

et

$$\delta_i = \delta_C - \delta_N \quad (4.3)$$

¹ Toutes les variables indicées de C font référence aux variables des machines critiques et celles indicées de N aux machines non critiques. Par exemple δ_C est l'angle du rotor du groupement des machines critiques et δ_N l'angle du rotor du groupement des machines non critiques.

- d) on répète les étapes b) et c) jusqu'à ce qu'on tienne compte de tous éléments du vecteur rangés par ordre décroissant ;
- e) après avoir suivi les $(n - 1)$ itérations, le plus grand écart δ_i correspond au classement que l'on recherche.

On peut toujours renforcer la rapidité de la simulation en classant automatiquement une machine comme étant critique si elle a un écart de plus de 200^0 par rapport aux autres machines.

4.3.2 Deuxième méthode : groupement à l'aide d'un incrément d'angle

Cette deuxième méthode est suggérée par (Lee et al., 2003) à laquelle des modifications ont été apportées. Il s'agit toujours de comparer les angles du rotor des machines, cependant on se sert d'autres outils mathématiques.

En effet, on utilise un indice pour le groupement des machines se rapportant à la variation de l'angle. L'indice de variation de l'angle (IVA) est un indice qui représente l'incrément de l'angle du rotor par rapport à la valeur moyenne pour tous les générateurs pour une période après l'élimination d'un défaut. L'IVA est défini mathématiquement comme précisé par l'équation (4.5).

À chaque instant, l'angle de chaque générateur est exprimé dans la référence de l'angle au centre (COA, *center of angle*), se référer à l'équation (4.4). Comme les expériences le montrent, l'angle du rotor des machines critiques a tendance à augmenter beaucoup plus rapidement que ceux des machines non-critiques.

$$\delta_{i_{COA}}(t) = \delta_i(t) - \frac{\sum_{k=1}^n M_k \delta_k(t)}{\sum_{k=1}^n M_k} \quad i = 1, \dots, n \quad (4.4)$$

où :

δ_i : Angle du rotor de la machine i .

M_k : Coefficient d'inertie de la machine k .

n : Nombre de machines.

Pour calculer l'IVA, la variation de l'angle de chaque machine est considérée puis s'énonce comme suit :

$$IVA_i = \sum_{t=0}^{t_{obs}} |\delta_{i,COA}(t + \Delta t) - \delta_{i,COA}(t)| \quad (4.5)$$

où :

IVA_i : Indice de variation de l'angle de la machine i .

t_{obs} : Temps d'observation.

Δt : Pas dans le domaine temporel de simulation.

Ainsi, on trouve le plus grand écart entre les IVA_i . Les machines ayant leur angle supérieur au plus grand écart des IVA_i sont considérées comme les machines critiques et les autres sont classées non-critiques. Certaines fois, l'écart des IVA_i est plus grand que la plus petite des valeurs IVA_i . Dans ce dernier cas, on considère que les machines qui ont leur IVA_i supérieure à une fois et demie de la plus petite valeur comme étant les machines critiques et les autres non-critiques.

4.3.3 Calcul des paramètres OMIB

Comme il a été mentionné antérieurement, la transformation OMIB consiste à diviser les machines du réseau en deux groupes : les machines critiques et les machines non-critiques. Cette décomposition se fait en se basant sur les angles du rotor des différentes machines. Les deux angles du rotor résultants trouvés sont remplacés par un OMIB. Au fur et à mesure que

les données sont mises à jour dans le domaine du temps, la transformation OMIB utilise les paramètres du réseau et donne l'état du réseau multi-machine.

Les paramètres OMIB auxquels on s'intéresse sont l'angle du rotor δ_{OMIB} , la vitesse du rotor ω_{OMIB} , le coefficient d'inertie M_{OMIB} , la puissance mécanique $P_{m_{OMIB}}$, la puissance électrique $P_{e_{OMIB}}$ et la puissance d'accélération $P_{a_{OMIB}}$. Les formules énoncées dans les équations (4.6) à (4.17) permettent de calculer ces paramètres (Zhang et al., 1997). À noter que, quel que soit la méthode employée pour classer les machines critiques et non critiques, ces formules restent et demeurent valables pour la construction de l'OMIB.

Soit M_C le coefficient d'inertie du groupement des machines critiques et M_N celui du groupement des machines non-critiques. On les calcule à partir des équations (4.6) et (4.7).

$$M_C = \sum_{k \in C} M_k \quad (4.6)$$

et

$$M_N = \sum_{j \in N} M_j \quad (4.7)$$

L'angle résultant des machines critiques δ_C , respectivement des machines non critiques δ_N , est donné par :

$$\delta_C(t) = M_C^{-1} \sum_{k \in C} M_k \delta_k(t) \quad (4.8)$$

et

$$\delta_N(t) = M_N^{-1} \sum_{j \in N} M_j \delta_j(t) \quad (4.9)$$

L'angle OMIB du rotor est donné par l'équation (4.10) :

$$\delta_{OMIB}(t) = \delta_C(t) - \delta_N(t) \quad (4.10)$$

La vitesse du rotor des machines critiques ω_C , respectivement des machines non critiques ω_N , est calculée par :

$$\omega_C(t) = M_C^{-1} \sum_{k \in C} M_k \omega_k(t) \quad (4.11)$$

et

$$\omega_N(t) = M_N^{-1} \sum_{j \in N} M_j \omega_j(t) \quad (4.12)$$

On en déduit alors la vitesse OMIB ω_{OMIB} du rotor :

$$\omega_{OMIB}(t) = \omega_C(t) - \omega_N(t) \quad (4.13)$$

Le coefficient d'inertie OMIB équivalent du réseau M_{OMIB} est donné par :

$$M_{OMIB} = \frac{M_C M_N}{M_C + M_N} \quad (4.14)$$

La puissance mécanique OMIB P_{OMIB} est déterminée par :

$$P_{m_{OMIB}}(t) = M_{OMIB} \left(M_C^{-1} \sum_{k \in C} P_{m_k}(t) - M_N^{-1} \sum_{j \in N} P_{m_j}(t) \right) \quad (4.15)$$

La valeur de la puissance électrique $P_{e_{OMIB}}$ se trouve ainsi :

$$P_{e_{OMIB}}(t) = M_{OMIB} \left(M_C^{-1} \sum_{k \in C} P_{e_k}(t) - M_N^{-1} \sum_{j \in N} P_{e_j}(t) \right) \quad (4.16)$$

La puissance d'accélération OMIB $P_{a_{OMIB}}$ est alors déduite des équations (4.15) et (4.16) :

$$P_{a_{OMIB}}(t) = P_{m_{OMIB}}(t) - P_{e_{OMIB}}(t) \quad (4.17)$$

4.4 Conditions de stabilité

Les conditions de stabilité sont caractérisées par les équations (3.79) et (3.80) en fonction du CAE et des paramètres OMIB dans le temps. Le tracé de la puissance électrique OMIB et de la puissance mécanique OMIB en fonction de l'angle du rotor OMIB permet de bien cerner les critères de stabilité.

4.4.1 Trajectoire OMIB instable

En se référant aux équations (3.79) et (3.80) définies par le CAE, une condition d'instabilité correspond au cas où l'aire de décélération est inférieure à l'aire d'accélération. Ceci s'interprète par le fait que la courbe de la puissance électrique coupe une deuxième fois la puissance mécanique au temps d'instabilité t_u . En d'autres termes, la puissance d'accélération s'annule et continue à diminuer, voir figure 4.2. Quand $P_a(t_u) = 0$ et $\dot{P}_a(t_u) > 0$, on observe un angle d'instabilité que l'on note δ_u qui provoque la perte du synchronisme du réseau.

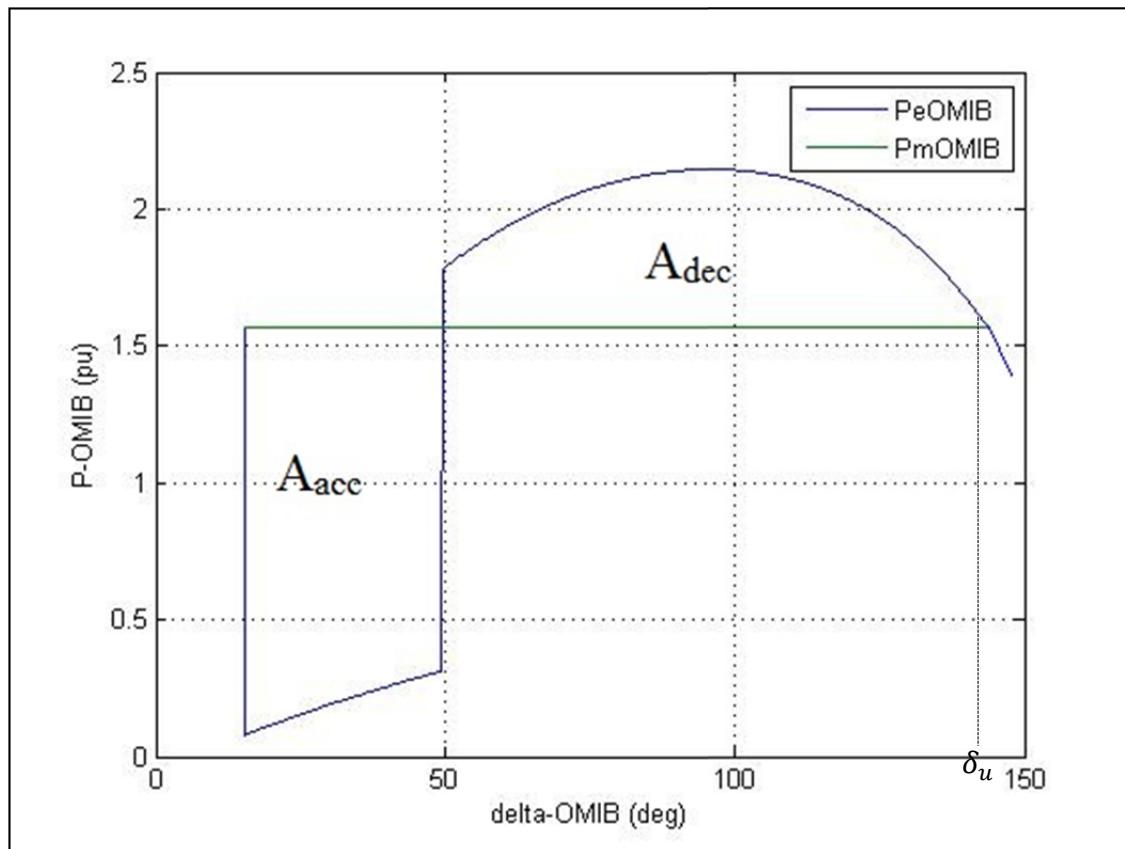


Figure 4.2 Courbe de $P_{m_{OMIB}}$ et $P_{e_{OMIB}}$ en fonction de δ_{OMIB} , cas instable

Un autre cas de figure est souvent rencontré. La puissance électrique OMIB ne coupe jamais la puissance mécanique. Ce cas montré à la figure 4.3 est surtout observé quand le temps d'effacement de défaut est éloigné du CCT. On considère le réseau comme étant très instable dans pareil cas.

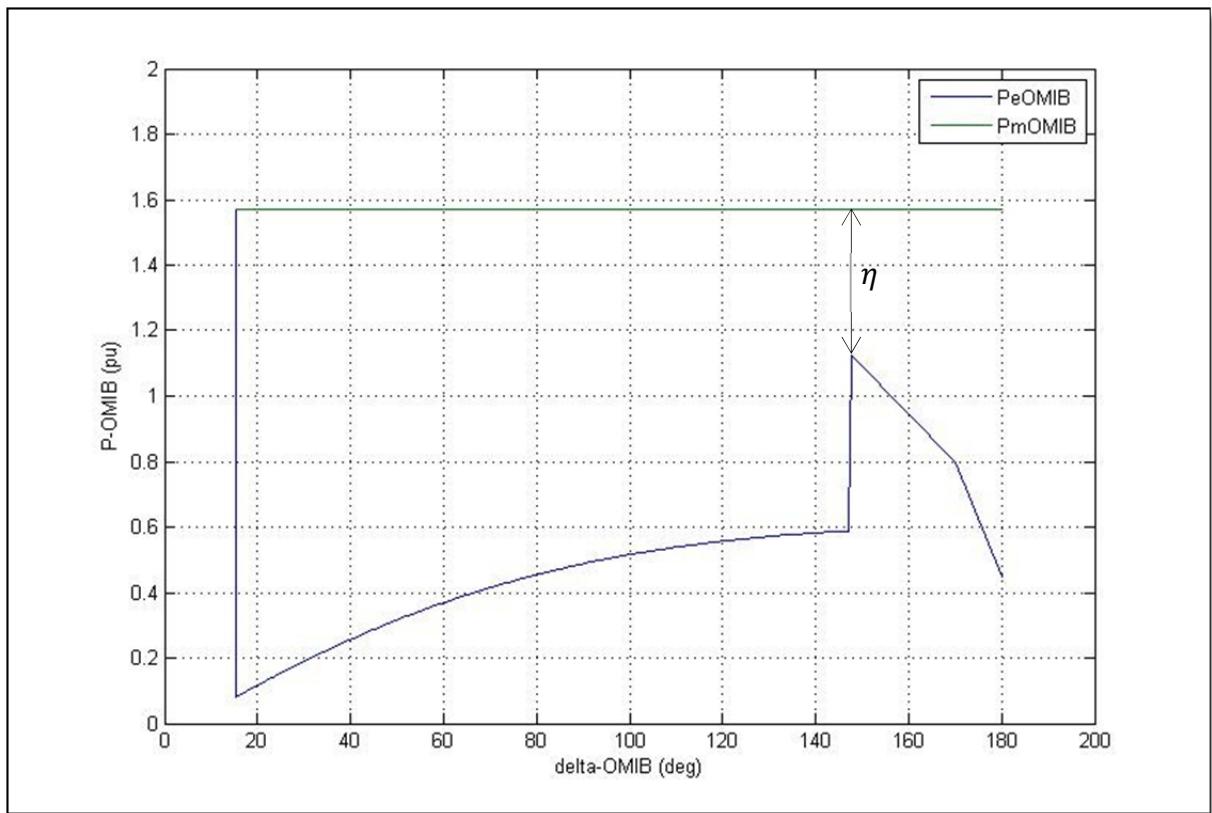


Figure 4.3 Courbe de $P_{m_{OMIB}}$ et $P_{e_{OMIB}}$ en fonction de δ_{OMIB} , cas très instable

4.4.2 Trajectoire OMIB stable

De la même façon, en appliquant le CAE aux équations (3.79) et (3.80), si l'aire de décélération est supérieure à l'aire d'accélération, le réseau est stable. La puissance électrique coupe une seule fois la puissance mécanique, comme montré à la figure 4.4. La puissance électrique atteint alors une valeur supérieure à la puissance mécanique. La puissance d'accélération est de ce fait négative à ce temps noté t_r . Comme conséquence, l'angle du rotor n'augmente plus, la vitesse du rotor est nulle ($\omega(t_r) = 0$). On retrouve finalement un angle de retour du rotor δ_r autour duquel le réseau a tendance à trouver un nouveau point de fonctionnement.

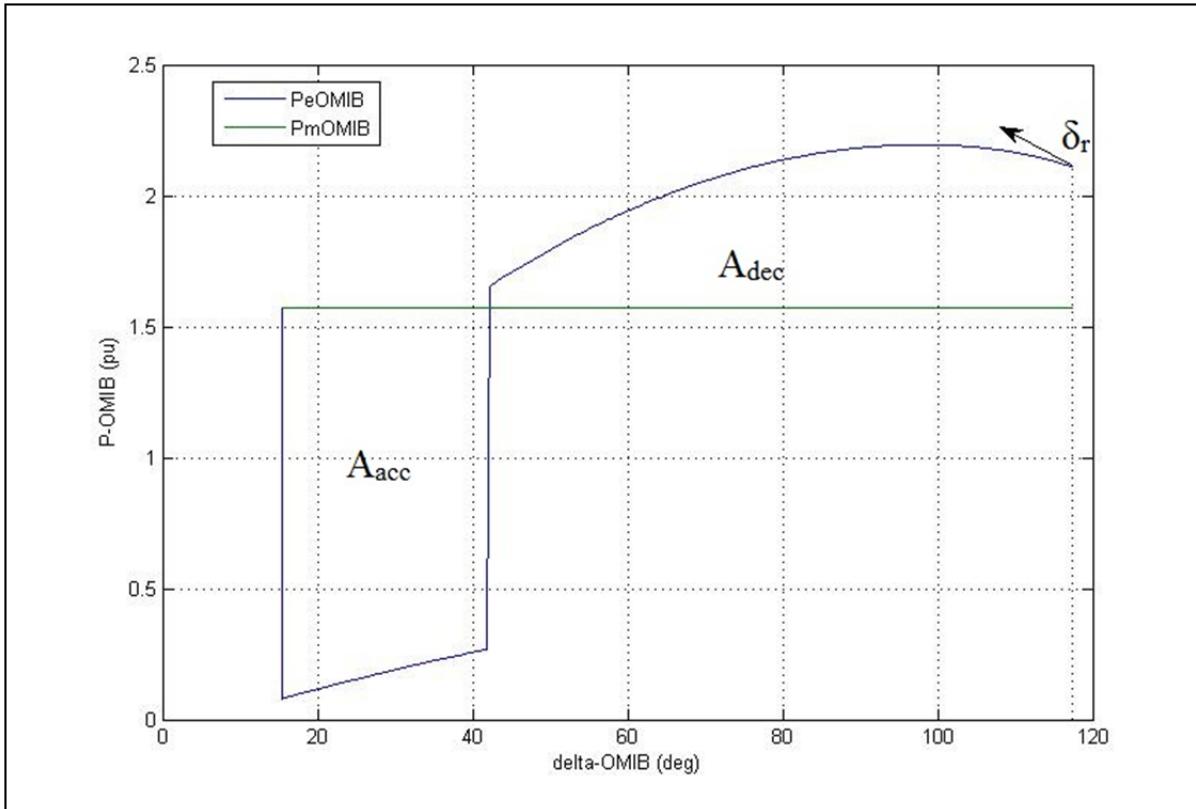


Figure 4.4 Courbe de $P_{m_{OMIB}}$ et $P_{e_{OMIB}}$ en fonction de δ_{OMIB} , cas stable

4.4.3 Conditions limites de la trajectoire OMIB

Par définition, la trajectoire OMIB critique stable est atteinte quand l'angle de retour δ_r est égal à l'angle d'instabilité δ_u . Dans ce cas, on dit que le réseau est stable critique. On peut aussi dire que le réseau est instable critique mais dans ce cas, on dit que l'angle d'instabilité est égal à l'angle de retour. Pour les conditions limites, on note que $\delta = \delta_r = \delta_u$.

4.5 Notion de la marge de stabilité

Le concept de marge de stabilité permet d'attribuer une valeur numérique à la notion de stabilité et d'instabilité d'un réseau électrique. Pour introduire cette notion, une nouvelle interprétation du CAE est envisagée telle que montré à la figure 4.5. On attribue l'aire

d'accélération à de l'énergie cinétique emmagasinée par le rotor pendant la période de défaut. L'aire de décélération est considérée comme de l'énergie potentielle dissipée par le réseau pendant la période post-défaut. La marge de stabilité, notée η , est la différence entre les aires de décélération et d'accélération. De là, on peut trouver par des artifices de calcul un moyen de trouver la valeur numérique citée précédemment.

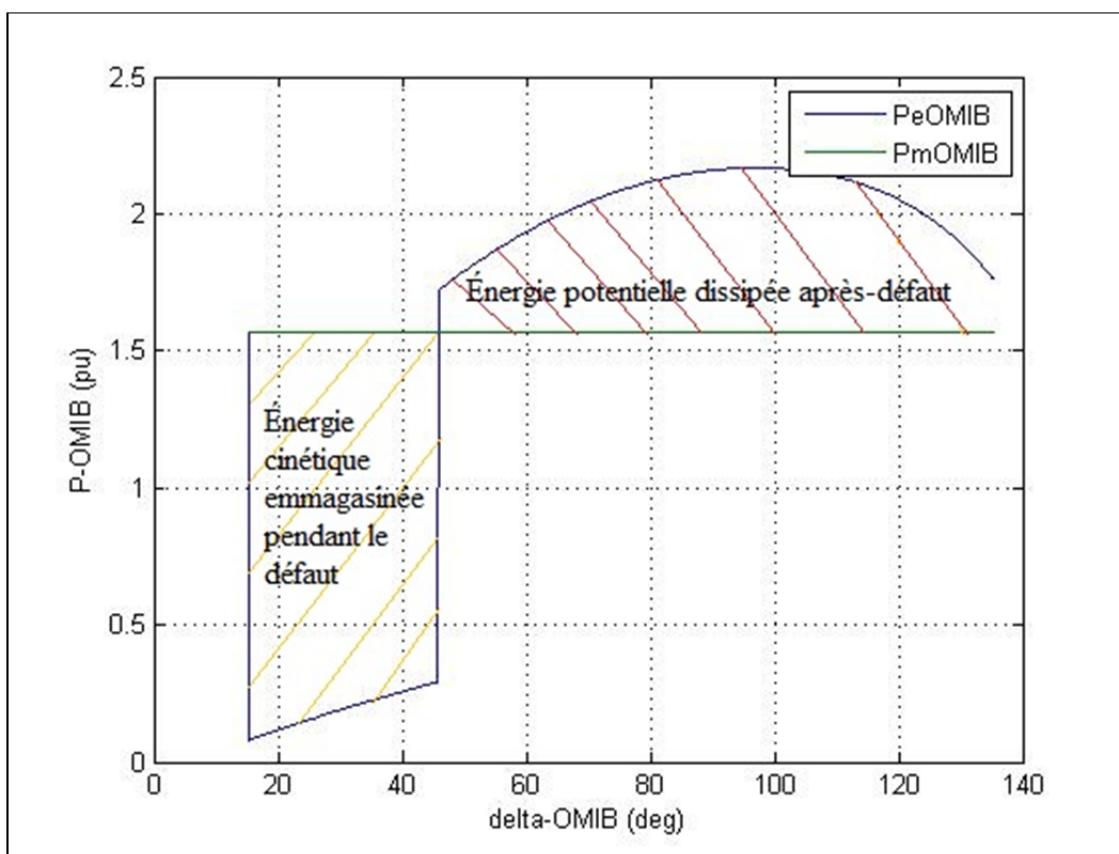


Figure 4.5 Représentation du CAE en termes d'énergie

4.5.1 Marge de stabilité instable

L'instabilité a été décrite dans la trajectoire instable de l'OMIB en se basant sur le CAE. La marge de stabilité étant la différence des aires de décélération et d'accélération, si le réseau est instable, la marge de stabilité est négative.

On considère l'une des formes de l'équation d'oscillation du rotor, l'équation (3.74), qu'on intègre sur l'intervalle $[\delta_0 ; \delta_u]$. On trouve alors :

$$\frac{M}{2}(\omega_u - \omega_0)^2 = \int_{\delta_0}^{\delta_u} P_a d\delta \quad (4.18)$$

Comme ω_0 représente le point d'équilibre stable dans la période avant-défaut, on suppose que la vitesse angulaire du rotor est nulle. À partir de la définition de la marge de stabilité, on déduit sa valeur numérique pour une situation instable :

$$\eta_u = -\frac{1}{2} M \omega_u^2 \quad (4.19)$$

Dans le cas où le réseau est très instable comme défini dans la section précédente, la marge de stabilité n'est pas calculée. En effet, en se référant à la figure 4.3, il est clair qu'il n'existe pas d'intersection entre la puissance électrique et la puissance mécanique. Ce calcul n'est pas pertinent dans ce mémoire. Toutefois, (Pavella, Ernst et Ruiz-Vega, 2000) souligne que la différence entre la valeur maximale de la puissance électrique et la puissance mécanique peut être considérée comme la marge de stabilité (voir figure 4.3).

4.5.2 Marge de stabilité stable

Quand il s'agit d'une situation stable, on a vu qu'un angle de retour δ_r existe. En se servant de l'équation (4.18) et en s'appuyant sur la figure 4.6, on peut noter :

$$\eta = - \int_{\delta_0}^{\delta_r} P_a d\delta - \int_{\delta_r}^{\delta_u} P_a d\delta \quad (4.20)$$

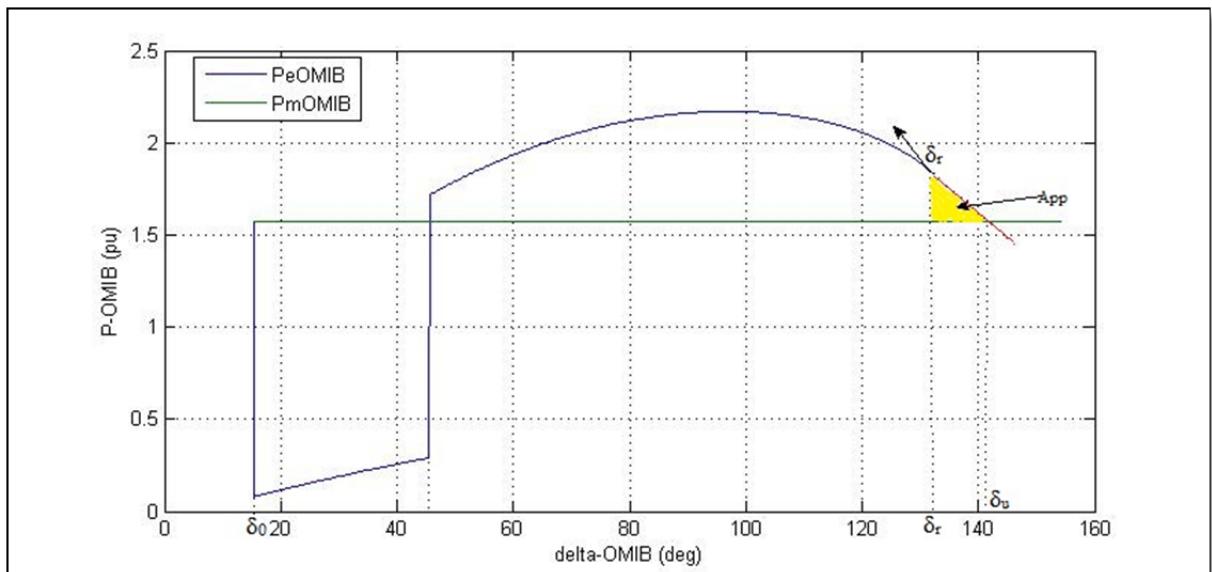


Figure 4.6 Puissance OMIB en fonction de l'angle OMIB pour le calcul de la marge de stabilité stable

Sachant que la vitesse angulaire est nulle en δ_0 et en δ_r pour une situation stable, l'équation (4.20) devient donc :

$$\eta_{st} = - \int_{\delta_r}^{\delta_u} P_a d\delta = \int_{\delta_r}^{\delta_u} |P_a| d\delta \quad (4.21)$$

La difficulté à laquelle on fait face est que l'angle d'instabilité δ_u n'existe pas. De ce fait, on utilise une approximation triangulaire pour déterminer une valeur approchée de δ_u . Cette approximation consiste à attribuer une trajectoire linéaire à la puissance sur l'intervalle $[\delta_r ; \delta_u]$ comme montré à la figure 4.6. L'aire déterminée par cette droite sur cette intervalle est notée App. Cette aire conceptuelle correspond à une aire de décélération permettant de trouver une marge de stabilité positive. En notant P_{ar} comme la valeur de P_a quand $\delta = \delta_r$, on trouve :

$$\eta_{st} = \frac{1}{2} |P_{ar}|(\delta_u - \delta_r) \quad (4.22)$$

Pour que l'approximation décrite par l'équation (4.22) soit vraie, il faut que :

1. L'angle stable δ_r soit suffisamment proche de l'angle δ_u , pour éviter de trop grandes erreurs sur la valeur calculée ;
2. Deux situations instables soient simulées en plus pour calculer l'angle δ_u par une extrapolation linéaire suivant la formule de l'équation (4.23).

$$\delta_u|_{\eta=0} = \delta_u(k) - \eta_u(k) \frac{\delta_u(k) - \delta_u(k-1)}{\eta_u(k) - \eta_u(k-1)} \quad (4.23)$$

Où :

$\delta_u(k)$ (respectivement $\delta_u(k-1)$) : Angle d'instabilité pour la simulation instable k (respectivement $k-1$).

$\eta_u(k)$ (respectivement $\eta_u(k-1)$) : Marge de stabilité pour la simulation instable k (respectivement $k-1$).

4.6 Conclusion

SIME est une méthode hybride qui permet d'étudier la stabilité. Cette méthode utilise les données d'un programme du domaine du temps pour transformer un réseau plusieurs machines en deux groupes de machines : l'un critique et l'autre non critique. Deux méthodes de classement des machines se basant sur la déviation des angles du rotor des machines sont développées et expliquées. Le réseau deux machines ainsi formé est par la suite transformé en un réseau mono-machine appelé OMIB. Tous les paramètres de l'OMIB sont calculés. En considérant cet OMIB et en y appliquant le CAE, la stabilité transitoire est passée en revue notamment en utilisant le concept de marge de stabilité. Ce concept permet au fait d'associer une valeur numérique à l'instabilité ou la stabilité d'un réseau électrique.

CHAPITRE 5

FILTRAGE, ANALYSE ET CLASSEMENT DES CONTINGENCES

5.1 Introduction

Un réseau électrique peut être soumis à de très nombreuses contingences et ceci de nature différente. Certaines de ces contingences peuvent causer de grave instabilité sur le réseau et d'autres peuvent ne pas être critiques. Dans les faits, il est nécessaire de porter l'attention sur un nombre restreint des contingences. Quand une contingence survient, il faut en conséquence des méthodes capables de procéder à un filtrage en fonction d'un temps d'effacement de défaut. Ce filtrage est suivi d'une analyse et d'un classement des contingences des plus sévères aux plus bénignes.

Ce chapitre se veut de définir certains concepts essentiels dans le cadre de l'analyse des contingences. Par la suite, deux méthodes sont présentées. Une analyse comparative entre les deux méthodes est faite en fin de chapitre.

5.2 Concepts et définitions

Pour qu'une méthode de filtrage, d'analyse et de classement des contingences soit crédible et judicieuse, certaines exigences doivent être satisfaites. En s'inspirant de (Pavella, Ernst et Ruiz-Vega, 2000), on peut dire que les méthodes doivent :

1. Être dotées d'une facilité de classification : Une bonne méthode doit être capable de filtrer et de classer les contingences à partir de critères précis et bien définis ;
2. Avoir une précision certaine : Plus une contingence peut rendre instable le réseau électrique, plus elle mérite de l'attention. De ce fait, la précision sur l'évaluation de cette contingence s'avère très décisive ;

3. Respecter une fiabilité : La méthode doit être fiable pour pouvoir bien diviser les contingences en plusieurs catégories dépendamment des impacts qu'elles peuvent avoir sur le réseau électrique ;
4. Être efficaces : Le filtrage doit éviter le plus que possible de donner de faux avertissements. On entend par là, si une contingence est classée non dangereuse, on doit s'assurer qu'elle l'est réellement. Sinon de nombreuses répercussions négatives vont se faire ressentir sur le réseau ;
5. Disposer d'une efficacité de calculs : Le temps de simulation du filtrage, du classement et de l'évaluation des contingences doit être le plus rapide que possible. En effet, l'importance même d'une telle démarche est de répondre dans le plus bref délai que possible à l'apparition d'une contingence. Il en va de soi alors que le temps de simulation doit être le plus petit que possible.

5.3 FILTRA

Le «filtering-ranking-assessment» (FILTRA) est une approche élaborée par (Ernst et al., 2001) servant à analyser les contingences, à effectuer leur filtrage, à les classer et à les évaluer. Cette approche consiste en deux blocs distincts, comme montré à la figure 5.1. Le premier bloc se charge de filtrer les contingences. Tandis que le second classe et évalue les contingences qui méritent d'être analysées de près.

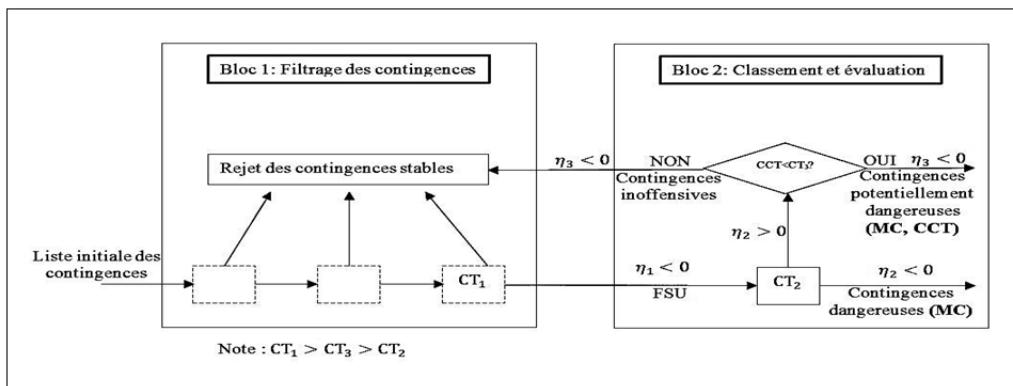


Figure 5.1 Description schématique du FILTRA
Inspirée de Pavella, Ernst et Ruiz-Vega (2000, p. 116)

Les données provenant d'une simulation dans le domaine du temps sont employées pour le filtrage, le classement et l'évaluation des contingences. Les informations obtenues du premier bloc sont aussi utilisées dans le second bloc. Les résultats du second bloc eux-mêmes renseignent sur le classement, l'évaluation des contingences et éventuellement sur les décisions à prendre pour la continuité du service sur le réseau. Les deux sous-sections suivantes décrivent en détail chacun de ces blocs.

5.3.1 Bloc de filtrage des contingences

L'objectif premier du bloc de filtrage des contingences est de trouver un compromis entre le temps de simulation, l'efficacité (taux de fausses alertes très bas) et la fiabilité (capacité de capturer les contingences nuisibles) (Ernst et al., 2001). À ce stade, une simulation dans le domaine du temps est réalisée pour étudier la stabilité. On fait appel à un temps d'effacement de défaut CT_1 pour pouvoir classer chaque contingence comme étant stable ou instable lors de la première oscillation.

Pour le temps d'effacement de défaut CT_1 mentionné ci-dessus, on trouve la marge de stabilité correspondant à cet état de fonctionnement du réseau. Si la marge de stabilité est positive, il résulte que le réseau est stable noté FSS (en anglais, *first-swing stable*). De ce fait, cette contingence est sans effet sur la perte du synchronisme du réseau. Conclusion, elle est rejetée.

Par contre, si la marge de stabilité est négative, cela laisse entrevoir que la contingence peut rendre le réseau instable. Lors de la première oscillation, le réseau instable est noté FSU (en anglais, *first-swing unstable*). Il faut alors la suivre de plus près. Par conséquent, elle est envoyée au second bloc pour un suivi plus minutieux. La marge de stabilité négative η_1 est conservée et est utilisée au besoin dans le second bloc.

5.3.2 Bloc de classement et d'évaluation des contingences

Pour le second bloc, il est nécessaire de refaire une simulation du réseau dans le domaine du temps en utilisant un second seuil d'effacement de défaut noté CT_2 . Ce second temps d'effacement de défaut représente le plus souvent entre 85% et 90% du temps d'effacement initial (Zhang et al., 1997). La simulation est donc effectuée pour ce CT_2 . Après la simulation, on dispose de la marge de stabilité η_2 .

Si la marge de stabilité η_2 est négative, l'étude la stabilité transitoire révèle que le réseau est encore instable. Dans ce cas, la contingence est classée dangereuse (D). Cette contingence doit être surveillée de près car elle peut entraîner la perte du synchronisme des machines du réseau. De là, on peut déduire les machines critiques susceptibles de provoquer l'instabilité.

En revanche, si la marge de stabilité η_2 est positive, deux cas de figure sont envisagés. Cette contingence peut être classée potentiellement dangereuse (PD), tout comme elle peut être dite inoffensive (I). Cela va dépendre d'une troisième simulation avec un temps d'effacement CT_3 . Avant de tenir compte de la marge de stabilité η_3 , il est important d'accentuer sur la manière d'obtenir CT_3 .

