

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



DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE

Projet de fin d'étude
Pour l'obtention du diplôme
D'Ingénieur d'Etat en Electrotechnique

Thème

**EVALUATION DE LA STABILITE TRANSITOIRE
DES RESEAUX D'ENERGIE ELECTRIQUE
PAR LE CRITERE D'EGALITE DES AIRES ELARGI**

Etudié :
M^r. H. MERMOUL

Proposé et dirigé par :
Dr M. AMOROUAYECHE
Maître de conférence (ENP, Alger)
Chargé de mission auprès
de l'opérateur système SONELGAZ

Juin 2007

Ecole National polytechnique, 10, AV. Hassen Badi, El-Harrach, Algérie

DEDICACES

Je dédie d'abord ce travail, à mes très chers parents

A mes chers frères et chers sœurs chacun à son nom

A toutes ma familles

Et à tous mais amis

Hacene

ملخص
العمل المعروف في هذه المذكرة؛ يدرس كيفية تقدير مدى ثبات المرحلة الانتقالية التي يمر بها نظام الطاقة
الكهربية .

في مرحلة اولى ؛ نتطرق الى مشكلة تحضير النظام للدراسة .
في المرحلة الثانية ؛ نقوم بدراسة المرحلة الانتقالية مستعملين طريقتين مختلفتين؛ طريقة كلاسيكية وطريقة
مباشرة تعتمد على المقارنة بين الطاقات .
كلمات اساسية: ثبات المرحلة الانتقالي؛ نظام الطاقة الكهربائية

Résumé :

Le travail présenté dans ce mémoire concerne l'évaluation de la stabilité transitoire du réseau d'énergie électrique.

Dans un première étape, nous avons présenté la problématique de modélisation des réseaux d'énergie électriques pour les études de la stabilité transitoire ; on utilisant le modèle de second ordre.

Dans un deuxième temps, on a utilisé et comparé entre deux méthodes différentes d'évaluation de la stabilité transitoire.

Mots-clés : *stabilité transitoire, critère d'égalité des aires élargi.*

Abstract :

Work presented in this memory concerns the assessment of the transient stability of the electric energy network.

In one first stage, we presented the problematic of modelling of the electric networks of energy for studies of the transient stability; we using the model of second order.

In a second time, we used and compared between two methods different from assessment of the transient stability.

Keywords: *transient stability, extended equal area criterion.*

Remerciements

Mes remerciements les plus vifs et chaleureux, vont à mon directrice de mémoire Mlle M. Amorouayache docteur à Sonelgaz, pour son aide, son orientation judicieuse et sa disponibilité, aussi pour la confiance, la patience et la compréhension qu'elle m'a toujours manifesté ...

Je tiens également à remercier monsieur R. TAHMI Maître de conférences à l'E.N.P pour l'honneur qu'il me fait en président ce jury.

Je tiens également à remercier monsieur L. Nezli Maître de conférences à l'E.N.P, pour avoir accepté d'examiner ce mémoire.

A travers ce mémoire, j'adresse mes reconnaissances à tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation depuis la première classe de primaire jusqu'à aujourd'hui, ainsi qu'à tous mes amis et, qui m'ont soutenu directement ou indirectement à la réalisation de ce travail.

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

Hacene MERMOUL

Nomenclature et abréviations

- D : Coefficient d'amortissement
- e'_q : f.e.m transitoire
- e_q : f.e.m en régime permanent
- H : Constante d'inertie du groupe turboalternateur
- M : Moment d'inertie du groupe turboalternateur
- P_a : Puissance d'accélération
- P_m : Puissance mécanique développer par la turbine
- P_e : Puissance électrique développer par le générateur
- P_{net} : Puissance nette
- T_D : Couple d'amortissement
- t_e : Temps d'élimination du défaut
- t_c : Temps d'élimination du défaut critique
- T_g : Couple électrique du générateur
- T_m : Couple mécanique de la turbine
- T_{net} : Couple net
- V_∞ : tension au nœud infini
- x_d, x_q : Réactances synchrones directe et en quadrature
- x'_d, x'_q : Réactances transitoires directe et en quadrature
- ω : Vitesse rotorique
- ω_0 : Vitesse rotorique de référence
- δ_e : Angle rotorique électrique
- δ : Angle rotorique par rapport à la référence machine
- δ_m : Angle rotorique mécanique
- CCT : Critical clearing Time (temps critique d'élimination du défaut)
- COA : Canter Of Angle (centre d'angle)
- EAC : Equal Area Criterion (critère d'égalité des aires)
- E_{CR} : Energie Critique
- EEAC : Extended Equal Area Criterion (critère d'égalité des aires élargi)
- EHV : Extra High Voltage
- GEAC : Generalized Equal Area Criterion (critère d'égalité des aires généralisé)
- HVDC : High Voltage Direct Current
- PSS : Power System Stabiliser
- pu : per unit

UHV : Ultra High Voltage

LISTE DES FIGURES

Figure	Page
I.1 Représentation graphique du critère d'égalité des aires	10
II.1 Angles internes, modèle du second ordre (0.28s)	34
II.2 Angles internes, modèle du second ordre (0.3s)	34
III.1 Critère d'égalité des aires appliqué à la machine équivalente	40
Topologie du réseau 3 machines 9 nœuds	Annexe

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Page
II.1 Point initial du réseau 3 machines 9 nœuds	28
II.2 Matrice admittance Y du réseau 3 machines 9 nœuds (pu)	29
II.3 Résultats d'écoulement de charge	30
II.4 Matrice admittance avant défaut (pu)	31
II.5 Matrice admittance réduite avant défaut	31
II.6 Matrice admittance durant le défaut (pu)	32
II.7 Matrice admittance réduite durant le défaut (pu).....	32
II.8 Matrice admittance après élimination du défaut (pu)	33
II.9 Matrice admittance réduite après élimination du défaut (pu).....	33
III.1 Temps critiques (s)	43
III.2 Temps de calcul (s)	43

SOMMAIRE

Nomenclature et abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction Générale 1

Chapitre I Etat de l'art sur les études de la stabilité transitoire

I.1 Introduction	4
I.2 Position du problème de la stabilité transitoire	4
I.3 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	6
I.3.1 Méthode d'intégration numérique	6
I.3.2 Méthodes énergétiques	8
I.3.2.1 Critère d'égalité des aires	8
I.3.2.2 Critère d'égalité des aires élargi	11
I.3.2.3 Critère d'égalité des aires généralisé	11
I.3.2.4 Méthodes Directes de Lyapunov	12
I.3.3 Note sur les approche de l'apprentissage automatique	12
I.3.4 Méthodes hybrides (méthode SIME).....	13
I.4 Cadre et contribution de notre étude.....	14

Chapitre II Evaluation de la stabilité transitoire par intégration numérique

II.1 Introduction	15
II.2 Equations de performance du système en état d'équilibre.....	15
II.3 Equation mécanique du rotor.....	17
II.4 Equations électriques de la machine synchrone	22
II.5 Equation de performance du réseau pendant le défaut	23
II.5.1 Représentation des charges	23
II.5.2 Equation de performance	23

II.6	Modélisation du réseau dans l'espace d'état	25
II.7	Evaluation de la stabilité transitoire (modèle de second ordre)	26
II.8	Application.....	28
II.8.1	Résultats d'écoulement de charge	29
II.8.2	Résultats de la stabilité transitoire	30
II.8.2.1	Matrices admittances du réseau	30
II.8.2.2	Courbes des angles rotoriques	34
II.9	Conclusion	35

Chapitre III Evaluation de la stabilité transitoire par le critère d'égalité des aires élargi

III.1	Introduction	36
III.2	Critère d'égalité des aires élargi	36
III.2.1	Principe	36
III.2.2	Modélisation d'un système multi-machine	38
III.2.3	Construction du deux machines équivalentes	38
III.2.4	Equation régissent le fonctionnement de OMBI.....	39
III.3	Mesure de stabilité	40
III.3.1	Critère d'égalité des aires	40
III.3.2	Calcul de l'angle d'élimination défaut critique (CCA).....	41
III.3.3	Calcul de temps d'élimination défaut critique.....	42
III.4	Application.....	43
III.4.1	Application sur le réseau 3 machines 9 nœuds	43
III.5	Conclusion.....	44
	Conclusion générale	45

Bibliographie

Annexe : Données du réseau 3 machines 9 nœuds

INTRODUCTION GENERALE

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

L'augmentation de la demande a poussé aux interconnexions de plusieurs réseaux d'énergie, ce qui a engendré certains avantages comme l'utilisation optimale des moyens de production, l'assistance mutuelle entre système interconnecté, amélioration de la fréquence. Cependant les réseaux deviennent plus grands et plus complexes, ce qui implique que leur étude et analyse deviennent plus difficiles, particulièrement les études de stabilité transitoire.