Au premier temps d'effacement CT_1 dans le premier bloc correspond une marge de stabilité η_1 . Lors de la deuxième simulation au temps d'effacement CT_2 , une marge de stabilité η_2 est trouvée. Comme indiqué à la figure 5.2, on réalise une interpolation linéaire pour trouver la valeur CT_3 en se considérant aux conditions limites. La formule utilisée est donnée par l'équation (5.1) :

$$CT_3 = \frac{\eta_2 CT_1 - \eta_1 CT_2}{\eta_2 - \eta_1} \quad (5.1)$$

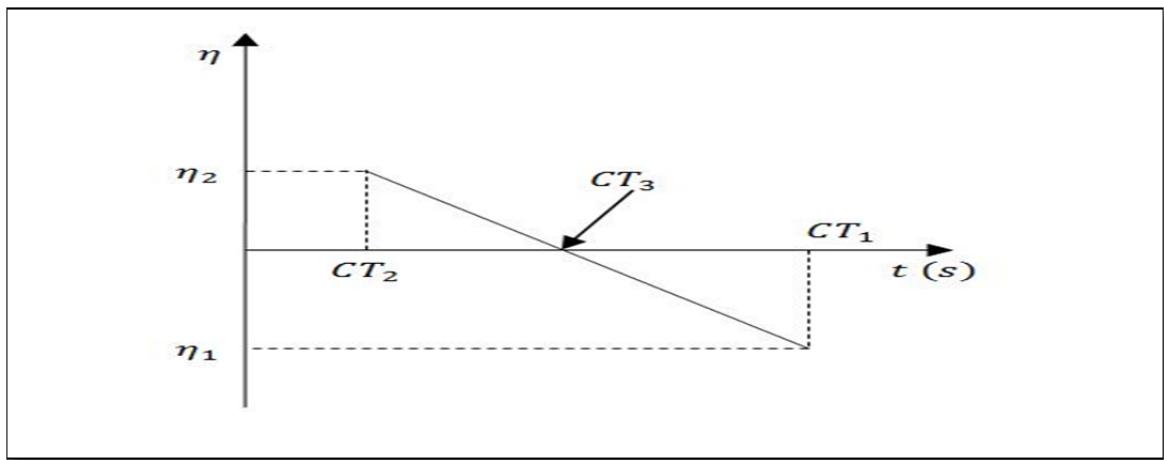


Figure 5.2 Graphe de l’interpolation linéaire conduisant au seuil CT_3

La simulation est donc réalisée pour le CT_3 ¹ précédemment estimé. Si la marge de stabilité η_3 est positive, la contingence est reconnue comme étant inoffensive (I). Mais si la marge est négative, on déduit que la contingence est potentiellement dangereuse (PD). Quand on trouve une contingence PD, on a une bonne approximation du CCT et les machines critiques sont retenues pour d’éventuelles interventions sur le réseau.

En conclusion, les contingences potentiellement dangereuses sont gardées dans une liste d’attente car certaines d’entre elles peuvent s’avérer nuisibles. Les contingences dangereuses doivent être logiquement traitées.

5.3.3 Analyse et évaluation des contingences classées D

Quand une contingence est classée dangereuse, deux informations intéressantes en ressortent : les marges de stabilité négatives et le temps d’instabilité t_u . Les expériences prouvent que le temps d’instabilité est le plus approprié pour pouvoir classer les contingences les plus sévères de cette liste (Pavella, Ernst et Ruiz-Vega, 2000). Plus les contingences sont

¹ Il faut souligner que $CT_1 > CT_3 > CT_2$.

instables, le plus rapidement le réseau perd son synchronisme. Le temps d'instabilité de la deuxième simulation t_{u_2} permet de bien ranger les contingences. Les machines critiques obtenues pour la deuxième marge de stabilité sont retenues pour les ajustements nécessaires.

5.3.4 Temps de classement des contingences requis par FILTRA

Le temps de simulation requis pour l'analyse et le classement des contingences est indiqué dans le tableau 5.1. Le temps $t_r(CT_1)$ désigne le temps pris pour obtenir les conditions de stabilité lors de la première simulation. Le temps $t_u(CT_1)$ (respectivement $t_u(CT_2)$) désigne le temps pris pour observer l'instabilité lors de la première (respectivement seconde) simulation. Le temps de simulation TS désigne le temps d'intégration de la simulation.

Pour ranger les contingences par ordre de sévérité, on tient compte d'abord des contingences dangereuses. Le temps d'instabilité t_{u_2} est utilisé pour les ranger. Plus le temps t_{u_2} est petit, plus cette contingence est sévère et nécessite un traitement. Par la suite, on s'intéresse aux contingences PD. Elles sont rangées par le temps d'instabilité t_{u_1} en suivant la même logique que précédemment ; puis les contingences I de manière similaire. Finalement, on insère dans le rangement les contingences initialement stables. Plus le temps de retour t_{r_1} est grand, moins la contingence nécessite une attention particulière.

Tableau 5.1 Temps de classement des contingences selon FILTRA

Types de contingences	Temps de classement
FSS	$t_r(CT_1)$
D	$t_u(CT_1) + t_u(CT_2)$
PD	$t_u(CT_1) + TS$
I	$t_u(CT_1) + TS$

5.4 PASF

L'approche PASF (en anglais, *power angle shape filtering*) élaborée par (Lee et al., 2003) et améliorée dans le cadre de ce travail permet d'évaluer la stabilité lors de la première oscillation pendant un laps de temps très petit avec une précision fiable. Elle facilite aussi le filtrage des contingences et leur classement. Cette méthode est basée essentiellement sur le comportement de l'angle du rotor par rapport à la puissance. On la divise aussi en deux blocs, voir figure 5.3. L'un permet de filtrer les contingences et l'autre présente des moyens de classement et d'évaluation des contingences. Avant de développer le fonctionnement de ces deux blocs, des considérations générales sont à prendre en compte.

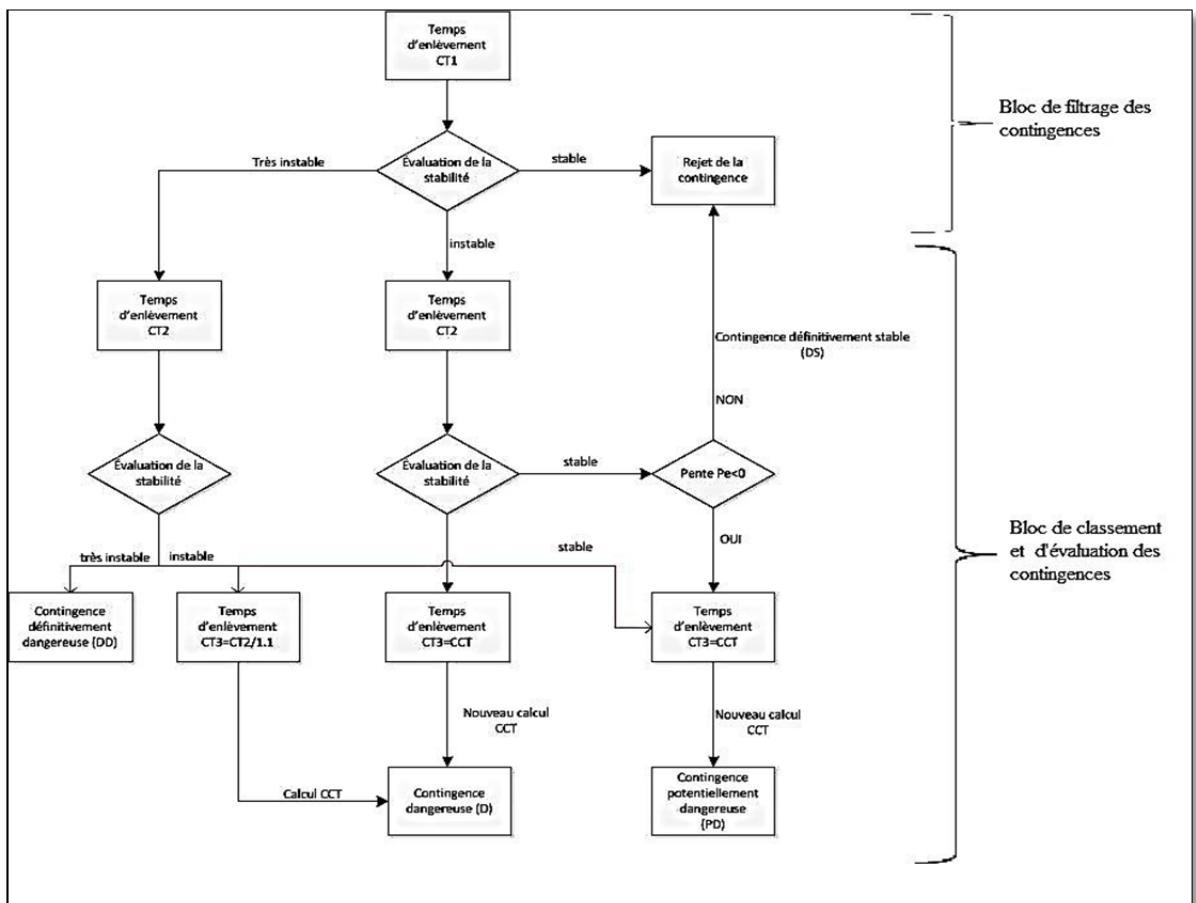


Figure 5.3 Diagramme de classement des contingences selon PASF
Adaptée de Lee et al. (2003, p. 402)

5.4.1 Considérations générales

Pour classer les contingences, on se réfère à la courbe de la puissance d'accélération OMIB en fonction de l'angle du rotor OMIB. Comme montré dans la figure 5.4, quatre situations peuvent se présenter. Une interprétation est donnée à chaque cas de figure. L'angle d'effacement du défaut est noté δ_{cl} , l'angle de retour noté δ_r et δ_u représente l'angle instable.

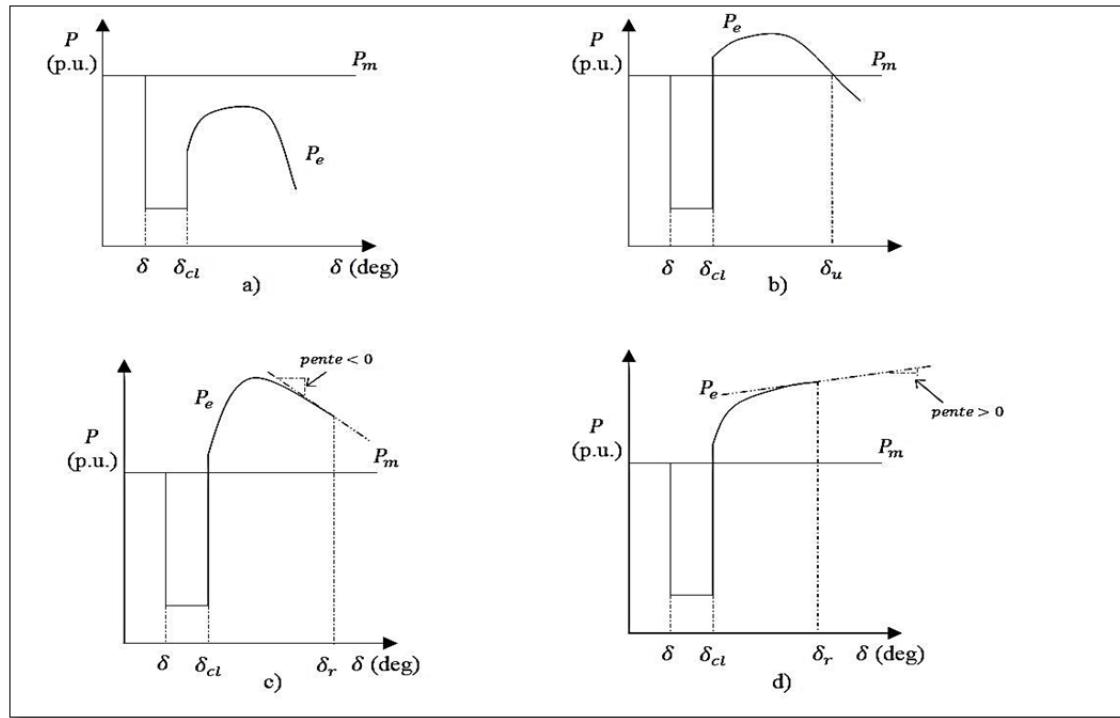


Figure 5.4 Classement des contingences selon la méthode PASF
Inspirée de Lee et al. (2000, p. 401)

La figure 5.4a) décrit une puissance électrique qui est toujours plus petite que la puissance mécanique. Fort de ce constat, les machines critiques s'accélèrent continuellement. Un angle d'instabilité δ_u n'existe pas dans ce cas car la puissance électrique n'a jamais dépassé la puissance mécanique. Un tel réseau est très instable. Lors d'une deuxième simulation, cette

contingence est qualifiée de définitivement dangereuse (DD) car un point d'opération normal n'a pas été trouvé.

La figure 5.4b) montre le cas où un défaut a été éliminé. L'aire de décélération existe mais l'aire d'accélération est encore plus grande qu'elle. Il s'en suit un angle d'instabilité δ_u . Le réseau est ici instable. Ce type de contingences est dit dangereuses (D) dans le bloc de classement.

Pour une simulation stable, il existe un angle de retour. On trouve assez pertinent de tenir compte de la pente de la droite formée par les deux dernières valeurs de puissance électrique. Cette analyse est portée dans le bloc de classement et d'évaluation des contingences. Si la pente est positive comme vu à la figure 5.4d), la contingence est dite définitivement stable car il n'y a aucun risque que la puissance électrique diminue ; sinon d'essayer de trouver un nouveau point de fonctionnement avoisinant l'angle de retour. Néanmoins, si la pente est négative (figure 5.4c), la contingence est dite potentiellement dangereuse (PD). Dans le second cas, la contingence doit être mise sur une liste d'attente pour d'éventuelles considérations. Cela veut dire aussi que l'on n'est pas trop loin d'une situation d'instabilité.

5.4.2 Bloc de filtrage des contingences

Le bloc de filtrage des contingences facilite la tâche dans un premier tri qui est fait des contingences. Un temps d'élimination de défaut CT_1 est utilisé. La simulation dans le domaine du temps est réalisée en respectant les étapes de l'approche SIME. Si la simulation est stable, les contingences sont rejetées car elles ne représentent aucun risque pour le fonctionnement du réseau. L'angle de retour δ_r est retenu et le temps t_r pris pour atteindre la stabilité est conservé. Par contre, si la simulation révèle une instabilité, la contingence est évaluée dans le second bloc.

5.4.3 Bloc de classement et d'évaluation des contingences

Après le filtrage des contingences à l'aide d'un temps d'élimination de défaut CT_1 dans un premier bloc de traitement adéquat, certaines simulations se sont révélées instables. Le deuxième bloc s'assure si ces contingences menant à une instabilité sont risquées pour le réseau électrique. Cette évaluation se fait en plusieurs étapes et dépendamment du type d'instabilité rencontrée.

Simulation très instable

Si le réseau est très instable lors de la simulation avec un temps d'effacement de défaut CT_1 (voir figure 5.4a), un temps d'enlèvement de défaut CT_2 ¹ est choisi. La stabilité du réseau est à nouveau évaluée. Si le réseau demeure très instable, la contingence est classée définitivement dangereuse (DD). Une telle contingence va provoquer automatiquement l'instabilité du réseau. Les machines critiques sont connues.

Si le réseau est instable après la simulation avec le CT_2 (voir figure 5.4b), la contingence est dite dangereuse (D). Une nouvelle simulation est faite en prenant un temps d'enlèvement de défaut CT_3 tel que $CT_3 = CT_2/1.1$. Cette simulation est faite pour avoir une estimation du CCT. Cette estimation est trouvée en faisant une extrapolation linéaire des CT en fonction des marges de stabilité η , en adaptant l'équation (5.1) et en se servant de la figure 5.5. Cette valeur n'est pas forcément proche du CCT car il s'agit au fait d'une première estimation faite par seulement deux simulations. Toutefois, elle donne une bonne idée de la valeur du CCT.

¹ Le temps d'effacement de défaut CT_2 est toujours compris entre 85% et 90% du temps d'effacement CT_1 .

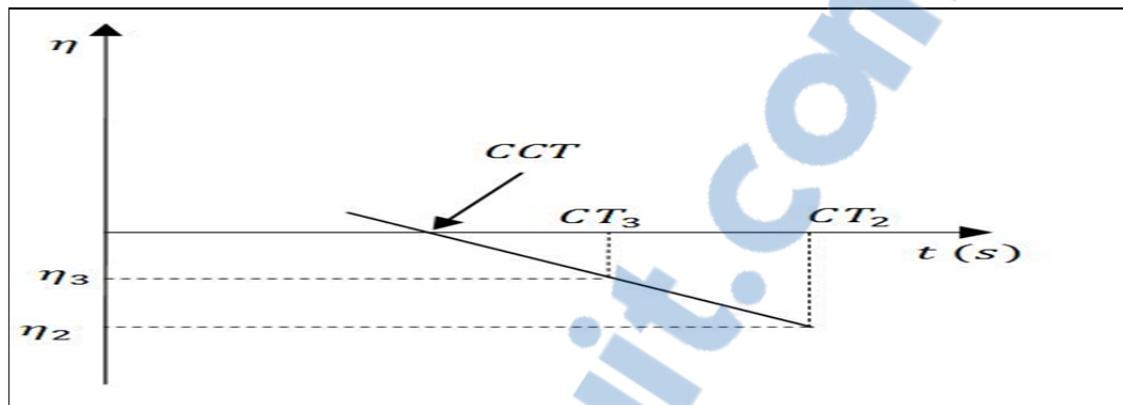


Figure 5.5 Graphe de l'extrapolation linéaire menant à une valeur approchée du CCT

Par contre, si la simulation du réseau le révèle stable, la contingence est réputée potentiellement dangereuse (PD). Les machines critiques sont gardées. Une nouvelle simulation est effectuée avec un temps d'effacement de défaut CT_3 . Ce temps CT_3 est déterminé par une interpolation linéaire comme indiquée par l'équation (5.1) et la figure 5.2. Une troisième simulation permet de trouver une valeur approchée du CCT. On est certain d'y être proche car cette valeur appartient à l'intervalle de deux simulations stable et instable.

Simulation instable

Après la première simulation avec un temps d'effacement CT_1 , il se peut qu'elle soit aussi instable. Dans ce cas, une seconde simulation est nécessaire avec un temps d'enlèvement de défaut CT_2 . Deux résultats peuvent en découler.

Si la simulation se révèle instable, la contingence est classée dangereuse (D). Une nouvelle simulation est réalisée avec un temps d'effacement de défaut CT_3 comme celui calculé précédemment. Les machines critiques trouvées sont retenues pour toute intervention potentielle. Un nouveau calcul du CCT est réalisé et en donne une approximation raisonnable.

Néanmoins, si la simulation est stable, il faut tenir compte de la pente de la droite réalisée par les deux dernières valeurs de la puissance électrique en fonction des deux angles correspondant. Au cas où la pente est positive, la contingence est dite définitivement stable. De fait, cette contingence ne représente aucun danger pour le réseau électrique. Sinon (pente négative), la contingence est considérée potentiellement dangereuse (PD) et les machines critiques sont notées. Comme précédemment, un temps CT_3 est utilisé pour une simulation en suivant la même démarche ; puis un nouveau CCT est évalué.

5.4.4 Temps requis pour le classement des contingences selon PASF

Le temps de simulation requis pour l'analyse et le classement des contingences est indiqué dans le tableau 5.2. Le temps $t_r(CT_1)$ désigne le temps pris pour obtenir les conditions de stabilité lors de la première oscillation. Le temps $t_u(CT_1)$ (respectivement $t_u(CT_2)$) désigne le temps pris pour observer l'instabilité lors de la première (respectivement seconde) simulation. Le temps de simulation TS désigne le temps sur lequel la simulation a été effectuée.

Pour ranger les contingences par ordre de sévérité, on tient compte d'abord des contingences définitivement dangereuses. Le temps d'instabilité t_{u_2} est utilisé pour les ranger. Plus le temps t_{u_2} est petit, plus cette contingence est sévère et nécessite un traitement. Par la suite, on s'intéresse aux contingences D. Elles sont rangées par le temps d'instabilité t_{u_2} en suivant la même logique que précédemment ; puis les contingences PD de manière similaire. Par la suite, on insère dans le rangement les contingences DS par ordre décroissant du temps de retour t_{r_2} lors de la deuxième simulation. Finalement, on ajoute les contingences qui ont été initialement rejetées en suivant la même démarche décrite pour les contingences DS.

Tableau 5.2 Temps de classement
des contingences selon PASF

Types de contingences	Temps de classement
FSS	$t_r(CT_1)$
D	$t_u(CT_1) + t_u(CT_2)$
PD	$t_u(CT_1) + t_r(CT_2)$
DS	$t_u(CT_1) + t_r(CT_2)$

5.5 Étude comparative entre les deux méthodes de filtrage et de classement des contingences

Les deux méthodes PASF et FILTRA permettent de filtrer et de classer les contingences. Elles renferment deux blocs : un bloc de filtrage des contingences et un bloc de classement et d'évaluation de ces dernières. Elles se basent toutes deux sur la méthode SIME pour l'étude de stabilité du réseau.

La première différence qu'on relève est au niveau du classement des machines. Deux démarches distinctes sont envisagées. Pour le FILTRA, le groupement direct à l'aide de l'angle du rotor est adopté. Pour le PASF, le groupement des machines utilisant un incrément d'angle est employé. Les critères d'évaluation des contingences sont plus détaillés avec le PASF. Le temps d'exécution est plus rapide pour FILTRA mais PASF permet d'analyser de plus près les contingences avec des critères plus pointilleux. Dans le chapitre 7, on observe que les résultats de l'une ou l'autre méthode se rapprochent lors des différentes simulations réalisées.

5.6 Conclusion

Les contingences créent de nombreuses perturbations sur un réseau électrique. Les effets les plus néfastes de ces dernières sont l'atteinte de l'instabilité du réseau. Quoi qu'elles soient nombreuses, certaines d'entre elles ne sont pas vraiment risquées pour le fonctionnement

normal du réseau. Pour cela, il faut des méthodes fiables, rapides, précises et efficaces pour effectuer le tri. En plus, ces méthodes doivent être faciles d'implantation avec des critères simples et clairs. Dans cette optique, FILTRA et PASF représentent deux outils intéressants capables de réaliser ce travail. Ces deux méthodes se basent sur SIME qui parcourt un programme du domaine du temps.

Les deux sont composées de deux blocs distincts. Le premier est un bloc de filtrage servant à faire un premier tri en s'appuyant sur un seuil de temps appelé temps d'effacement de défaut. Les contingences conduisant à la stabilité sont rejetées. Celles menant à une instabilité sont redirigées vers le second bloc qui procède à leur classement et leur évaluation. Pour le second bloc, des temps d'effacement de défaut considérablement inférieurs au premier sont également utilisés. Dépendant de la méthode, des terminologies sont utilisées pour préciser le degré de sévérité de ces contingences. Ainsi, on arrive à classer les contingences et à les ranger par degré de sévérité. Ceci aide les opérateurs du réseau à mieux manipuler les machines car une liste des machines critiques est aussi dressée dans les pires cas.

CHAPITRE 6

PROGRAMMATION LIÉE À L'ÉTUDE DE STABILITÉ ET L'ANALYSE DE CONTINGENCES

6.1 Introduction

L'étude de la stabilité est réalisée avec une méthode hybride SIME renfermant un programme de stabilité dans le domaine du temps et le CAE. Les résultats sont analysés afin de classer les contingences, de les analyser et de les évaluer. Ce chapitre se propose de décrire la programmation réalisée à l'aide de l'interface de Matlab R2011a et les différentes étapes suivies. Les codes générés se retrouvent à l'Annexe IV.

6.2 Description du programme principal

Le programme principal est conçu dans deux grands blocs qui sont présentés dans les figures de l'Annexe I, Figure-A I-1 et Figure-A I-2.

Le premier bloc du programme principal est composé de trois sous-blocs distincts (voir Figure-A I-1) : le premier s'assurant du filtrage des contingences, le second de l'analyse, du classement et de l'évaluation des contingences et le dernier de l'affichage des résultats.

Dans le sous-bloc du filtrage des contingences, des variables témoin sont définies pour le bon fonctionnement du programme. Elles permettent de marquer quand certaines conditions sont vérifiées pour utilisation future dans la programmation. Une matrice de numérotation des contingences, dénommée numerotation_cont, est construite dans laquelle on retrouve le numéro attribué à une contingence et les deux barres concernées par la mise en défaut. Les éléments de la deuxième colonne de la matrice correspondent à la barre proche de laquelle le défaut est introduit. Par exemple, numerotation_cont [1 5 7] et numerotation_cont [2 7 5] correspondent toutes deux à une contingence survenue entre les barres 5 et 7 mais se différencient par le fait que la première contingence numérotée 1 est faite proche de la barre

5 alors que la seconde est numérotée 2 et le défaut est plus proche de la barre 7. Ensuite, les machines critiques sont initialisées et le temps d'effacement de défaut CT_1 est indiqué. La deuxième partie du programme principal est appelée en lui fournissant comme données d'entrée les barres concernées par le défaut et le temps d'élimination de ce dernier. Une boucle facilite de passer en revue toutes les contingences définies préalablement. Les résultats fournis par cette partie permettent de séparer les machines non critiques des critiques, de déterminer le temps d'instabilité ou de stabilité et le type de contingences dont il s'agit. On a comme information aussi la marge de stabilité. Le tableau 6.1 regroupe toutes les variables utilisées jusqu'à présent.

Tableau 6.1 Description des variables du sous-bloc du filtrage
des contingences du programme principal

Variables	Rôles
numerotation_cont	Matrice renfermant le numéro d'une contingence et les barres entre lesquelles le défaut est introduit.
$t_{cleared}$	Temps auquel la contingence est éliminée.
CT_1	Premier temps d'effacement de défaut.
machines	Matrice renfermant le type de machines critiques ou non et le numéro de contingences correspondant.
eta1	Vecteur contenant les marges de stabilité de chacune des contingences.
tr_f	Vecteur contenant les temps de retour.
tu_f	Vecteur contenant les temps d'instabilité.
delta_R	Vecteur contenant les angles de retour.
delta_U	Vecteur contenant les angles d'instabilité.
type_contingence	Vecteur contenant le type de contingences.
k, l, lt	Variables témoin

Un test est réalisé en fonction du type de contingences en présence. Dans le cas d'une situation stable (FSS), on affiche directement les résultats. Dans le cas d'une simulation instable (FSU), on se dirige vers le deuxième sous-bloc qui consiste à analyser, classer puis

évaluer la contingence. On commence par définir un second seuil de temps CT_2 égal à 85% du CT_1 . Le deuxième sous-bloc du programme principal est appelé pour passer en revue dans une autre boucle les contingences qui ont rendu le réseau instable avec CT_1 . On utilise les mêmes entrées que précédemment avec la seule différence que le temps d'effacement est ici le second seuil. Les informations retournées sont le temps d'instabilité ou de stabilité, le type de contingences, les machines critiques et non critiques et la marge de stabilité. Un autre test est réalisé sur le type de contingences. S'il s'agit d'une situation stable, on affiche les résultats. Par contre, si le réseau est instable, on utilise un troisième seuil CT_3 pour pouvoir approximer la valeur du CCT et conclure définitivement sur la nature de la contingence. Pour l'utilisation de ce troisième seuil, une autre boucle est utilisée au besoin pour tenir compte de toutes les contingences qui nécessitent toujours une prise en charge. Le tableau 6.2 décrit les variables utilisées dans cette partie de la programmation.

Tableau 6.2 Variables utilisées dans le sous-bloc de l'analyse des contingences

Variables	Tâches
CT_2 (CT_3)	Seuils de temps.
machines2, machines3	Matrice renfermant le type de machines critique ou non et le numéro de contingences y relatif.
eta2, eta3	Vecteur contenant les marges de stabilité de chacune des contingences.
tr_f_2, tr_f_3	Vecteur contenant les temps de retour.
tu_f_2, tu_f_3	Vecteur contenant les temps d'instabilité.
delta_R_2, delta_R_3	Vecteur contenant les angles de retour.
delta_U_2, delta_U_3	Vecteur contenant les angles d'instabilité.
type_contingence_2, type_contingence_3	Vecteur contenant le type de contingences.
rr, ll, rrr	Variables témoin.
CCT	Vecteur contenant les valeurs approchées du CCT.

Le troisième sous-bloc permet l'affichage du filtrage, de l'analyse et de l'évaluation des contingences. On y trouve notamment (voir figure 6.1) les types de contingences pour chacune des simulations et les machines critiques relevées. Les temps de stabilité et d'instabilité sont aussi indiqués. Les angles critiques ainsi qu'une approximation du CCT (pour les cas possibles) sont affichés. Finalement, le temps de traitement de la contingence par la méthode est signalé.

Méthode PA5: Contingences du système 10 machines								
Nr	Filtrage avec CT1	Décision	Marge de stabilité	t_r	delta_R	t_u	delta_U	Machines critiques
1	Instable	--->	-22.840923	N/A	N/A	0.2949	2.0744	20 26
2	Très instable	--->	0.000000	N/A	N/A	-1.0000	0.0000	0 7
3	Stable	Rejet	2.025669	0.4973	1.6737	N/A	N/A	6
4	Instable	--->	-0.177271	N/A	N/A	0.2541	0.3749	8 23
5	Instable	--->	-4.030533	N/A	N/A	0.4473	2.7152	22
6	Stable	Rejet	2.105501	0.4257	2.3162	N/A	N/A	23
7	Instable	--->	-0.658734	N/A	N/A	0.2782	2.7475	8
8	Instable	--->	-5.471327	N/A	N/A	0.2616	2.5137	14
9	Instable	--->	-0.711610	N/A	N/A	0.2749	2.1825	12
10	Instable	--->	-11.433906	N/A	N/A	0.3557	2.9709	26
11	Instable	--->	-2.834374	N/A	N/A	0.5781	3.0998	21

# CT2=0.1870								
Nr	Filtrage avec CT2	Décision	Marge de stabilité	t_r	delta_R	t_u	delta_U	Machines critiques
(initiallement instable)								
1	Instable	--->	-15.258950	N/A	N/A	0.3290	2.1736	20 26
4	Instable	--->	0.000000	N/A	N/A	-1.0000	0.0000	6 17 19 25 27
5	Stable (pente+)	DS	0.246887	0.7747	2.7209	N/A	N/A	22
7	Stable (pente+)	DS	0.246000	0.3019	2.2147	N/A	N/A	8
8	Instable	--->	-3.123718	N/A	N/A	0.2799	2.5239	14
9	Instable	--->	-0.431476	N/A	N/A	0.2940	2.1557	12
10	Stable (pente+)	DS	92.399239	0.5466	2.2615	N/A	N/A	20 26
11	Stable (pente+)	DS	5.330720	0.5156	2.2507	N/A	N/A	21
(initiallement très instable)								
2	Très instable	DD	0.000000	-1.0000	0.0000	N/A	N/A	0 7

# Test 3							
Nr	CT3	Filtrage	-CCT				
1	0.1206	D	0.1071				
4	0.1870	D	NAN				
0	0.1431	D	0.1319				
9	0.1362	D	0.1191				

Fin de la simulation

Figure 6.1 Affichage des résultats de l'évaluation et de l'analyse des contingences

La deuxième partie du programme principal comprend aussi des variables initialisant le programme et fait appel à l'étude de la stabilité et au programme qui implémente SIME. Les barres concernées par le défaut et le temps d'effacement de défaut sont les variables d'entrée à cette partie. Le temps total de simulation tf est défini et aussi le temps d'introduction du défaut t_fault. Le programme de stabilité transitoire est appelé. Les puissances mécaniques et électriques étant connues, les vitesses et les angles des rotors étant connus et les machines critiques et non critiques étant établis, on procède au tracé du comportement des machines critiques et non critiques à partir du temps et des angles du rotor. Le programme SIME est

par la suite utilisé pour avoir les paramètres OMIB du réseau et pour pouvoir tracer les puissances mécaniques OMIB et électriques OMIB en fonction de l'angle OMIB.

6.3 Description du programme d'étude de la stabilité

Le programme de l'analyse de stabilité transitoire permet de calculer les puissances électriques et mécaniques des différentes machines. Ce programme donne aussi les vitesses et les angles du rotor des machines. De là étant, on peut classer les machines en deux groupes : les machines critiques et les machines non critiques. La Figure-A I-3 de l'Annexe I résume les différentes étapes suivies à travers un diagramme de flux.

Les variables d'entrée sont les barres concernées par le défaut, le temps d'insertion du défaut et le temps total de simulation. Pour le calcul de l'écoulement de puissance du réseau électrique, on utilise un programme facilement utilisable : Matpower. Ce dernier est libre d'accès et de service. C'est un outil très utilisé par les chercheurs et peut être facilement modifié par l'utilisateur.

Une fois le calcul d'écoulement réalisé, on extrait certaines données. Les modules et les arguments des tensions sont conservés dans des vecteurs. Les puissances actives et réactives des générateurs et des charges ainsi que la matrice d'admittance du réseau sont aussi mises dans des vecteurs. Lors de l'introduction du défaut à ce stade, il est clairement indiqué la barre en défaut, barre proche de laquelle le défaut a été introduit. Puis les données dynamiques du réseau (coefficients d'inertie des machines, réactances internes,...) sont extraites.

Les calculs préliminaires précisés au Chapitre 4 sont réalisés. On arrive à trouver les angles internes des machines. Par une réduction de Kron, on détermine les matrices d'admittance du réseau avant, pendant et après défaut. Toutes ces données étant compilées, on résout les équations d'oscillations (modèle classique) décrivant le mouvement dynamique du réseau. La

résolution de ces équations amène au classement des machines en machines critiques et machines non critiques.

6.4 Description du programme SIME et de l'analyse des contingences

Le programme SIME permet de calculer les paramètres OMIB du réseau, d'évaluer la stabilité du réseau (angles et temps de stabilité ou d'instabilité), de déduire la marge de stabilité et d'analyser les contingences pour pouvoir les classer et les ranger. Ces informations constituent donc les variables de sortie de ce programme. La Figure-A I-4 de l'Annexe I permet de visualiser toutes les étapes.

Le programme débute par l'extraction des coefficients d'inertie des machines. Ces valeurs permettent de calculer le coefficient d'inertie correspondant au groupement des machines critiques et celui correspondant au groupement des machines non critiques. À partir de là, on peut déduire, le coefficient d'inertie OMIB. On construit aussi deux matrices : l'une des angles du rotor et l'autre des vitesses du rotor. Il faut signaler que le nombre de données des machines est bel et bien pris en compte. Des variables témoin sont initialisées.

On enclenche une boucle pour vérifier la stabilité du réseau équivalent construit à partir de l'OMIB. On commence par calculer les paramètres OMIB en s'intéressant aux trois périodes de la simulation : l'avant-défaut, pendant le défaut et l'après-défaut. Des variables témoin sont utilisées notamment pour savoir quand la courbe de la puissance électrique OMIB coupe la puissance mécanique OMIB une ou deux fois. Ces variables servent aussi à marquer quand on est en présence d'un type de contingence après son identification. À partir de ces valeurs, on peut par la suite calculer la marge de stabilité. La stabilité du réseau est testée. Si le réseau est instable, on calcule directement la marge de stabilité en appliquant l'équation (4.19).

Par contre, si le réseau est stable le calcul de la marge de stabilité n'est pas automatique. Il faut trouver deux situations instables les plus proches de la situation stable trouvée. Dans ce cas, on augmente le temps d'effacement de défaut au fur et à mesure pour trouver ces deux

situations instables. La finalité de cette démarche est de trouver un angle d'instabilité afin d'être en mesure de calculer la marge de stabilité à partir de l'équation (4.22). Ainsi, on obtient toutes les valeurs faisant objet de l'étude de cette partie du programme.

6.5 Conclusion

Ce chapitre décrit les différentes étapes suivies dans l'implémentation du programme de l'analyse, de l'évaluation et du classement des contingences. Le programme est divisé en trois grandes parties. Une première dans laquelle on fait d'abord le filtrage des contingences et l'évaluation de ces dernières; puis on affiche les résultats finaux avec des remarques sur la nature de chacune des contingences et les données pertinentes au cas où l'on procèderait à des ajustements sur le réseau. La deuxième partie du programme consiste en l'étude de la stabilité à partir d'un programme du domaine du temps. Cette partie utilise un programme libre Matpower, facilement modifiable, pour le calcul de l'écoulement de puissance. La troisième partie est celle où SIME est réalisée. Cette dernière permet au fait d'étudier les contingences de plus près, de les classer et de les ranger. De nombreuses variables témoin sont utilisées, les principales sont valablement décrites.

CHAPITRE 7

RÉSULTATS ET VALIDATION

7.1 Introduction

Ce chapitre présente les différents résultats obtenus lors de cette étude. Dans un premier temps, on décrit les résultats du modèle classique pour les réseaux 3 machines, 10 machines, 17 machines et 50 machines. Dans un second temps, on décrit les résultats du modèle détaillé deux axes pour le réseau 50 machines. Dans les annexes II et III, on retrouve les caractéristiques de tous ces réseaux et la numérotation des contingences retenues.

Dans tous les cas, on fait une comparaison entre les deux techniques de classement des machines proposées et les deux techniques de filtrage, d'évaluation et de classement des contingences développées. Finalement, on procède à une discussion des résultats où certaines considérations sont abordées.

Il est intéressant de préciser les caractéristiques de l'ordinateur utilisé. Il est muni d'un processeur AMD Phenom™ II X4 B95, de vitesse 3.00 GHz et d'une mémoire installée (RAM) de 4 Go. La programmation est faite dans l'environnement MATLAB, version R2011a.

7.2 Résultats et validation : Modèle classique

Des simulations sont réalisées pour le modèle classique des réseaux test précités. Il est présenté en un premier lieu des résultats numériques. Par la suite, on fait état des résultats graphiques du réseau 3 machines pour valider les résultats trouvés.

7.2.1 Résultats numériques

A. Réseau test 3 machines

Le premier cas d'étude considéré est l'effacement d'un défaut (CT_1) à 300 ms. Le tableau 7.1 présente le filtrage des contingences. Il est constitué de trois colonnes principales. La première donne le numéro des contingences et les autres sont dédiées à chacune des deux méthodes. Il y est précisé la marge de stabilité η , le temps de retour t_r dans le cas d'une simulation stable et le temps d'instabilité t_u dans les cas d'une simulation instable. On y trouve aussi l'angle de retour δ_r , l'angle instable δ_u et les machines critiques (colonne MC). Les temps sont indiqués en millisecondes et les angles en degrés. Ces unités sont valables pour tous les tableaux concernés dans ce chapitre, sauf indications contraires.

Tableau 7.1 Filtrage des contingences du réseau test 3 machines avec $CT_1 = 300 \text{ ms}$

#	PASF					FILTRA				
	Filtrage	η	$t_r (t_u)$	$\delta_r (\delta_u)$	MC	Filtrage	η	$t_r (t_u)$	$\delta_r (\delta_u)$	MC
1	FSS	0.095	651	120.9	*	FSS	0.095	651	120.9	*
2	FSU	-2.062	(320)	(126.6)	2-3	FSU	-2.062	(320)	(126.6)	2-3
3	FSU	-2.386	(316)	(142.1)	2	FSU	-2.386	(316)	(142.1)	2
4	FSVU ¹	* ²	*	*	2	FSU	-0.232	(495)	(142.7)	2
5	FSVU	*	*	*	2-3	FSS	0.054	621	138.7	*
6	FSU	-1.280	(333)	(153.0)	3	FSU	-1.279	(333)	(153.0)	3
7	FSU	-1.253	(345)	(118.6)	2-3	FSU	-1.253	(345)	(118.6)	2-3
8	FSS	0.412	491	90.0	*	FSS	0.570	1	-16.0	*
9	FSS	0.965	422	80.2	*	FSS	0.965	422	80.2	*
10	FSS	0.170	553	131.8	*	FSS	0.187	576	123.2	*

¹ La notation FSVU (en anglais, *first swing very unstable*) est utilisée pour parler d'une simulation très instable.

² La notation * veut dire que ces données ne s'appliquent pas. Soit la simulation est stable alors il n'y a pas de machines critiques. Soit la marge de stabilité ne peut pas être calculée car il n'y a ni d'angle ni de temps instables.

#	PASF					FILTRA				
	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
11	<i>FSVU</i>	*	*	*	2	<i>FSS</i>	0.301	537	2.27	*
12	FSS	0.620	471	98.0	*	FSS	1.000	1	-16.0	*

Pour les deux méthodes, les résultats du filtrage s'apparentent assez bien. Pour le temps d'insertion de défaut de 300 ms, les contingences numérotées 1, 8, 9, 10 et 12 ne présentent aucun risque car le réseau demeure stable. Par contre les autres doivent être analysées plus en profondeur car elles peuvent provoquer la perte du synchronisme du réseau. Les machines critiques sont les mêmes pour les deux méthodes. Elles sont donc soumises à un deuxième seuil de temps.

Toutefois, on observe certaines disparités dans la simulation. Les contingences numérotées 5 et 11 sont très instables pour la méthode PASF, mais stables pour FILTRA. Pour la contingence numérotée 5, avec la méthode PASF, il s'agit d'une instabilité critique. Cela se confirme avec la prochaine simulation au cours de laquelle la simulation se révèle stable. Avec PASF, la contingence numérotée 11 est mal évaluée et on doit se fier aux résultats de FILTRA. En se référant aux résultats de PSSE, on trouve que la simulation est stable pour 307 ms et instable pour 308 ms. Le CCT se trouve donc entre ces deux valeurs. Pour un temps d'effacement de défaut de 300 ms, la contingence est bel et bien de type FSS. En outre, pour les contingences 8, 10 et 12 les paramètres calculés ne sont pas toujours les mêmes mais n'affectent pas sur la stabilité du réseau. Cependant, il pourrait être problématique dans la mesure où il faut faire des interventions pour pallier aux éventuels problèmes sur le réseau.

Le deuxième seuil de temps CT_2 permet d'analyser de plus près les contingences initialement instables. Le tableau 7.2 regroupe les résultats de la deuxième simulation pour CT_2 valant 255 ms.

Tableau 7.2 Analyse et évaluation des contingences
du réseau 3 machines avec $CT_2 = 255 \text{ ms}$

#	PASF					FILTRA				
	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
2	Instable	-1.394	(342)	(133.5)	2-3	Instable	-1.394	(342)	(133.5)	2-3
3	Instable	-1.407	(327)	(142.1)	2	Instable	-1.407	(327)	(142.1)	2
4	Stable	0.813	312	55	*	Stable	0.813	312	55	*
5	Stable	0.920	383	95.1	*	X	X	X	X	X
6	Instable	-0.372	(372)	(153.0)	3	Instable	-0.371	(372)	(154.7)	3
7	Instable	-0.664	(405)	(132.9)	2-3	Instable	-0.664	(405)	(132.9)	2-3
11	Très instable	*	*	*	2	X	X	X	X	X

Cette deuxième simulation permet de statuer sur certaines contingences. Pour un deuxième cas d'instabilité, la contingence est sérieuse et peut avoir des effets néfastes sur le réseau. Dépendant de la méthode, une terminologie différente est utilisée mais son degré de sévérité reste le même. Pour FILTRA, on les classe contingences dangereuses alors que pour PASF on parle de contingences dangereuses ou définitivement dangereuses.

En ce qui a trait aux simulations stables, une prochaine simulation s'avère nécessaire pour statuer définitivement sur les contingences. Cette troisième simulation permet aussi de trouver une valeur approximée du CCT. L'objectif n'est pas de calculer le CCT mais d'en trouver une approximation. Le tableau 7.3 regroupe ces résultats en comparant les résultats par rapport au CCT donné par le logiciel commercial PSSE.

Tableau 7.3 Approximation du CCT en ms avec une 3^{ème} simulation pour le réseau test 3 machines pour $CT_1 = 300$ ms

#	Approximation CCT		CCT (PSSE) t_r / t_u ¹	Erreurs relatives (%)	
	FILTRA	PASF		FILTRA	PASF
2	*	162 ²	160/161	*	1.25
3	*	185	181/182	*	1.65
4	290	238	273/274	6.23	-12.82

En se référant aux valeurs relatives des erreurs sur le CCT dans le tableau 7.3, les valeurs des CCT sont vraiment proches. Les deux méthodes proposées donnent bien une estimation acceptable. Le tableau 7.4 donne un état des lieux final sur la nature des contingences suite à un temps d'effacement de défaut de 300 ms en indiquant le nombre de simulations réalisé dans chacun des cas. Les différences rencontrées pour les contingences numérotées 5 et 11 sont expliquées précédemment.

Tableau 7.4 Filtrage des contingences du réseau test 3 machines pour $CT_1 = 300$ ms.

#	FILTRA		PASF	
	Nature de la contingence	Nombre de simulations	Nature de la contingence	Nombre de simulations
1	FSS	1	FSS	1
2	D	2	D	2
3	D	2	D	2
4	PD	3	PD	2
5	FSS	1	PD	2
6	D	2	D	2

¹ Il est donné les temps où le réseau est stable puis instable en utilisant le programme PSSE.

² Pour l'approximation du CCT, une valeur en italique fait référence à une simulation instable sinon la simulation est stable.

#	FILTRA		PASF	
	Nature de la contingence	Nombre de simulations	Nature de la contingence	Nombre de simulations
7	D	2	D	2
8	FSS	1	FSS	1
9	FSS	1	FSS	1
10	FSS	1	FSS	1
11	FSS	1	DD	2
12	FSS	1	FSS	1

Les contingences étant identifiées, on peut procéder à leur classement en fonction de leur degré de sévérité et du temps pris pour le filtrage. Les tableaux 7.5 et 7.6 affichent ces données pour les deux méthodes en tenant compte des contingences qui peuvent affecter le fonctionnement du réseau. Le temps de rangement est indiqué en millisecondes.

Tableau 7.5 Rangement des contingences dangereuses du réseau
test 3 machines par la méthode FILTRA pour $CT_1 = 300 \text{ ms}$

#	Temps de classement	Rangement
3	643	1
2	662	2
6	705	3
7	750	4

Tableau 7.6 Rangement des contingences dangereuses du réseau
test 3 machines par la méthode PASF pour $CT_1 = 300 \text{ ms}$

#	Temps de classement	Rangement
11	*	1
3	643	2
2	662	3

#	Temps de classement	Rangement
6	705	4
7	750	5

Un deuxième cas d'étude peut être aussi mentionné. Il s'agit de l'effacement initial de défaut à 251 ms. Le tableau 7.7 présente le filtrage dans de telles conditions. Un focus est fait sur les disparités obtenues. Les mêmes considérations que précédemment concernant les disparités restent appropriées.

Tableau 7.7 Filtrage des contingences du réseau test 3 machines avec $CT_1 = 251$ ms

#	PASF					FILTRA				
	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
1	FSS	0.243	541	97.4	*	FSS	0.225	538	97.4	*
2	FSU	-1.330	(346)	(134.4)	2-3	FSU	-1.330	(346)	(134.4)	2-3
3	FSU	-1.317	(330)	(142.6)	2	FSU	-1.317	(330)	(142.6)	2
4	FSS	0.800	308	54.1	*	FSS	0.800	308	54.1	*
5	FSS	0.912	378	93.4	*	FSS	0.497	421	96.5	*
6	FSU	-0.287	(384)	(153.1)	2	FSU	-0.287	(384)	(153.1)	2
7	FSU	-0.598	(417)	(135.1)	2-3	FSU	-0.598	(417)	(135.1)	2-3
8	FSS	0.518	443	75.9	*	FSS	0.283	395	62.8	*
9	FSS	1.084	375	66.3	*	FSS	1.084	375	66.3	*
10	FSS	0.810	413	92.8	*	FSS	0.614	428	85.2	*
11	FSVU	*	*	*	2	FSS	0.946	1	-16.2	*
12	FSS	0.035	418	80.0	*	FSS	0.499	1	-16.2	*

Pour le deuxième seuil CT_2 , on obtient les résultats regroupés dans le tableau 7.8.

Tableau 7.8 Analyse et évaluation des contingences
du réseau 3 machines avec $CT_2 = 213.3 \text{ ms}$

#	PASF					FILTRA				
	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
2	Instable	-0.709	(401)	(142.8)	2-3	Instable	-0.709	(401)	(142.8)	2-3
3	Instable	-0.515	(376)	(142.6)	2	Instable	-0.515	(376)	(142.6)	2
6	Stable+ ¹	0.416	347	105.0	*	Stable	0.977	355	85.5	*
7	Stable-	0.017	702	129.4	*	Stable	0.048	644	132.0	*
11	Très instable	*	*	*	2	X	X	X	X	X

Une troisième simulation donne une estimation de la valeur du CCT selon la contingence considérée. Le tableau 7.9 indique ces valeurs.

Tableau 7.9 Approximation du CCT en ms avec une 3^{ème} simulation pour le réseau test 3 machines pour $CT_1 = 251 \text{ ms}$

#	Approximation CCT		CCT (PSSE) t_r / t_u	Erreurs relatives (%)	
	FILTRA	PASF		FILTRA	PASF
2	*	164	160/161	*	1.86
3	*	184	181/182	*	1.10
6	242	239	273/274	-11.68	-12.77

Le tableau 7.10 donne le classement final des contingences selon leur nature et le nombre de simulations réalisé pour aboutir à ces résultats. Pour la contingence numérotée 7, les différences rencontrées ont plus à voir avec la terminologie des deux méthodes. Mais le filtrage reste le même du point de vue qualitatif. Pour la contingence numérotée 11, la

¹ La notation stable+ (respectivement stable-) est utilisée pour parler d'une simulation stable où la pente des deux dernières électriques est positive (respectivement négative).

méthode PASF a dérouté car la simulation est stable pour ce temps d'effacement de défaut si on se réfère au PSSE.

Tableau 7.10 Filtrage des contingences du réseau test 3 machines pour $CT_1 = 251\text{ ms}$

#	FILTRA		PASF	
	Nature de la contingence	Nombre de simulations	Nature de la contingence	Nombre de simulations
1	FSS	1	FSS	1
2	D	2	D	2
3	D	2	D	2
4	FSS	1	FSS	1
5	FSS	1	FSS	1
6	PD	3	PD	2
7	PD	3	DS	2
8	FSS	1	FSS	1
9	FSS	1	FSS	1
10	FSS	1	FSS	1
11	FSS	1	DD	2
12	FSS	1	FSS	1

Les contingences les plus dangereuses sont rangées comme présenté dans le tableau 7.11.

Tableau 7.11 Rangement des contingences dangereuses du réseau
test 3 machines pour $CT_1 = 251 \text{ ms}$

#	FILTRA		PASF		
	Temps de classement	Rangement	#	Temps de classement	Rangement
3	706	1	11	*	1
2	747	2	3	706	2
X	X	X	2	747	3

Le tableau 7.12 suivant présente le temps moyen de simulation pris pour classer les contingences selon la méthode utilisée (colonne contingence). Il précise aussi le temps moyen pris pour classer les machines en deux groupes (colonne CM).

Tableau 7.12 Temps moyen de simulation en ms pour le réseau 3 machines

FILTRA		PASF	
CM	Contingence	CM	Contingence
1.0	23.5	1.8	28.7

B. Réseau test New England

Pour le réseau test New England, plusieurs simulations sont réalisées pour voir le comportement de la programmation. On s'intéresse au cas où le défaut est effacé à 220 ms. Cette simulation permet de faire des remarques judicieuses.

Le tableau 7.13 présente le filtrage initial à partir du CT_1 mentionné ci-avant.

Tableau 7.13 Filtrage des contingences du réseau test New England avec $CT_1 = 220$ ms

#	PASF					FILTRA				
	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC (NMC)	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC (NMC)
1	FSS	1.03	949	70.5	*	FSU	-10^{-4}	(9)	(31.0)	5-9
2	FSS	0.62	838	100.0	*	FSU	-10^{-4}	(9)	(28.6)	5
3	FSU	-2.20	(656)	(125.4)	(1-10)	FSU	-2.20	(656)	(125.4)	(1-10)
4	FSU	-2.40	(692)	(130.2)	(10)	FSU	-2.40	(692)	(130.2)	(10)
5	FSU	-2.24	(412)	(140.5)	2	FSU	-2.24	(412)	(140.5)	2
6	FSU	-2.99	(383)	(140.1)	2	FSU	-2.99	(383)	(140.1)	2
7	FSU	-2.67	(397)	(143.1)	2	FSU	-2.67	(397)	(143.1)	2
8	FSU	-3.14	(359)	(131.4)	2	FSU	-3.14	(359)	(131.4)	2
9	FSU	-2.14	(685)	(114.4)	(10)	FSU	-2.14	(685)	(114.4)	(10)
10	FSU	-0.25	(666)	(150.2)	2	FSU	-0.25	(666)	(150.2)	2
11	FSS	0.72	818	67.6	*	FSU	-10^{-6}	(9)	(28.9)	5
12	FSU	-1.58	(521)	(135.3)	2-3	FSU	-1.58	(521)	(135.3)	2-3
13	FSU	-0.53	(533)	(129.9)	2	FSU	-0.53	(533)	(129.9)	2
14	FSU	-0.41	(660)	(134.0)	2-3	FSU	-0.41	(660)	(134.0)	2-3
15	FSU	-1.02	(567)	(131.0)	2-3	FSU	-1.02	(567)	(131.0)	2-3
16	FSU	-0.87	(890)	(140.3)	(10)	FSU	-0.87	(890)	(140.3)	(10)
17	FSU	-0.04	(626)	(71.5)	2-3	FSU	-0.04	(626)	(71.5)	2-3
19	FSU	-8.91	(541)	(143.5)	(10)	FSU	-8.91	(541)	(143.5)	(10)
20	FSU	-9.48	(440)	(118.2)	(10)	FSU	-9.48	(440)	(118.2)	(10)
21	FSU	-0.06	(724)	(119.6)	9	FSU	-0.06	(724)	(119.6)	9
22	FSU	-0.09	(595)	(73.9)	2	FSU	-0.09	(595)	(73.9)	2
23	FSVU	*	*	*	4-5	FSU	-14.6	(497)	(212.2)	4-5
25	FSU	-4.61	(506)	(105.0)	(10)	FSU	-4.61	(506)	(105.0)	(10)
26	FSU	-4.13	(473)	(146.8)	6-7	FSU	-4.13	(473)	(146.8)	6-7
27	FSU	-1.49	(827)	(139.9)	(10)	FSU	-1.49	(827)	(139.9)	(10)

#	PASF					FILTRA				
	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC (NMC)	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC (NMC)
28	FSU	-1.16	(876)	(139.2)	(10)	FSU	-1.16	(876)	(139.2)	(10)
29	FSU	-4.27	(613)	(131.1)	(10)	FSU	-4.27	(613)	(131.1)	(10)
30	FSU	-4.76	(386)	(124.4)	8-9	FSU	-4.76	(386)	(124.4)	8-9
31	FSS	2.20	429	115.9	*	FSS	2.20	429	115.9	*
32	FSU	-4.43	(346)	(134.7)	9	FSU	-4.43	(346)	(134.7)	9
33	FSU	-1.19	(509)	(141.4)	9	FSU	-1.19	(509)	(141.4)	9
34	FSU	-4.71	(305)	(116.2)	9	FSU	-4.71	(305)	(116.2)	9
35	FSU	-7.40	(261)	(110.6)	9	FSU	-7.40	(261)	(110.6)	9
36	FSU	-7.46	(256)	(108.0)	9	FSU	-7.46	(256)	(108.0)	9

On remarque des dissemblances au niveau du filtrage des contingences numérotées 1, 2 et 11.

Pour la méthode FILTRA, la simulation est révélée instable. Ceci s'explique par les erreurs de calculs. La marge de stabilité retrouvée dans ces cas est quasi nulle, de l'ordre de 10^{-4} .

Néanmoins, la valeur est négative. On peut ajouter comme critère une certaine valeur suffisamment petite pour laquelle la marge est considérée nulle. Ainsi, il pourrait être considéré comme une stabilité (instabilité) critique.

Une deuxième simulation est donc nécessaire pour traiter le cas des simulations instables et pour continuer avec l'analyse des contingences. Le second seuil de temps utilisé est 187 ms. Le tableau 7.14 montre les résultats obtenus.

Tableau 7.14 Analyse et évaluation des contingences du réseau
New England avec $CT_2 = 187$ ms

#	PASF					FILTRA				
	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC (NMC)	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC (NMC)
1						Instable	-10^{-4}	(9)	31.0	5-9
2						Stable	0.74	673	87.9	*
3	Instable	-0.58	(829)	(120.4)	(1-10)	Instable	-0.58	(829)	(120.4)	(1-10)
4	Stable-	1.82	724	103.1	*	Stable	0.76	521	96.1	*
5	Instable	-0.49	(562)	(143.4)	2	Instable	-0.49	(562)	(143.4)	2
6	Instable	-0.97	(482)	(142.0)	2	Instable	-0.97	(482)	(142.0)	2
7	Instable	-0.54	(554)	(147.9)	2	Instable	-0.54	(554)	(147.9)	2
8	Instable	-1.02	(444)	(132.4)	2	Instable	-1.02	(444)	(132.4)	2
9	Satble+	3.21	727	92.3	*	Stable	1.14	509	103.9	*
10	Stable+	3.53	762	88.5	*	Stable	1.20	507	104.3	*
11						Instable	10^{-6}	(9)	(28.9)	5
12	Stable+	2.09	855	105.8	*	Instable	10^{-5}	(9)	(28.9)	5
13	Stable-	1.21	769	101.5	*	Stable	1.30	792	103.3	*
14	Stable+	1.68	707	94.1	*	Stable	1.81	727	95.0	*
15	Stable+	1.22	766	97.1	*	Instable	10^{-4}	(9)	(28.9)	5
16	Stable-	2.03	681	98.5	*	Stable	0.80	520	86.7	*
17	Stable-	1.12	743	103.1	*	Instable	10^{-4}	(9)	(28.9)	5
19	Instable	*	*	*	4-5	Instable	-8.83	(568)	(192.1)	4-5
20	Instable	-4.77	(575)	(131.3)	(10)	Instable	-4.77	(575)	(131.3)	(10)
21	Instable	-0.48	(427)	(59.4)	2-3	Instable	-0.48	(427)	(59.4)	2-3
22	Stable-	0.94	706	100.6	*	Instable	10^{-4}	(9)	(28.9)	5
23	Très instable	*	*	*	4-5	Instable	-	(462)	(181.3)	4-5
25	Instable	-2.53	(624)	(110.7)	(10)	Instable	-2.53	(624)	(110.7)	(10)

#	PASF					FILTRA				
	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC (NMC)	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC (NMC)
26	Instable	-2.04	(569)	(150.4)	6-7	Instable	-2.04	(569)	(150.4)	6-7
27	<i>Stable-</i>	1.70	642	94.5	*	<i>Instable</i>	-0.10	(189)	(36.6)	9
28	<i>Stable-</i>	2.05	514	(91.2)	*	<i>Instable</i>	-0.09	(189)	(36.1)	9
29	Instable	-0.12	(416)	(50.9)	2	Instable	-0.12	(416)	(50.9)	2
30	Instable	-2.57	(473)	(133.5)	8-9	Instable	-2.57	(473)	(133.5)	8-9
32	Instable	-2.36	(397)	(137.0)	9	Instable	-2.36	(397)	(137.0)	9
33	Instable	-0.08	(799)	(141.5)	9	Instable	-0.08	(799)	(141.5)	9
34	Instable	-3.03	(330)	(116.8)	9	Instable	-3.03	(330)	(116.8)	9
35	Instable	-5.01	(274)	(111.1)	9	Instable	-5.01	(274)	(111.1)	9
36	Instable	-5.14	(267)	(108.2)	9	Instable	-5.14	(267)	(108.2)	9

Les disparités rencontrées ici sont dues à la précision au niveau du calcul de la marge de stabilité. Une troisième simulation donne une estimation du CCT comme montré au tableau 7.15. On tient compte uniquement de ces trois contingences pour d'une part, alléger le document et d'autre part pour valider les résultats avec ceux de PSSE.

Tableau 7.15 Approximation du CCT en ms par la méthode PASF avec une 3^{ème} simulation pour le réseau test New England pour $CT_1 = 220$ ms

#	Approximation CCT	CCT (PSSE) t_r/t_u	Erreurs relatives (%)
34	109.9	104.0/105.0	4.67
32	141.9	137.0/138.0	2.83
8	168.3	160.0/161.0	4.53

Le tableau 7.16 permet de classer définitivement toutes les contingences et précise le nombre de simulations nécessaires pour aboutir à ce classement dans chacun des cas.

Tableau 7.16 Filtrage des contingences du réseau test New England pour $CT_1 = 220 \text{ ms}$

#	Nature de la contingence		Nature de la contingence		
	PASF (nombre simulations)	FILTRA (nombre simulations)	#	PASF (nombre simulations)	FILTRA (nombre simulations)
1	FSS (1)	I (3)	19	D (2)	D (2)
2	FSS (1)	PD (3)	20	D (2)	D (2)
3	D (2)	D (2)	21	D (2)	D (2)
4	PD (2)	I (3)	22	PD (2)	D (2)
5	D (2)	D (2)	23	DD (2)	D (2)
6	D (2)	D (2)	25	D (2)	D (2)
7	D (2)	D (2)	26	D (2)	D (2)
8	D (2)	D (2)	27	PD (2)	D (2)
9	DS (2)	I (3)	28	PD (2)	D (2)
10	DS (2)	PD (3)	29	D (2)	D (2)
11	FSS (1)	I (3)	30	D (2)	D (2)
12	DS (2)	D (2)	31	FSS (1)	FSS (1)
13	PD (2)	D (2)	32	D (2)	D (2)
14	DS (2)	D (2)	33	D (2)	D (2)
15	DS (2)	D (2)	34	D (2)	D (2)
16	PD (2)	D (2)	35	D (2)	D (2)
17	PD(2)	D (2)	36	D (2)	D (2)

Le tableau 7.17 présente le rangement des contingences dans ce cas.

Tableau 7.17 Rangement des contingences dangereuses du réseau New England pour $CT_1 = 220$ ms

#	Temps de classement	Rangement	#	Temps de classement	Rangement	#	Temps de classement	Rangement
23	*	1	30	859	7	26	1042	13
36	523	2	6	865	8	19	1109	14
35	535	3	7	951	9	25	1130	15
34	635	4	5	974	10	21	1151	16
32	743	5	20	1015	11	33	1308	17
8	803	6	29	1029	12	3	1485	18

Le tableau 7.18 présente le temps moyen de simulation pris pour classer les contingences selon la méthode utilisée (colonne contingence). Il précise aussi le temps moyen pris pour classer les machines en deux groupes (colonne CM).

Tableau 7.18 Temps moyen de simulation en ms pour le réseau New England

FILTRA		PASF	
CM	Contingence	CM	Contingence
4.6	17.5	14.5	54.0

C. Réseau test 17 machines

Les caractéristiques du réseau test 17 machines sont développées dans l'Annexe III. Les contingences considérées sont celles les plus remarquées dans la littérature. Ceci facilite la validation des résultats par comparaison. En effet, le tableau 7.19 donne les résultats de la première simulation pour un temps d'effacement de défaut $CT_1 = 280$ ms. Comme il est montré, en bout de ligne, les résultats de filtrage sont les mêmes qualitativement mais avec des écarts entre les résultats de calculs.

Tableau 7.19 Filtrage des contingences du réseau test 17 machines avec $CT_1 = 280 \text{ ms}$

#	PASF					FILTRA				
	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
1	FSU	-10.06	(370)	(148.5)	2-17	FSU	-8.96	(348)	(147.9)	2
2	FSU	-21.02	(297)	(159.5)	6	FSU	-21.10	(297)	(159.5)	6
3	FSS	10.99	472	64.3	*	FSS	0.34	1	7.0	*
4	FSU	-13.40	(370)	(142.4)	4	FSU	-13.40	(369)	(142.3)	4

La deuxième simulation pour les simulations instables est faite pour un temps d'effacement de défaut $CT_2 = 238 \text{ ms}$. Les résultats sont donnés dans le tableau 7.20.

Tableau 7.20 Analyse et évaluation des contingences du réseau 17 machines avec $CT_2 = 238 \text{ ms}$

#	PASF					FILTRA				
	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
1	Instable	-3.10	(418)	(156.1)	2	Instable	-3.14	(417)	(156.1)	2
2	Instable	-10.64	(314)	(160.8)	6	Instable	-10.77	(313)	(160.5)	6
4	Instable	-6.44	(420)	(145.8)	4	Instable	-6.49	(419)	(145.7)	4

Ces informations amènent à donner une approximation du CCT à partir d'une troisième simulation (tableau 7.21), à établir le filtrage définitif des contingences (tableau 7.22) en indiquant le nombre de simulations nécessaire et à ranger les contingences par degré de sévérité dans le domaine du temps (voir tableau 4.20). Les CCT précisés au tableau suivant sont puisés de (Chung et Fang, 1993).

Tableau 7.21 Approximation du CCT en ms avec une 3^{ème} simulation pour le réseau test 17 machines pour $CT_1 = 280$ ms

#	Approximation CCT	CCT (littérature) t_r / t_u	Erreurs relatives (%)
1	227	220/230	-1.30
2	195	190/200	2.63
4	193	170/180	7.22

Tableau 7.22 Filtrage des contingences du réseau test 17 machines pour $CT_1 = 280$ ms

#	FILTRA		PASF	
	Nature de la contingence	Nombre de simulations	Nature de la contingence	Nombre de simulations
1	D	2	D	2
2	D	2	D	2
3	FSS	1	FSS	1
4	D	2	D	2

Tableau 7.23 Rangement des contingences dangereuses du réseau test 17 machines pour $CT_1 = 280$ ms

#	FILTRA		PASF		
	Temps de classement	Rangement	#	Temps de classement	Rangement
2	611	1	2	610	1
1	788	2	1	765	2
4	790	3	4	788	3

Le tableau 7.24 donne le temps moyen de simulation pris pour classer les contingences et (colonne contingence) le temps moyen pris pour classer les machines en deux groupes (colonne CM).

Tableau 7.24 Temps moyen de simulation en ms pour le réseau 17 machines

FILTRA		PASF	
CM	Contingence	CM	Contingence
4.74	21.1	6.0	40.7

D. Réseau test 50 machines

Le réseau test 50 machines est décrit en détails dans l'Annexe III. Pour alléger le document, les contingences numérotées 1, 5, et 8 sont considérées pour analyse. Les résultats sont validés en se référant aux résultats du logiciel PSSE. Effectivement, la première simulation est réalisée pour un temps d'élimination de défaut de 220 ms. Le tableau 7.25 présente les résultats obtenus du filtrage initial.

Tableau 7.25 Filtrage des contingences du réseau test 50 machines avec $CT_1 = 220 \text{ ms}$

#	PASF					FILTRA				
	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
1	FSU	-22.84	(295)	(118.8)	20-26	FSU	-4.87	(222)	(66.3)	20-26
5	FSU	-4.04	(447)	(155.6)	22	FSU	-4.06	(446)	(155.4)	22
8	FSU	-5.47	(262)	(144.0)	14	FSU	-5.50	(261)	(144.0)	14

Puisque les contingences 1, 5 et 8 rendent le réseau instable, une deuxième simulation va permettre d'identifier le degré de sévérité de ces dernières en utilisant un nouveau seuil $CT_2 = 187 \text{ ms}$. Le tableau 7.26 relate les résultats.

Tableau 7.26 Analyse et évaluation des contingences
du réseau 50 machines avec $CT_2 = 187 \text{ ms}$

#	PASF					FILTRA				
	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
1	Instable	-15.26	(329)	(124.6)	20-26	Instable	-3.89	(189)	(57.4)	20-26
5	Stable+	0.27	775	155.9	*	Instable	10^{-5}	(9)	(62)	...
8	Instable	-3.12	(280)	(144.6)	14	Instable	-3.17	(279)	(144.6)	14

À partir de ces données, on peut déterminer une approximation du CCT en simulant le système une troisième fois. On peut aussi statuer sur la nature des contingences, pour finalement procéder à un rangement de ces dernières. Les tableaux 7.27 à 7.29 présentent respectivement les différentes étapes mentionnées précédemment. À noter que l'évaluation du CCT est tirée de PSSE.

Tableau 7.27 Approximation du CCT en ms avec une 3^{ème} simulation
pour le réseau test 50 machines pour $CT_1 = 220 \text{ ms}$

#	Approximation CCT	CCT (PSSE) t_r / t_u	Erreurs relatives (%)
1	107	108.6/108.9	-1.47

¹ Il n'existe pas de machines critiques car la marge de stabilité étant très proche de zéro, cela sous-entend que le système est en réalité stable.

Tableau 7.28 Filtrage des contingences du réseau test 50 machines pour $CT_1 = 220 \text{ ms}$

#	FILTRA		PASF	
	Nature de la contingence	Nombre de simulations	Nature de la contingence	Nombre de simulations
1	D	2	D	2
5	I	2	DS	2
8	D	2	D	2

Tableau 7.29 Rangement des contingences dangereuses du réseau test 50 machines pour $CT_1 = 220 \text{ ms}$

#	FILTRA		PASF		
	Temps de classement	Rangement	#	Temps de classement	Rangement
8	542	1	1	411	1
1	624	2	8	540	2

Le tableau 7.30 donne le temps moyen de simulation pour classer les contingences et pour diviser les machines en deux groupes.

Tableau 7.30 Temps moyen de simulation en ms pour le réseau 50 machines

FILTRA		PASF	
CM	Contingence	CM	Contingence
5.4	27.1	14.0	51.0

7.2.2 Résultats graphiques du réseau test 3 machines : modèle classique

En insérant des contingences sur les réseaux test considérés, l'allure des courbes est très proche de celle définie dans la littérature. Dans cette section, on se propose de montrer certains des résultats obtenus en considérant le réseau test 3 machines du modèle classique.

Il est considéré les trois cas auxquels on fait toujours référence : une simulation stable, une simulation instable et une simulation très instable. Pour chacun de ces cas, on montre le comportement des machines. On rappelle que le comportement de ces dernières est évalué par les angles internes des machines en fonction du temps. On présente aussi l'allure de la vitesse OMIB en fonction du temps, la variation de l'angle OMIB en fonction du temps et l'évolution des puissances OMIB par rapport à l'angle OMIB.

A. Simulation stable

La contingence numérotée 1 est utilisée pour illustrer à l'aide de graphiques une simulation stable à un temps d'effacement de 300 ms. La figure 7.1 montre l'évolution des angles internes de chacune des machines en fonction du temps. La figure 7.2 montre la vitesse OMIB dans le temps et la figure 7.3 donne l'angle OMIB par rapport au temps. En fin de compte, la figure 7.4 fait état de l'évolution des puissances OMIB en fonction de l'angle OMIB.