Actuellement, le traitement des modèles complexes des grands systèmes d'énergie électrique et l'évaluation rapide de leur comportement face à diverses éventualités pour un contrôle en temps réel de la sécurité sont des problèmes qui préoccupent les compagnies et les chercheurs dans le domaine. De plus, la réduction des ressources d'énergie conventionnelles (charbon, pétrole) a fait que l'utilisation optimale des ressources d'énergie est devenue très importante. Un autre souci qui préoccupe les conducteurs des systèmes d'énergie est celui de produire, transporter, et distribuer l'énergie électrique de la façon la plus économique, tout en poussant les systèmes à fonctionner aux limites de stabilité[1].

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

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

- S'assurer de la compatibilité environnementale.

Pour réaliser ces objectifs contradictoires, l'étude de la stabilité des réseaux d'énergie électrique a toujours été considérée comme un facteur principal, que ce soit pour les planificateurs ou les exploitants. Plusieurs techniques analytiques et numériques ont été développées pour résoudre ce problème[1].

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

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

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

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

Pendant de nombreuses années, les chercheurs ont essayé de développer des méthodes d'analyse applicables en temps réel. Il a été montré que certaines méthodes directes peuvent résoudre ce problème parce qu'elles fournissent directement des informations sur la stabilité du réseau sans recourir à la résolution du système d'équations différentielles après élimination

du défaut. Plusieurs avancements dans ce domaine ont été enregistrés, mais il faut encore beaucoup d'efforts pour que les méthodes directes soient applicables pour l'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire.

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

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

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

Un deuxième chapitre est consacré à la problématique de modélisation des systèmes d'énergie électrique. L'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode classique d'intégration numérique, ses avantages et ses inconvénients sont également présentés dans ce chapitre.

Le troisième chapitre concerne l'évaluation de la stabilité transitoire par le critère d'égalité des aires élargi. Après, une étude comparative entre les deux différentes méthodes.

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

Chapitre I

Etat de l'art sur les études de la stabilité transitoire

I.1 Introduction

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

I.2 Position du problème de la stabilité transitoire

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

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

La stabilité transitoire est généralement influencée par les facteurs suivants :

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

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

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

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

avec :

x : vecteur des variables d'état du système

u : vecteur des paramètres du système

La stabilité transitoire concerne l'étude de la dynamique du réseau décrit par l'ensemble des équations différentielles (I.1). Cette étude fournit des informations relatives aux variations dans le temps des angles et des vitesses rotoriques, des tensions, courants et puissances des groupes turboalternateurs ainsi que des variations des tensions, courants et puissances transitées dans le réseau de transport, pendant et après la perturbation. Cette analyse permet d'une part de juger si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées éliminer le défaut avant d'atteindre le temps critique.

Elle aide aussi les planificateurs dans leurs tâches de renforcement des réseaux d'énergie électrique par de nouveaux moyens de production et de transport. Les études de stabilité transitoire ne sont pas essentielles seulement dans les exercices de planification et d'identification mais elles sont aussi importantes dans la conduite économique en temps réel des réseaux d'énergie électrique [1].

I.3 Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

La nécessité de faire fonctionner les réseaux électriques près de leurs limites de stabilité (à cause du retard dans la construction de nouvelles centrales de production d'énergie et de nouvelles lignes de transport, dérégulation du marché d'électricité et interconnexion des réseaux électriques), a donné une importance capitale à l'évaluation de la stabilité des réseaux d'énergie électrique en temps réel [1].

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

1. Méthodes indirectes d'intégration numérique (simulation dans le temps) ;
2. Méthodes directes énergétiques ;
3. Méthodes directes par reconnaissance de forme (l'apprentissage automatique) ;
4. Méthodes hybrides.

Dans ce qui suit, un bref aperçu de chacune de ces méthodes est donné.

I.3.1 Méthodes d'intégration numérique

Les méthodes les plus exactes pour l'évaluation de la stabilité transitoire sont les méthodes d'intégration numérique (méthodes classiques). Toute compagnie d'électricité recourt à ces méthodes lorsqu'il s'agit d'études s'effectuant en temps différé (off-line) [1].

Ces méthodes permettent d'inclure dans le modèle mathématique les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges, les systèmes de régulation de vitesse et de tension, les moyens et les systèmes de contrôle avancés (HVDC, PSS,...) et de prendre en considération les actions des circuits de protection [6].

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

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

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

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

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

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

Ainsi, la méthode d'intégration numérique comporte deux étapes :

- étape A : étude de l'évolution des paramètres du réseau durant le défaut (de t_0 à t_e)
- étape B : étude de l'évolution des paramètres après élimination du défaut (après t_e)

Si le système est instable alors t_e est supérieur à CCT, sinon t_e lui est inférieur.

Pour un temps d'élimination de défaut t_e fixé, les deux étapes A et B, sont exécutées.

Pour déterminer le temps critique d'élimination du défaut (CCT), il faut considérer plusieurs valeurs de t_e . De plus, pour un t_e donné, l'intégration numérique de l'étape B continue jusqu'à ce qu'on puisse conclure sur la stabilité ou l'instabilité du système (généralement > 2 s).

Avantages

- Fournir des résultats exacts pour les réglages des circuits de protection (disjoncteurs)
- Renseigne sur la stabilité ou l'instabilité du système
- La seule méthode qui peut traiter le modèle mathématique du réseau quelque soit son degré de complexité (le modèle prenant en considération les différents phénomènes et composants du réseau : saturation, saillance, régulation, ..., etc.) [5].

Inconvénients

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

I.3.2 Méthodes énergétiques

L'analyse de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique vis-à-vis d'éventuelles perturbations est un problème d'actualité dans les centres de conduite. Les méthodes classiques d'intégration numérique sont très lourdes en calcul pour entrevoir leur application en temps réel [5]. De plus elles ne donnent qu'une simple réponse stable ou instable sans permettre d'estimer la marge de stabilité du système. Actuellement, dans plusieurs réseaux électriques, des études importantes sont effectuées off-line utilisant les méthodes d'intégration numérique pour établir des conditions de fonctionnement stables face à d'éventuelles perturbations. Pour des raisons de sécurité, les conditions de fonctionnement les plus défavorables sont considérées dans ces études exécutées en temps différé. Les marges de fonctionnement stables déterminées par ces études sont généralement très conservatrices ce qui induit des pertes énormes en coût [7]. Aussi, on ne peut pas prévoir toutes les situations qui peuvent survenir lors du fonctionnement en temps réel du système. Un besoin pressant est ressenti dans les centres de conduite des réseaux pour fournir des moyens d'évaluation en temps réel de la stabilité transitoire. Ceci explique les énormes efforts consentis aux méthodes directes pour satisfaire ces demandes.

La première méthode directe d'analyse de la stabilité transitoire d'un réseau mono-machine est basée sur le critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Utilisant les concepts d'énergie, cette méthode permet de calculer l'angle critique sans résoudre l'équation différentielle. Le temps critique est ensuite déterminé en effectuant une seule intégration numérique du système en défaut. Cette méthode a été par la suite élargie aux réseaux multi machines [1].

I.3.2.1 Critère d'égalité des aires :

Cette méthode (EAC : Equal Area Criterion) est applicable pour un système mono machine. C'est une méthode graphique qui permet de conclure sur la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles [5].

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

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

$$P_e = E_1^2 Y_{11} \cos \theta_{11} + E_1 V_\infty Y_{12} (\delta - \theta_{12}) \quad (I.3)$$

avec : P_a : puissance d'accélération

P_e : puissance électrique.

P_m : puissance mécanique supposée constante.

E_1 : tension derrière la réactance transitoire de la machine.

V_∞ : tension au nœud infini.

δ : angle interne de la machine

H : constante d'inertie

ω_0 : pulsation de référence.

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

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

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

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

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

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

L'intégral (I.5) peut être représenté graphiquement (Figure I.1) avec les surfaces d'accélération A_{acc} et de décélération A_{dec} . La stabilité transitoire du système est assurée si $A_{acc} < A_{dec}$.