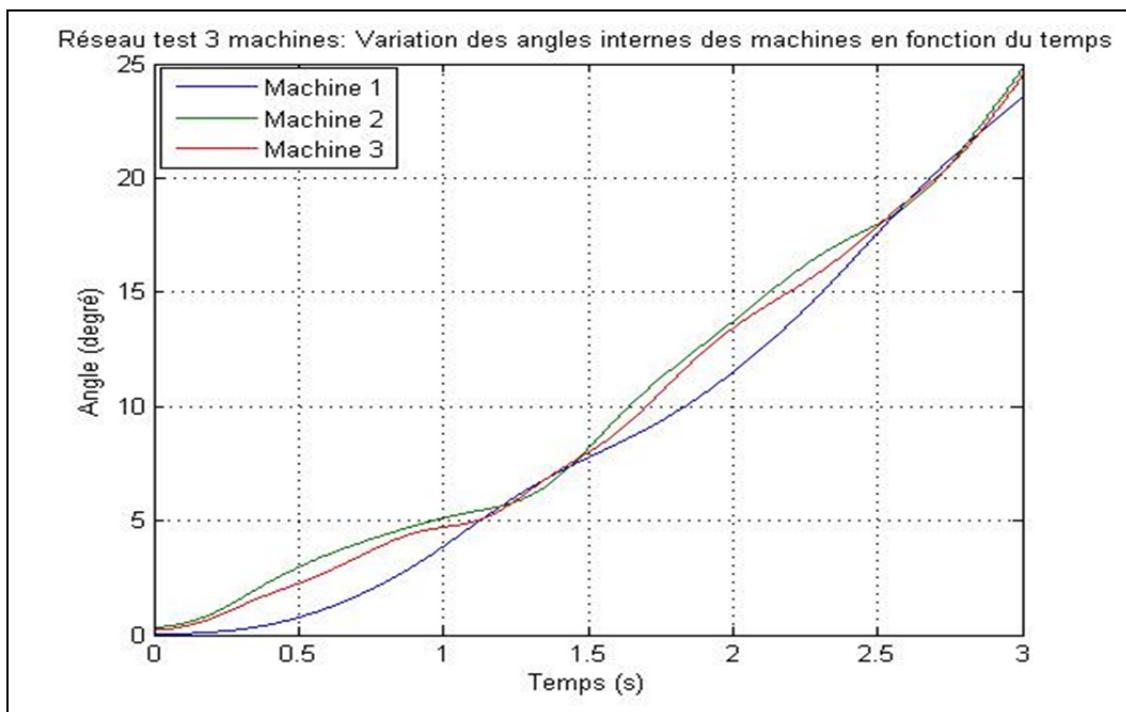


Figure 7.1 Variation des angles internes des machines en fonction du temps à $CT_1 = 300$ ms

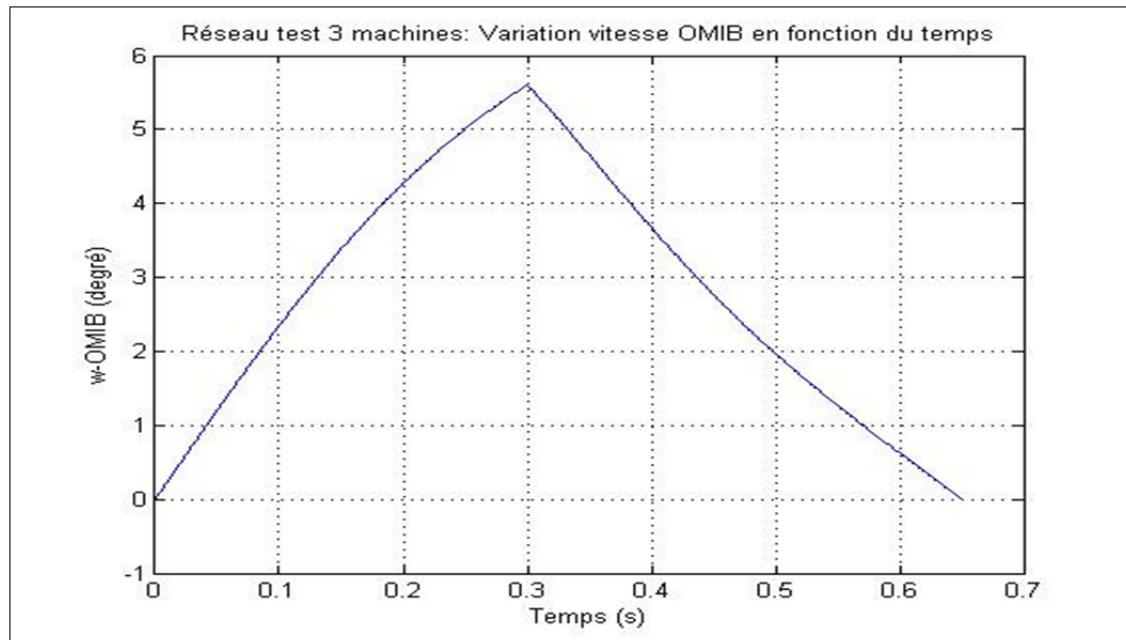


Figure 7.2 Variation de la vitesse OMIB en fonction du temps à $CT_1 = 300$ ms

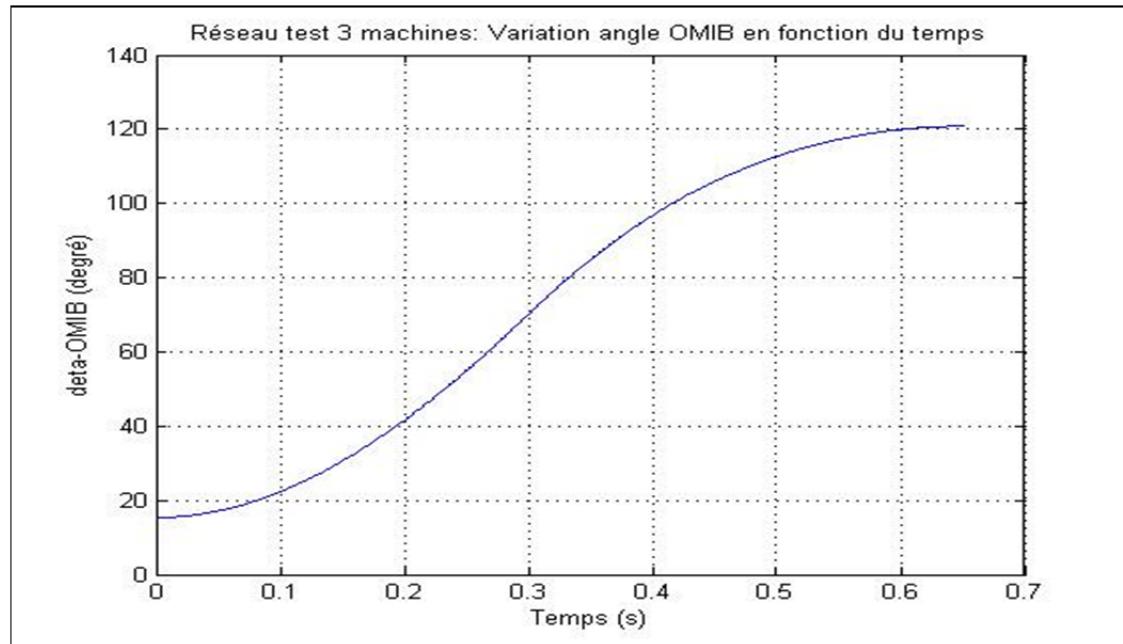


Figure 7.3 Variation de l'angle OMIB en fonction du temps à $CT_1 = 300$ ms

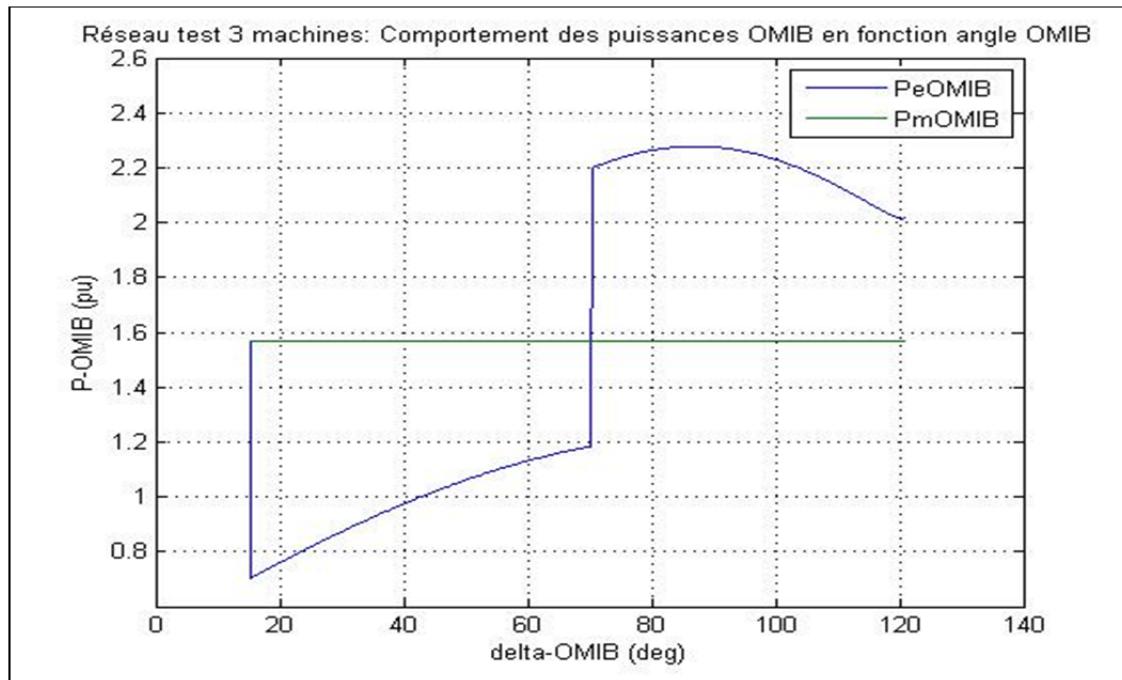


Figure 7.4 Variation des puissances OMIB en fonction de l'angle OMIB à $CT_1 = 300$ ms

B. Simulation instable et très instable

La contingence numérotée 4 est utilisée pour représenter à l'aide de graphiques une simulation instable. Le temps d'effacement de défaut utilisé est de 280 ms. La figure 7.5 montre l'évolution des angles internes de chacune des machines en fonction du temps. On peut ainsi voir le démarquage entre les machines critiques et les machines non critiques.

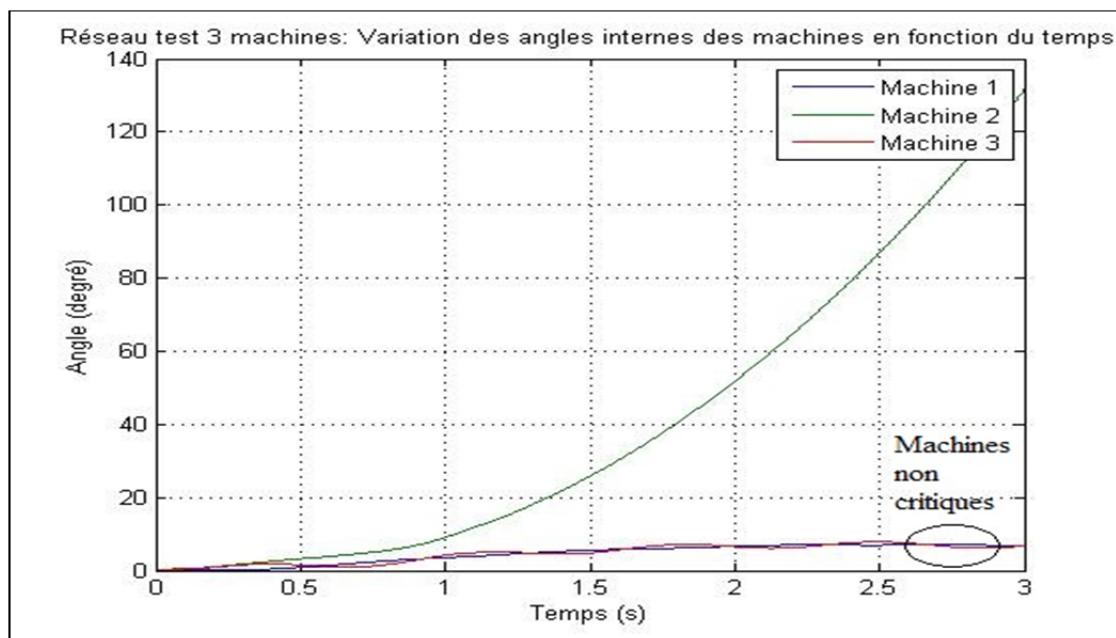


Figure 7.5 Variation des angles internes des machines en fonction du temps à $CT_1 = 280$ ms

La figure 7.6 montre la variation de la vitesse OMIB en fonction du temps et la figure 7.7 l'angle OMIB par rapport au temps.

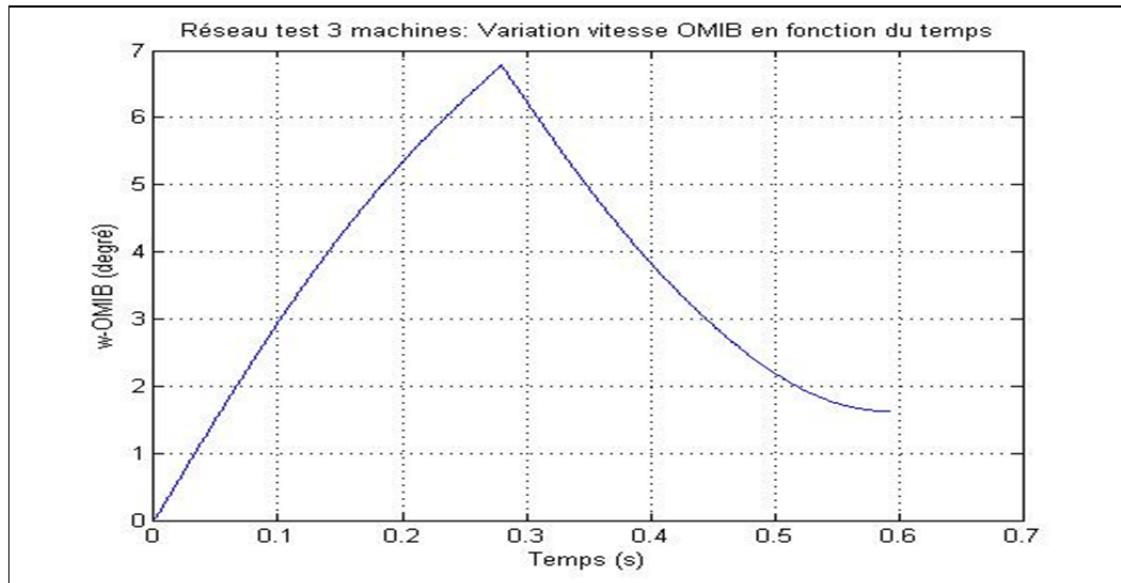


Figure 7.6 Variation de la vitesse OMIB en fonction du temps à $CT_1 = 280$ ms

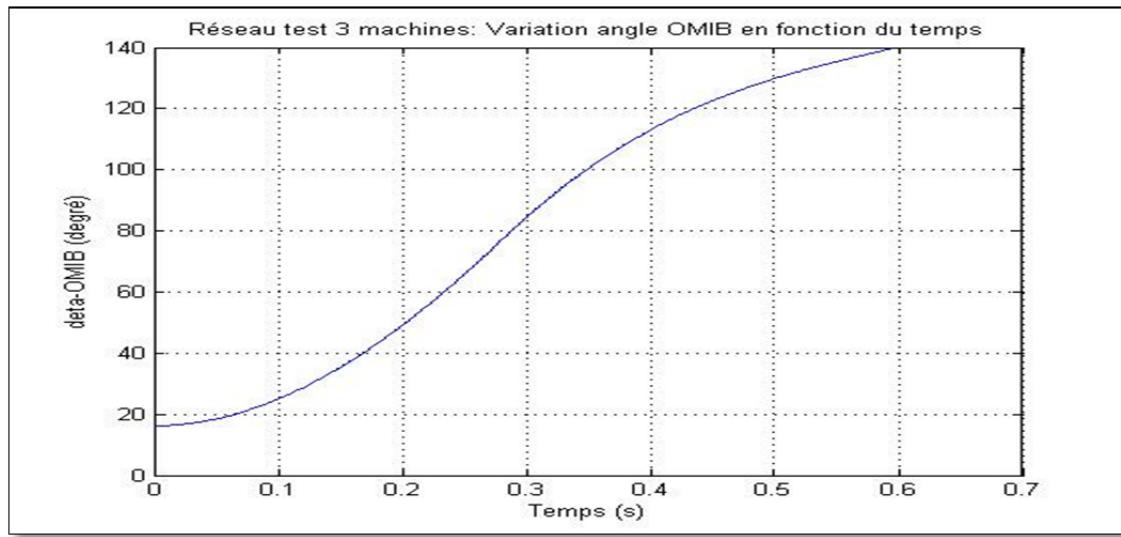


Figure 7.7 Variation de l'angle OMIB en fonction du temps à $CT_1 = 280$ ms

Que la simulation soit instable ou très instable, tous les graphes montrés ci-dessus gardent la même allure. Par contre, l'évolution des puissances mécanique et électrique OMIB en fonction de l'angle OMIB n'est plus la même. On peut remarquer cette différence dans la figure 7.8 et la figure 7.9. Il est à souligner que la figure 7.9 utilise un seuil de 320 ms.

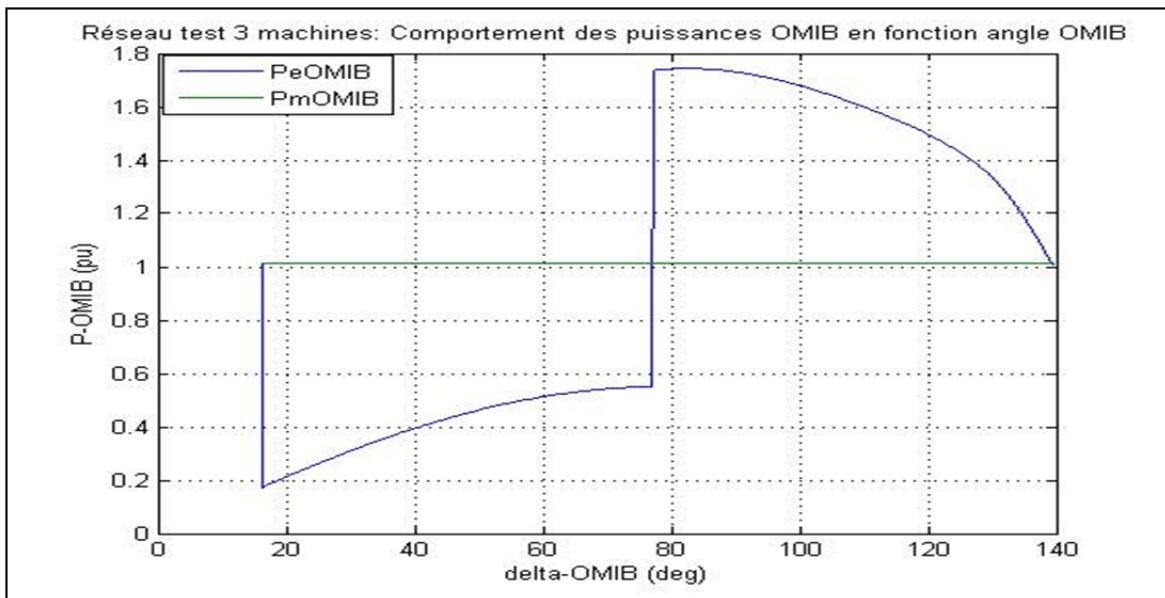


Figure 7.8 Variation des puissances OMIB en fonction de l'angle OMIB
à $CT_1 = 300$ ms, cas instable

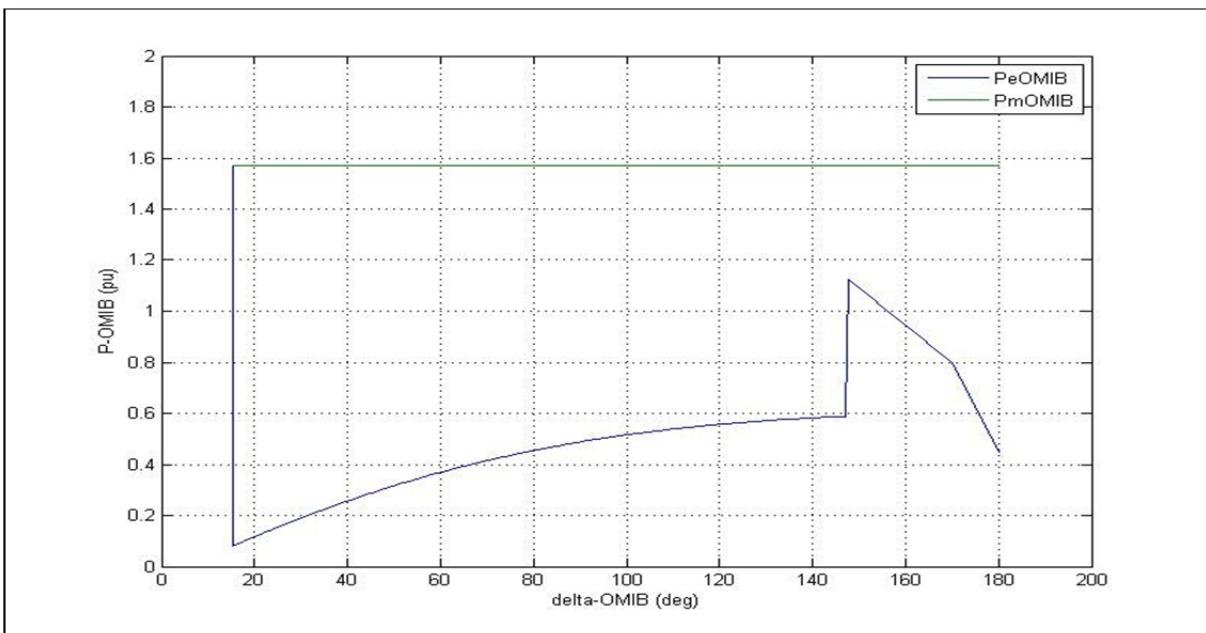


Figure 7.9 Variation des puissances OMIB en fonction de l'angle OMIB
à $CT_1 = 320$ ms, cas très instable

7.3 Résultats et validation : modèle détaillé deux axes

Il est effectué des simulations pour le modèle détaillé deux axes sur plusieurs réseaux test. On ne tient compte dans ce mémoire que du réseau test 50 machines en vue d'alléger le document. En se référant au tableau-A III-6 de l'annexe III, on peut voir que les caractéristiques du modèle détaillé de six des machines sont fournies. Les résultats s'avèrent concluants dans tous les cas traités.

En premier lieu, des résultats numériques sont présentés. Par la suite, on fait état des résultats graphiques obtenus en vue de la validation des résultats trouvés.

7.3.1 Résultats numériques du réseau test 50 machines, modèle détaillé

Le programme réalisé permet d'analyser toutes les contingences imaginables qui peuvent surgir sur le réseau. On considère dans cette partie les contingences numérotées 1, 5 et 8 pour pouvoir comparer les résultats obtenus par rapport à ceux obtenus pour le modèle classique. Ces trois contingences sont choisies aussi car elles sont les plus étudiées dans la littérature, la validation des résultats est de fait plus facile à réaliser. On utilise un premier temps d'effacement de défaut de 220 ms. Les résultats obtenus du premier filtrage sont regroupés dans le tableau 7.31.

Tableau 7.31 Filtrage des contingences du réseau test 50 machines
avec $CT_1 = 220 \text{ ms}$, modèle détaillé

#	PASF					FILTRA				
	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Filtrage	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
1	FSU	-22.84	(296)	(118.9)	20-26	FSU	-22.84	(296)	(118.9)	20-26
5	FSU	-4.04	(448)	(155.6)	22	FSU	-4.04	(448)	(155.6)	22
8	FSU	-5.47	(263)	(144.1)	14	FSU	-5.47	(263)	(144.1)	14

Un deuxième seuil $CT_2 = 187 \text{ ms}$ est utilisé pour traiter les contingences qui rendent la première simulation instable. Il s'agit des contingences numérotées 1, 5 et 8. Les résultats peuvent être vus dans le tableau 7.32.

Tableau 7.32 Analyse et évaluation des contingences du réseau 50 machines
avec $CT_2 = 187 \text{ ms}$, modèle détaillé

#	PASF					FILTRA				
	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC	Test	η	$t_r(t_u)$	$\delta_r(\delta_u)$	MC
1	Instable	-15.31	(329)	(124.4)	20-26	Instable	-15.31	(329)	(124.4)	20-26
5	Stable+	0.24	785	156.8	*	Stable	0.24	785	156.8	*
8	Instable	-3.14	(280)	(144.5)	14	Instable	-3.14	(280)	(144.5)	14

On arrive à déterminer aisément une approximation du CCT en simulant le système une troisième fois. La nature des contingences peut être confirmée ainsi qu'un rangement final. Les tableaux 7.33 à 7.35 présentent respectivement une approximation du CCT, le classement définitif des contingences et un rangement par ordre d'importance de ces dernières. On précise que l'évaluation du CCT est tirée de (Dong et Pota, 1994) pour la contingence numérotée 1 et de PSSE pour la seconde.

Tableau 7.33 Approximation du CCT en ms avec une 3^{ème} simulation pour le réseau test 50 machines pour $CT_1 = 220$ ms, modèle détaillé

#	Approximation CCT	CCT t_r / t_u	Erreurs relatives (%)
1	107	108.0/108.5	-0.92
5	189	188/191	0.53

Tableau 7.34 Filtrage des contingences du réseau test 50 machines pour $CT_1 = 220$ ms, modèle détaillé

#	PASF		FILTRA	
	Nature de la contingence	Nombre de simulations	Nature de la contingence	Nombre de simulations
1	D	3	D	2
5	DS	2	I	2
8	D	3	D	2

Tableau 7.35 Rangement des contingences dangereuses du réseau test 50 machines pour $CT_1 = 220$ ms, modèle détaillé

#	Temps de classement	Rangement
8	543	1
1	625	2

Le tableau 7.36 donne le temps moyen de simulation pour classer les contingences et diviser les machines en deux groupes.

Tableau 7.36 Temps moyen de simulation en ms

FILTRA		PASF	
CM	Contingence	CM	Contingence
2.57	71.1	21.9	83.8

7.3.2 Résultats graphiques du réseau test 50 machines, modèle détaillé

Cette partie est consacrée à montrer l'allure de plusieurs courbes obtenues lors de la simulation du réseau en utilisant le modèle détaillé. Le réseau test 50 machines est utilisé à cette fin. On tient compte d'une situation stable et d'une situation instable pour comparer les résultats obtenus par rapport aux allures définies dans la littérature. Ceci nous conduit à une validation des résultats.

A. Simulation instable

Pour un temps d'effacement de 220 ms, pour la contingence numérotée 1, la simulation s'est révélée instable. On l'utilise alors pour présenter l'évolution de différentes courbes. De la figure 7.10, on peut déduire le classement des machines critiques et non critiques. Il s'agit au fait de la variation des angles internes des machines en fonction du temps.

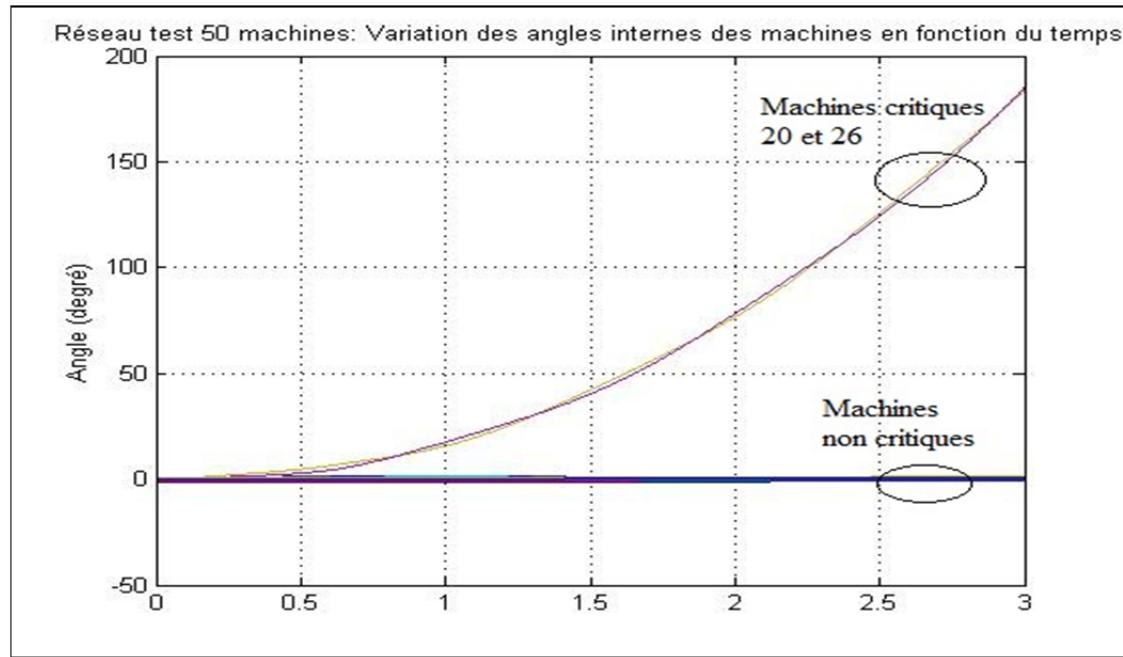


Figure 7.10 Variation des angles internes des machines en fonction du temps à $CT_1 = 200$ ms

Sur la figure 7.11, on peut visualiser la variation de l'angle OMIB en fonction du temps.

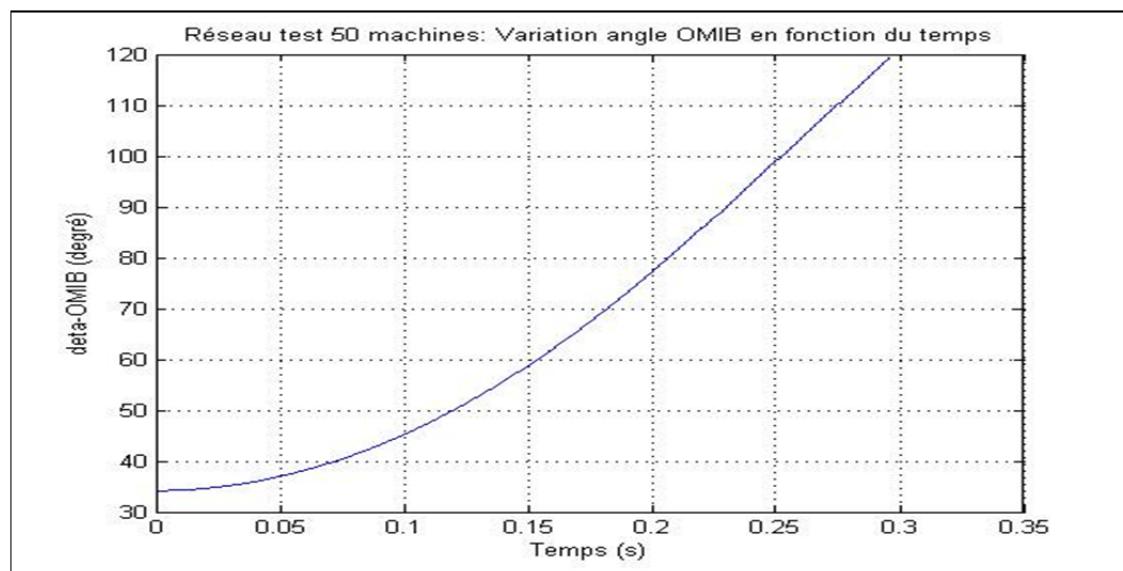


Figure 7.11 Variation de l'angle OMIB en fonction du temps

Le graphe de la figure 7.12 donne l'évolution de la vitesse OMIB en fonction du temps.

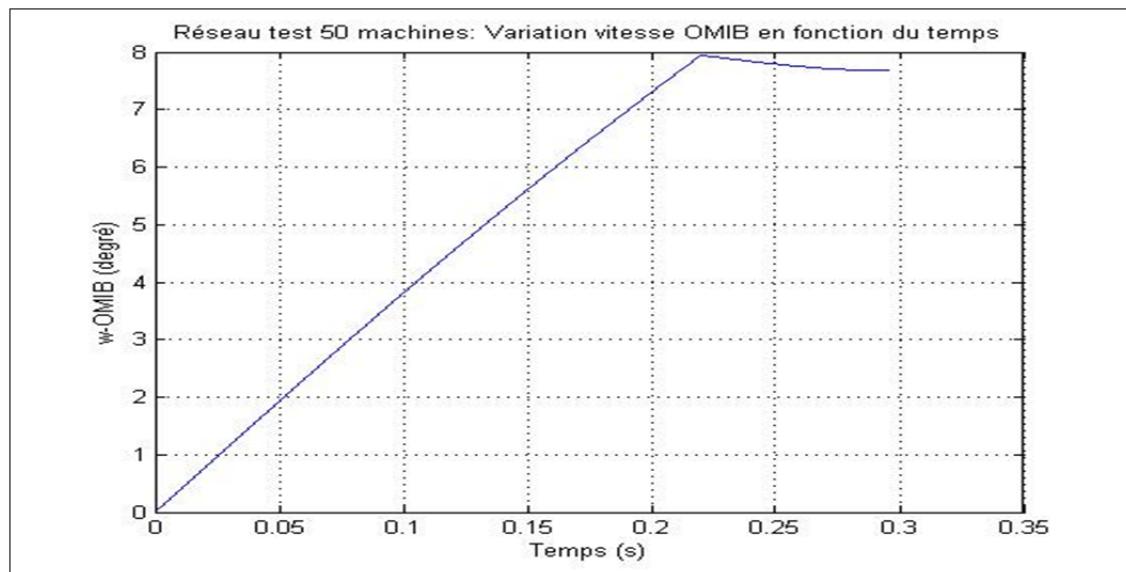


Figure 7.12 Variation de la vitesse OMIB en fonction du temps

La variation des puissances mécanique et électrique en fonction de l'angle OMIB apparaît sur la figure 7.13.

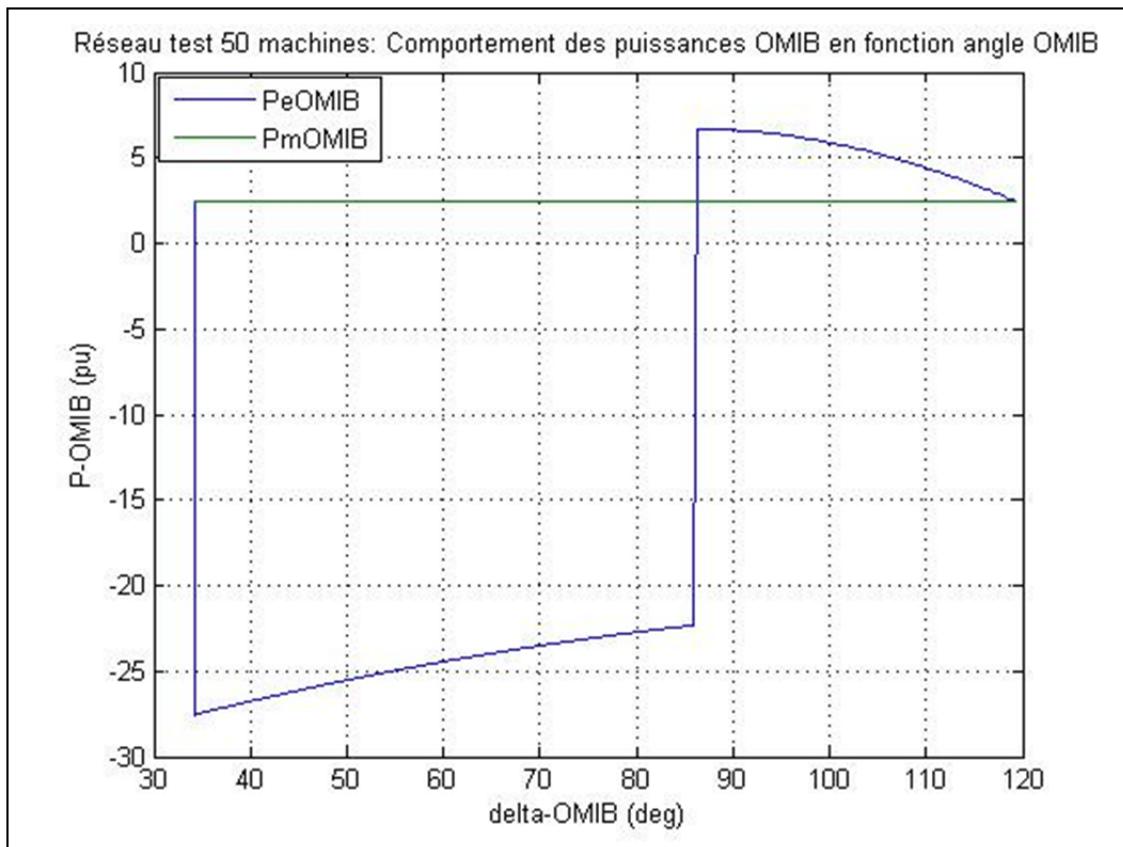


Figure 7.13 Variation des puissances OMIB en fonction de l'angle OMIB à $CT_1 = 200$ ms

B. Simulation stable

Pour présenter des graphes d'une simulation stable, on utilise la contingence numérotée 6 avec un temps d'effacement de 220 ms. La figure 7.14 montre la variation des angles internes des machines en fonction du temps.

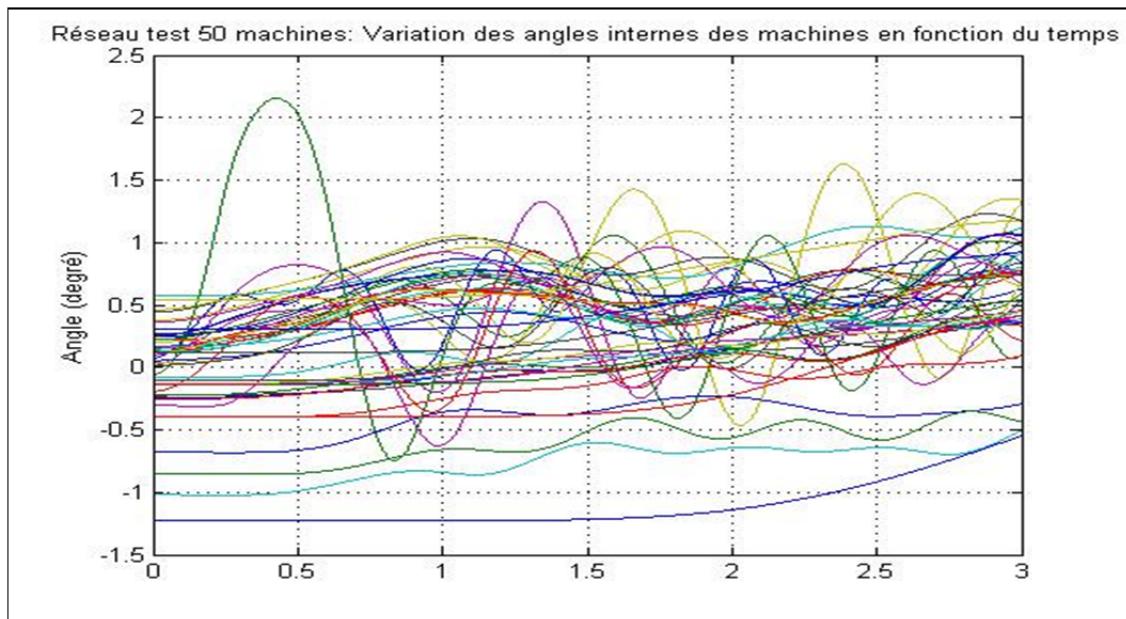


Figure 7.14 Variation des angles internes des machines en fonction du temps

La variation de l'angle OMIB en fonction du temps et de la vitesse OMIB en fonction du temps sont donnés par les graphes se trouvant respectivement à la figure 7.15 et à la figure 7.16.

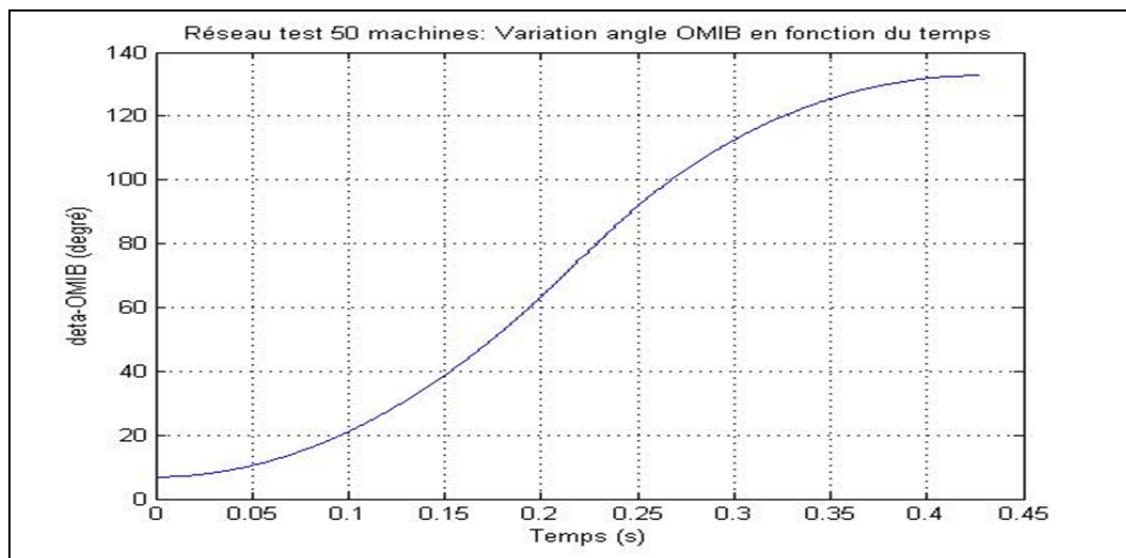


Figure 7.15 Variation de l'angle OMIB en fonction du temps

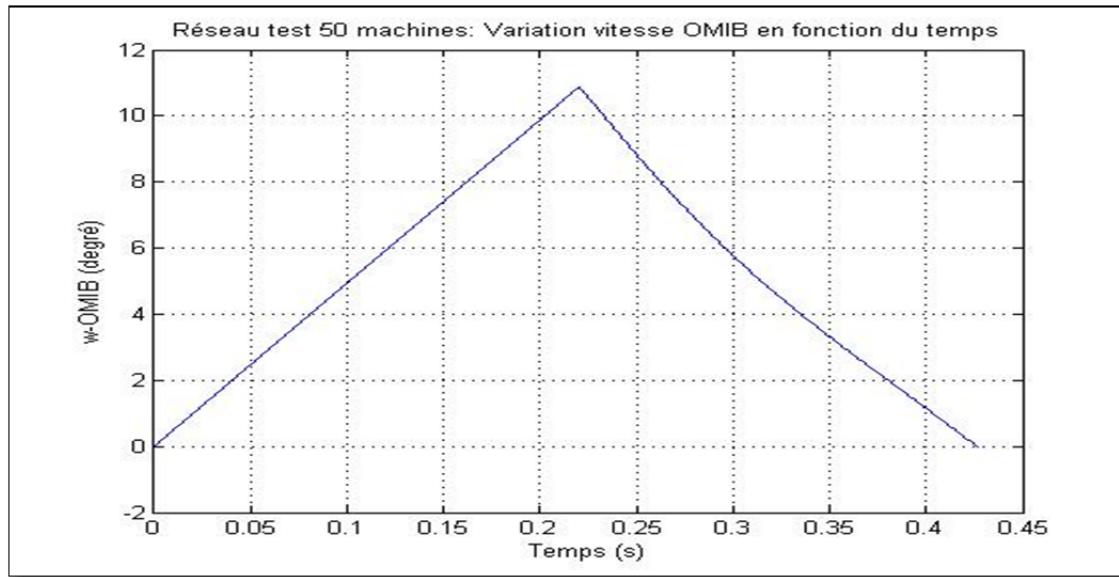


Figure 7.16 Variation de la vitesse OMIB en fonction du temps

Finalement, la figure 7.17 montre le comportement des puissances électrique et mécanique OMIB en fonction de l'angle OMIB.

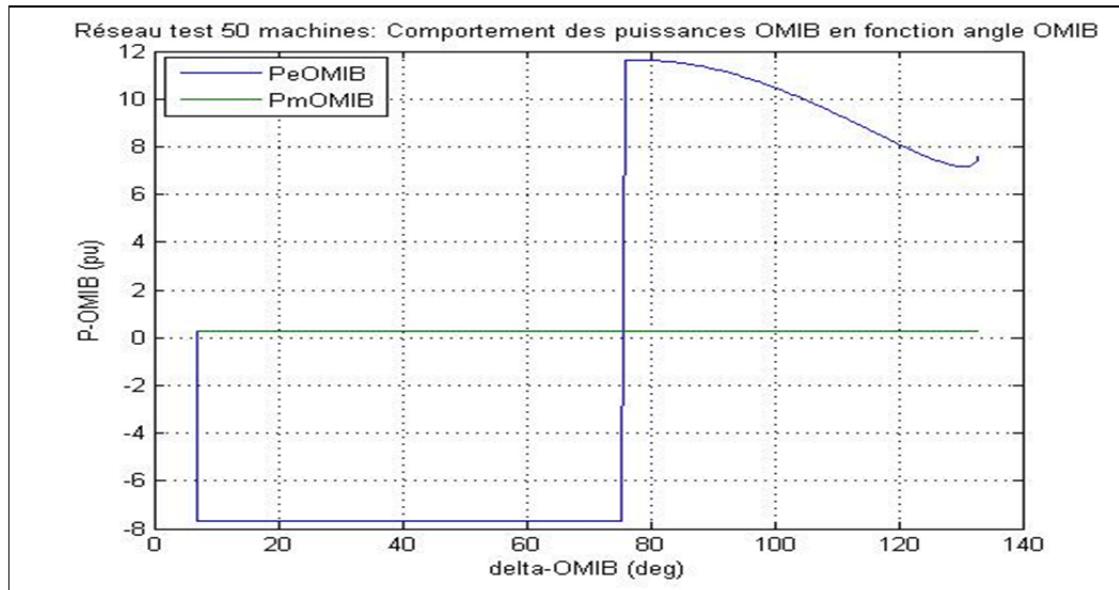


Figure 7.17 Variation des puissances mécanique et électrique OMIB en fonction de l'angle OMIB

7.4 Discussion des résultats

Les résultats obtenus sont comparés à ceux trouvés par un logiciel commercial, le PSSE et ceux se trouvant dans la littérature. Toutefois, les études ne se font pas de la même façon que PSSE. Aucune terminologie n'est utilisée pour classer les contingences. On utilise certaines données telles que les angles et les vitesses des machines pour pouvoir comparer les résultats. Mais avant, on présente les méthodes utilisées puis on analyse les résultats en soi.

7.4.1 Précision sur les méthodes

Dans l'algorithme implémenté pour résoudre des équations différentielles, des pas de calcul sont pris en compte. Pour le modèle classique, un pas de calcul de 0.833 ms est pris alors que pour le modèle détaillé deux axes un pas de calcul de 1 ms est employé. La méthode de Runge Kutta, ordre 4 à pas fixe permet de résoudre ces équations dans le programme du temps alors que PSSE se sert de la méthode Euler ordre 2. Le temps de simulation est de 3 s.

En outre, le modèle de générateur dont dispose PSSE utilise des paramètres transitoires et subtransitoires ; ce qui n'est pas le cas pour le programme développé. En effet, on définit uniquement des paramètres transitoires pour les générateurs. Pour que les résultats soient comparables, on a réalisé certaines mises au point au niveau des paramètres exigés par PSSE. Parmi ces modifications, on cite la tension de sortie du régulateur de tension du système de contrôle de tension de l'excitatrice. Cette dernière varie entre -10 et $+10$ p.u.

7.4.2 Analyse des résultats

Comme il est dit antérieurement, le logiciel commercial n'attribue aucune terminologie dans l'analyse des contingences. Il donne plutôt des informations sur les lignes et comment elles sont chargées et surchargées. Toutefois, on a des informations sur les angles des machines, les vitesses des machines, les puissances et les écoulements de puissance. Dans la construction de SIME, ce sont ces informations qui sont utilisées. À défaut de la terminologie

mentionnée, une comparaison des résultats obtenus par l'algorithme réalisé et ceux de PSSE permet de statuer sur leur validité. On se sert aussi des résultats rencontrés dans la littérature pour la validation. On s'intéresse surtout à la stabilité du réseau car l'analyse des contingences est effectivement fondée sur cette étude. Les résultats obtenus étant comparés à ceux de PSSE, on s'assure de leur validité.

Les deux méthodes utilisées pour l'analyse et le classement des contingences sont toutes basées sur SIME. Les résultats obtenus sont comparés entre eux. Comme montré dans le tableau 7.24 par exemple, la nature des contingences se ressemble. Quoique la terminologie ne soit pas exactement la même, les résultats sont compatibles en regardant le degré de sévérité des contingences. On rappelle que l'objectif de ce travail n'est pas de déterminer le CCT, mais une estimation y est donnée. Par exemple, le tableau 7.15 se réfère au CCT trouvé par PSSE et le tableau 7.21 relate le CCT de la littérature. Ces deux tableaux font état d'une erreur relative moyenne de l'ordre de 4%. De manière générale, pour toutes les simulations, l'erreur relative est en dessous de 12%.

Les différentes courbes présentées respectent les allures définies dans la littérature et retrouvées aussi par le logiciel PSSE. Parfois, on observe de petites disparités qui sont surtout dues au pas de calcul utilisé. Cependant, le comportement général reste le même. Que la simulation soit stable ou instable, les puissances OMIB varient telles que prévues dans la littérature et l'application du CAE se fait bien. Pour une simulation stable, la vitesse OMIB connaît réellement un pic pour décroître par la suite jusqu'à ce qu'elle s'annule (figure 7.16). Par contre pour la simulation instable, la vitesse OMIB ne s'annule pas (figure 7.6). Dans les deux cas, les angles OMIB ont une forme parabolique. Pour le temps de retour dans le cas stable, l'angle a tendance à se rapprocher d'une valeur pour se stabiliser alors que pour le cas instable il a tendance à croître indéfiniment.

Les résultats sont certes intéressants. Toutefois, certains points à améliorer sont à signaler. Quand la machine synchrone est représentée par son modèle classique simplifié, les effets transitoires et subtransitoires sont négligés. En outre, la puissance mécanique est considérée

constante, ce qui est généralement faux. Autre faiblesse, le système deux machines équivalent du réseau trouvé peut poser problème. Le comportement dynamique du réseau multi-machine original est biaisé car les résultats obtenus sont approximatifs à cause des pas de calculs et d'autres facteurs.

7.5 Conclusion

L'algorithme réalisé est mis à l'épreuve en utilisant le modèle classique de générateur et le modèle détaillé deux axes. Les réseaux test 3 machines, New England, 17 machines et 50 machines sont employés pour des simulations à plusieurs temps d'effacement de défaut. Il est tenu compte des deux méthodes de filtrage et de classement. Les résultats obtenus sont comparés entre eux ; puis ils sont évalués par rapport au logiciel commercial PSSE et les résultats de la littérature. Les résultats numériques et graphiques sont suffisamment proches. Il est donné un filtrage définitif des contingences où elles sont classées par leur degré de sévérité. Une analyse est faite sur leur nature et des explications sont présentées pour les dissemblances que l'on observe certaines fois. On procède aussi à un rangement des contingences les plus sévères en tenant compte du temps d'instabilité. Somme toute, une discussion des résultats permet de bien situer le contexte dans lequel la simulation est réalisée et des différents paramètres considérés pour la faire.

CONCLUSION

Un réseau électrique est souvent soumis à des contingences. Pour garantir la continuité du service sur un réseau, il est plus que nécessaire de pouvoir étudier la stabilité transitoire. Cette dernière se résume au maintien du synchronisme entre les générateurs du réseau électrique après l'apparition soudaine d'un défaut. L'équation (3.21) dite équation de l'oscillation représente le pilier de cette étude car elle traduit la dynamique du rotor du générateur. Un outil mathématique puissant, dénommé CAE, se basant sur l'énergie emmagasinée et l'énergie dissipée par le rotor permet de prédire la stabilité et l'instabilité du réseau.

Pour appliquer le CAE, le réseau aussi grand qu'il soit, est converti en un réseau mono-machine appelé OMIB. Pour ce faire, les machines sont divisées en deux groupes : les machines critiques et les machines non critiques. Suite à cette division, les paramètres OMIB (angles, puissances mécanique et électrique, vitesse angulaire) sont calculés. Cette construction est faite en vue d'utiliser méthode hybride appelée SIME.

En effet, SIME qui allie un programme du domaine du temps et le CAE constitue un outil très intéressant pour l'étude de la stabilité. Le concept de la marge de stabilité défini par SIME permet de quantifier la stabilité ou l'instabilité du réseau électrique. Autre avantage de cette méthode, on peut facilement déduire la stabilité sans se référer aux courbes décrites par les angles du rotor des machines et les vitesses angulaires des machines. Cette étude conduit à l'analyse et au classement des contingences.

Pour une telle analyse, il faut des méthodes fiables, précises, rapides et efficaces pour effectuer un tri des contingences avec des critères simples et clairs. L'implémentation de cette méthode doit être la plus facile que possible. FILTRA et PASF sont deux méthodes composées de deux blocs distincts qui facilitent une telle démarche. Un premier bloc filtre les contingences en attribuant un temps d'effacement de défaut initial. Le second bloc dépendant du cas se sert d'un ou de deux seuils de temps. Dans ce bloc, on statue sur le degré de

sévérité de la contingence et on peut même trouver une estimation de la valeur du CCT. On rappelle que l'objectif n'est pas de trouver le CCT mais de classer les contingences. Une fois réalisé, on trouve les machines critiques, les temps de retour ou d'instabilité, les angles de retour ou d'instabilité et le temps pris pour classer la contingence. Dans cette optique, l'opérateur du réseau dispose de bonnes informations pour agir sur le réseau.

Pour les études futures, il serait intéressant d'explorer un autre modèle mathématique capable de séparer toutes les machines en deux groupes distincts. Ceci aiderait à pallier à la division en trois groupes de machines observée graphiquement dans certains cas. On pourrait se pencher aussi sur le fait que, certaines fois, la puissance électrique ne coupe pas la puissance mécanique. Pour cette dernière éventualité citée, la définition de l'angle et du temps d'instabilité n'est pas prise en compte par SIME. Finalement, il faudrait développer une méthode permettant de déterminer le temps d'effacement de défaut initial.

Les résultats d'analyse et de classement de contingences de ce mémoire peuvent être utilisés pour le contrôle des tâches à effectuer sur les réseaux électriques en cas d'apparition de contingences. D'autres travaux peuvent le compléter en ce sens pour donner de meilleurs outils aux opérateurs de réseaux.

ANNEXE I

DIAGRAMMES DE STRUCTURE DE LA PROGRAMMATION

Cette annexe présente les diagrammes de la structure de la programmation. On retrouve le diagramme général du programme réalisé. On y trouve aussi la structure du programme SIME ainsi que celle de l'étude de la stabilité transitoire.

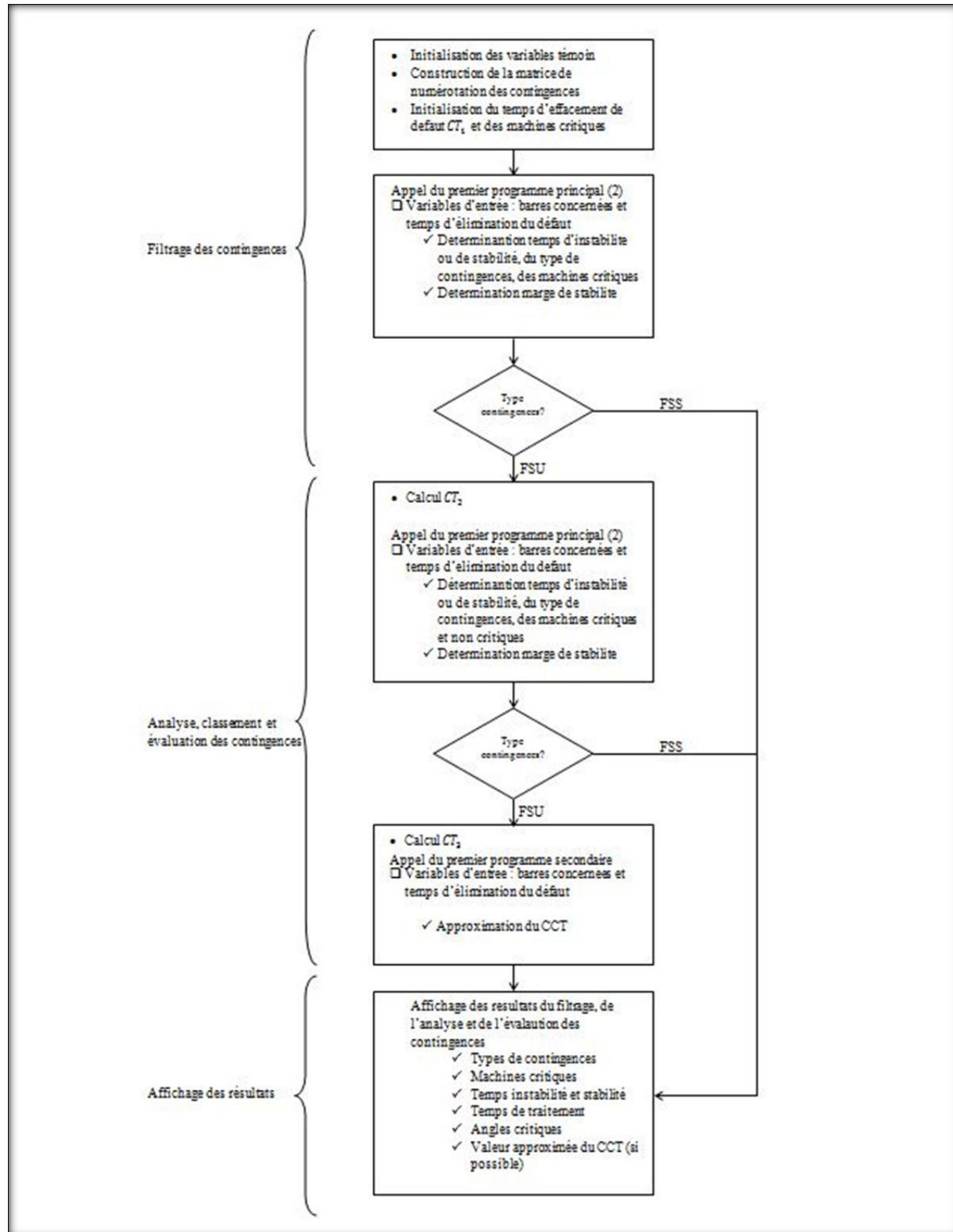


Figure-A I-1 Diagramme du programme d'analyse et de classement des contingences

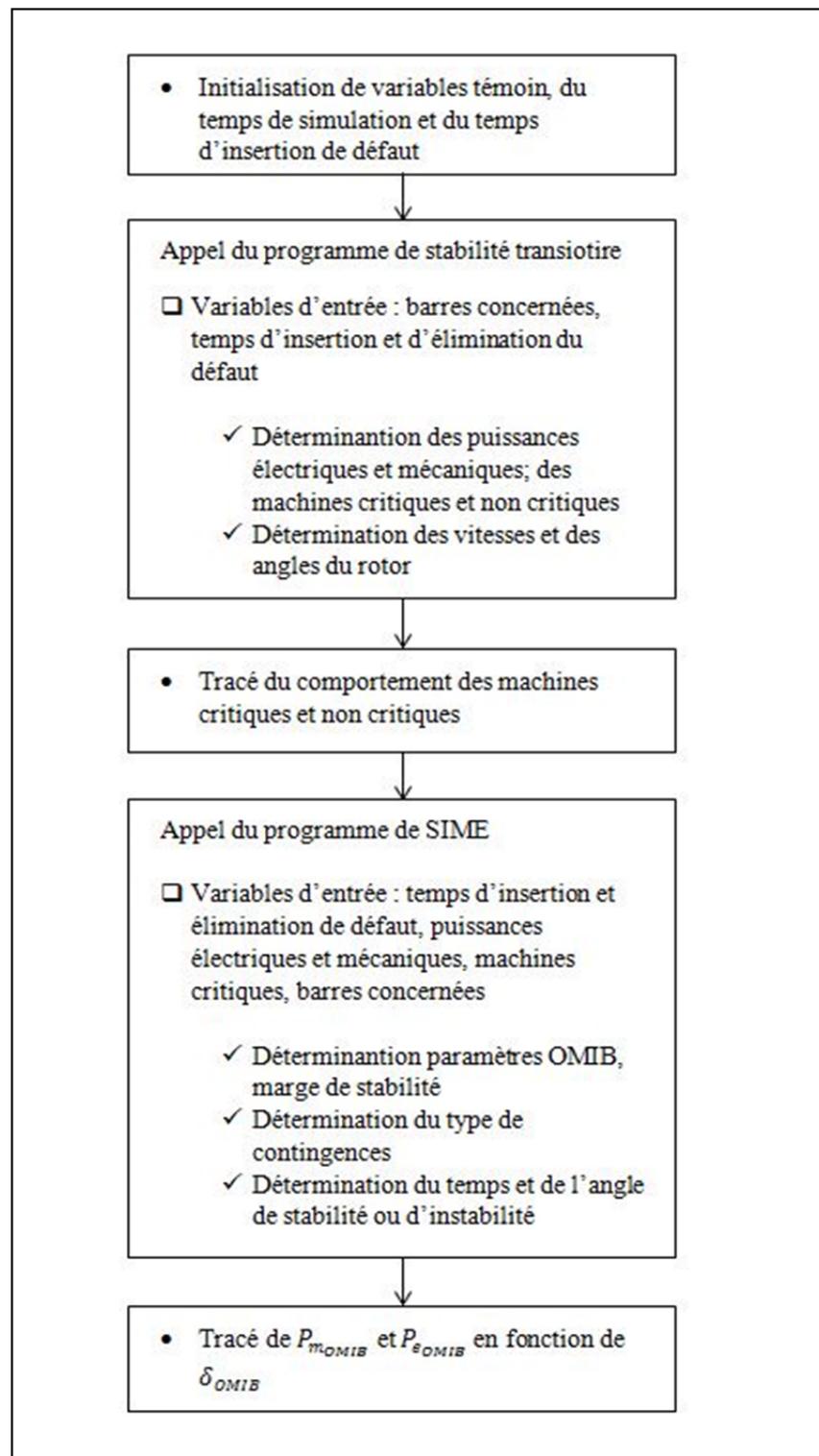


Figure-A I-2 Diagramme du programme principal (deuxième partie)

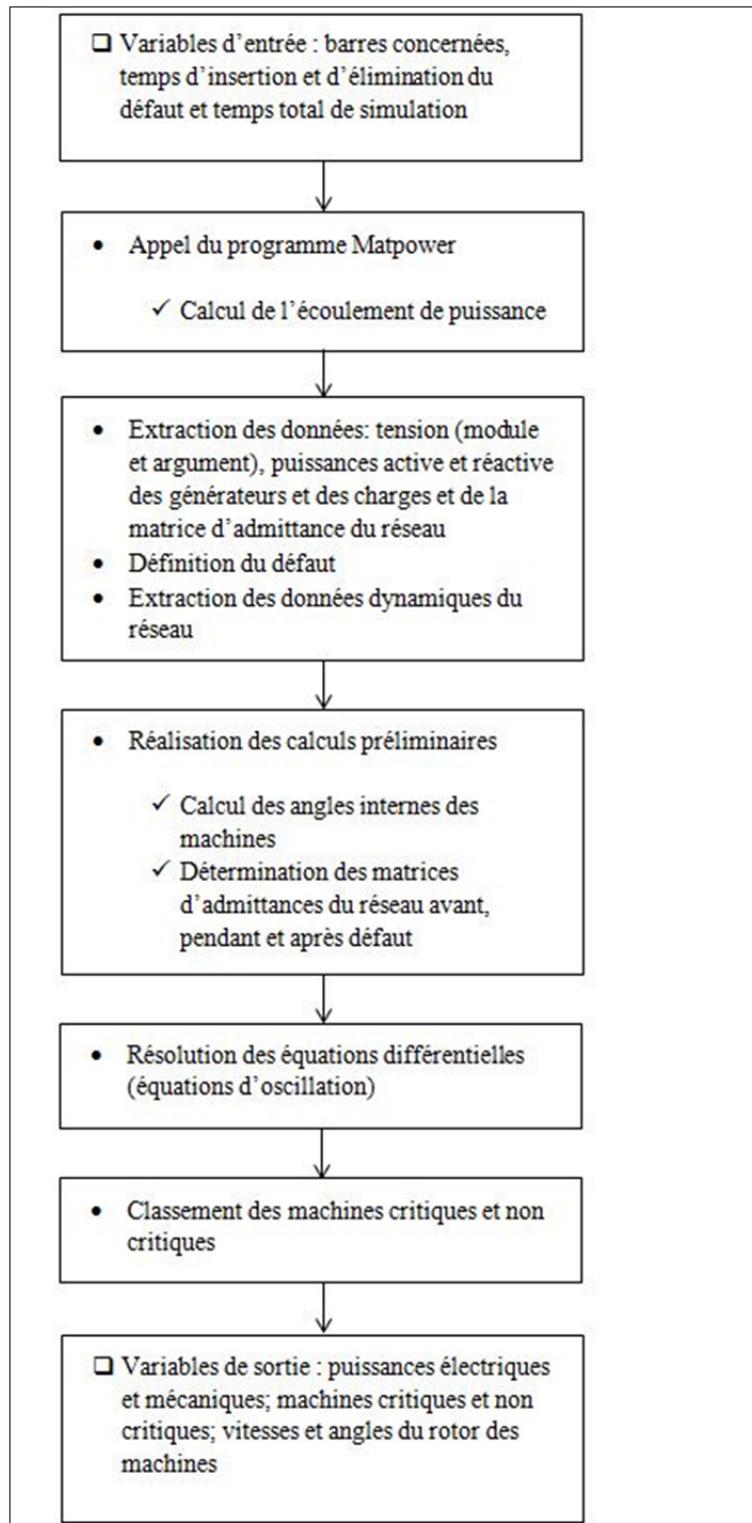


Figure-A I-3 Diagramme du programme de l'analyse de stabilité transitoire

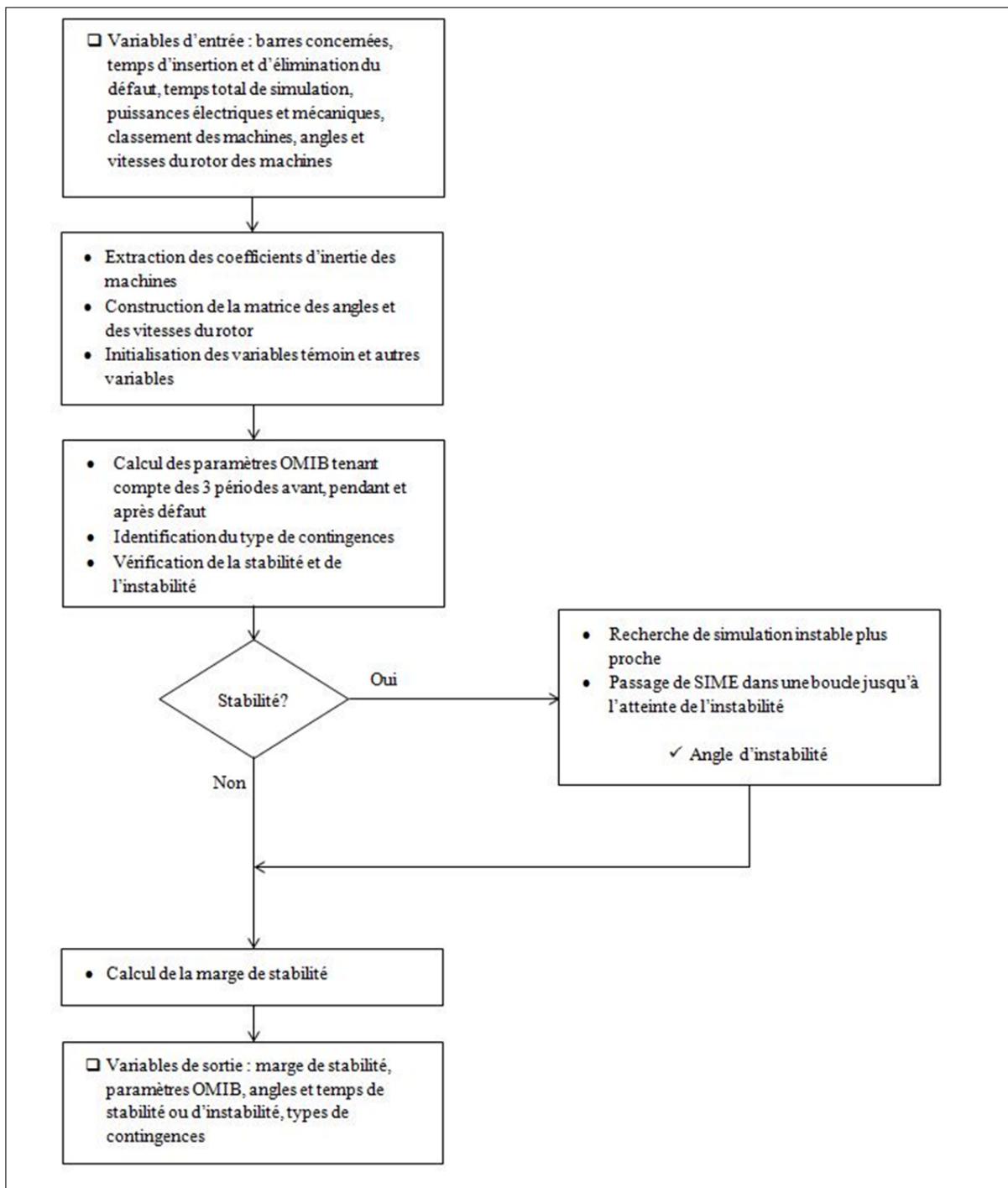


Figure-A I-4 Diagramme de la programmation de SIME

ANNEXE II

CARACTÉRISTIQUES DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES TEST 3 MACHINES ET 10 MACHINES

Cette annexe présente les caractéristiques des réseaux électriques test 3 machines et 10 machines étudiés dans le cadre de ce mémoire. Il est précisé le nombre de machines, le nombre de jeux de barres et la quantité de lignes. Les modèles des machines, les modèles des charges et des éléments de transmission des réseaux électriques sont aussi décrits. On rappelle qu'une base de 100 MVA est choisie pour toutes les conversions en per unit.

A. Réseau électrique test 3 machines 9 barres

Ce réseau est composé, comme l'indique son nom, de 3 générateurs et 9 barres. Il renferme aussi 3 transformateurs et 6 lignes. La figure A-II.1 montre bien le montage d'un tel réseau.

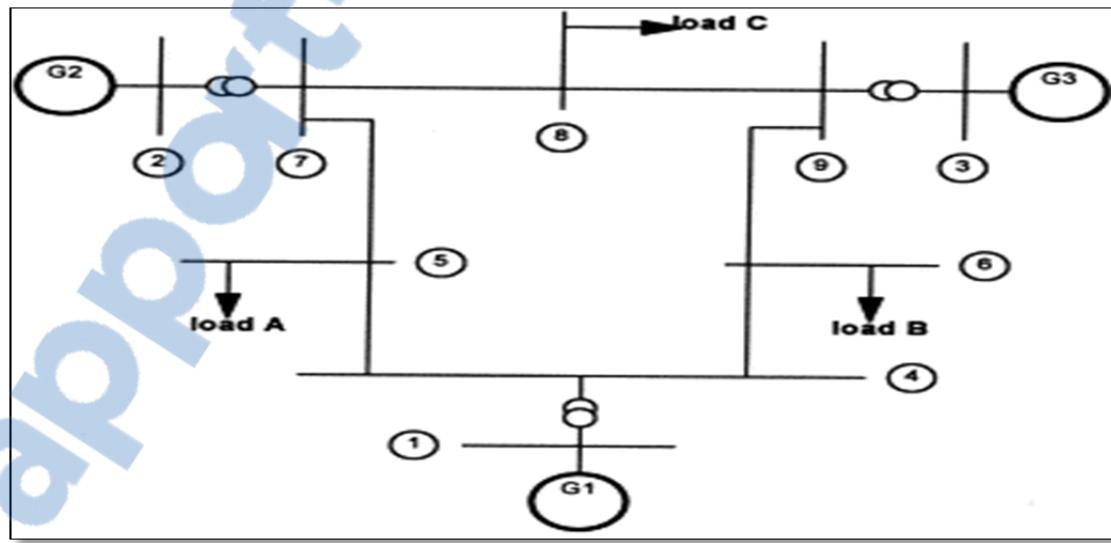


Figure-A II-1 Réseau électrique test 3 machines
Adaptée de Anderson et Fouad (2003, p. 38)

Les caractéristiques des machines sont regroupées dans le tableau-A II-1 et les données de l'excitatrice des machines dans le tableau-A II-2. Les paramètres de ces dernières données apparaissent dans la figure 3.14.

Tableau-A II-1 Caractéristiques des machines du réseau électrique test 3 machines

Paramètres	Machine 1 (G1)	Machine 2 (G2)	Machine 3 (G3)
$H (s)$	23.60	6.4	3.01
$M (s^2/rad)$	12.54	3.39	1.59
$x_d (pu)$	0.146	0.8958	1.3125
$x'_d (pu)$	0.0608	0.1198	0.1813
$x_q (pu)$	0.0969	0.8645	1.2578
$x'_q (pu)$	0.0969	0.1969	0.25
$T'_{do} (s)$	8.96	6.0	5.89
$T'_{q0} (s)$	0.31	0.535	0.6

Tableau-A II-2 Données de l'excitatrice
des machines

Paramètres	Toutes les machines
K_A	20
$T_A (s)$	0.2
K_E	1.0
$T_e (s)$	0.314
K_F	0.063
$T_F (s)$	0.35

Les caractéristiques des transformateurs, des charges et des lignes sont fournies dans les tableaux suivants.

Tableau-A II-3 Caractéristiques des transformateurs

Transformateurs	Barre i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Changeur de prise
1	1	4	0	0.0576	1
2	2	7	0	0.0625	1
3	3	9	0	0.0586	1

Tableau-A II-4 Caractéristiques des charges

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
5	125	50
6	90	30
8	100	35

Tableau-A II-5 Caractéristiques des lignes

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Demi-susceptance (pu)
1	4	5	0.01	0.085	0.088
2	4	6	0.017	0.092	0.079
3	5	7	0.032	0.161	0.153
4	6	9	0.039	0.17	0.179
5	7	8	0.0085	0.072	0.0745
6	8	9	0.0119	0.1008	0.1045

Les contingences retenues sont numérotées dans le tableau-A II-4. On précise la ligne qui est ouverte ainsi que les barres en défaut. On entend par barre en défaut, la barre plus proche de laquelle le défaut est introduit.

Tableau-A II-6 Numérotation des contingences du réseau test 3 machines

Numéro contingences (Barre en défaut)	Numéro contingences (Barre en défaut)	Lignes ouvertes
1 (5)	2 (7)	5-7
3 (7)	4 (8)	7-8
5 (8)	6 (9)	8-9
7 (9)	8 (6)	9-6
9 (6)	10 (4)	6-4
11 (4)	12 (5)	4-5

B. Réseau électrique test New England

Le réseau New England est composé de 10 générateurs et de 39 jeux de barres. Il est aussi constitué de 12 transformateurs et 34 lignes. La figure-A II-2 représente bien ce réseau.

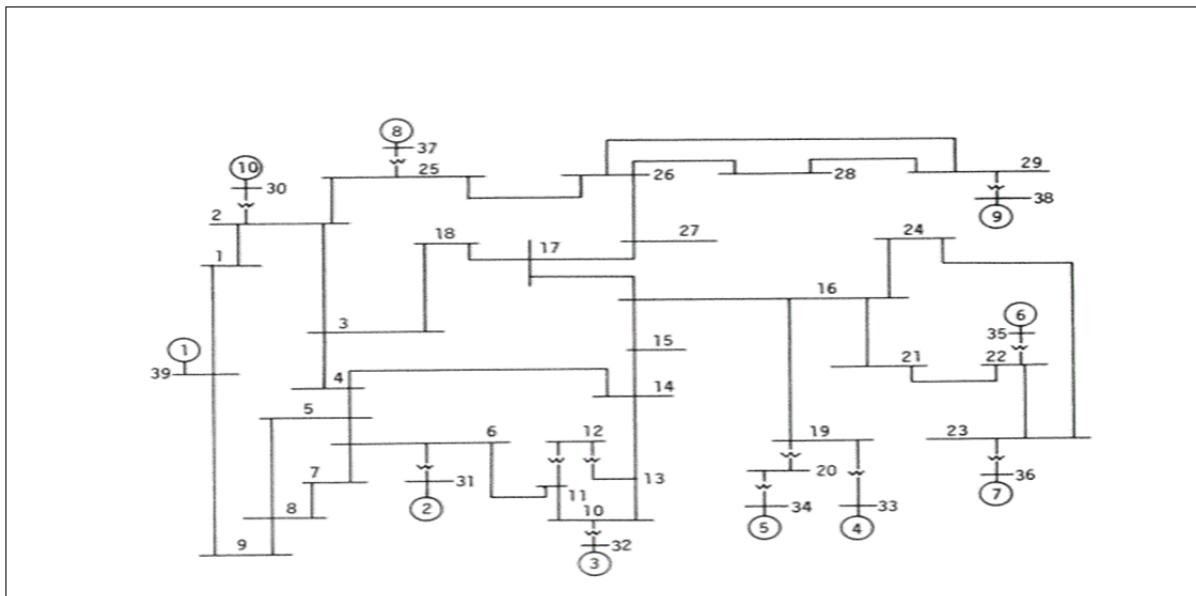


Figure-A II-2 Représentation du réseau électrique test New England
Adaptée de Pai (1989, p.)