La limite de stabilité est atteinte quand les deux surfaces sont égales et $P_a(\delta_c) = 0$

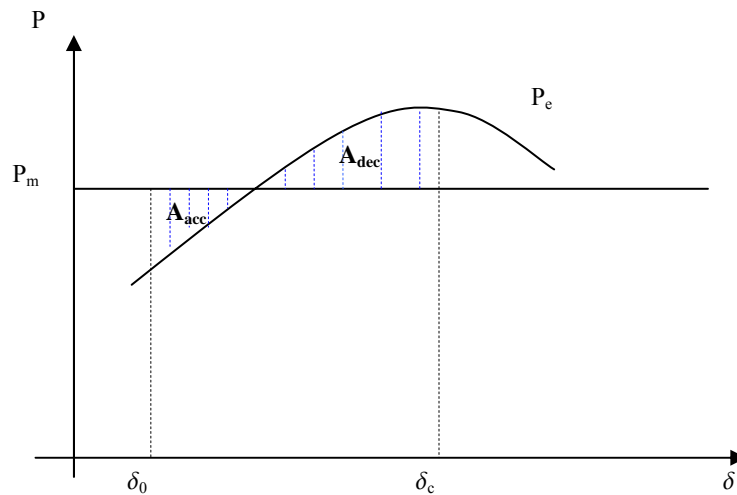


Figure I.1 Représentation graphique du critère d'égalité des aires

L'angle critique du défaut δ_c peut être déterminé en utilisant les courbes d'oscillation $P(\delta)$ avant, pendant et après le défaut. Il est obtenu par la résolution d'une équation trigonométrique simple [4]. Dans la référence [3], on trouve la description d'une méthode analytique qui permet de réduire un système de deux machines à un système mono machine équivalent.

Avantages

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

Inconvénients

- La méthode ne montre aucune amélioration induite par le couple amortisseur sur les régions de stabilité.
- Elle ne permet pas de prendre en considération un système plus complet (systèmes de régulation) [1].

I.3.2.2 Critère d'égalité des aires élargi

Pour une perturbation donnée, le système multi machine est décomposé en deux sous ensembles : l'un comprend l'ensemble des machines dites critiques et l'autre le reste des machines [9,10]. Ces deux sous ensemble sont remplacés par deux machines équivalentes qui sont à leur tour remplacées par un système mono machine équivalent. L'application du critère d'égalité des aires élargi (EEAC : Extended Equal Area Criterion) permet de déterminer le temps critique du défaut et d'évaluer les marges de la stabilité transitoire du système d'origine par de simples calculs algébriques. Des chercheurs ont pu appliquer la méthode EEAC pour l'évaluation de la stabilité transitoire du système d'énergie pour les défauts non symétriques comme le déclenchement réenclenchement d'une phase (technique largement utilisée dans les réseaux d'énergie électrique pour renforcer la fiabilité et la stabilité) [11]. La méthode EEAC a été également utilisée pour évaluer la stabilité transitoire des réseaux incluant les lignes HVDC devenues indispensables vu leurs avantages (moindre coût, faibles pertes, connexion asynchrone et renforcement de la stabilité) [6].

I.3.2.3 Critère d'égalité des aires généralisé

Cette méthode (GEAC : Generalized Equal Area Criterion) a été développée en 1985 - 1986 [7]. Elle appartient à la classe des méthodes directes d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique et peut être utilisée en temps réel vu qu'elle renforce les avantages des méthodes directes et surmonte leurs difficultés. Elle est basée sur une transformation mathématique exacte d'un réseau multi machines à un réseau mono machine équivalent. La méthode permet la définition des indices d'évaluation de la stabilité transitoire et donne ainsi la possibilité de mesurer le degré de stabilité ou instabilité du réseau.

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

La méthodologie à suivre pour réduire un système multi machine à un système mono machine équivalent est présentée dans [7], cet article développant aussi les indices qui permettent de mesurer le degré de stabilité du système.

I.3.2.3 Méthodes Directes de Lyapunov [5]

Durant les deux dernières décennies, les méthodes énergétiques directes ont suscité l'intérêt de plusieurs chercheurs. A.M. Lyapunov a développé une structure générale pour l'évaluation de la stabilité d'un système régi par un ensemble d'équations différentielles.

En bref, l'application du critère de Lyapunov à la stabilité transitoire des réseaux électriques consiste à :

- Construire une fonction de Lyapunov du système, $V(x)$, où x est le vecteur d'état.
- Calculer sa valeur limite, V_{lim} , c'est-à-dire la valeur que la fonction de Lyapunov prend sur la frontière du domaine de stabilité.
- Calculer la marge $\eta = V_{lim} - V(x_e)$ où x_e est la valeur du vecteur d'état du système entrant dans sa configuration après défaut, et déclarer que le système est stable si $\eta > 0$.

L'engouement pour l'application du critère de Lyapunov aux réseaux électriques tient à de nombreuses raisons, et notamment aux deux suivantes :

- Le gain en temps de calcul que les méthodes procurent en éliminant la phase de simulation « après défaut » qui est la plus laborieuse.
- La possibilité de définir des marges de stabilité qui renseignent sur la distance à l'instabilité et qui sont susceptibles d'ouvrir la voie vers de nombreuses applications.

Cependant, l'application de ces méthodes pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique a rencontré beaucoup de difficultés se résumant par les points suivants :

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

I.3.3 Note sur les approches de l'apprentissage automatique [5]

L'autre famille de méthodes non conventionnelles d'étude de la stabilité transitoire est celle de l'apprentissage automatique. Notons que la méthode de la reconnaissance de formes, qui est un membre, fut proposée presque en même temps que les approches directes. Mais leur véritable essor a vu le jour près de deux décennies plus tard. Une des raisons en est que ces

méthodes extrêmement gourmandes en occupation mémoire des ordinateurs, ont dû patienter pour que des progrès significatifs mettent les ordinateurs à leur portée.

La démarche des méthodes de l'apprentissage automatique (AA) diffère fondamentalement de celle des méthodes directes. En gros, l'AA s'appuie sur un ensemble de cas pré analysés pour en déduire les propriétés du cas inconnu à l'étude. Du point de vue du calcul, la construction de la base des données est assez lourde car elle comprend généralement un très grand nombre de cas pré analysés. En revanche, son utilisation pour extraire les renseignements sur le cas à l'étude peut être extraordinairement rapide.

Une autre différence essentielle est que l'AA peut traiter plusieurs problèmes physiques à la fois (par exemple, stabilité transitoire et stabilité de tension)

I.3.4 Méthodes hybrides (méthode SIME) [5]

En voulant préserver les avantages essentiels des méthodes temporelles et de l'EEAC, on a abouti à la méthode SIME, vers le début des années 1990.

SIME est une méthode hybride résultant de la combinaison de deux méthodes de stabilité transitoire, à savoir : la méthode d'intégration temporelle pas à pas appliquée au système multi machine à l'étude, et le critère d'égalité des aires appliqué sur l'uni machine équivalent que l'on appellera OMBI (One Machine Infinite Bus) . Cette combinaison fournit deux informations essentielles sur la stabilité transitoire, à savoir : l'identification des machines critiques (c'est-à-dire des machines responsables de la rupture éventuelle de synchronisme) et l'évaluation de la marge de stabilité.

Plus précisément, pour un scénario instable donné, défini par le point de fonctionnement du système avant défaut et par la contingence considérée, la méthode SIME commande le programme temporel d'abord dans la phase pendant défaut, puis dans la phase après défaut. Dès le début de cette dernière phase, utilisant les données du système multi machine fournies à chaque pas du programme, SIME construit des OMIB candidats et leur applique le critère d'égalité des aires. Le processus s'arrête dès qu'un de ces candidats est instable par ce critère. A ce moment, SIME identifie les machines critiques, déclare que cet OMBI candidat est le vrai OMBI et calcule la marge d'instabilité correspondante.

En rafraîchissant les paramètres de l'OMBI à chaque pas du programme temporel, SIME conserve la précision de ce programme ainsi que sont aptitude à traiter la modélisation et le scénario de stabilité voulus. En même temps , en utilisant l'OMBI et le critère d'égalité des aires, le méthode élargi considérablement les possibilités du programme temporel par les outils suivants :

- Analyse rapide de la stabilité.
- Filtrage des contingences inintéressantes et classement – évaluation des contingences intéressantes.
- Analyse de sensibilité
- Commande (c'est-à-dire stabilisation)
- Descriptions et interprétations physiques multiformes fournies par l'OMBI et le critère d'égalité des aires.

I.4 Cadre et contribution de notre travail

L'étude que nous présentons dans cette mémoire, concerne l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique. Nous proposons deux méthodes. Une méthode d'analyse directe se basant sur le critère d'égalité des aires (EEAC), et l'autre est la méthode d'intégration numérique.

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

Chapitre II

**Evaluation de la stabilité
transitoire par intégration
numérique**

II.1 Introduction

Dans ce chapitre, les modèles mathématiques des différentes composantes d'un réseau d'énergie électrique nécessaires dans la formulation du problème de la stabilité transitoire sont développés. Nous avons commencé par le modèle du système en état d'équilibre pour dériver les équations d'écoulement de puissance. Ensuite, nous avons développés moyennant quelques hypothèses, le modèle de second ordre, largement utilisé dans les programmes d'étude de la stabilité transitoire. Des représentations dans l'espace d'état, des modèles, sont décrites. Ensuite, un algorithme est élaboré pour l'évaluation de la stabilité transitoire par intégration numérique. Un programme est développé sous environnement MATLAB, les résultats de simulation sont présentés en fin de chapitre.

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

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

Considérons un réseau d'énergie de $m+n$ nœuds dont n nœuds de génération et m nœuds de charge. Prenons un nœud de référence, l'équation de performance du réseau sous forme matricielle est donnée par [13] :

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

avec :

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

\bar{I}_{Bus} : vecteur de courants complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ (pris positifs)

lorsqu'ils circulent vers le réseau).

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

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

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

Généralement Y_{Bus} est très creuse pour les réseaux d'énergie électrique.

Dans ce qui suit, les conventions suivantes considérées :

- La puissance complexe d'un nœud i est la puissance injectée au réseau de transport et elle est aussi la puissance injectée au nœud i . Elle est obtenue en retranchant la puissance de charge de la puissance injectée par le générateur.
- Le courant complexe du nœud i (I_i) est le courant injecté au réseau de transport ou le courant injecté au nœud i . il est obtenu en retranchant le courant de charge du courant injecté par le générateur.
- La puissance et le courant d'un nœud sont positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau de transport.

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

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

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

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

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

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

Substituons l'équation (II.4) dans (II.2), nous pouvant avoir l'équation de base de calcul d'écoulement de puissance dans la forme :

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

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

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

II.3 Equation mécanique du rotor

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

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

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

où :

α : accélération ou décélération du rotor de la machine ,

T_{net} : le couple net responsable de α

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

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

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

où : ω_m est la vitesse angulaire mécanique du rotor.

Les différents couples agissant sur le rotor sont :

- **le couple électromagnétique** composé de deux parties :
 1. le couple de synchronisation (T_g) qui est en phase avec l'angle rotorique (il est aussi connu par le couple de l'entrefer). Il est égal au couple électrique dans la machine et représente le taux de changement de l'énergie électromagnétique totale emmagasinée par rapport à l'angle rotorique.
 2. le couple amortisseur (T_E) qui est en phase avec la vitesse du rotor. C'est le résultat de la réaction des circuits électromagnétiques du rotor (les amortisseurs et le corps cylindrique solide du rotor) contre tout fonctionnement asynchrone de la machine.
- **Le couple amortisseur** T_M du à la turbine, ses contrôles et aux systèmes de régulation du bloc turboalternateur. On peut combiner ce dernier avec (T_E) pour obtenir un seul couple amortisseur (T_D) , proportionnel aux variations de la vitesse rotorique.
- **Le couple mécanique d'entrée** (T_m), qui est le couple d'entraînement délivré par la turbine (sans les pertes rotation).

Le couple net du groupe turbo alternateur est donné par :

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

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

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

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

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

où θ_m est l'angle rotorique mécanique.

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

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

avec :

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

ω_{m0} : vitesse mécanique angulaire rotorique de référence.

θ_m : angle mécanique rotorique avant la perturbation ($t=0$) .

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

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

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

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

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

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

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

avec :

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

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

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

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

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

$$\delta_e = \frac{P}{2} \delta_m = \theta_e - (\omega_{e0}t + \theta_0) \quad (\text{II.17})$$

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

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

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

avec :

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

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

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

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

f_0 : fréquence électrique de base de la machine en Hz.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

M est donnée par l'expression suivant :

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

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

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

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

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

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

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

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

avec cette fois ci :
$$M^* = \frac{H}{\pi f_0} \quad (\text{II.33})$$

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

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

$$M^* \frac{d\omega}{dt^2} + D^* (\omega - \omega_0) = P_m^* - P_e^* \quad (\text{II.35})$$

où : ω est la vitesse électrique rotorique.

II.4 Equations électrique de la machine synchrone

Le modèle le plus simple pour l'étude de la stabilité est le modèle de second ordre (modèle classique), où le flux dans l'inducteur, est considéré constant, ce qui revient à supposer que la machine se comporte comme une force électromotrice constante notée e_q , en série avec la réactance transitoire de la machine notée x'_d . Cette hypothèse n'est pas valable que pendant un temps relativement court (une seconde) après l'apparition d'une perturbation. Par cette formulation la régulation de tension est ignorée.

En général, cette modélisation manque de précision dans l'illustration des phénomènes transitoires de la machine synchrone qui durent pendant plusieurs secondes.

Les équations différentielles régissant la dynamique des machines se réduisent alors aux seules équations mécaniques suivantes

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega \quad (\text{II.36})$$

$$M \frac{d\omega}{dt} = P_{mi} - P_{ei} \quad (\text{II.37})$$

II.5 Equation de performance du réseau pendant le défaut

II.5.1 représentation des charges

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

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

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

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

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

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

$$I_{i0} = \frac{P_i - jQ_i}{E_i^*} \quad (\text{II.38})$$

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

$$y_{i0} = \frac{I_{i0}}{E_i} = \frac{S_{i0}^*}{E_i^2} \quad (\text{II.39})$$

II.5.2 Equation de performance

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

En écrivant ces équations sous forme matricielle, nous avons :

$$I = Y V \quad (\text{II.40})$$

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

I : vecteur courants à $(n+m)$ éléments.

En distinguant les nœuds machines des nœuds internes, l'équation

$$\begin{pmatrix} I_n \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_{mm} & y_{nm} \\ y_{nm} & y_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} v_n \\ v_m \end{pmatrix} \quad (\text{II.41})$$

Nous déduisons alors la relation matricielle réduite aux nœuds machine :

$$I_n = Y_r V_n \quad (\text{II.42})$$

$$Y_r = y_{nn} - y_{nm} y_{mm}^{-1} y_{mn} \quad (\text{II.43})$$

avec :

L'équation (II.42) représente le réseau réduit à ces nœuds machines.

On peut également écrire la relation (II.42) en fonction des forces électromotrices transitoires des machines en incluant dans la matrice Y_r les réactances transitoires. Nous avons alors l'expression suivante qui lie les courants injectés aux nœuds producteurs aux f.e.m transitoires des générateurs :

$$I_n = Y_{re} e'_n \quad (\text{II.44})$$

avec : I_n : vecteur des courants injectés aux nœuds producteurs à n éléments.

e'_n : vecteur des fem transitoires des machines à n éléments.

Y_{re} : matrice admittance réduit aux nœuds générateurs du réseau de dimension $(n \times n)$.

Les éléments de Y_{re} sont donnés par :

$$Y_{reij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad i, j = 1, \dots, n \quad (\text{II.44})$$

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

On aura alors la puissance électromagnétique du machine i donné par :

$$P_{ei} = \Re[e_i I_i^*] \quad (\text{II.45})$$

$$P_{ei} = e_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n e_i e_j (B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)) \quad (\text{II.46})$$

II.6 Modélisation du réseau dans l'espace d'état

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

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i \quad (\text{II.47})$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{M_i} (P_{mi} - P_{ei}) \quad (\text{II.48})$$

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

$$x^s = (\delta_1^s, \dots, \delta_n^s, \omega_1^s = 0, \dots, \omega_n^s = 0) \quad (\text{II.49})$$

Nous définissons les variables d'état du système en prenant comme origine ce point d'équilibre.

Elles s'écrivent alors pour chaque machine :

$$x_i = \delta_i - \delta_i^s \quad (\text{II.50})$$

$$x_{i+n} = \omega_i \quad (\text{II.51})$$

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

$$x = (x_i, x_{i+n}) \quad i = 1, \dots, n \quad (\text{II.52})$$

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

$$\dot{x}_i = x_{i+n} \quad (\text{II.53})$$

$$\dot{x}_{i+n} = \frac{1}{M_i} (P_{mi0} - P_{ei}(x)) \quad (\text{II.54})$$

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

$$P_{ei}(x) = e_{qi}^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n e_{qi} e_{qj} (B_{ij} \sin(x_i - x_j) + G_{ij} \cos(x_i - x_j)) \quad (\text{II.55})$$

Posons :

$$C_{ij} = e_{qi} e_{qj} B_{ij} \quad (\text{II.56})$$

$$F_{ij} = e_{qi} e_{qj} G_{ij} \quad (\text{II.57})$$

II.7 Evaluation de la stabilité transitoire (modèle du second ordre)

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

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

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

2. Introduction des données suivantes relatives au problème de la stabilité transitoire :

- constantes d'inertie des groupes turbo-alternateur H_i et les réactances transitoires des générateurs.
- nature et endroit du défaut (court circuit triphasé)
- temps d'élimination du défaut (t_e) et les éventuels changements dans la topologie du système
- temps maximum de calcul

3. les calculs préliminaires suivants sont à effectuer :

- conversion des charges en admittances équivalentes par l'équation (II. 32)
- calcul des tensions internes des générateurs en utilisant l'équation (II.77)

- calcul des matrices admittances du réseau pendant et après la perturbation selon la topologie du réseau.
- calcul des matrices admittances réduites du système par l'équation (II.43)

Ainsi, tous les paramètres du système d'équations donné par (II.35), (II.36) et (II.37) sont déterminés.