Les caractéristiques des machines sont regroupées dans le tableau-A II-5 et les données de l'excitatrice des machines dans le tableau-A II-6.

Tableau-A II-7 Caractéristiques des machines du réseau électrique
test New England

Machines	$H(s)$	$x'_d (pu)$	$x_q (pu)$	$x'_q (pu)$	$T'_{do} (s)$	$T'_{q0} (s)$
1	500	0.006	0.019	0.008	7.0	0.7
2	30.3	0.0697	0.282	0.170	6.56	1.5
3	35.8	0.0531	0.237	0.0876	5.7	1.5
4	28.6	0.0436	0.258	0.166	5.69	1.5
5	26.0	0.132	0.62	0.166	5.4	0.44
6	34.8	0.05	0.241	0.0814	7.3	0.4
7	26.4	0.049	0.292	0.186	5.66	1.5
8	24.3	0.057	0.280	0.0911	6.7	0.41
9	34.5	0.057	0.205	0.0587	4.79	1.96
10	42.0	0.031	0.069	0.008	10.2	0.0

Tableau-A II-8 Données de l'excitatrice des machines du réseau électrique
test New England

Machines	K_A	T_A	K_E	T_E	K_F	T_F
1	0	0	0	0	0	0
2	6.2	0.05	-0.633	0.405	0.057	0.5
3	5.0	0.06	-0.0198	0.5	0.08	1.0
4	5.0	0.06	-0.0525	0.5	0.08	1.0
5	40.0	0.02	1.0	0.785	0.03	1.0
6	5.0	0.02	-0.0419	0.471	0.0754	1.246
7	40.0	0.02	1.0	0.73	0.03	1.0
8	5.0	0.02	-0.047	0.528	0.0854	1.26
9	40.0	0.02	1.0	1.4	0.03	1.0
10	5.0	0.06	-0.0485	0.25	0.04	1.0

Les caractéristiques des transformateurs, des charges et des lignes sont fournies dans les tableaux suivants.

Tableau-A II-9 Caractéristiques des transformateurs du réseau test New England

Transformateurs	Barre i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Changeur de prise
1	2	30	0	0.0181
2	6	31	0	0.025
3	10	32	0	0.02
4	12	11	0.0016	0.0435
5	12	13	0.0016	0.0435
6	19	20	0.0007	0.0138
7	19	33	0.0007	0.0142
8	20	34	0.0009	0.018
9	22	35	0	0.0143
10	25	37	0.0006	0.0232
11	29	38	0.0008	0.0156
12	23	36	0.0005	0.0272

Tableau-A II-10 Caractéristiques des charges du réseau
test New England

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
1	97.6	44.2
3	322	2.4
4	500	184
7	233.8	84
8	522	176.6
9	6.5	-66.6
12	8.53	88
15	320	153

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
16	329	32.3
18	158	30
20	680	103
21	274	115
23	247.5	84.6
24	308.6	-92.2
25	224	47.2
26	139	17
27	281	75.5
28	206	27.6
29	283.5	26.9

Tableau-A II-11 Caractéristiques des lignes du réseau test New England

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
1	1 2	0.0035	0.0411	0.6987
2	1 39	0.001	0.025	0.75
3	2 3	0.0013	0.0151	0.2572
4	2 25	0.007	0.0086	0.146
5	3 4	0.0013	0.0213	0.2214
6	3 18	0.0011	0.0133	0.2138
7	4 5	0.0008	0.0128	0.1342
8	4 14	0.0008	0.0129	0.1382
9	5 6	0.0002	0.0026	0.0434
10	5 8	0.0008	0.0112	0.1476
11	6 7	0.0006	0.0092	0.113
12	6 11	0.0007	0.0082	0.1389
13	7 8	0.0004	0.0046	0.078

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
14	8	9	0.0023	0.0363
15	9	39	0.001	0.025
16	10	11	0.0004	0.0043
17	10	13	0.0004	0.0043
18	13	14	0.0009	0.0101
19	14	15	0.0018	0.0217
20	15	16	0.0009	0.0094
21	16	17	0.0007	0.0089
22	16	19	0.0016	0.0195
23	16	21	0.0008	0.0135
24	16	24	0.0003	0.0059
25	17	18	0.0007	0.0082
26	17	27	0.0013	0.0173
27	21	22	0.0008	0.014
28	22	23	0.0006	0.0096
29	23	24	0.0022	0.035
30	25	26	0.0032	0.0323
31	26	27	0.0014	0.0147
32	26	28	0.0043	0.0474
33	26	29	0.0057	0.0625
34	28	29	0.0014	0.0151

Les contingences retenues dans le cadre de cette étude sont regroupées dans le tableau-A II-12 avec une numérotation qui permet de les reconnaître.

Tableau-A II-12 Numérotation des contingences du réseau test New England

# contingences (barre en défaut)	Lignes ouvertes	# contingences (barre en défaut)	Lignes ouvertes
1 (1)	1-2	2 (2)	2-3
3 (2)	2-25	4 (4)	4-14
5 (5)	5-6	6 (6)	5-6
7 (6)	6-7	8 (6)	6-11
9 (7)	6-7	10 (8)	7-8
11 (9)	8-9	12 (10)	10-13
13 (11)	10-11	14 (13)	10-13
15 (13)	13-14	16 (14)	4-14
17 (15)	15-16	18 (-)	- ¹³
19 (16)	16-19	20 (16)	16-21
21 (17)	16-17	22 (18)	17-18
23 (19)	16-19	24 (-)	-
25 (21)	21-22	26 (22)	21-22
27 (22)	22-23	28 (23)	22-23
29 (24)	23-24	30 (25)	2-25
31 (25)	25-26	32 (26)	26-27
33 (27)	17-27	34 (28)	26-28
35 (26)	26-29	36 (29)	28-29

¹³ Le tiret indique que cette contingence n'est pas prise en compte.

ANNEXE III

CARACTÉRISTIQUES DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES TEST 17 MACHINES ET 50 MACHINES

Dans cette annexe, on présente les caractéristiques des réseaux électriques test 17 machines et 50 machines. Il est aussi exposé le nombre de machines, le nombre de jeux de barres et la quantité de lignes. Les modèles des machines, les modèles des charges et des éléments de transmission des réseaux électriques sont aussi détaillés.

A. Réseau électrique test 17 machines 162 barres

Ce réseau test est constitué de 17 générateurs, 162 jeux de barres, 46 transformateurs et 238 lignes. La figure-A III-1 présente la configuration d'un tel réseau.

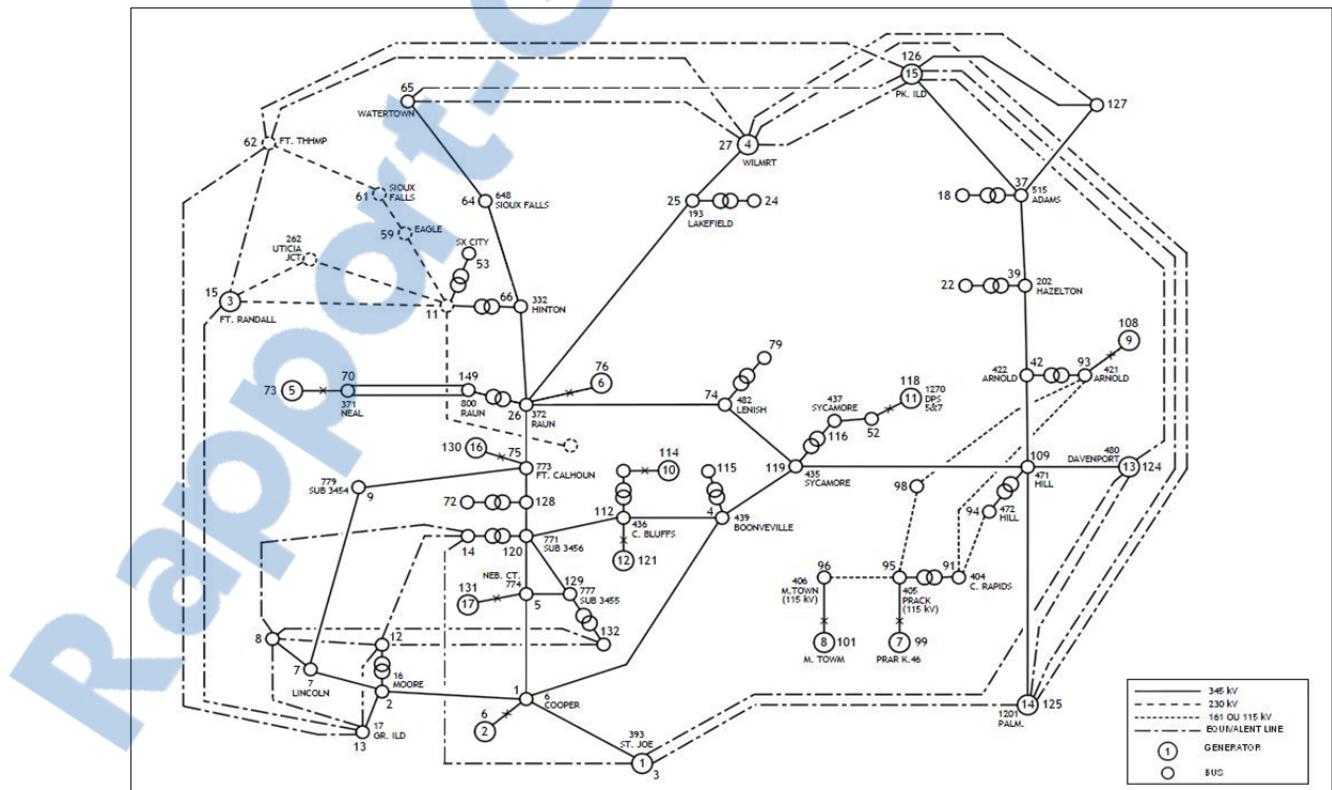


Figure-A III-1 Représentation du réseau 17 machines 162 barres
 Tirée de l'internet, IEEE Common Data Format, University of Washington

Les caractéristiques des machines sont regroupées dans le tableau-A III-1

Tableau-A III-1 Caractéristiques des machines du réseautest 17 machines

Machines	$H (s)$	$x'_d (pu)$
1	100	0.004
2	34.56	0.0437
3	80	0.01
4	80	0.005
5	16.79	0.0507
6	32.49	0.0206
7	6.65	0.1131
8	2.66	0.3115
9	29.6	0.0535
10	5	0.177
11	11.31	0.1049
12	19.79	0.0297
13	200	0.004
14	200	0.002
15	100	0.004
16	28.6	0.0559
17	20.66	0.0544

Dans les tableaux suivants, on retrouve les caractéristiques des transformateurs, des charges et des lignes.

Tableau-A III-2 Caractéristiques des transformateurs du réseau test 17 machines

Transformateurs	Barre i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Changeur de prise
1	1	6	0	0.0133
2	4	115	0	0.0185
3	5	131	0	0.0127
4	7	8	0.0004	0.0189
5	12	2	0.0008	0.0377
6	18	37	0	0.0456
7	20	53	0	0.114
8	22	39	0	0.0493
9	24	25	0	0.034
10	26	76	0	0.0082
11	52	118	0	0.052
12	53	11	0.0005	0.02
13	60	61	0.0027	0.0653
14	60	61	0.002	0.0393
15	66	11	0	0.0118
16	70	73	0	0.0197
17	75	130	0.0004	0.0242
18	79	74	0	0.018
19	89	86	0	0.057
20	93	42	0	0.026
21	93	108	0	0.0154
22	94	109	0	0.035
23	95	91	0.0054	0.0458
24	95	99	0	0.0685
25	96	101	0	0.1031
26	97	44	0.0051	0.1007
27	98	93	0.0006	0.0214

Transformateurs	Barre i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Changeur de prise
28	104	34	0.008	0.0637	1
29	105	38	0	0.116	1.0252
30	110	112	0	0.0185	1
31	110	114	0	0.0768	1.0398
32	112	121	0	0.019	1.0499
33	116	119	0	0.009	1.0248
34	120	14	0.0003	0.0188	0.9751
35	128	72	0.0004	0.018	1
36	129	132	0.0004	0.0198	1
37	133	134	0	0.041	1.0249
38	138	110	0	0.041	1
39	142	51	0	0.1728	1.07
40	144	141	0	0.082	1.0249
41	148	116	0	0.041	1
42	149	26	0	0.0386	1
43	149	26	0	0.0386	1
44	153	70	0	0.0916	1
45	153	70	0	0.0916	1
46	157	55	0	0.0827	1

Tableau-A III-3 Caractéristiques des charges
du réseau test 17 machines

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
8	398	0
10	226	0
12	193	0
13	204	0
14	381	0

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
16	-54.2	0
17	-116.5	0
18	34.4	11.67
19	64.4	0
20	37.9	12.5
21	-69.8	0
22	17.39	5.27
23	63.5	0
28	38.47	13.17
29	28.31	9.03
30	101.2	32.52
31	72.5	0
32	52.7	15.06
33	45.17	15.06
34	14.18	5.25
35	54.48	14.63
36	31.96	8.68
38	14.76	4.08
40	52.88	17.6
41	39.2	12.8
43	41.5	0
44	16.32	3.71
45	20.02	5.41
46	65.31	22.3
47	4.82	1.56
48	33.76	22.86
49	6.82	1.78
50	99.7	0

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
52	218.2	42.8
54	70.34	29.57
56	25.29	7.26
57	48.48	15.61
59	84.43	27.05
60	244	0
62	-865.6	0
63	59.1	0
65	-26.3	0
67	22.54	7.03
68	40.42	12.68
71	29.87	11.93
72	427	0
77	26.41	8.78
78	79.12	0
80	15.76	5.25
81	50.88	16.8
82	62.28	20.26
84	37.9	9.49
85	40.52	11.26
86	50.73	13.35
87	16.91	4.23
88	60.6	4.44
90	50.21	16.76
91	51.24	12.83
92	36.12	9.05
93	103.8	34.56
94	164	6.49

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
95	117.2	39.01
96	119.2	0
97	22.84	5.71
98	151.1	50.35
100	23.21	6.9
102	16.54	4.08
103	322	0
104	31.52	10.46
105	24.84	6.23
107	35.41	5.41
111	65.41	16.72
113	32.7	0
115	17.32	3.34
116	56.08	11.2
117	101.9	20.06
122	47.28	9.36
123	165	0
127	-52.6	0
132	159	0
133	30.1	6.02
134	17.46	3.34
135	20.06	4.01
136	20.06	4.01
137	20.06	4.01
139	10.1	2.01
140	13.58	2.68
142	27.09	5.35
143	21.07	4.01

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
144	12.37	2.01
145	10.83	2.21
146	21.33	4.01
147	216.4	42.8
148	120	24
150	4.8	1.6
151	24	8
152	6	0
153	4	1.6
154	28	9.6
155	12	4
156	8	2.4
157	32	10.4
158	16	5.6
159	8	2.4
160	14.4	4.8
161	32	10.4
162	20	6.4

Tableau-A III-4 Caractéristiques des lignes du réseau test 17 machines

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
1	1 2	0.0035	0.0321	0.5438
2	1 3	0.0034	0.0326	0.7224
3	1 4	0.0064	0.0621	0.987
4	1 5	0.0011	0.0119	0.2012
5	2 7	0.0014	0.0125	0.2122
6	2 13	0.0046	0.0417	0.7058
7	3 14	0.2361	1.0122	0

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
8	3	50	0.0389	0.1699	0
9	3	103	0.1074	1.8023	0
10	3	123	0.2883	1.6719	0
11	3	124	0.014	0.6483	0
12	3	125	0.0084	0.1139	0
13	4	112	0.0059	0.0568	0.925
14	4	119	0.0014	0.0119	0.205
15	5	120	0.0022	0.0224	0.3792
16	5	129	0.0022	0.0268	0.4612
17	7	9	0.0017	0.0169	0.2872
18	8	10	0.4591	1.0703	0
19	8	12	0.0106	0.0574	0
20	8	13	0.1274	0.4784	0
21	8	14	0.0473	0.3956	0
22	8	15	0.5035	1.7433	0
23	8	132	0.0252	0.288	0
24	9	75	0.0013	0.015	0.2682
25	10	11	0.0051	0.037	0.0716
26	10	13	0.1299	0.622	0
27	10	15	0.1275	0.7033	0
28	10	60	0.2525	1.2242	0
29	11	15	0.0285	0.1793	0.3484
30	11	46	0.0142	0.1225	0.1876
31	11	58	0.017	0.107	0.2074
32	11	59	0.0071	0.0471	0.0852
33	12	13	0.1038	0.3137	0
34	12	14	0.1598	0.6415	0
35	12	132	0.4486	1.5773	0

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
36	13	15	0.044	0.3227
37	13	62	0.0098	0.1221
38	14	72	0.0107	0.0828
39	14	113	0.0063	0.0382
40	14	132	0.0057	0.0374
41	15	58	0.0115	0.0732
42	15	60	0.3907	1.6753
43	15	62	0.0084	0.0588
44	15	63	0.1704	1.4555
45	16	17	0.6017	1.4373
46	16	18	0.0297	0.107
47	16	27	0.1574	0.8871
48	16	126	0.1053	0.5132
49	16	127	0.0958	0.5276
50	17	18	0.0213	0.1013
51	17	19	0.2314	0.7678
52	17	21	0.0471	0.2665
53	17	127	0.0287	0.2637
54	18	30	0.0207	0.1088
55	18	32	0.0234	0.122
56	19	21	0.3867	1.9005
57	19	38	0.0239	0.125
58	19	43	0.0603	0.2572
59	19	127	0.1074	0.6809
60	20	157	0.0113	0.0279
61	21	22	0.0312	0.1629
62	21	127	0.0105	0.6414
63	22	38	0.014	0.054
				0.025

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
64	22	40	0.0188	0.0717	0.0328
65	22	41	0.0172	0.085	0.0404
66	23	24	0.0174	0.0511	0.023
67	23	60	0.066	0.3093	0
68	24	28	0.0249	0.0725	0.0202
69	24	45	0.0137	0.0725	0.034
70	25	26	0.0059	0.0583	0.9302
71	25	27	0.0044	0.041	0.8384
72	26	74	0.0063	0.0607	0.93
73	26	75	0.003	0.0322	0.5038
74	27	31	0.0101	0.1273	0
75	27	62	0.0173	0.581	0
76	27	65	0.0105	0.2764	0
77	27	125	0.035	1.6845	0
78	27	126	0.0022	0.0225	0
79	27	127	0.1506	1.4355	0
80	28	29	0.024	0.0965	0.0444
81	29	30	0.038	0.15	0.0696
82	29	31	0.0206	0.0833	0.0384
83	30	32	0.0249	0.1005	0.0458
84	32	33	0.0114	0.0448	0.0208
85	33	34	0.028	0.114	0.052
86	33	35	0.0216	0.107	0.051
87	33	36	0.0102	0.0536	0.0254
88	34	40	0.0397	0.1517	0.069
89	34	77	0.0235	0.0896	0.0408
90	35	40	0.0271	0.1341	0.0638
91	36	67	0.0176	0.0924	0.044

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
92	37	39	0.0039	0.0379	0.67
93	37	126	0.004	0.0381	0.67
94	37	127	0.004	0.0403	0.6832
95	39	42	0.002	0.0186	0.32
96	40	81	0.03	0.345	0.0038
97	40	82	0.004	0.019	0.0108
98	41	81	0.037	0.372	0.0058
99	41	83	0.0052	0.0256	0.0124
100	41	84	0.0057	0.058	0.0292
101	42	109	0.0019	0.0196	0.333
102	43	44	0.0188	0.0751	0.0348
103	43	103	0.0324	0.1702	0
104	43	124	0.0293	0.1766	0
105	43	125	0.1449	0.6509	0
106	44	102	0.013	0.05	0.0236
107	44	103	0.0127	0.051	0.0244
108	45	54	0.0108	0.057	0.0272
109	46	47	0.031	0.1378	0.0622
110	47	48	0.0251	0.1114	0.0502
111	47	49	0.003	0.012	0.0054
112	48	50	0.0336	0.166	0.078
113	48	51	0.042	0.13	0.057
114	48	52	0.054	0.168	0.074
115	49	87	0.014	0.068	0.0266
116	50	51	0.03	0.09	0.041
117	50	123	0.4071	1.8543	0
118	50	125	0.1337	0.6031	0
119	51	141	0.0323	0.1	0.0442

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
120	52	79	0.0623	0.094
121	52	106	0.0231	0.0314
122	52	116	0.006	0.0256
123	52	117	0.0117	0.023
124	53	54	0.0275	0.1961
125	53	55	0.0005	0.0026
126	54	56	0.0174	0.091
127	54	57	0.025	0.1237
128	55	57	0.0462	0.1763
129	55	149	0.0153	0.0671
130	55	162	0.004	0.0189
131	56	67	0.017	0.0894
132	57	80	0.0272	0.1037
133	58	61	0.0133	0.1018
134	59	61	0.0106	0.0706
135	60	62	0.3674	0.964
136	60	65	0.1041	0.4144
137	60	126	0.5367	1.8295
138	61	62	0.0296	0.2275
139	61	63	0.0043	0.0422
140	62	63	0.0158	0.1702
141	62	65	0.004	0.074
142	62	126	0.0044	0.2969
143	63	65	0.2409	1.96
144	64	65	0.005	0.0571
145	64	66	0.0033	0.0381
146	65	126	0.0031	0.1536
147	67	68	0.0193	0.1013
				0.0482

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
148	68	69	0.0068	0.0353	0.0168
149	69	77	0.0098	0.0374	0.017
150	69	78	0.0114	0.0434	0.0196
151	69	79	0.0052	0.0433	0.022
152	70	149	0.0002	0.0018	0.001
153	70	149	0.0002	0.0018	0.001
154	71	85	0.0304	0.1506	0.0716
155	71	150	0.0196	0.097	0.0462
156	72	113	0.0022	0.013	0
157	72	132	0.0028	0.0168	0
158	72	152	0.0385	0.18	0
159	74	119	0.0031	0.031	0.4822
160	75	128	0.0008	0.0087	0.166
161	78	79	0.0051	0.0336	0.0182
162	78	80	0.0244	0.093	0.0422
163	82	83	0.0053	0.0249	0.013
164	84	93	0.0125	0.0826	0.0414
165	85	86	0.0211	0.1046	0.0498
166	86	87	0.028	0.112	0.0538
167	86	88	0.044	0.228	0.109
168	88	96	0.074	0.25	0.0142
169	88	106	0.0079	0.0468	0.0232
170	89	90	0.069	0.134	0.014
171	90	96	0.1837	0.359	0.037
172	91	92	0.0156	0.0819	0.0376
173	91	93	0.0143	0.0895	0.045
174	91	94	0.0145	0.0957	0.048
175	92	102	0.015	0.061	0.0292

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
176	94	103	0.0227	0.1333
177	94	107	0.0613	0.1891
178	95	96	0.087	0.212
179	95	97	0.1289	0.2809
180	95	98	0.0071	0.043
181	96	100	0.069	0.161
182	98	105	0.1485	0.293
183	100	104	0.062	0.145
184	103	123	0.182	0.751
185	103	124	0.0002	0.0167
186	103	125	0.0279	0.1972
187	106	107	0.0196	0.0611
188	107	122	0.013	0.0621
189	109	119	0.006	0.0577
190	109	124	0.002	0.0222
191	109	125	0.007	0.062
192	110	111	0.023	0.099
193	110	134	0.0032	0.0256
194	110	141	0.021	0.0649
195	111	115	0.0527	0.2215
196	112	120	0.0005	0.0044
197	113	132	0.0459	0.2911
198	113	134	0.0008	0.0072
199	115	117	0.0019	0.0154
200	116	117	0.0048	0.0391
201	116	147	0.0035	0.0286
202	117	147	0.0022	0.0175
203	120	128	0.0004	0.0051

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
204	120	129	0.0003	0.0038	0.0652
205	122	123	0.0175	0.0835	0.0398
206	123	125	0.0423	0.2441	0
207	124	125	0.0113	0.1585	0
208	124	126	0.0577	0.8256	0
209	125	126	0.0201	0.5915	0
210	126	127	0.0877	0.7049	0
211	133	135	0.0109	0.0259	0.0004
212	133	136	0.039	0.099	0.0016
213	133	137	0.0134	0.0504	0.001
214	135	138	0.0466	0.1182	0.002
215	136	139	0.026	0.065	0.001
216	137	140	0.0041	0.0156	0.0004
217	138	139	0.026	0.065	0.001
218	138	140	0.0251	0.0941	0.0018
219	138	145	0.0923	0.2338	0.0038
220	142	143	0.1582	0.3919	0.0068
221	142	146	0.1618	0.3861	0.007
222	143	144	0.0927	0.2322	0.002
223	144	145	0.089	0.221	0.0032
224	144	146	0.068	0.2906	0.0058
225	149	150	0.001	0.0085	0.002
226	149	151	0.0039	0.0262	0.0138
227	149	152	0.0253	0.1168	0.0544
228	151	161	0.0021	0.0138	0.0074
229	153	154	0.071	0.2841	0.0054
230	153	155	0.043	0.1856	0.0038
231	154	156	0.0155	0.0379	0.0008

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
232	154	160	0.0102	0.0429	0.001
233	155	156	0.0176	0.0822	0.0014
234	156	157	0.053	0.1273	0.0022
235	157	158	0.0489	0.1404	0.0028
236	158	159	0.0339	0.0664	0.0012
237	159	160	0.019	0.0811	0.012
238	161	162	0.0022	0.0103	0.0054

Les contingences étudiées se trouvent dans le tableau-A III-5 avec leur numéro respectif.

Tableau-A III-5 Numérotation des contingences du réseau test 17 machines

# contingences (barre en défaut)	Lignes ouvertes	# contingences (barre en défaut)	Lignes ouvertes
1 (1)	1-4	3 (125)	125-3
2 (26)	26-25	4 (27)	27-62

B. Réseau électrique test 50 machines 145 barres

Ce réseau test montré à la figure-A III-2 est composé de 50 générateurs, 145 jeux de barres, 52 transformateurs et 401 lignes.

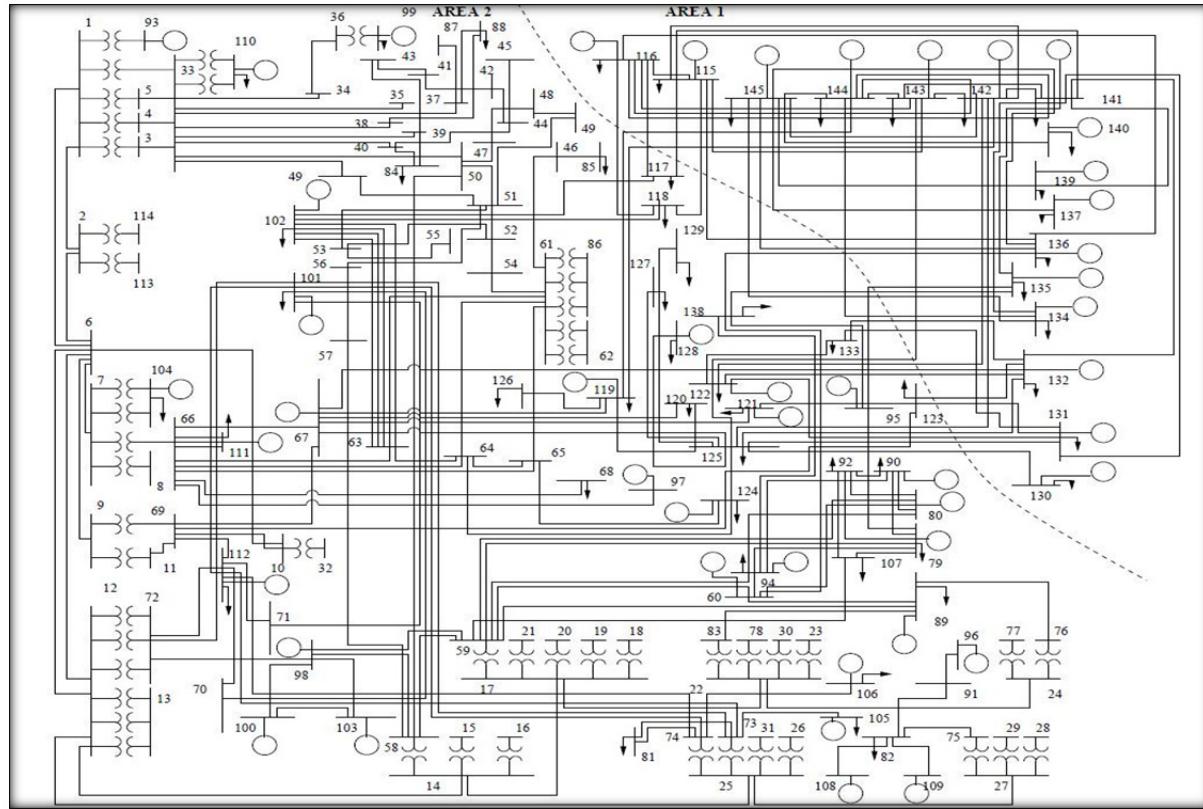


Figure-A III-2 Réseau électrique test 50 machines
Tirée de Canizarez et al. (2004, p. 1)

Les caractéristiques des machines sont regroupées dans le tableau-A III-5.

Tableau-A III-6 Caractéristiques des machines du réseau test 50 machines

Machines	$H(s)$	x'_d (pu)	x'_q (pu)	x_d (pu)	x_q (pu)	T'_{d0} (s)	T'_{q0} (s)
1	115.0366	0.024	0.03655	0.09842	0.09763	8.50	1.24
2	73.8528	0.0122	0.0144	0.1016	0.0982	10.00	1.50
3	84.3915	0.0208	0.03149	0.1144	0.1092	6.61	1.50
4	56.261	0.03118	0.472	0.17165	0.16377	6.61	1.50
5	115.05	0.024	0.03655	0.09842	0.09673	8.50	1.24
6	73.8528	0.0122	0.0144	0.1016	0.0982	10.00	1.50
7	1.41	0.4769					

Machines	$H(s)$	$x'_d (pu)$	$x'_q (pu)$	$x_d (pu)$	$x_q (pu)$	$T'_{d0} (s)$	$T'_{q0} (s)$
8	52.1796	0.0213					
9	6.65	0.1292					
10	1.2857	0.6648					
11	2.115	0.5291					
12	20.5602	0.0585					
13	0.7628	1.6					
14	1.6848	0.3718					
15	17.3424	0.0839					
16	5.4662	0.1619					
17	2.1216	0.4824					
18	5.4912	0.2125					
19	13.96	0.0795					
20	17.108	0.1146					
21	7.56	0.1386					
22	12.2844	0.0924					
23	78.4366	0.0135					
24	8.16	0.1063					
25	30.432	0.0248					
26	2.6622	0.2029					
27	12.2844	0.0924					
28	97.33	0.0024					
29	105.5	0.0022					
30	102.16	0.0017					
31	162.74	0.0014					
32	248.22	0.0002					
33	116.54	0.0017					
34	39.24	0.0089					
35	116.86	0.0017					

Machines	$H(s)$	$x'_d \text{ (pu)}$	$x'_q \text{ (pu)}$	$x_d \text{ (pu)}$	$x_q \text{ (pu)}$	$T'_{d0} \text{ (s)}$	$T'_{q0} \text{ (s)}$
36	503.87	0.0001					
37	230.9	0.001					
38	1101.72	0.0001					
39	120.35	0.0016					
40	802.12	0.0003					
41	232.63	0.0008					
42	2018.17	0.0001					
43	469.32	0.0004					
44	2210.2	0.0001					
45	899.19	0.0003					
46	1474.22	0.0001					
47	950.8	0.0003					
48	204.3	0.0023					
49	443.22	0.0004					
50	518.08	0.0018					

Dans les tableaux suivants, on retrouve les caractéristiques des transformateurs, des charges et des lignes.