4. Résoudre le système d'équations différentielles non linéaires donné par les équations

(II.35) et (II.36) pour obtenir l'évolution dans le temps des angles et vitesses des différents générateurs. Pour la stabilité transitoire (modèle de second ordre), les angles des tensions internes des générateurs correspondent aux angles des rotors.

- les conditions initiales sont le résultat de calcul d'écoulement de puissance
- les équations données par (II.35) et (II.36) représentent le modèle du système pendant et après l'élimination du défaut. Seuls les coefficients de l'équation d'interconnexion (II.37) changent selon la topologie du système.

Plusieurs méthodes sont proposées dans la littérature pour intégrer numériquement le système d'équations (II.35) (II.36). Dans notre étude, nous avons utilisé la méthode d'Euler modifiée [41].

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

II.8 Application

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

Pour le plan de charge donné par le tableau (II.1), les principaux résultats obtenus par le logiciel STA élaboré sous environnement MATLAB sont présentés. La perturbation appliqué au système électrique est un défaut triphasé proche du nœud 5, la ligne reliant les noeuds 5 et 7 est déclenchée après un temps t_e .

Nœud		Tension		Charge		Génération	
Nœud	Type	Amplitude (pu)	Angle (deg)	Active (pu)	Réactive (pu)	Active (pu)	Réactive (pu)
1	1	1.040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2	2	1.025	0.0	0.0	0.0	1.63	0.0
3	2	1.025	0.0	0.0	0.0	0.85	0.0
4	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0	1.000	0.0	-1.25	-0.50	0.0	0.0
6	0	1.000	0.0	-0.90	-0.30	0.0	0.0
7	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	0	1.000	0.0	-1.0	-0.35	0.0	0.0
9	0	1.000	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

II.8.1 Résultats d'écoulement de charge :

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

Tableau II.2 Matrice admittance Y du réseau 3 machines 9 nœuds (pu)								
-17.36i	0	0	+17.36i	0	0	0	0	0
	-16.00i	0	0	0	0	+16.00i	0	0
		-17.06i	0	0	0	0	0	+17.06i
			3.31 -39.31i	-1.36 +11.60i	-1.94 +10.51i	0	0	0
				2.55 -17.34i	0	-1.19 + 5.97i	0	0
					3.22 -15.84i	0	0	-1.28 + 5.59i
						2.80 -35.45i	-1.62 +13.70i	0
							2.77 -23.30i	-1.15 + 9.78i
								2.44 -32.15i

Le programme d'écoulement de charge converge en 44 itérations (méthode de Gauss Seidel) avec une précision de 0.0001. les principaux sont donnés par le tableau (II.3).

Noeud	Tension		Charge		Génération	
	Amplitude (pu)	Angle (°)	Active (pu)	Réactive (pu)	Active (pu)	Réactive (pu)
1	1.040	0	0.0	0.0	0.0	0.2697
2	1.025	9.22	0.0	0.0	1.63	0.0660
3	1.025	4.61	0.0	0.0	0.85	-0.1089
4	1.026	-2.24	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0.995	-4.02	-1.25	-0.50	0.0	0.0
6	1.013	-3.72	-0.90	-0.30	0.0	0.0
7	1.026	3.66	0.0	0.0	0.0	0.0
8	1.016	0.67	-1.0	-0.35	0.0	0.0
9	1.032	1.91	0.0	0.0	0.0	0.0

II.8.2 Résultats de la stabilité transitoire

Plusieurs perturbations ont été simulées pour valider le programme élaboré. Nous présentons à titre d'exemple les résultats concernant un défaut de court circuit triphasé au niveau de la ligne 5-7 proche du nœud 7 suivi par l'ouverture de la branche en défaut après un temps t_e .

II.8.2.1 Matrices admittance du réseau

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

Tableau II.4 Matrice admittance avant défaut (pu)								
- 8.45i	0	0	+ 8.45i	0	0	0	0	0
	- 5.48i	0	0	0	0	+ 5.48i	0	0
		- 4.17i	0	0	0	0	0	+ 4.17i
			3.31 -30.39i	-1.36 +11.60i	-1.94 +10.51i	0	0	0
				3.81 -17.84i	0	-1.19 + 5.97i	0	0
					4.10 -16.13i	0	0	-1.28 + 5.59i
						2.81 -24.93i	-1.62 +13.70i	0
							3.74 -23.64i	-1.15 + 9.78i
								2.44 -19.26i

Tableau II.5 Matrice admittance réduite avant défaut (pu)		
0.84 - 3.00i	0.28 + 1.51i	0.21 + 1.23i
	0.42 - 2.72i	0.21 + 1.09i
		0.28 - 2.37i

- 8.45i	0	0	+ 8.45i	0	0	0	0	0
	- 5.48i	0	0	0	0	0	0	0
		- 4.17i	0	0	0	0	0	+ 4.17i
			3.31 -30.39i	-1.36 +11.60i	-1.94 +10.51i	0	0	0
				3.81 -17.84i	0	0	0	0
					4.10 -16.13i	0	0	-1.28 + 5.59i
						0	0	0
							3.74 -23.64i	-1.15 + 9.78i
								2.44 -19.26i

0.66 - 3.82i	0	0.07 + 0.63i
	0 - 5.49i	0
		0.17 - 2.80i

- 8.45i	0	0	+ 8.45i	0	0	0	0	0
	- 5.48i	0	0	0	0	+ 5.48i	0	0
		- 4.17i	0	0	0	0	0	+ 4.17i
			3.31 -30.39i	-1.36 +11.60i	-1.94 +10.51i	0	0	0
				2.62 -11.87i	0	0	0	0
					4.10 -16.13i	0	0	-1.28 + 5.59i
						1.62 -18.96i	-1.62 +13.70i	0
							3.74 -23.64i	-1.15 + 9.78i
								2.44 -19.26i

1.18 - 2.23i	0.14 + 0.73i	0.19 + 1.08i
	0.39 - 1.95i	0.20 + 1.23i
		0.27 - 2.34i

II.8.2.2 Courbes des angles rotoriques

Pour l'évaluation de la stabilité transitoire, on se limite pour un modèle de second ordre de la machine synchrone, de la première oscillation.

Les deux figures suivantes montrent l'évolution des angles rotoriques internes durant le défaut et après l'élimination du défaut. Pour un défaut qui dure 0.28 s, le système est déclaré stable, alors que pour un temps de 0.3 s, le système est instable.

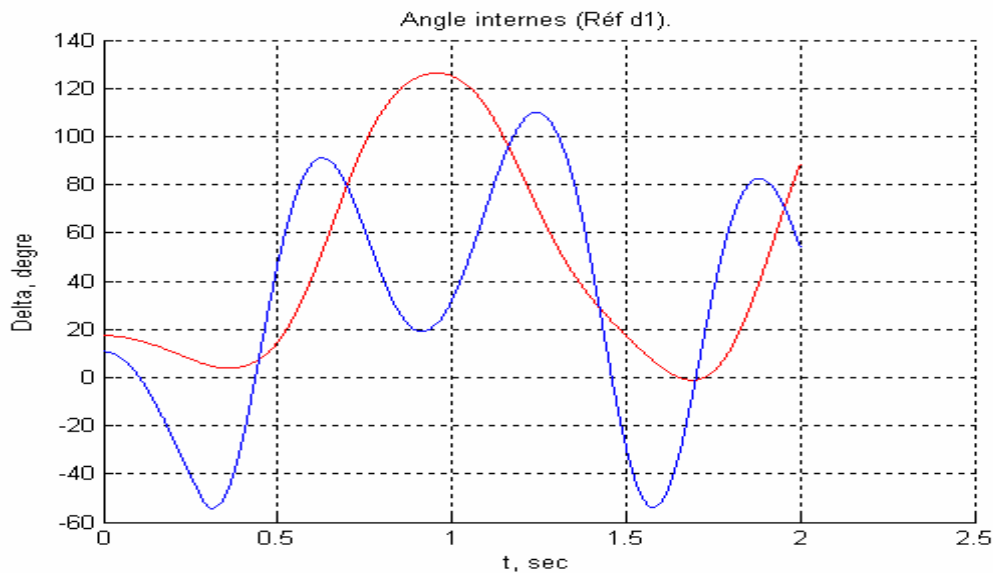


Figure II.1 Défaut éliminé après 0.28 s (stable)

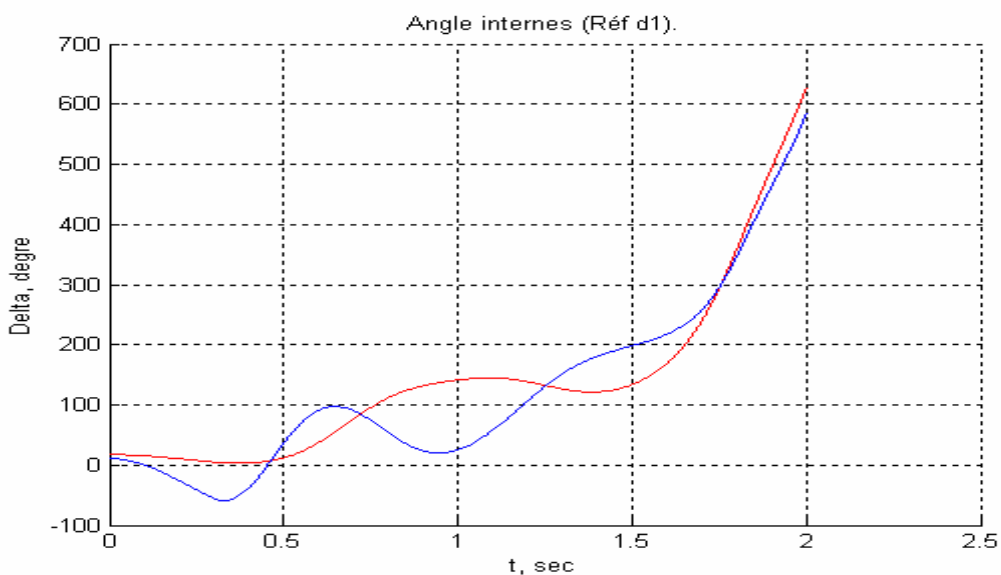


Figure II.2 Défaut éliminé après 0.3 s (instable)

II.9 Conclusion

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

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

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

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

Chapitre III

Evaluation de la stabilité transitoire par le critère d'égalité des aires élargi

III.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, un logiciel sous environnement MATLAB pour la résolution par intégration numérique du problème de la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique multi machines, est développé. Cette méthode conventionnelle donne les résultats les plus réalistes du fait qu'elle permet d'introduire les différentes composantes du système avec une modélisation très fine donnant des résultats très proches de la réalité. Néanmoins, malgré les progrès des calculateurs, le temps d'exécution des logiciels basé sur cette approche sont long, de plus elle ne donne pas directement les limites de stabilité du système et nécessite pour cela plusieurs simulations. De plus elles ne permettent pas de conclure directement sur les marges de stabilité. Elles indiquent simplement si le système est stable ou instable.

Les limites de cette méthode ont conduit les chercheurs à se pencher sur les approches directes, d'autant que ces dernières ont la capacité de calculer directement le temps critique d'élimination du défaut pour les différentes perturbations. Elles permettent aussi l'évaluation du degré de stabilité pour une topologie et un point de fonctionnement donné.

Dans ce chapitre nous présentons la méthode directe basée sur le critère d'égalité des aires élargi, pour la résolution du problème de la stabilité transitoire. Cette méthode graphique permet de conclure sur la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles.

III.2 Critère d'égalité des aires élargi [9,10]

III.2.1 Principe

Pour une perturbation donnée, le système électrique multi machines peut être décomposé en deux groupes ; un relatif aux machines critiques, l'autre contient le reste des machines du système (machine non critique).

Dans cette approche, la trajectoire de chacun des deux groupes de machines, est remplacé par celle d'une machine équivalente en utilisant le centre d'angle comme référence (COA). Par la suite les trajectoire des deux machines équivalentes sont remplacées par celle d'un système mono machine dans le quel la machine équivalente du groupe non critique sera considéré comme un réseau infini, et l'autre machine équivalent sera une machine tournante raccordée au réseau infini, on représente ainsi tout le système par l'équivalent OMBI (One Machine Infinite Bus).

Comme le système complexe multi machine est réduit à un OMBI, le critère d'égalité des aires peut lui être appliqué pour évaluer la stabilité.

Ce critère permet de déterminer deux paramètres très importants pour l'évaluation de la stabilité à savoir :

- Le temps d'élimination du défaut critique t_c (CCT : Critical Clearing Time).
- La marge de stabilité transitoire.

Le succès de la méthode basé sur le critère d'égalité des aires élargi dépend fortement de :

- L'identification correcte et la modélisation du machine (s) critique.
- La modélisation des machines non critique.

III.2.2 Modélisation d'un système multi machines

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

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

Ces hypothèses sont applicables pour la stabilité durant la première oscillation.

Les équations dynamiques décrivant le mouvement des rotors des générateurs sont données par les équations :

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i \quad (\text{III.1})$$

$$M_i \dot{\omega}_i = P_{mi} - P_{ei} \quad (\text{III.2})$$

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

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

Cette équation est applicable pendant le défaut et après élimination du défaut, sauf que Y_{ij} et θ_{ij} changent selon la topologie du système.

III.2.3 Construction du deux machines équivalentes

On suppose que le mouvement des machines critiques est séparé des autres machines du système, ce dernier peut être remplacé par une machine équivalente :

Utilisant les indices suivants :

s : relatif à la machine critique (on suppose qu'on a une seule machine critique).

A : ensemble de groupe de $(n-1)$ machines non critiques (n : nombre de machine).

a : relatif à la machine équivalente du groupe des machines non critiques.

Pour le modèle équivalent des machines non critique (a), en utilisant la référence centre d'angles, on aura :

$$\begin{aligned} M_a &= \sum_{l \in A} M_l \\ \delta_a &= M_a^{-1} \sum_{l \in A} M_l \delta_l \\ \omega_a &= \frac{d\delta_a}{dt} \end{aligned} \quad (III.3)$$

L'équation de mouvement de A est facilement obtenue, en sommant les $(n-1)$ équations (III.1)

$$M_a \ddot{\delta}_a = \sum_{l \in A} (P_{ml} - P_{el}) \quad (III.4)$$

Dans les équations ci-dessus (III.4), P_{el} est de la forme (III.2). Une simplification est obtenue en posant :

$$\begin{aligned} \delta_j &= \delta_a & \forall j \in A \\ \text{c.a.d } \delta_s - \delta_l &= \delta_s - \delta_a & \forall l \in A \\ \delta_j - \delta_l &= 0 & \forall l, j \in A \end{aligned} \quad (III.5)$$

Dans ce cas P_{el} est de la forme :

$$P_{el} = E_l^2 Y_{ll} \cos \theta_{ll} + E_l E_j Y_{ls} \cos(\delta_a - \delta_s - \theta_{ls}) + \sum_{\substack{j \in A \\ j \neq l}} E_l E_j Y_{lj} \cos \theta_{lj} \quad (III.6)$$

Le mouvement de la machine critique est modélisé par

$$M_s \ddot{\delta}_s = P_{ms} - P_{es} \quad (III.7)$$

Tel que P_{es} est de la forme (III.2), mais en tenant compte de la simplifications donnée au (III.5). P_{es} s'écrit :

$$P_{es} = E_s^2 Y_{ss} \cos \theta_{ss} + \sum_{j \in A} E_s E_j Y_{sj} \cos(\delta_j - \delta_a - \theta_{sj}) \quad (III.8)$$

III.2.4 Equation régissent le fonctionnement de OMBI

A partir du (OMBI) obtenu plus haut, on faisant un changement de variable, considérant comme référence la machine infinie du OMBI. En considérant l'angle rotorique relative δ et l'accélération angulaire rotorique relative $\ddot{\delta}$ tel que :

$$\begin{aligned} \delta &= \delta_s - \delta_a \\ \ddot{\delta} &= \ddot{\delta}_s - \ddot{\delta}_a \end{aligned} \quad (III.9)$$

$$M \ddot{\delta} = P_m - P_e \quad (III.10)$$

$$\begin{aligned} \text{où } M &= \frac{M_s M_a}{M_T} & M_T &= \sum_{i=1}^n M_i \\ P_m &= \left(M_a P_{ms} - M_s \sum_{l \in A} P_{ml} \right) M_T^{-1} \\ P_e &= \left(M_a P_{es} - M_s \sum_{l \in A} P_{el} \right) M_T^{-1} \end{aligned} \quad (III.11)$$

Utilisant les équations (III.11), (III.6) et (III.8) dans l'équation (III.10). On trouve l'expression de l'équation de mouvement de la machine équivalente (OMBI) :

$$M \ddot{\delta} = P_m - P_e = P_m - [P_c + P_{\max} \sin(\delta - \alpha)] \quad (III.12)$$

Où

$$\begin{aligned}
 P_m &= \left(M_a P_{ms} - M_s \sum_{l \in A} P_{ml} \right) M_T^{-1} \\
 P_c &= \left(M_a E_s^2 G_{ss} - M_s \sum_{l, j \in A} E_l E_j G_{lj} \right) M_T^{-1} \\
 P_{\max} &= \sqrt{C^2 + D^2} \quad \alpha = -\tan^{-1}(C/D) \\
 C &= (M_a - M_s) M_T^{-1} \sum_{l \in A} E_s E_l G_{sl} \quad G_{sl} = Y_{sl} \cos \theta_{sl} \\
 D &= \sum_{l \in A} E_s E_l B_{sl} \quad B_{sl} = Y_{sl} \sin \theta_{sl}
 \end{aligned} \tag{III.13}$$

III.3 Mesure de la stabilité [9,10]

Dans cette partie, le modèle de la machine équivalent est utilisé avec le critère d'égalité des aires, afin de développer un outil pour l'évaluation de la stabilité transitoire.