Tableau-A III-7 Caractéristiques des transformateurs du réseau test 50 machines

Transformateurs	Barre i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Changeur de prise
1	1 3	-0.009	-0.1718	0.935
2	1 4	-0.009	-0.1718	0.935
3	1 5	-0.0089	-0.1697	0.935
4	1 33	0.0001	0.006	0.935
5	1 93	0.0002	0.0138	1.1036
6	1 93	0.0002	0.0138	1.1036

Transformateurs	Barre i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Changeur de prise
7	2	113	0	0.0148
8	2	114	0.00018	0.0145
9	7	8	-0.0112	-0.1516
10	7	66	0.00015	0.0097
11	7	104	0.00036	0.019
12	7	104	0.00041	0.0174
13	9	11	-0.0217	-0.3062
14	9	69	0.0004	0.0188
15	10	32	-0.027	-0.3041
16	10	69	0.0004	0.0187
17	12	13	-0.0223	-0.3099
18	12	13	-0.0237	-0.316
19	12	13	-0.0237	-0.316
20	12	72	0.0003	0.0189
21	12	72	0.0003	0.019
22	12	72	0.0003	0.019
23	14	15	-0.0415	-0.3996
24	14	16	-0.01	-0.1669
25	14	58	0.0002	0.0097
26	17	18	-0.3181	-1.315
27	17	19	0	-0.847
28	17	20	0	-0.8676
29	17	21	-0.0095	-0.1615
30	17	59	0.0001	0.0071
31	22	23	0	-0.3787
32	22	30	0	-0.3066
33	22	78	0	0.0268
34	22	83	0	0.0349

Transformateurs	Barre i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Changeur de prise
35	24	76	0.0002	0.0088	0.9898
36	24	77	-0.0023	-0.0603	0.9898
37	25	26	-0.006	-0.1375	0.9166
38	25	31	-0.0082	-0.1648	0.9166
39	25	73	0.0003	0.0172	0.9166
40	25	74	0.0004	0.0179	0.9166
41	27	28	-0.1153	-0.7453	0.9074
42	27	29	-0.0163	-0.2618	0.9074
43	27	75	0.00016	0.01	0.9074
44	33	110	0.00024	0.0157	1.18
45	33	110	0.00023	0.0156	1.18
46	36	99	0.0008	0.0455	1.1291
47	37	87	0.00093	0.0442	1.05
48	61	62	-0.0362	-0.2608	1.05
49	61	62	-0.0472	-0.5438	1.05
50	61	86	0.00132	0.032	1.05
51	61	86	0.0011	0.037	1.05
52	61	86	0.0011	0.037	1.05

Tableau-A III-8 Caractéristiques des charges du réseau
test 50 machines

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
34	45.05	46.56
35	49.19	27.53
51	58.45	28.44
58	76.3	-10.8
66	102.2	26.7

Barres	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
68	0	-7.41
70	0	56.63
71	0	-21.2
74	81.9	43.7
78	89	26.8
81	82.2	-93.1
84	24.3	8.2
85	27.4	0.3
88	69	20.9
92	0	31.02
107	-17.5	-12.8
120	-408	175.1
123	-84	-19
125	-712	-319
126	-333	-160
127	-546	-72
129	-482	-122
133	-83	-36.3
138	-363	-188

Tableau-A III-9 Caractéristiques des lignes du réseau test 50 machines

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
1	1 2	3.00E-05	0.0008	0.0632
2	1 2	3.00E-05	0.0008	0.0632
3	1 6	0.00194	0.0209	2.3792
4	2 6	0.00194	0.0209	2.3792
5	3 33	0.0002	0.0221	0
6	4 33	0.0002	0.0221	0

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
7	5	33	0.0002	0.0219
8	6	7	0.00129	0.0139
9	6	9	0.00016	0.0017
10	6	10	0.00016	0.0017
11	6	12	0.0002	0.0021
12	6	12	0.0002	0.0021
13	8	66	0.0002	0.0299
14	8	66	0.0002	0.0221
15	11	69	0.0002	0.0262
16	12	14	0.00096	0.0091
17	12	14	0.00096	0.0091
18	12	25	0.00051	0.0055
19	12	25	0.00051	0.0055
20	13	72	0.0002	0.026
21	13	72	0.0003	0.0262
22	13	72	0.0002	0.026
23	14	17	0.00339	0.0367
24	14	17	0.00352	0.0367
25	15	58	0.0002	0.0255
26	16	58	0.0002	0.022
27	17	22	0.00228	0.0276
28	18	59	0.0002	0.0298
29	19	59	0	0.0629
30	20	59	0	0.0638
31	21	59	0.0002	0.0329
32	22	24	0.00173	0.0208
33	23	83	0.0004	0.0595
34	23	83	0.0003	0.0597

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
35	25	27	0.0023	0.0266	3.0508
36	25	27	0.0023	0.0266	3.0508
37	26	73	0.0003	0.0267	0
38	28	75	0.0002	0.029	0
39	29	75	0.0002	0.0269	0
40	30	78	0	0.0335	0
41	31	74	0.0003	0.0279	0
42	32	69	0.0002	0.0265	0
43	33	34	6.00E-05	0.0009	0.0006
44	33	35	6.00E-05	0.0009	0.0006
45	33	37	0.00996	0.0707	0.1116
46	33	38	0.00995	0.0693	0.111
47	33	39	0.0085	0.0699	0.1006
48	33	40	0.00849	0.0698	0.1004
49	33	49	0.0056	0.0493	0.0778
50	33	50	0.0056	0.0493	0.0778
51	34	36	0.00025	0.0022	0.0006
52	37	88	0.0031	0.1651	0
53	38	88	0.0031	0.1638	0
54	39	43	0.00602	0.0495	0.0712
55	39	84	0.00722	0.2786	0
56	40	44	0.00603	0.0496	0.0714
57	40	84	0.00729	0.2756	0
58	41	42	0.0005	0.1514	0
59	41	43	1.00E-05	0.0009	0.0006
60	42	44	1.00E-05	0.0009	0.0006
61	43	46	0.00618	0.0508	0.0732
62	44	45	0.00618	0.0508	0.0732

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
63	45	61	0.00445	0.0366
64	45	85	0	0.26
65	46	61	0.00445	0.0366
66	46	85	0	0.2592
67	47	48	-0.01	0.2306
68	47	50	1.00E-05	0.0009
69	47	87	0.0831	0.401
70	48	49	1.00E-05	0.0009
71	48	87	0.0998	0.436
72	49	51	0.00898	0.079
73	50	51	0.00898	0.079
74	51	52	0.0029	0.0279
75	51	53	0.0029	0.0279
76	51	56	0.00759	0.0483
77	51	57	0.00759	0.0483
78	52	53	-0.0067	0.3911
79	52	54	0.0047	0.0293
80	53	55	0.0047	0.0293
81	54	55	-0.0553	0.9289
82	54	61	0.00141	0.0087
83	55	61	0.00141	0.0087
84	56	57	-0.009	0.3895
85	56	58	0.0019	0.012
86	57	58	0.0019	0.012
87	58	59	0.6674	2.2175
88	58	72	0.0302	0.2364
89	58	87	0.0863	0.3906
90	58	98	0.0131	0.1765

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
91	58	100	0.1193	1.269
92	58	103	0.8416	5.5383
93	59	60	-0.1803	5.9659
94	59	72	0.8613	3.0485
95	59	79	0.0099	0.2644
96	59	80	0.2876	2.3898
97	59	89	0.3421	9.0571
98	59	92	-0.007	0.5678
99	59	94	0.7041	5.9885
100	59	98	0.106	0.5845
101	59	100	0.0183	0.2016
102	59	103	0.0368	0.3341
103	59	107	0.0372	0.8834
104	60	135	-1.831	9.7964
105	60	79	-0.0375	1.1068
106	60	80	0.0655	2.6441
107	60	90	-0.0201	1.5135
108	60	92	-0.264	3.7139
109	60	94	0.0012	0.0775
110	60	95	-0.0855	0.9926
111	60	138	-0.3639	1.7936
112	61	63	0.00812	0.0782
113	61	63	0.00812	0.0782
114	61	64	0.00242	0.0318
115	61	65	0.00242	0.0318
116	62	86	0.0036	0.0501
117	62	86	0.0013	0.0838
118	63	64	0.0147	0.2825

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
119	63	65	0.0147	0.2813
120	63	66	0.0056	0.09
121	63	67	0.0321	0.2785
122	63	69	0.0107	0.1571
123	63	102	0.0106	0.1583
124	63	102	0.0106	0.1576
125	63	102	0.0107	0.1604
126	63	102	0.0104	0.1542
127	63	116	-0.3897	6.8588
128	63	117	0.003	0.056
129	63	118	-0.0125	0.2425
130	63	124	-0.1265	2.022
131	64	65	0.0013	0.1674
132	64	66	0.0039	0.0684
133	64	67	0.0233	0.212
134	64	69	0.0075	0.1196
135	64	97	-0.4336	8.2923
136	64	124	-0.1041	1.5375
137	65	66	0.0039	0.0682
138	65	67	0.0233	0.2111
139	65	69	0.0075	0.1191
140	65	97	-0.4292	8.2582
141	65	124	-0.1032	1.5312
142	66	67	0.0081	0.0675
143	66	68	-2.473	2.472
144	66	69	0.0028	0.0381
145	66	97	-0.1119	2.6432
146	66	111	0	0.0264

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
147	66	111	0.00057	0.0266	0
148	66	111	0	0.0273	0
149	66	111	0.00057	0.0264	0
150	66	124	-0.0283	0.4902	0
151	67	68	-3.443	3.7172	0
152	67	69	0.0061	0.055	0
153	67	97	0.0063	0.1166	0
154	67	119	-0.2213	9.3918	0
155	67	120	-0.0034	1.7847	0
156	67	121	0.0082	1.17	0
157	67	122	-0.0047	0.4473	0
158	67	124	0.0003	0.0065	0
159	67	125	0.0062	0.2519	0
160	67	132	-0.3194	4.3566	0
161	68	69	-0.692	0.6984	0
162	69	70	0.0085	0.3333	0
163	69	71	0.0075	0.312	0
164	69	72	0.0013	0.01	0
165	69	73	0.0098	0.0747	0
166	69	74	0.0135	0.0741	0
167	69	97	-0.0674	1.5849	0
168	69	101	0.0174	0.2188	0
169	69	112	0.0175	0.2201	0
170	69	124	-0.0267	0.3986	0
171	70	71	-0.4891	2.6613	0
172	70	72	-0.0062	0.1216	0
173	70	73	-0.0424	0.9125	0
174	70	74	0.0032	0.9138	0

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
175	70	101	-0.1248	1.0409
176	70	112	-0.1257	1.0471
177	71	72	-0.006	0.1138
178	71	73	-0.0409	0.8541
179	71	74	0.0018	0.8553
180	71	101	-0.1592	1.2303
181	71	112	-0.1603	1.2377
182	72	73	0.0015	0.0275
183	72	74	0.0028	0.0274
184	72	98	0.0138	0.2417
185	72	100	0.1337	1.7384
186	72	101	0.0002	0.0802
187	72	103	1.0224	7.5945
188	72	112	0.0002	0.0806
189	73	74	-0.0007	0.0393
190	73	75	0.0147	0.2581
191	73	81	-0.0122	0.3068
192	73	82	0.0036	2.0169
193	73	91	0.0271	0.5732
194	73	96	0.0245	0.4805
195	73	101	0.0044	0.6014
196	73	105	0.0007	0.0325
197	73	105	0.0007	0.0325
198	73	105	0.0006	0.0295
199	73	108	-0.0182	0.5832
200	73	109	0.0524	3.0059
201	73	112	0.0043	0.605
202	73	121	-0.0268	1.7653

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
203	74 75	0.0215	0.3277	0
204	74 81	-0.0333	0.4631	0
205	74 82	-0.0098	1.9859	0
206	74 91	0.0413	0.7511	0
207	74 96	0.435	7.6901	0
208	74 101	0.0344	0.6005	0
209	74 106	0.003	0.0335	0
210	74 106	0.0005	0.0328	0
211	74 108	-0.0187	0.4544	0
212	74 109	0.1004	3.4697	0
213	74 112	0.0345	0.6042	0
214	74 121	-0.0348	1.3757	0
215	75 82	0.0777	1.125	0
216	75 91	-0.2255	3.1442	0
217	75 96	-0.4516	4.631	0
218	75 108	0.0042	0.1049	0
219	75 109	0.1046	1.4465	0
220	75 121	0.0178	0.3172	0
221	76 77	0.0002	0.016	0
222	76 89	0.0011	0.0221	0
223	79 80	0.044	0.0991	0
224	79 90	0.0506	2.471	0
225	79 92	0.0017	0.3032	0
226	79 94	0.1275	1.1195	0
227	79 95	0.305	6.4154	0
228	79 107	0.0786	1.414	0
229	80 90	0.4658	5.8756	0
230	80 92	0.1192	1.5053	0

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
231	80	94	0.46	2.6475
232	82	91	-0.2349	2.4188
233	82	108	-0.0742	0.7278
234	82	109	-0.0071	0.2634
235	82	121	-0.1892	2.2054
236	83	89	0.0582	0.3855
237	89	103	-1.073	4.1433
238	90	92	-0.138	8.2959
239	90	94	0.0689	1.0717
240	91	96	-0.1224	4.2463
241	91	108	-0.1078	0.6994
242	91	109	-0.2699	4.2634
243	91	121	-0.2924	2.121
244	92	94	0.2883	3.7717
245	92	107	0.0176	3.0227
246	94	95	0.0534	0.996
247	94	138	-0.1125	1.8385
248	95	138	-0.0732	0.6389
249	96	108	-0.8215	6.1143
250	97	124	-0.3793	1.9557
251	98	100	-0.0063	0.3269
252	98	103	0.0544	1.4358
253	100	103	-0.0249	0.4891
254	101	112	-0.0138	0.361
255	102	117	-0.0003	0.019
256	102	118	-0.0267	0.3222
257	108	109	-0.0825	1.2713
258	108	121	-0.0009	0.0431

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
259	109	121	-0.1881	3.8499	0
260	115	116	0.0008	0.0291	0
261	115	117	-0.0092	0.2222	0
262	115	118	-0.0044	0.0677	0
263	115	143	-0.1017	0.4924	0
264	116	117	0.00191	0.0288	0
265	116	118	-0.001	0.044	0
266	116	143	-0.2187	1.2896	0
267	117	118	0.0008	0.0081	0
268	117	143	-0.0834	0.6854	0
269	118	131	-0.8925	6.2385	0
270	118	132	-0.6967	8.143	0
271	118	143	-0.0011	0.0231	0
272	119	120	0.001	0.0236	0
273	119	121	-0.011	0.2901	0
274	119	122	-0.6013	5.8941	0
275	119	124	-0.2618	3.394	0
276	119	125	-0.0082	0.2595	0
277	119	126	0.00153	0.0179	0
278	119	127	-0.1172	1.3932	0
279	119	128	-0.0054	0.0516	0
280	119	129	0.0034	0.0642	0
281	119	130	-0.0022	0.0163	0
282	119	131	-0.0044	0.0242	0
283	119	132	-0.4137	2.4027	0
284	119	144	-0.8511	3.8358	0
285	120	121	0.0009	0.0779	0
286	120	122	-0.061	0.9305	0

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
287	120	123	-0.0466	0.5011
288	120	124	-0.0259	0.4722
289	120	125	-0.0002	0.0555
290	120	127	0.002	0.1818
291	120	128	-0.0029	0.0743
292	120	129	-0.0229	0.4911
293	120	130	-0.1674	1.0675
294	120	131	-0.0687	0.4516
295	120	132	-0.0255	0.4566
296	121	122	-0.0108	0.483
297	121	123	-0.1712	1.9482
298	121	124	-0.006	0.3494
299	121	125	0	0.0124
300	121	127	-0.0204	0.8338
301	121	128	-0.0278	0.3095
302	121	129	-0.4545	4.254
303	121	131	-0.2183	1.5066
304	121	132	-0.1308	1.3815
305	122	123	-0.584	4.8609
306	122	124	-0.0009	0.0552
307	122	125	-0.0069	0.1583
308	122	131	-0.2433	1.935
309	122	132	-0.0187	0.2572
310	122	133	-0.098	0.9821
311	122	143	-0.0312	0.4888
312	123	124	-0.223	1.967
313	123	125	-0.0821	0.6062
314	123	131	-0.1783	1.2535

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
315	123	132	-0.1355	1.2041	0
316	124	125	-0.0017	0.0949	0
317	124	128	-1.153	8.2513	0
318	124	131	-0.1062	0.8185	0
319	124	132	-0.0094	0.1612	0
320	124	133	-0.0342	1.1798	0
321	124	143	-0.0078	0.7607	0
322	125	127	-0.0791	0.9851	0
323	125	128	-0.062	0.5991	0
324	125	129	-0.4217	3.9702	0
325	125	130	-1.974	8.4854	0
326	125	131	-0.1251	0.6939	0
327	125	132	-0.0536	0.5086	0
328	127	128	-0.0026	0.124	0
329	127	129	-0.0392	1.1082	0
330	128	129	-0.001	0.0207	0
331	128	130	-1.1	2.9924	0
332	128	131	-1.559	4.0869	0
333	130	131	-0.0027	0.0154	0
334	130	132	-0.6509	3.031	0
335	130	144	-0.7532	3.0664	0
336	131	132	-0.0032	0.0411	0
337	131	133	-1.077	5.5285	0
338	131	143	-0.0588	0.4055	0
339	131	144	-0.0022	0.0151	0
340	132	133	-0.0916	0.8229	0
341	132	143	-0.0049	0.0965	0
342	132	144	-0.1108	0.9827	0

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
343	133	143	-0.36	2.6309
344	134	131	-0.4042	0.9144
345	134	136	-0.0698	0.6428
346	134	139	-0.0353	0.166
347	134	141	-0.023	0.1179
348	134	142	-0.0263	0.1167
349	134	144	-0.0145	0.0435
350	134	145	-0.0034	0.0216
351	135	95	-0.3448	3.4845
352	135	136	-0.0031	0.0178
353	135	138	-0.0084	0.1729
354	135	141	-0.129	0.6993
355	136	115	-0.012	0.0855
356	136	116	-1.2	4.2655
357	136	117	-2.969	9.0875
358	136	118	-0.5749	1.6206
359	136	138	-0.1581	0.5485
360	136	139	-0.0059	0.0293
361	136	140	-2.403	9.378
362	136	141	-0.0026	0.0175
363	136	142	-0.0467	0.1709
364	136	143	-1.762	3.4549
365	136	145	-0.0049	0.0539
366	137	139	-0.0183	0.0936
367	137	140	-2.229	8.0228
368	137	145	-0.0852	0.4071
369	139	140	-0.0054	0.0239
370	139	141	-0.0083	0.046

Lignes	Barres i vers j		Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
371	139	142	-0.3102	1.267	0
372	139	145	-0.0009	0.008	0
373	140	145	-0.1088	0.48	0
374	141	115	-0.0007	0.0131	0
375	141	116	-0.1568	0.7448	0
376	141	117	-0.3702	1.382	0
377	141	118	-0.0414	0.1439	0
378	141	131	-0.2331	0.8129	0
379	141	132	-1.628	7.0936	0
380	141	142	-0.0018	0.0105	0
381	141	143	-0.0702	0.1778	0
382	141	144	-0.0756	0.2441	0
383	141	145	-0.0038	0.0358	0
384	142	115	-0.0166	0.1563	0
385	142	116	-0.6916	2.6302	0
386	142	117	-0.5596	2.2284	0
387	142	118	-0.0185	0.1037	0
388	142	119	-0.2742	1.8611	0
389	142	120	-0.6043	7.353	0
390	142	122	-0.2589	2.1732	0
391	142	124	-0.1736	2.1347	0
392	142	125	-1.09	8.616	0
393	142	130	-0.3608	1.8618	0
394	142	131	-0.0013	0.0157	0
395	142	132	-0.0055	0.081	0
396	142	133	-1.636	9.1725	0
397	142	143	-0.0038	0.0187	0
398	142	144	-0.002	0.0229	0

Lignes	Barres i vers j	Résistance (pu)	Réactance (pu)	Susceptance (pu)
399	142	145	-0.0738	0.438
400	143	144	-0.4863	2.3282
401	144	145	-0.3835	1.2052

Les données de l'excitatrice sont données par le tableau-A.III-10.

Tableau-A III-10 Données de l'excitatrice

Machines	K_A	T_A	K_F	K_E
1	185	0.020	1	1
2	253	0.015	1	1
3	54.63	0.468	1	1
4	54.63	0.468	1	1
5	185.0	0.020	1	1
6	253.0	0.015	1	1

Les contingences étudiées se trouvent dans le tableau-A III-11 avec leur numéro respectif.

Tableau-A III-11 Numérotation des contingences du réseau test 50 machines

# contingences (barre en défaut)	Lignes ouvertes	# contingences (barre en défaut)	Lignes ouvertes
1 (7)	7-6	2 (90)	90-92
3 (58)	58-87	4 (25)	25-27
5 (106)	106-74	6 (108)	108-75
7 (91)	91-75	8 (98)	98-72
9 (96)	96-73	10 (111)	111-66
11 (105)	105-73		

ANNEXE IV

PROGRAMME MATLAB

Cette annexe présente les différentes lignes de code de la programmation Matlab permettant d'implémenter les méthodes de filtrage, d'analyse et de classement des contingences présentées dans ce mémoire.

A. Programme principal

```
clear all;close all;clc;
tic;
k=0;l=0;m=0;n=0;p=0;q=0;r=0;lt=0;

%%%%%%%%%%%%% Cas 3 machines 9 barres: modèle classique

%%%%% Pour tout le réseau ensemble
numerotation_cont=[1 5 7;...
                    2 7 5;...
                    3 7 8;...
                    4 8 7;...
                    5 8 9;...
                    6 9 8;...
                    7 9 6;...
                    8 6 9;...
                    9 6 4;...
                    10 4 6;...
                    11 4 5;...
                    12 5 4];

%%%%%%%%%%%%% Cas 10 machines 39 barres: modèle classique

%%%%% Pour une contingence bien définie
% numerotation_cont=[1 1 2;...
%                     2 2 3;...
%                     3 2 25;...
%                     4 4 14;...
%                     5 5 6;...
%                     6 6 5;...
%                     7 6 7;...
%                     8 6 11;...
%                     9 7 6;...
%                     10 8 7;...
%                     11 9 8;...
%                     12 10 13;...
%                     13 11 10;...
%                     14 13 10;...
%                     15 13 14;...
%                     16 14 4;...
```

```

%
%          17 15 16;...
%
%          18 0 0;... %%%%%%%%
%
%          19 16 19;...
%
%          20 16 21;...
%
%          21 17 16;...
%
%          22 18 17;...
%
%          23 19 16;...
%
%          24 0 0;...%%%%%%%%%%%%%
%
%          25 21 22;...
%
%          26 22 21;...
%
%          27 22 23;...
%
%          28 23 22;...
%
%          29 24 23;...
%
%          30 25 2;...
%
%          31 25 26;...
%
%          32 26 27;
%
%          33 27 17;...
%
%          34 28 26;...
%
%          35 29 26;...
%
%          36 29 28];%...
%
%%
%          37 0 0;...%%%%%%%%%%%%%
%
%          38 0 0;...%%%%%%%%%%%%%
%
%          39 0 0];%%%%%%%%%%%%%
%
%%%%% Cas 17 machines 162 barres: modèle classique
%
% numerotation_cont=[1 1 4;...
%                     2 26 25;...
%                     3 125 3;...
%                     4 27 62];
%
%%%%% Cas 50 machines 145 barres: modèle classique
%
%%%%% Pour une classe de contingence bien définie
% numerotation_cont=[1 7 6;...
%                     2 90 92;...
%                     3 58 87;...
%                     4 25 27;...
%                     5 106 74;...
%                     6 108 75;...
%                     7 91 75;...
%                     8 98 72;...
%                     9 96 73;...
%                     10 111 66;...
%                     11 105 73];
%
%%%%% Pour une seule contingence bien définie
%numerotation_cont=[1 98 72]; %[#cont bus1(line tripped) bus2]
%
bb=size(numerotation_cont);
num_cont=bb(1);
vect=-1*ones(num_cont,1);
CT1=0.22;

```

```

t_cleared=CT1;
nbre_mach=3;
%nbre_mach=10;
%nbre_mach=17;
%nbre_mach=50;
nbre_mach=nbre_mach+1;
machines=zeros(num_cont,nbre_mach);
%%
%1er tour avec CT1
% tic;
for i=1:num_cont
    fig=i;
    [y t Stability_Margin Final_CCT v_c_unstable deltaOMIB
    class_contingence te v_c tr tu delta_stable delta_unstable] =
    principal2_case9P(numerotation_cont(i,2) numerotation_cont(i,3)
    t_cleared);
    %%cas 10 machines PASF: principal2_case39P
    %%cas 17 machines PASF: principal2_case162P
    %%cas 50 machines PASF: principal2_case145P
    %%cas 3 machines FILTRA: principal2_case3F
    %%cas 10 machines FILTRA: principal2_case39F
    %%cas 17 machines FILTRA: principal2_case162F
    %%cas 50 machines FILTRA: principal2_case145F

    t_test=0;
    machines(i,1)=i;
    eta1(i,1)=Stability_Margin;
    tr_f(i)=tr;
    tu_f(i)=tu;
    delta_R(i)=delta_stable;
    delta_U(i)=delta_unstable;
    type_contingence(i)=class_contingence;
    for j=2:nbre_mach
        machines(i,j)=v_c(j-1); %machines critiques par position
    end
    if ((type_contingence(i)==3) || (type_contingence(i)==2))%stable
        k=k+1;
        vect_stable(k)=i;
    end
    if (type_contingence(i)==0) %instable
        l=l+1;
        vect_unstable(l)=i;
    end
    if (type_contingence(i)==1) %très instable
        lt=lt+1;
        vect_very_unstable(lt)=i;
    end
end
%%
%2ème tour avec CT2
CT2=.85*CT1;
t_cleared=CT2;
rr=0;ll=0;rrr=0;
% tic;
%%%%%%%%%%%%%système initialement instable

```

```

temps2_r2=0; temps2_r1=0;
if(l~=0)
    for (ii=1:l)
[y   t   Stability_Margin   Final_CCT   v_c_unstable   deltaOMIB
class_contingence te v_c tr tu delta_stable delta_unstable]
=principal2_case9P(numerotation_cont(vect_unstable(ii),2)
numerotation_cont(vect_unstable(ii),3) t_cleared);
%%cas 10 machines PASF: principal2_case39P
%%cas 17 machines PASF: principal2_case162P
%%cas 50 machines PASF: principal2_case145P
%%cas 3 machines FILTRA: principal2_case3F
%%cas 10 machines FILTRA: principal2_case39F
%%cas 17 machines FILTRA: principal2_case162F
%%cas 50 machines FILTRA: principal2_case145F

eta2_ins(ii,1)=vect_unstable(ii);
eta2_ins(ii,2)=Stability_Margin;
tr_f_2_ins(ii)=tr;
tu_f_2_ins(ii)=tu;
delta_R_2_ins(ii)=delta_stable;
delta_U_2_ins(ii)=delta_unstable;
type_contingence2_ins(ii)=class_contingence;
machines2_ins(ii,1)=vect_unstable(ii);
for j=2:nbre_mach
    machines2_ins(ii,j)=v_c(j-1);%mach critiques
position
end
if (type_contingence2_ins(ii)==2) %stable et pente
    rr=rr+1;
    vect_stable_neg_ins(rr)=vect_unstable(ii);
end

if (type_contingence2_ins(ii)==3) %stable et pente
    rrr=rrr+1;
    vect_stable_pos_ins(rrr)=vect_unstable(ii);
end

if
((type_contingence2_ins(ii)==0) || (type_contingence2_ins(ii)==1))
%instable ou tres instable
    ll=ll+1;
    vect_unstable_ins(ll)=vect_unstable(ii);
end
end
end

%%%%%%% système initialement très instable
rr1=0;ll1=0;rrr1=0;
if (lt~=0)
    for (ii1=1:lt)
[y   t   Stability_Margin   Final_CCT   v_c_unstable   deltaOMIB
class_contingence te v_ tr tu delta_stable delta_unstable] =

```

```

principal2_case9P(numerotation_cont(vect_very_unstable(ii1),2)
numerotation_cont(vect_very_unstable(ii1),3) t_cleared);
%%cas 10 machines PASF: principal2_case39P
%%cas 17 machines PASF: principal2_case162P
%%cas 50 machines PASF: principal2_case145P
%%cas 3 machines FILTRA: principal2_case3F
%%cas 10 machines FILTRA: principal2_case39F
%%cas 17 machines FILTRA: principal2_case162F
%%cas 50 machines FILTRA: principal2_case145F

eta2_tres_ins(ii1,1)=vect_very_unstable(ii1);
eta2_tres_ins(ii1,2)=Stability_Margin;
tr_f_2_tres_ins(ii1)=tr;
tu_f_2_tres_ins(ii1)=tu;
delta_R_2_tres_ins(ii1)=delta_stable;
delta_U_2_tres_ins(ii1)=delta_unstable;
type_contingence2_tres_ins(ii1)=class_contingence;
machines2_tres_ins(ii1,1)=vect_very_unstable(ii1);
for j=2:nbre_mach
    machines2_tres_ins(ii1,j)=v_c(j-1); %machines critiques
par position
end
if
((type_contingence2_tres_ins(ii1)==2) || (type_contingence2_tres_ins(ii1)==3)) %stable
    rrl=rrl+1;

vect_stable_neg_tres_ins(rrl)=vect_very_unstable(ii1);
end
if (type_contingence2_tres_ins(ii1)==1) % tres instable
    rrrl=rrrl+1;

vect_stable_tres_ins(rrrl)=vect_very_unstable(ii1);
end
if ((type_contingence2_tres_ins(ii1)==0)) %instable
    lll=lll+1;
    vect_unstable_ins1(lll)=vect_very_unstable(ii1);
end
end
end
%%
%3ème tour
ver=0;ver1=0;
tempS3_r2=0; tempS3_r1=0;
%%%%%%%%%%%%% Initialement instable
if(l1~=0) %cas instable
    for jjj=1:ll
        constant=vect_unstable_ins(jjj);
        eta11(jjj)=eta1(constant,1);
        I=find(eta2_ins(:,1)==constant);
        eta22(jjj)=eta2_ins(I,2);
        CT321(jjj)=abs((eta22(jjj)*CT1-eta11(jjj)*CT2)/(eta22(jjj)-eta11(jjj)));
        t_cleared=CT321(jjj);
    end
end

```

```

[y t Stability_Margin Final_CCT v_c_unstable deltaOMIB
class_contingence te
v_c,tr,tu,delta_stable,delta_unstable]=principal2_case9P(numerotation
n_cont(vect_unstable_ins(jjj),2),numerotation_cont(vect_unstable_ins
(jjj),3),t_cleared);
%%cas 10 machines PASF: principal2_case39P
%%cas 17 machines PASF: principal2_case162P
%%cas 50 machines PASF: principal2_case145P
%%cas 3 machines FILTRA: principal2_case3F
%%cas 10 machines FILTRA: principal2_case39F
%%cas 17 machines FILTRA: principal2_case162F
%%cas 50 machines FILTRA: principal2_case145F

eta3(jjj,1)=constant; %numero machine
eta3(jjj,2)=Stability_Margin; %marge de stabilité
CT321_f(jjj)=(eta3(jjj,2)*CT2-
eta22(jjj)*CT321(jjj))/(eta3(jjj,2)-eta22(jjj));
type_contingence31(jjj)=class_contingence;
tr_f_31(jjj)=tr;
tu_f_31(jjj)=tu;
delta_R_31(jjj)=delta_stable;
delta_U_31(jjj)=delta_unstable;
machines31(jjj,1)=vect_unstable_ins(jjj);
for jt=2:nbre_mach
    machines31(jjj,jt)=v_c(jt-1); %machines critiques par
position
end
end
if(rr~=0) %cas stable avec pente négative
    for jjj1=1:rr
        constant=vect_stable_neg_ins(jjj1);
        eta111(jjj1)=eta1(constant,1);
        I=find(eta2_ins(:,1)==constant);
        eta221(jjj1)=eta2_ins(I,2);
        CT3211(jjj1)=(eta221(jjj1)*CT1-
eta111(jjj1)*CT2)/(eta221(jjj1)-eta111(jjj1));
        t_cleared=CT3211(jjj1);
        [y t Stability_Margin Final_CCT v_c_unstable deltaOMIB
class_contingence te
v_c,tr,tu,delta_stable,delta_unstable]=principal2_case9P(numerotation
n_cont(vect_stable_neg_ins(jjj1),2),numerotation_cont(vect_stable_ne
g_ins(jjj1),3),t_cleared);
%%cas 10 machines PASF: principal2_case39P
%%cas 17 machines PASF: principal2_case162P
%%cas 50 machines PASF: principal2_case145P
%%cas 3 machines FILTRA: principal2_case3F
%%cas 10 machines FILTRA: principal2_case39F
%%cas 17 machines FILTRA: principal2_case162F
%%cas 50 machines FILTRA: principal2_case145F

eta31(jjj1,1)=constant; %numero machine
eta31(jjj1,2)=Stability_Margin; %marge de stabilité
CT3211_f(jjj1)=(eta31(jjj1,2)*CT2-
eta221(jjj1)*CT3211(jjj1))/(eta31(jjj1,2)-eta221(jjj1));

```

```

type_contingence32(jjj1)=class_contingence;
tr_f_32(jjj1)=tr;
tu_f_32(jjj1)=tu;
delta_R_32(jjj1)=delta_stable;
delta_U_32(jjj1)=delta_unstable;
machines32(jjj1,1)=vect_stable_neg_ins(jjj1);
for jt=2:nbre_mach
    machines32(jjj1,jt)=v_c(jt-1); %machines critiques par
position
end
end
%%%%% Initiallement TRÈS instable
if(l11~=0) %cas instable
    CT3=CT2/1.1;
    t_cleared=CT3;
    for jj=1:l11
        constant=vect_unstable_ins1(jj);
        eta112(jj)=eta1(constant,1);
        I=find(eta2_tres_ins(:,1)==constant);
        eta222(jj)=eta2_tres_ins(I,2);
        [y t Stability_Margin Final_CCT v_c_unstable deltaOMIB
class_contingence
v_c,tr,tu,delta_stable,delta_unstable]=principal2_case9P(numerotatio
n_cont(vect_unstable_ins1(jj),2),numerotation_cont(vect_unstable_ins
1(jj),3),t_cleared);
%%cas 10 machines PASF: principal2_case39P
%%cas 17 machines PASF: principal2_case162P
%%cas 50 machines PASF: principal2_case145P
%%cas 3 machines FILTRA: principal2_case3F
%%cas 10 machines FILTRA: principal2_case39F
%%cas 17 machines FILTRA: principal2_case162F
%%cas 50 machines FILTRA: principal2_case145F

eta32(jj,1)=constant; %numero machine
eta32(jj,2)=Stability_Margin; %marge de stabilité
CT3212_f(jj)=(eta32(jj,2)*CT2-eta222(jj)*CT3)/(eta32(jj,2)-
eta222(jj));
type_contingence33(jj)=class_contingence;
tr_f_33(jj)=tr;
tu_f_33(jj)=tu;
delta_R_33(jj)=delta_stable;
delta_U_33(jj)=delta_unstable;
machines33(jj,1)=vect_unstable_ins1(jj);
for jt=2:nbre_mach
    machines33(jj,jt)=v_c(jt-1); %machines critiques par
position
end
end
if(rr1~=0) %CAS STABLE
    for jj2=1:rr1
        constant=vect_stable_neg_tres_ins(jj2);
        eta1111(jj2)=eta1(constant,1);
        I=find(eta2_tres_ins(:,1)==constant);

```

```

eta2211(jj2)=eta2_tres_ins(I,2);
CT32111(jj2)=(eta2211(jj2)*CT1-
eta1111(jj2)*CT2)/(eta2211(jj2)-eta1111(jj2));
t_cleared=CT32111(jj2);
[y t Stability_Margin Final_CCT v_c_unstable deltaOMIB
class_contingence te v_c tr tu delta_stable delta_unstable] =
principal2_case9P(numerotation_cont(vect_stable_neg_tres_ins(jj2),2)
numerotation_cont(vect_stable_neg_tres_ins(jj2),3) t_cleared);
%%cas 10 machines PASF: principal2_case39P
%%cas 17 machines PASF: principal2_case162P
%%cas 50 machines PASF: principal2_case145P
%%cas 3 machines FILTRA: principal2_case3F
%%cas 10 machines FILTRA: principal2_case39F
%%cas 17 machines FILTRA: principal2_case162F
%%cas 50 machines FILTRA: principal2_case145F

eta311(jj2,1)=constant; %numero machine
eta311(jj2,2)=Stability_Margin; %marge de stabilité
CT32111_f(jj2)=(eta311(jj2,2)*CT2-
eta2211(jj2)*CT32111(jj2))/(eta311(jj2,2)-eta2211(jj2));
type_contingence321(jj2)=class_contingence;
tr_f_321(jj2)=tr;
tu_f_321(jj2)=tu;
delta_R_321(jj2)=delta_stable;
delta_U_321(jj2)=delta_unstable;
machines321(jj2,1)=vect_stable_neg_tres_ins(jj2);
for jt=2:nbre_mach
    machines321(jj2,jt)=v_c(jt-1); %machines critiques par
position
end
end

if ((ll~=0) || (rr~=0) || (ll1~=0) || (rr1~=0))
    m=1;
end
%%
clc;
char(95*ones(20,1)),char(95*ones(20,1)),char(95*ones(10,1)),char(95*
ones(10,1)),char(95*ones(10,1)),char(95*ones(20,1)),char(95*ones(20,
1))
fprintf('Méthode PASF: Contingences du système 3 machines\n');
fprintf('@ CT1=%2.4f\n',CT1);
fprintf('Nr%sFiltrage avec CT1%sDécision%sMarge de
stabilité%st_r%st_u%st_delta_R%st_u%st_delta_U%st_Machines
critiques\n',blanks(10),blanks(10),blanks(10),blanks(10),blanks(15),
blanks(10),blanks(10),blanks(15));
fprintf('%s\n',char(96*ones(170,1)));
for j=1:num_cont
    if
        ((type_contingence(j)==3) || (type_contingence(j)==2))
    fprintf('%2d%sStable%sRejet%s%4.6f%s%2.4f%s%2.4f%sN/A%sN/A%s%s',j,bl
anks(10),blanks(23),blanks(15),eta1(j,1),blanks(15),tr_f(j),blanks(1
5),delta_R(j),blanks(12),blanks(10),blanks(20));
    end
end

```

```

        if ((type_contingence(j)==1))
            fprintf('%2d%sTrès instable% --->%s%4.6f%s N/A%
N/A%s%2.4f%s%2.4f%s',j,blanks(10),blanks(15),blanks(15),eta1(j,1),bl
anks(15),blanks(15),blanks(12),tu_f(j),blanks(8),delta_U(j),blanks(1
8));
        end
        if ((type_contingence(j)==0))
            fprintf('%2d%sInstable% --->%s%4.6f%s      N/A%
N/A%s%2.4f%s%2.4f%s',j,blanks(10),blanks(20),blanks(15),eta1(j,1),bl
anks(15),blanks(15),blanks(12),tu_f(j),blanks(8),delta_U(j),blanks(1
8));
        end
        x_machines=machines(j,:);
        mach_crit=find(x_machines==2);
        mach_crit_final=-(1.-mach_crit);
        fprintf(' %d',mach_crit_final);
        fprintf('\n');
    end
    fprintf('%s\n',char(95*ones(180,1)));%char(95)==Underscore
    %%
%%%%%% %Affichage 2ème tour
t1=0;t4=0;t5=0;
t11=0;t41=0;t51=0;
fprintf('\n@ CT2=%2.4f\n',CT2);
fprintf('Nr%sFiltrage      avec      CT2%sDécision%sMarge      de
stabilité st_r%sdelta_R%st_u%sdelta_U%sMachines
critiques\n',blanks(10),blanks(10),blanks(10),blanks(10),blanks(15),
blanks(13),blanks(13),blanks(15));
fprintf('%s\n',char(96*ones(190,1)));
if (l~=0)
fprintf('\n(initiallement instable)\n');
    for iii=1:l
        if ((type_contingence2_ins(iii)==3))
            t1=t1+1;
            fprintf('%2d%sStable
(pente+)\n',vect_stable_pos_ins(t1),blanks(10),blanks(15),blanks(18),eta2_ins(iii,2),blanks(15),tr_
f_2_ins(iii),blanks(15),delta_R_2_ins(iii),blanks(14),blanks(12),bla
nks(21));
        end
        if ((type_contingence2_ins(iii)==2))
            t4=t4+1;
            fprintf('%2d%sStable      (pente-) %s---%
N/A%4.6f%s%2.4f%s%2.4f%sN/A%N/A%',vect_stable_neg_ins(t4),blanks(1
0),blanks(15),blanks(16),eta2_ins(iii,2),blanks(15),tr_f_2_ins(iii),
blanks(15),delta_R_2_ins(iii),blanks(15),blanks(13),blanks(19));
        end
        if ((type_contingence2_ins(iii)==0) || (type_contingence2_ins(iii)==1))
            t5=t5+1;
            fprintf('%2d%sInstable% --->%s%4.6f%s      N/A%
N/A%s%2.4f%s%2.4f%s',vect_unstable_ins(t5),blanks(10),blanks(22),bla
nks(15),eta2_ins(iii,2),blanks(15),blanks(15),blanks(14),tu_f_2_ins(
iii),blanks(11),delta_U_2_ins(iii),blanks(18));
        end
        x_machines2=machines2_ins(iii,:);
    end