III.3.1 Critère d'égalité des aires

Tout changement de la topologie du système conduit au changement de la matrice des admittance Y, donc au changement des paramètres P_c , P_{\max} , α donner dans l'expression (III.13).

La figure (III.1) donne le graphe P- δ (Puissance/angle rotorique) pour les différentes topologies du système. les indices 0,D,et P se réfèrent respectivement aux situation avant défaut, pendant défaut, après défaut.

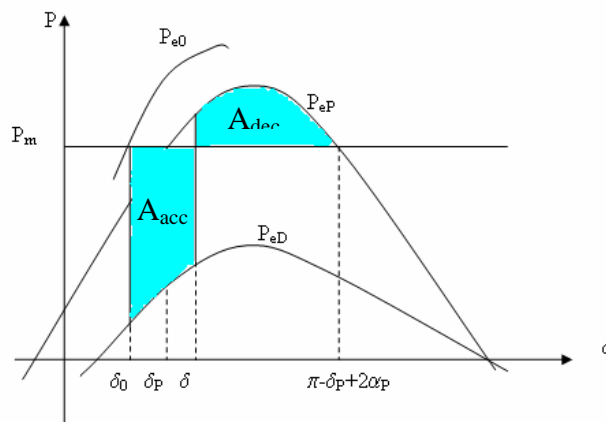


Figure III.1 Critère d'égalité des aires appliqué à la machine équivalente (OMBI)

Le fonctionnement initial du système est caractérisé par l'angle rotorique δ_0 , donnée par l'intersection de la ligne horizontale $P=P_m$ avec la courbe P_{e0} .

Le point d'équilibre stable (respectivement instable) dans la phase post-défaut, est déterminé par l'intersection entre la ligne $P=P_m$ et la courbe P_{ep} , noté par δ_p (respectivement $\pi-\delta_p+2\alpha_p$).

En plus, l'angle de l'élimination du défaut délimite la surface d'accélération A_{acc} de la surface de décélération A_{dec} , qui sont des mesures de l'énergie transitoire d'accélération et de décélération.

Le critère d'égalité des aires consiste que le système en défaut est capable de récupérer la stabilité tant que la surface A_{acc} est plus petite que la surface A_{dec} .

le cas limite est $A_{dec}=A_{acc}$. (III.14)

De l'équation (III.14) on calcule l'angle d'élimination du défaut critique. De même, pour un angle d'élimination défaut donné, on peut évaluer la marge de stabilité de la façon suivante :

$$\eta = A_{dec} - A_{acc} \quad (III.15)$$

$\eta > 0$ le système est stable

$\eta < 0$ le système est instable

III.3.2 Calcul de l'angle d'élimination défaut critique (CCA)

Par définition, δ_c (CCA : Critical Clearing Angle), c'est l'angle qui vérifie (III.14).

On a :

$$\begin{aligned} P_{eD} &= P_{cD} + P_{\max D} \sin(\delta - \alpha_D) \\ P_{ep} &= P_{cp} + P_{\max p} \sin(\delta - \alpha_p) \end{aligned} \quad (III.16)$$

$$\begin{aligned} A_{acc} &= (P_m - P_{cD})(\delta_c - \delta_0) + P_{\max D} [\cos(\delta_c - \alpha_D) - \cos(\delta_0 - \alpha_D)] \\ A_{dec} &= (P_{cp} - P_m)(\pi - \delta_c - \delta_p + 2\alpha_p) + P_{\max D} [\cos(\delta_c - \alpha_p) + \cos(\delta_p - \alpha_p)] \end{aligned} \quad (III.17)$$

Substituons (III.16) et (III.17) dans (III.14), on aura :

$$\delta_c = \cos^{-1} \frac{R}{\sqrt{A^2 + B^2}} + \cos^{-1} \frac{A}{\sqrt{A^2 + B^2}}$$

$$\begin{aligned} A &= P_{\max p} \cos \alpha_p - P_{\max D} \cos \alpha_D \\ B &= P_{\max p} \sin \alpha_p - P_{\max D} \sin \alpha_D \\ R &= P_m (\pi - \delta_0 - \delta_p + 2\alpha_p) - P_{cD} (\delta_c - \delta_0) - P_{cp} (\pi - \delta_c - \delta_p + 2\alpha_p) \\ &\quad - P_{\max D} \cos(\delta_0 - \alpha_D) - P_{\max P} \cos(\delta_p - \alpha_p) \end{aligned} \quad (\text{III.18})$$

L'équation (III.18) est non linéaire, et pour la résoudre on utilise la méthode numérique de Gauss-Seidel. Par expérience on prend comme valeur initial $\delta_c^0 = 0.6\pi$ [15].

III.3.3 Calcul du temps d'élimination défaut critique

Le calcul de temps d'élimination critique d'un défaut t_c est calculé dans le cas du défaut court circuit triphasé aux bornes de la machine (le défaut le plus sévère). Dans ce cas une expression analytique est obtenue.

Intégrant l'équation mécanique du machine en défaut, et déduisant t_c

$$\begin{aligned} M \frac{d^2 \delta}{dt^2} &= P_m \\ \frac{d\delta}{dt} &= \frac{1}{M} P_m \int_0^t dt = \frac{1}{M} P_m t \\ \delta &= \frac{1}{M} P_m t^2 + \delta_0 \\ t_c &= \sqrt{\frac{(\delta_c - \delta_0) M}{P_m}} \end{aligned} \quad (\text{III.19})$$

III.4 Application

Dans ce travail un logiciel STA2 sous environnement MATLAB est développé. Pour un système électrique donné, appliquons un court circuit triphasé proche d'un nœud générateur, le programme calcul le temps d'élimination du défaut critique par les deux méthodes : méthode classique et méthode directe.

Pour la méthode classique, nous introduisons à chaque fois un temps d'élimination du défaut, jusqu'à avoir l'instabilité du système.

Pour la méthode basée sur le critère d'égalité des aires élargi, à partir du lieu du défaut le programme calcul directement le temps d'élimination défaut critique.

III.4.1 Application sur le réseau 3 machines 9 nœuds

Concernant ce réseau, les résultats d'écoulement de puissance et les résultats de la stabilité transitoire ont été présentés dans le chapitre précédent.

Nous allons présenter dans le tableau (III.1) suivant les résultats d'évaluation de la stabilité transitoire par les deux méthodes classique et directe pour des défauts proches au nœud 2 et 3.

Défaut	Méthode classique	Méthode énergétique
Nœud	Modèle du 2 nd ordre	Critère d'égalité des aires élargi
2	0.188 s	0.1433 s
3	0.223 s	0.1616 s

Le tableau (III.2) donne une estimation du temps de calcul nécessaire pour chaque méthode.

Méthodes d'évaluation du temps critique		
Défaut	Méthode classique	Méthode énergétique
Nœud 3	26.68 s	0.030 s

Les résultats présentés dans les tableaux (III.1) et (III.2) montrent que la méthode énergétique est moins précise par rapport à la méthode classique d'intégration numérique mais elle est très rapide et par suite elle est compatible avec des applications en temps réel.

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

III.5 Conclusion

Dans ce chapitre, la problématique d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique a été présentée. Les méthodes considérées sont la méthode classique d'intégration numérique et la méthode énergétique. Malgré que cette dernière donne des résultats moins précis que la méthode d'intégration numérique, mais cependant leur rapidité laisse entrevoir une application en temps réel.

La méthode classique est en générale utilisée dans les études de planification et de développement des nouveaux moyens de production et de transport qui se déroulent en temps différé.

La méthode directe vu sa rapidité, peut être utilisées pour une évaluation en temps réel de la stabilité transitoire. Elles sont aussi utilisées pour effectuer la classification des défauts dans les études en temps différé.

CONCLUSION GENERAL

Dans ce travail, nous avons présenté un algorithme rapide (STA2) d'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique qui se base sur le critère d'égalité des aires. Nous avons réalisé également un logiciel sous environnement MATLAB qui permet l'évaluation de la stabilité transitoire par la méthode classique d'intégration numérique.

Après avoir rappelé les différentes méthodes utilisées dans la littérature pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique, nous avons présenté la problématique de modélisation des réseaux d'énergie électrique pour les étude de la stabilité transitoire, nous avons utilisé le modèle le plus simple (modèle du seconde ordre) où les générateurs sont représentés par une f.e.m constante derrière une réactance transitoire. L'avantage de la méthode classique d'intégration numérique est la possibilité d'inclure des modèles détaillés des différents composants du réseau et par suite, elle fournit des résultats précis sur la stabilité transitoire.

Les principales limites de cette méthode, sont le temps de calcul important et l'absence d'une marge de sécurité.

Nous avons étudié en suite, une méthode énergétique direct basée sur le critère d'égalité des aires. Les résultats de simulations appliquées sur le réseau 3 générateurs 9 nœuds, sont comparé aux résultats de simulations de la méthode classique, nous permet de distinguer entre les avantages et les inconvénients de chaque une.

Les résultats montrent aussi la rapidité de ces méthodes, ce qui les rend compatibles avec des applications en temps réel.

Ce premier travail pourrait être d'avantage approfondie, on combinant entre la méthode classique d'intégration numérique et la méthode directe (EEAC), pour préserver les avantages de chaque méthodes (la précision, et la rapidité).

ANNEXE

A- Données du système 3 machines 9 nœuds [12]

A-1 : Topologie du système

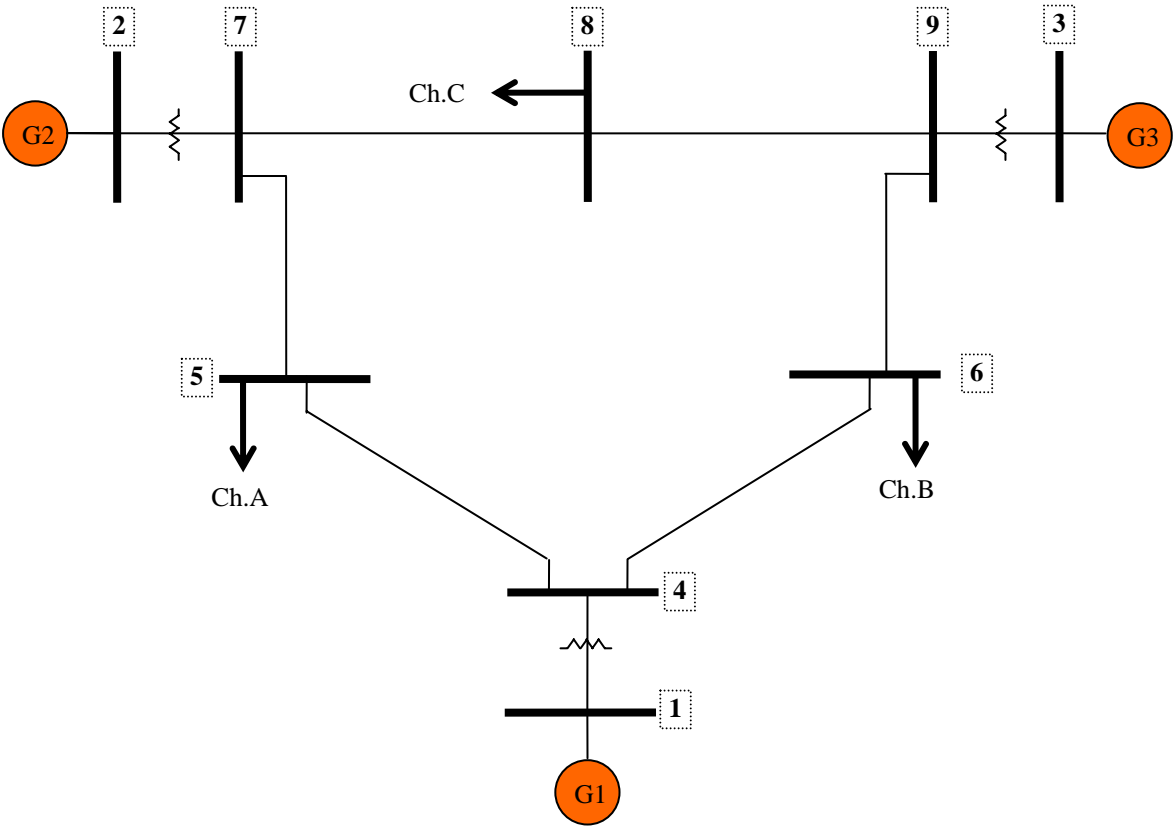


Figure A.1 : Topologie du réseau 3 machines 9 noeuds

A-2 : Données des charges en *p.u.*

Tableau A.1 Charges				
Nœud		5	6	8
<i>P</i>	<i>pu</i>	1.25	0.90	1.0
<i>Q</i>	<i>pu</i>	0.50	0.30	0.35

A-3 : Données des lignes

Tableau A.2 Données des lignes du réseau de transport				
Nœud de départ	Nœud d'arrivée	$B_{sh} (pu)$	$R_{ser} (pu)$	$X_{ser} (pu)$
1	2	0.0580	0.0045	0.0810
1	4	0.0000	0.0000	0.0151
2	3	0.0062	0.0049	0.0930
2	5	0.0000	0.0000	0.0140
3	6	0.0000	0.0000	0.0213
4	7	0.0027	0.0018	0.0412
4	8	0.0018	0.0017	0.0530
5	8	0.0017	0.0016	0.0223
5	9	0.0025	0.0024	0.0305
6	7	0.0010	0.0017	0.0301
6	9	0.0015	0.0016	0.0116
7	8	0.0062	0.0045	0.0610
7	9	0.0058	0.0039	0.0520
8	9	0.0061	0.0049	0.0730

A-4 : Données des générateurs

Tableau A.3 : Donnée des générateurs				
Générateur		1	2	3
Type		Nucléaire	Vapeur	Vapeur
S	kVA	245	192	128
V	kV	14.4	18.0	13.8
FP	-	0.85	0.85	0.85
H	pu	9.254	6.214	4.766
x'_d	pu	0.320	0.315	0.232
x_d	pu	1.71	1.67	1.68
x'_q	pu	0.380	0.395	0.312
x_q	pu	1.71	1.67	1.68
T'_{d0}	s	7.1	6	5.89
T'_{e0}	s	0.700	0.535	0.600

A-5 : Données des transformateurs en $p.u.$

Tableau A.4 Données des transformateurs			
Nœud de départ	Nœud d'arrivée	Rapport (kV)	Réactances (pu)
1	4	16.5/230	0.0576
2	7	18 /230	0.0625
3	9	13.8/230	0.0586

BIBLIOGRAPHIE

- [1] A. BOUSSAHOUA, « Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les méthodes énergétiques », mémoire magister, ENP, juillet 2004.
- [2] G. T. Heydt, "Computer analysis methods for power system", Macmillan publishing company, New York, 1986
- [3] M. Pavella et P. G. Murthy, "Transient stability of power systems: theory and practice", Library of congress cataloguing in publication, 1994.
- [4] Hadi SAADAT, « Power system analysis » Milwaukee School of Engineering, International Edition 2004
- [5] Daniel RUIZ VEGA, Mania PAVELLA, « Stabilité transitoire : évaluation et commande » Stabilité et sauvegarde des réseaux électrique pp 51-95.
- [6] S. K. Tso et S. P. Cheung, "Fast prediction of transient stability margin in system with SVC control and HVDC link", IEEE catalogue N°95TH9130, pp. 456-461, 1995
- [7] A. F. Rahimi, "A generalised equal-area criterion: a method for on line transient stability analysis", IEEE, pp. 684-688, 1990
- [8] J. L. Willems, "Direct methods for transient stability studies in power system analysis", IEEE Transactions on automatic control, vol. 14, No. 4, pp. 332-341, 1971
- [9] Y. Xue, Th. Van Cutsem et M. Ribbens Pavella, "Extended equal area criterion: justifications, generalisation et applications", IEEE Transactions on power systems, vol. 4, No. 1, pp. 44-52, Feb. 1988
- [10] Y. Xue, T. V. Custen et M. R. Pavella, "A simple direct method for fast transient stability assessment of lar power systems", IEEE Transactions on power systems, vol. 3, No. 2, pp. 400-412, May 1988
- [16] Y. Zhang et Y. Xue, "Application of extended equal area criterion to asymmetrical faults with successive single-phase reclosing" IEEE tencon/biejing, pp. 82-86, 1993.
- [11] G. T. Stagg et A. H. El-Abiad, "Computer method in power system analysis", MC Graw-Hill, New York, 1968.
- [12] P. M. Anderson et A. A. Fouad, "Power system control and stability", IEEE Press, New York, 1994.