```

```

        mach_crit2=find(x_machines2==2);
        mach_crit_final2=-(1.-mach_crit2);
        fprintf(' %d',mach_crit_final2);
        fprintf('\n');

    end

end
if (lt~=0)
    fprintf('\n@(initiallement très instable)\n');
    for iiii=1:lt
        if
((type_contingence2_tres_ins(iiii)==3) || (type_contingence2_tres_ins(
iiii)==2))
            t11=t11+1;
            fprintf('%2d%sStable%s--'
>%s%4.6f%s%2.4f%sN/A%sN/A%s',vect_stable_neg_tres_ins(t11),
blanks(10),blanks(24),blanks(16),eta2_tres_ins(iiii,2),blanks(15),tr_
_f_2_tres_ins(iiii),blanks(15),delta_R_2_tres_ins(iiii),blanks(14),b
lanks(12),blanks(20));
            end
            if ((type_contingence2_tres_ins(iiii)==1))
                t41=t41+1;
                fprintf('%2d%sTrès
instable%sDD%s%4.6f%s%2.4f%s%2.4f%sN/A%sN/A%s',vect_stable_tres_ins(
t41),blanks(10),blanks(17),blanks(18),eta2_tres_ins(iiii,2),blanks(1
5),tr_f_2_tres_ins(iiii),blanks(15),delta_R_2_tres_ins(iiii),blanks(
15),blanks(13),blanks(17));
            end
            if ((type_contingence2_tres_ins(iiii)==0))
                t51=t51+1;
                fprintf('%2d%sInstable%s--->%s%4.6f%s      N/A%s
N/A%s%2.4f%s%2.4f%s',vect_unstable_ins1(t51),blanks(10),blanks(22),b
lanks(15),eta2_tres_ins(iiii,2),blanks(15),blanks(15),blanks(14),tu_
f_2_tres_ins(iiii),blanks(11),delta_U_2_tres_ins(iiii),blanks(17));
            end
            x_machines2tres=machines2_tres_ins(iiii,:);
            mach_crit2tres=find(x_machines2tres==2);
            mach_crit_final2tres=-(1.-mach_crit2tres);
            fprintf(' %d',mach_crit_final2tres);
            fprintf('\n');

    end

end
fprintf('%s\n',char(95*ones(190,1)));%char(95)==Underscore
%%
%%% affichage 3ème tour
if m~=0
    fprintf('\n@ Test 3\n');
    fprintf('Nr%sCT3%sFiltrage%s~CCT\n',blanks(10),blanks(10),blanks(10));
    fprintf('%s\n',char(96*ones(50,1)));
    for iiii=1:l11 % tres instable puis instable
        fprintf('%2d%s%2.4f%sD%2.4f(pas   forcément   proche   du
CCT)\n',eta32(iiii,1),blanks(10),CT3,blanks(10),blanks(13),
CT3212_f(iiii));

```

```

    end
    for iiii1=1:rr %initiallement instable puis cas stable avec
pente négative
fprintf('%2d%s%2.4f%SPD%s%2.4f\n',eta31(iiii1,1),blanks(10),CT3211(i
iiii1),blanks(10),blanks(13),CT3211_f(iiii1));
    end
    for iiii2=1:11%Initiallement instable puis cas instable
fprintf('%2d%s%2.4f%SD%s%2.4f\n',eta3(iiii2,1),blanks(10),CT321(iiii
2),blanks(10),blanks(13),CT321_f(iiii2));
    end
    for iiii2=1:rr1 %tres instable puis stable
fprintf('%2d%s%2.4f%SPD%s%2.4f\n',eta311(iiii2,1),blanks(10),CT32111
(iiii2),blanks(10),blanks(13),CT32111_f(iiii2));
    end
end
%%
fprintf('\nFin de la simulation\n');toc;

```

B. Programme principal (deuxième partie)

```

function[y t Stability_Margin Final_CCT,v_c_unstable deltaOMIB
class_contingence te v_c,tr,tu,delta_stable,delta_unstable PmOMIB
PeOMIB p_el]=principal2_case9P(bus1,bus2,t_cleared)
tf=3; %tiempo simulacion
t_fault=0.0;
Final_CCT=0;
delta=0.1;
epsilon=0.03;
k=1;
Stability_Margin(k)=0;
delta_unstable(k)=0;
delta_stable(k)=0;
v_c_unstable=0;
%%%%%%%%TD- programme%%%%%
[wr,n,y,t,pm,p_el,v_c]=case9_stP(t_fault,t_cleared,tf,k,bus1,bus2);
%%cas 10 machines PASF: case39_stP
%%cas 17 machines PASF: case162_stP
%%cas 50 machines PASF: case145_stP
%%cas 3 machines FILTRA: case9_stF
%%cas 10 machines FILTRA: case39_stF
%%cas 17 machines FILTRA: case162_stF
%%cas 50 machines FILTRA: case145_stF
%%
%GRAPHE COMPORTEMENT MACHINES mes essais graphe machines C et NC
n_el1=size(y,2)/2;
delta_in1=y(:,1:n_el1);delta_in=delta_in1.* (180/pi);
abscisse=size(delta_in,1);
temps=t(1:abscisse);
figure
plot(temps,delta_in)
legend('Machine 1','Machine 2','Machine 3');
xlabel('Temps (s)');
ylabel('Angle (degré)');

```

```

title('Réseau test 3 machines: Variation des angles internes des
machines en fonction du temps');
grid on;
%%
%%%%%SIME%%%%%%%%%%%%%
[Stability_Margin,deltaOMIB,wOMIB,delta_unstable,v_c_unstable
class_contingence,delta_stable,tr,tu,PeOMIB,PmOMIB]=sime_case9P(wr,n
,y,t,t_fault,t_cleared,pm,p_el,v_c,tf,k,Stability_Margin,delta_unsta
ble,v_c_unstable,delta_stable,bus1,bus2);
%%cas 10 machines PASF: sime_case39P
%%cas 17 machines PASF: sime_case162P
%%cas 50 machines PASF: sime_case145P
%%cas 3 machines FILTRA: sime_case9F
%%cas 10 machines FILTRA: sime_case39F
%%cas 17 machines FILTRA: sime_case162F
%%cas 50 machines FILTRA: sime_case145F

%%%%graphique Pe-OMIB et Pm-OMIB
figure
plot(deltaOMIB,PeOMIB,deltaOMIB,PmOMIB)
xlabel ('delta-OMIB (deg)');
ylabel ('P-OMIB (pu)');
legend('PeOMIB','PmOMIB');
title('Réseau test 3 machines: Comportement des puissances OMIB en
fonction angle OMIB');
grid on;

%%%%graphique deltaOMIB en fonction du temps
abscisse1=numel(deltaOMIB);
temps1=t(1:abscisse1);
figure
plot(temps1,deltaOMIB)
xlabel('Temps (s)');
ylabel('delta-OMIB (degré)');
title('Réseau test 3 machines: Variation angle OMIB en fonction du
temps');
grid on;

%%%%graphique wOMIB en fonction du temps
abscisse2=numel(wOMIB);
temps2=t(1:abscisse2);
figure
plot(temps2,wOMIB)
xlabel('Temps (s)');
ylabel('w-OMIB (degré)');
title('Réseau test 3 machines: Variation vitesse OMIB en fonction du
temps');
grid on;
    k=k+1;
end

```

C. Sous-programme stabilité transitoire

```

function [wr,m,y,t,pm,pei,v_c]=case9_stP(t_fault,t_cleared,tf,k,bus1,
bus2)
%%cas 10 machines PASF: case39_stP
%%cas 17 machines PASF: case162_stP
%%cas 50 machines PASF: case145_stP
%%cas 3 machines FILTRA: case9_stF
%%cas 10 machines FILTRA: case39_stF
%%cas 17 machines FILTRA: case162_stF
%%cas 50 machines FILTRA: case145_stF

%Écoulement de puissance
opt = mpoption('ENFORCE_Q_LIMS', 2);
results=runpf('case9',opt);
%%cas 3 machines : case9
%%cas 10 machines: case39
%%cas 17 machines: case162
%%cas 50 machines: case145

define_constants;
MVAbase=100;
bus=results.bus;
branch=results.branch;
VM=results.bus (:,VM) ;
VA=results.bus (:,VA) ;
PD=results.bus (:,PD) /MVAbase;
QD=results.bus (:,QD) /MVAbase ;
PG=results.gen(:,PG) /MVAbase ;
QG=results.gen(:,QG) /MVAbase;
Yb=makeYbus(100,bus,branch);
YY=(PD-1j*QD)./(VM.^2);
Ybus=Yb+diag(YY);
n=length(VM); %Nombre de barres
m=length(PG); %machines
nodref=find(results.bus(:,2)==3); %Définition des barres
z=results.branch(:,1:5); z=[z(:,1:4),(z(:,5)/2)];
%%% %Définition du défaut %
ti=0;
clearedline=[bus1 bus2];
faultbus=bus1;

if (t_cleared<t_fault)
    error('VÉRIFIER LE TEMPS DE DEFAULT')
end
%%% %DONNÉES DYNAMIQUES %

gen=dinData(n);
nodref=find(gen(:,1)==nodref) ;
h=gen(:,2); wr=2*pi*60;kw=(2*pi*60)./(2*h);

%%% %PRÉPARATION DES DONNÉES %
[ 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'] ;

% % % % METHODES D'INTEGRATION RK4
methode=3;
pas=0.001;
[t,y,pei]=Eqdif(ti,tf,yi,pas,kw,h,EM,pm,ypf,yf,yaf,t_fault,t_cleared
,m,pe0,methode);

%classement des machines critiques avec la méthode FILTRA
n_elem=size(y,2)/2; %%NBRE GÉNÉRATEUR
x=y(size(y,1),1:n_elem); %% recherché dernier angle
mm=transpose(gen(:,2)/(pi*60));
[yyy,b]=sort(x); yyy=fliplr(yyy); b=fliplr(b);
for i=1:n_elem-1;
    sum110=0;sum220=0;
    for tt=1:i;
        sum110=sum110+mm(b(tt))*yyy(tt);
        sum220=sum220+mm(b(tt));
        m_c(i,tt)=b(tt); %regroupement machines critiques
    end
    sum330=0;sum440=0;
    for j=i+1:n_elem;
        sum330=sum330+mm(b(j))*yyy(j);
        sum440=sum440+mm(b(j));
        m_n(i,j)=b(j); % regroupement machines non critiques
    end
    delta_c=sum110/sum220;
    delta_r=sum330/sum440;
    delta1(i)=delta_c-delta_r;
end
[hh,kk]=max(delta1); %%valeur max et position
machine_critique=m_c(kk,:);
machine_no_critique=m_n(kk,:);
for i=1:n_elem-1;
    if machine_critique(i) ~= 0
        v_c(machine_critique(i))=2;
    end
end
for i=1:n_elem;
    if machine_no_critique(i) ~= 0
        v_c(machine_no_critique(i))=1;
    end
end
machines_critiques_no_critiques=v_c;

%classement des machines critiques avec la méthode PASF
Hjk=h;
n_el=size(y,2)/2;
n_lignes=size(y,1);
delta_coa=zeros(n_lignes,n_el);
somme=sum(Hjk);
delta_in=y(:,1:n_el);

```

```

const=(delta_in*Hjk)./somme;
const1=const*ones(1,n_el);
delta_coa=delta_in-const1;
AVI=zeros(n_el,1);
for in=1:n_el
    for jn=1:n_lignes-1
        AVI(in)=AVI(in)+abs(delta_coa(jn+1,in)-delta_coa(jn,in));
    end
end
maxi=max(AVI);
mini=min(AVI);
gap=maxi-mini;
v_c=ones(1,n_el); %initialiser ttes les mach non crit par défaut
if(mini>.5*maxi)
    III=find(AVI>=1.5*mini);
    for kn=1:size(III,1)
        v_c(III(kn))=2; %affecter les machines critiques
    end
else
    II=find(AVI>=gap);%trouver l'emplacement des machines critiques
    for kn=1:size(II,1)
        v_c(II(kn))=2; %affecter les machines critiques
    end
end
end

```

D. Sous-programme SIME

```

function[Stability_Margin      deltaOMIB      wOMIB      delta_unstable
v_c_unstable class_contingence delta_stable tr tu] = sime_case9P(wr
ng y t t_fault t_cleared Pm p_el v_c tf k Stability_Margin
delta_unstable v_c_unstable delta_stable bus1 bus2)
%%cas 10 machines PASF: sime_case39P
%%cas 17 machines PASF: sime_case162P
%%cas 50 machines PASF: sime_case145P
%%cas 3 machines FILTRA: sime_case9F
%%cas 10 machines FILTRA: sime_case39F
%%cas 17 machines FILTRA: sime_case162F
%%cas 50 machines FILTRA: sime_case145F

[Mjk] = generatordata_case9; %Données générateurs
%%cas 10 machines :generatordata_case39
%%cas 17 machines :generatordata_case162
%%cas 50 machines :generatordata_case145

Ws=wr;
d(:, :)=y(:, 1:ng);
w(:, :)=y(:, ng+1:2*ng);
n_data=length(t);
marge=0; angleIns=0; tr=-1; tu=-1;
verification=0;%%%variable témoin

```

```

for kk=1:n_data

%%%%% Conditions initiales SIME %%%%%%
if t(kk)<=t_fault

sum1=0;sum2=0;sum3=0;sum4=0;sum5=0;sum6=0;sum7=0;sum8=0;sum9=0;sum10
=0;
for tt=1:ng

if v_c(tt)==1 %NM
    sum1=sum1+2*Mjk(tt,2)/Ws;
    sum3=sum3+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
    sum5=sum5+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
    sum7=sum7+Pm(tt);
    sum9=sum9+p_el(kk,tt);
else %MC
    sum2=sum2+2*Mjk(tt,2)/Ws;
    sum4=sum4+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
    sum6=sum6+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
    sum8=sum8+Pm(tt);
    sum10=sum10+p_el(kk,tt);
end
end

Mc=sum2; Mn=sum1; M=Mc*Mn/(Mc+Mn);
dc(kk)=(1/Mc)*(sum4);
dn(kk)=(1/Mn)*(sum3);
wc(kk)=(1/Mc)*(sum6);
wn(kk)=(1/Mn)*(sum5);
dOMIB(kk)=dc(kk)-dn(kk);
wOMIB(kk)=wc(kk)-wn(kk);
PmOMIB(kk)=M*((1/Mc)*sum8-(1/Mn)*sum7);
PeOMIB(kk)=M*((1/Mc)*sum10-(1/Mn)*sum9);
PaOMIB(kk)=PmOMIB(kk)-PeOMIB(kk);
end

%%%%% SIME pendant défaut%%%%%
if (t(kk)>t_fault) && (t(kk)<=t_cleared)

sum1=0;sum2=0;sum3=0;sum4=0;sum5=0;sum6=0;sum7=0;sum8=0;sum9=0;sum10
=0;
for tt=1:ng

if v_c(tt)==1 %NM
    sum1=sum1+2*Mjk(tt,2)/Ws;
    sum3=sum3+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
    sum5=sum5+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
    sum7=sum7+Pm(tt);
    sum9=sum9+p_el(kk,tt);
else %MC
    sum2=sum2+2*Mjk(tt,2)/Ws;
    sum4=sum4+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
    sum6=sum6+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
    sum8=sum8+Pm(tt);
    sum10=sum10+p_el(kk,tt);
end
end

```

```

    end

    end
    Mc=sum2; Mn=sum1; M=Mc*Mn/ (Mc+Mn) ;
    dc (kk)=(1/Mc)* (sum4) ;
    dn (kk)=(1/Mn)* (sum3) ;
    wc (kk)=(1/Mc)* (sum6) ;
    wn (kk)=(1/Mn)* (sum5) ;
    dOMIB (kk)=dc (kk)-dn (kk) ;
    wOMIB (kk)=wc (kk)-wn (kk) ;
    PmOMIB (kk)=M* ((1/Mc)* sum8-(1/Mn)* sum7) ;
    PeOMIB (kk)=M* ((1/Mc)* sum10-(1/Mn)* sum9) ;
    PaOMIB (kk)=PmOMIB (kk)-PeOMIB (kk) ;
end

%%%%%%%%% SIME post-défaut%%%%%%%%%%%%%
if (t(kk)>t_cleared) && (t(kk)<=tf)

sum1=0;sum2=0;sum3=0;sum4=0;sum5=0;sum6=0;sum7=0;sum8=0;sum9=0;sum10
=0;
for tt=1:ng

    if v_c(tt)==1 %NM
        sum1=sum1+2*Mjk(tt,2)/Ws;
        sum3=sum3+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
        sum5=sum5+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
        sum7=sum7+Pm(tt);
        sum9=sum9+p_el(kk,tt);
    else %MC
        sum2=sum2+2*Mjk(tt,2)/Ws;
        sum4=sum4+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
        sum6=sum6+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
        sum8=sum8+Pm(tt);
        sum10=sum10+p_el(kk,tt);
    end
end

    end
    Mc=sum2; Mn=sum1; M=Mc*Mn/ (Mc+Mn) ;
    dc (kk)=(1/Mc)* (sum4) ;
    dn (kk)=(1/Mn)* (sum3) ;
    wc (kk)=(1/Mc)* (sum6) ;
    wn (kk)=(1/Mn)* (sum5) ;
    dOMIB (kk)=dc (kk)-dn (kk) ;
    wOMIB (kk)=wc (kk)-wn (kk) ;
    PmOMIB (kk)=M* ((1/Mc)* sum8-(1/Mn)* sum7) ;
    PeOMIB (kk)=M* ((1/Mc)* sum10-(1/Mn)* sum9) ;
    PaOMIB (kk)=PmOMIB (kk)-PeOMIB (kk) ;
end

%%%%vérification tres instable-----> Cas où toujours intsable et
Pmtjrs plus grand que Pe
if(kk==10)
    verification=2;
end

```

```

if( (PaOMIB(kk) >0) &&verification==2)
    verification=2;
    if((PeOMIB(kk)-PeOMIB(kk-1)<0))
        Condition=3;
        class_contingence=1;
        break;
    end
end
%%Verification stabilité %%%%%%%%%%%%%%
if PmOMIB(kk) <PeOMIB(kk) || verification==1 %%%(Yes) first point Pm=Pe
    verification=1; %%%%variable temoin
    if wOMIB(kk)<=0 && PaOMIB(kk)<0 %%Scondition stable
        rr=length(PmOMIB);
        Condition=1;
        if ((PeOMIB(kk)-PeOMIB(kk-1))<0) %pente négative
            class_contingence=2; %PD
        end

        if ((PeOMIB(kk)-PeOMIB(kk-1))>=0) %pente positive
            class_contingence=3; % DS
            fprintf('Contingence définitivement non
end
break
end
if PeOMIB(kk) <PmOMIB(kk) %Condition instable 2nd point
Pm=Pe
    rr=length(dOMIB);
    Condition=0;
    class_contingence=0; %D
    break
end
end
end

%%%Calcul de la marge de stabilité
if Condition==1
    ttt=length(dOMIB);
    temoin=1;
    inc=1;inc1=1;
    delta_stable(k)=dOMIB(ttt);
    tr=t(ttt);
    Par=PaOMIB(ttt);
    testing=v_c_unstable; %pour garder le bon classement des machines

    while temoin==1
        t_cleared=t_cleared+.05*t_cleared;
        Stability_Margin(inc)=0;
        delta_unstable1(inc)=0;
        delta_stable1(inc)=0;
        marge(1)=0;angleIns(1)=0;
        [wr,n,y,t,pm,p_el,v_c]=case9_stP(t_fault,t_cleared,tf,k,bus1,bus2);
        [Stability_Margin,deltaOMIB,wOMIB,delta_unstable1,v_c_unstable,delta_stable1]

```

```

=sime_case9_1P(wr,ng,y,t,t_fault,t_cleared,Pm,p_el,v_c,tf,inc,Stabil
ity_Margin,delta_unstable1,v_c_unstable,delta_stable1,bus1,bus2);
    inc1=inc1+1;
    marge(inc1)=Stability_Margin;
    angleIns(inc1)=delta_unstable1;
    if ((marge(inc1)<0)&&(marge(inc1-1)<0))
        S=(marge(inc1)-marge(inc1-1))/(angleIns(inc1)-
angleIns(inc1-1));
        deltaU=angleIns(inc1)-marge(inc1)/S;
        temoin=0;
    end
end
v_c_unstable=testing;
Stability_Margin(k)=0.5*abs(Par)*abs(deltaU-delta_stable(k));
end
if Condition==0 %%condition instable, Condition==0
    ttt=length(PeOMIB);
    %%%%%%Calcul Marge de stabilité négative
    Stability_Margin(k)=(-1/2)*M*wOMIB(ttt-1)^2;
    delta_unstable(k)=dOMIB(ttt-1);%%conserve l'angle instable
    tu=t(ttt);
end
deltaOMIB=dOMIB*180/pi; %% dgr
end

%%%%%Calcul Marge de stabilité positive
function[Stability_Margin,deltaOMIB,wOMIB,delta_unstable1,v_c_unstab
le,delta_stable1]
=sime_case9_1P(wr,ng,y,t,t_fault,t_cleared,Pm,p_el,v_c,tf,inc,Stabil
ity_Margin,delta_unstable1,v_c_unstable,delta_stable1,bus1,bus2)

[Mjk] = generatordata_case9;
Ws=wr;
d(:,:,1)=y(:,1:ng);
w(:,:,1)=y(:,ng+1:2*ng);
n_data=length(t);
marge=0;angleIns=0;tr=-2;tu=-2;
verification=0

for kk=1:n_data

    if t(kk)<=t_fault

        sum1=0;sum2=0;sum3=0;sum4=0;sum5=0;sum6=0;sum7=0;sum8=0;sum9=0;sum10
        =0;
        for tt=1:ng

            if v_c(tt)==1
                sum1=sum1+2*Mjk(tt,2)/Ws;
                sum3=sum3+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
                sum5=sum5+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
                sum7=sum7+Pm(tt);


```

```

        sum9=sum9+p_el(kk,tt) ;
    else
        sum2=sum2+2*Mjk(tt,2)/Ws;
        sum4=sum4+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
        sum6=sum6+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
        sum8=sum8+Pm(tt);
        sum10=sum10+p_el(kk,tt);
    end

end
Mc=sum2; Mn=sum1; M=Mc*Mn/(Mc+Mn) ;
dc(kk)=(1/Mc)*(sum4);
dn(kk)=(1/Mn)*(sum3);
wc(kk)=(1/Mc)*(sum6);
wn(kk)=(1/Mn)*(sum5);
dOMIB(kk)=dc(kk)-dn(kk);
wOMIB(kk)=wc(kk)-wn(kk);
PmOMIB(kk)=M*((1/Mc)*sum8-(1/Mn)*sum7);
PeOMIB(kk)=M*((1/Mc)*sum10-(1/Mn)*sum9);
PaOMIB(kk)=PmOMIB(kk)-PeOMIB(kk);

end

if (t(kk)>t_fault) && (t(kk)<=t_cleared)

sum1=0;sum2=0;sum3=0;sum4=0;sum5=0;sum6=0;sum7=0;sum8=0;sum9=0;sum10
=0;
for tt=1:ng

    if v_c(tt)==1
        sum1=sum1+2*Mjk(tt,2)/Ws;
        sum3=sum3+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
        sum5=sum5+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
        sum7=sum7+Pm(tt);
        sum9=sum9+p_el(kk,tt);
    else
        sum2=sum2+2*Mjk(tt,2)/Ws;
        sum4=sum4+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
        sum6=sum6+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
        sum8=sum8+Pm(tt);
        sum10=sum10+p_el(kk,tt);
    end
end
Mc=sum2; Mn=sum1; M=Mc*Mn/(Mc+Mn) ;
dc(kk)=(1/Mc)*(sum4);
dn(kk)=(1/Mn)*(sum3);
wc(kk)=(1/Mc)*(sum6);
wn(kk)=(1/Mn)*(sum5);
dOMIB(kk)=dc(kk)-dn(kk);
wOMIB(kk)=wc(kk)-wn(kk);
PmOMIB(kk)=M*((1/Mc)*sum8-(1/Mn)*sum7);
PeOMIB(kk)=M*((1/Mc)*sum10-(1/Mn)*sum9);
PaOMIB(kk)=PmOMIB(kk)-PeOMIB(kk);

end
if (t(kk)>t_cleared) && (t(kk)<=tf)

```

```

sum1=0;sum2=0;sum3=0;sum4=0;sum5=0;sum6=0;sum7=0;sum8=0;sum9=0;sum10
=0;
    for tt=1:ng
        if v_c(tt)==1
            sum1=sum1+2*Mjk(tt,2)/Ws;
            sum3=sum3+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
            sum5=sum5+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
            sum7=sum7+Pm(tt);
            sum9=sum9+p_el(kk,tt);
        else
            sum2=sum2+2*Mjk(tt,2)/Ws;
            sum4=sum4+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*d(kk,tt);
            sum6=sum6+(2*Mjk(tt,2)/Ws)*w(kk,tt);
            sum8=sum8+Pm(tt);
            sum10=sum10+p_el(kk,tt);
        end
    end
    Mc=sum2; Mn=sum1; M=Mc*Mn/(Mc+Mn);
    dc(kk)=(1/Mc)*(sum4);
    dn(kk)=(1/Mn)*(sum3);
    wc(kk)=(1/Mc)*(sum6);
    wn(kk)=(1/Mn)*(sum5);
    dOMIB(kk)=dc(kk)-dn(kk);
    wOMIB(kk)=wc(kk)-wn(kk);
    PmOMIB(kk)=M*((1/Mc)*sum8-(1/Mn)*sum7);
    PeOMIB(kk)=M*((1/Mc)*sum10-(1/Mn)*sum9);
    PaOMIB(kk)=PmOMIB(kk)-PeOMIB(kk);
end
if PmOMIB(kk)<PeOMIB(kk) || verification==1
    verification=1;

    if wOMIB(kk)<=0 && PaOMIB(kk)<0
        rr=length(PmOMIB);
        Condition=1;
        if ((PeOMIB(kk)-PeOMIB(kk-1))<0) %pente négative
            class_contingence=2;
        end

        if ((PeOMIB(kk)-PeOMIB(kk-1))>0) %pente positive
            class_contingence=3;
        end

        break
    end
    if PeOMIB(kk)<PmOMIB(kk)
        rr=length(dOMIB);
        Condition=0;
        class_contingence=0;
        break
    end
end

```

```
end
if Condition==1 %%%%%stable condition

%%%%%%%%%%%%%          Triangulation          petite          aire
%%%%%%%%%%%%%
ttt=length(dOMIB);
delta_stable1(inc)=dOMIB(ttt);

else
ttt=length(PeOMIB);
Stability_Margin(inc)=(-1/2)*M*wOMIB(ttt-1)^2;
delta_unstable1(inc)=dOMIB(ttt-1); %%conserve l'angle instable

end
deltaOMIB=dOMIB*180/pi; %% dgr
end
```

BIBLIOGRAPHIE

- Allen, J. Wood, et Allen J. Wood. 1996. *Power generation, operation, and control*. New York, N.Y.: New York, N.Y. : J. Wiley and Sons.
- Anderson, P. M., et A. A. Fouad. 1994. *Power system control and stability*, Rev. printin. Coll. « IEEE Press power systems engineering series ». New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, xiii, 464 p.
- Anderson, P. M., A. A. Fouad et Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2003. *Power system control and stability*, 2nd. Piscataway, N.J.: IEEE Press ; Wiley-Interscience, xiv, 658 p.
- Bagde, B. Y., et P. M. Meshram. 2010. « A Hybrid Decomposition Method for Transient Stability Assessment of Large Power System ». In *Emerging Trends in Engineering and Technology (ICETET), 2010 3rd International Conference on*. (19-21 Nov. 2010), p. 401-406.
- Canizares, C. A., N. Mithulananthan, F. Milano et J. Reeve. 2004. « Linear performance indices to predict oscillatory stability problems in power systems ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, n° 2, p. 1104-1114.
- Chan, K. W., C. H. Cheung et H. T. Su. 2002. « Time domain simulation based transient stability assessment and control ». In *Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. International Conference on*. (2002) Vol. 3, p. 1578-1582 vol.3.
- Chang, Hong-Chan, et Mang-Hui Wang. 1992. « Another version of the extended equal area criterion approach to transient stability analysis of the Taipower system ». *Electric Power Systems Research*, vol. 25, n° 2, p. 111-120.
- Chung, T. S., et Fang Da-zhong. 1995. « A fast approach to transient stability estimation using an improved potential energy boundary surface method ». *Electric Power Systems Research*, vol. 34, n° 1, p. 47-55.
- Chung, T. S., et Da-Zhong Fang. 1993. « A new method of fast assessment of transient stability margins ». In *Advances in Power System Control, Operation and Management, 1993. APSCOM-93., 2nd International Conference on*. (7-10 Dec 1993), p. 521-526 vol.2.
- Dong, Y., et H. R. Pota. 1994. « First swing stability by solving simultaneous differential and algebraic equations without system reduction ». *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 16, n° 2, p. 105-110.

- Edward Wilson, Kimbark, et Edward Wilson Kimbark. 1995. *Power system stability*. New York: New York : IEEE Press.
- Ejebé, G. C., G. D. Irisarri, S. Mokhtari, O. Obadina, P. Ristanovic et J. Tong. 1996. «Methods for contingency screening and ranking for voltage stability analysis of power systems ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, n° 1, p. 350-356.
- Ernst, D., D. Ruiz-Vega, M. Pavella, P. Hirsch et D. Sobajic. 2001. « A Unified Approach to Transient Stability Contingency Filtering, Ranking, and Assessment ». *Power Engineering Review, IEEE*, vol. 21, n° 6, p. 71-72.
- Fortescue, C. L. 1925. « Transmission Stability Analytical Discussion of Some Factors Entering into the Problem ». *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the*, vol. XLIV, p. 984-1003.
- Fouad, A. A., et Vijay Vittal. 1992. *Power system transient stability analysis using the transient energy function method*. Englewood Cliffs, N.J.: Prentice-Hall, xviii, 357 p.
- Gherbi, A., B. Francois et M. Belkacemi. 2006. « Methods for power system transient stability analysis: State of the art ». *Electrical and Computer Engineering, Canadian Journal of*, vol. 31, n° 1, p. 3-13.
- Glover, J. Duncan. 2008. *Power system analysis and design*. Australia ; Toronto, Ont.: Australia ; Toronto, Ont. : Thomson.
- Hsiao-Dong, Chiang, et R. Jean-Jumeau. 1995. « Toward a practical performance index for predicting voltage collapse in electric power systems ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 10, n° 2, p. 584-592.
- Huy, Nguyen-Duc, A. Zerigui, L. Dessaint, Tu Xiaoping et C. Apraez. 2011. « Power system losses minimization with transient stability constraints ». In *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*. (24-29 July 2011), p. 1-6.
- John, J. Grainger, et John J. Grainger. 1994. *Power system analysis*. Coll. « Elements of power systems analysis ». New York ; Montréal: New York ; Montréal : McGraw-Hill.
- Khan, Atif Z. 1999. « Effects of power system parameters on critical clearing time: comprehensive analysis ». *Electric Power Systems Research*, vol. 49, n° 1, p. 37-44.
- Kundur, P., J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem et V. Vittal. 2004. « Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, n° 3, p. 1387-1401.

Kundur, Prabha, Neal J. Balu et Mark G. Lauby (17). 1994. *Power system stability and control*. Coll. « EPRI power system engineering series ». New York ; Montreal: McGraw-Hill, xxiii, 1176 p.

Lee, B., S. H. Kwon, J. Lee, H. K. Nam, J. B. Choo et D. H. Jeon. 2003. « Fast contingency screening for online transient stability monitoring and assessment of the KEPCO system ». *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 150, n° 4, p. 399-404.

Lee, J., B. Lee, S. H. Kwon, H. K. Nam, J. B. Choo et K. Yi. 2001. « Fast contingency screening for on-line transient stability monitoring of the KEPCO system ». In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001*. (2001) Vol. 1, p. 314-319 vol.1.

Loparo, K. A., et F. Abdel-Malek. 1990. « A probabilistic approach to dynamic power system security ». *Circuits and Systems, IEEE Transactions on*, vol. 37, n° 6, p. 787-798.

Mariesa, Crow, et Mariesa Crow. 2010. *Computational methods for electric power systems*. Boca Raton: Boca Raton : CRC Press.

Nagrath, I. J. 1989. *Modern power system analysis*. New Delhi, Inde: New Delhi, Inde : Tata McGraw-Hill.

Okuda, Takahiro, Shinichi Nakagawa, Yuta Ohsaki et Shinichi Iwamoto. 2011. « Transient stability evaluation method based on kinetic energy of postfault trajectories ». *Electrical Engineering in Japan*, vol. 174, n° 3, p. 18-24.

Olle Ingemar, Elgerd (457). 1982. *Electric energy systems theory : an introduction*. New York: New York : McGraw-Hill.

Pai, M. A. 1989. *Energy function analysis for power system*, Kluwer international series in engineering and computer science. Power electronics and power systems; SECS 78 viii, 240p. : ill. ; 27 cm. p.

Pavella, Mania, Damien Ernst et Daniel Ruiz-Vega. 2000. *Transient stability of power systems : a unified approach to assessment and control*. Coll. « Kluwer international series in engineering and computer science SECS 581 ». Boston: Kluwer Academic Publishers, xviii, 237 p.

Ramasamy, Natarajan, et Ramasamy Natarajan. 2002. *Computer-aided power system analysis*. New York: New York : M. Dekker.

Ruiz-Vega, D., D. Ernst, C. M. Ferreira, M. Pavella, P. Hirsch et D. Sobajic. 2000. « A contingency filtering, ranking and assessment technique for on-line transient stability studies ». In *Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power*

- Technologies, 2000. Proceedings. DRPT 2000. International Conference on.* (2000), p. 459-464.
- Sakaguchi, H., A. Ishigame et S. Suzuki. 2004. « Transient stability assessment for power system via Lur'e type Lyapunov function ». In *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES.* (10-13 Oct. 2004), p. 227-232 vol.1.
- Sastry, Shankar (183-186). 1999. *Nonlinear systems : analysis, stability, and control*, 10. Coll. « Interdisciplinary Applied Mathematics ». 667 p.
- Sauer, Peter W., et M. A. Pai. 1998. *Power system dynamics and stability*. Upper Saddle River, N.J.: Prentice-Hall, x, 357 p.
- Seydel, R. 1994. *Practical Bifurcation and Stability Analysis: From Equilibrium to Chaos* Second Edition.
- Sun, Y. Z., Y. H. Song et X. Li. 2000. « Novel energy-based Lyapunov function for controlled power systems ». *Power Engineering Review, IEEE*, vol. 20, n° 5, p. 55-57.
- Van Acker, V., J. D. McCalley, V. Vittal et J. A. Pecas Lopes. 1999. « Risk-based transient stability assessment ». In *Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. International Conference on.* (1999), p. 235.
- Wehenkel, L., C. Lebrevelec, M. Trotignon et J. Batut. 1999. « Probabilistic design of power-system special stability controls ». *Control Engineering Practice*, vol. 7, n° 2, p. 183-194.
- Xue, Y., T. Van Cutsem et M. Ribbens-Pavella. 1988. « A simple direct method for fast transient stability assessment of large power systems ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 3, n° 2, p. 400-412.
- Xue, Y., L. Wehenkel, R. Belhomme, P. Rousseaux, M. Pavella, E. Euxibie, B. Heilbronn et J. F. Lesigne. 1992. « Extended equal area criterion revisited [EHV power systems] ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 7, n° 3, p. 1012-1022.
- Yokoyama, Akihiko, Teruhisa Kumano et Yasuji Sekine. 1991. « Static voltage stability index using multiple load-flow solutions ». *Electrical Engineering in Japan*, vol. 111, n° 3, p. 69-79.
- Zhang, Y., L. Wehenkel et M. Pavella. 1998. « SIME: a comprehensive approach to fast transient stability assessment ». *Transactions of the Institute of Electrical Engineers of Japan, Part B*, vol. 118-B, n° 2, p. 127-32.

Zhang, Y., L. Wehenkel, P. Rousseaux et M. Pavella. 1997. « SIME: a hybrid approach to fast transient stability assessment and contingency selection ». *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 19, n° Copyright 1997, IEE, p. 195-208.