

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Université A. MIRA-BEJAIA  
Faculté de Technologie  
Département de Génie électrique



## Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de Master en Electrotechnique  
Spécialité : Electrotechnique Industrielle

### Thème

---

# Analyse de la stabilité transitoire dans les réseaux électriques

---

**Présenté par :**

M<sup>r</sup>. HAMADI Massinissa

M<sup>r</sup>. HAMMA Juba

**Encadré par :**

M<sup>r</sup>. MEDJDOUB A.

**Membres du Jury :**

M<sup>me</sup>. BOUGHANI T.

M<sup>me</sup>. CHEKKAL S.

**Soutenu : Le 05/10/2020**

**Année Universitaire : 2019/2020**

# Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier le Dieu tout puissant pour la volonté, la force, la patience et la santé dont nous profitons jusqu'à aujourd'hui.

On remercie Mr A. MEDJDOUB de nous avoir honoré par son encadrement et ses judicieux conseils, qui nous ont permis de mener à bien ce travail. Ainsi que le doctorant Mr LATIKI Lounis pour son aide indispensable.

On remercie également les membres de jury qui nous rendent honneur de leur présence et par leur intérêt à notre thème, ainsi que pour toutes les remarques et conseils qui nous auront apportés.

Sans oublier de remercier la promotion EI, avec laquelle nous avons passé d'agréables moments et appris beaucoup de choses ainsi que tous les enseignants du département du génie électrique qui nous ont formé.

# Dédicaces

Je dédie ce travail à mes chers parents, qui m'ont encouragé à aller de l'avant et dont le soutien, l'aide et l'encouragement sont la clé de ma réussite.

A ma chère Nour El Houda, à tous mes meilleurs amis, tous mes camarades de spécialité, ainsi qu'à toute personne ayant contribué de près ou de loin.

**HAMADI Massinissa**

Je dédie ce travail à ma chère mère, BOUFADENE Zouina à mon très cher père, HAMMA Rabia, qui m'ont soutenu et encouragé durant toute ma vie et nulle chose ne récompensera leurs sacrifices. Que dieu les garde pour nous.

Merci du fond du cœur :

A mes grands-parents.

A mon frère, laid.

A toutes mes sœurs : Nasra, Katia et Nour El Houda,

A tous mes amis.

A mon binôme : HAMADI Massinissa.

A tous ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études.

A toute ma famille, du plus grand au plus petit.

A tous ceux et celles qui me sont très chers et qui sont malheureusement absents aujourd'hui.

**HAMMA Juba**

<b>Table des matières</b>	
<b>INTRODUCTION GÉNÉRALE .....</b>	<b>1</b>
<b>CHAPITRE I : GENERALITES ET APERÇUS SUR LA STABILITE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES.</b>	
<b>I.1 Introduction .....</b>	<b>3</b>
<b>I.2 Généralités et aperçus sur les problèmes de stabilité dans les réseaux électrique.....</b>	<b>3</b>
I.2.1 Position du problème .....	3
I.2.2 Problèmes de stabilité dans les réseaux électriques .....	4
<b>I.3 Mission des réseaux électriques .....</b>	<b>4</b>
<b>I.4 Problème de stabilité des systèmes de puissance .....</b>	<b>5</b>
<b>I.5 Formes d'instabilité .....</b>	<b>6</b>
I.5.1 Causes d'instabilité de tension .....	6
<b>I.6 Classification de la stabilité .....</b>	<b>8</b>
I.6.1 Stabilité de tension .....	9
I.6.2 Stabilité de fréquence .....	11
I.6.3 Stabilité de l'angle du rotor .....	12
I.6.3.1 Stabilité angulaire aux grandes perturbations .....	13
I.6.3.2 Stabilité angulaire aux petites perturbations .....	13
<b>I.7 Revue historique des problèmes de stabilité .....</b>	<b>13</b>
<b>I.8 Conclusion .....</b>	<b>15</b>
<b>CHAPITRE II : STABILITE DES SYSTEMES DE PUISSANCE</b>	
<b>II.1 Introduction .....</b>	<b>16</b>
<b>II.2 Définition du concept « Stabilité d'un système de puissance » .....</b>	<b>16</b>
<b>II.3 Stabilité des Systèmes de puissance .....</b>	<b>17</b>
II.3.1 Buts de la stabilité transitoire .....	17
II.3.2 Stabilité de l'angle de rotor .....	17
II.3.3 Stabilité angulaire vis-à-vis des grandes perturbations .....	20
II.3.4 Stabilité angulaire vis-à-vis des petites perturbations .....	21
II.3.4.1 Influence sur la stabilité dynamique .....	22
<b>II.4 Conclusion .....</b>	<b>24</b>

**CHAPITRE III : REVUE DES METHODES D'ANALYSE DE LA  
STABILITE TRANSITOIRE**

<b>III.1 Introduction .....</b>	<b>25</b>
<b>III.2 L'équation du mouvement .....</b>	<b>25</b>
III.2.1 Développent de l'équation du mouvement .....	26
III.2.1.1 Equation du mouvement sans couple d'amortissement .....	26
III.2.1.2 Equation de mouvement avec couple d'amortissement .....	29
<b>III.3 Critère d'égalité des aires .....</b>	<b>29</b>
<b>III.4 Méthodes d'intégration numérique.....</b>	<b>35</b>
III.4.1 Avantage des méthodes d'intégration numériques .....	38
III.4.2 Inconvénients des méthodes d'intégration numériques .....	38
<b>III.5 Stabilité transitoire à l'aide des méthodes directes .....</b>	<b>38</b>
III.5.1 Méthodes directes de Lyapunov .....	39
III.5.1.1 Présentation de la méthode .....	39
III.5.1.2 Théorème de stabilité par la méthode directe .....	39
III.5.2 Avantage des méthodes directes .....	40
III.5.3 Inconvénients des méthodes directes .....	40
<b>III.6 Conclusion .....</b>	<b>41</b>

**CHAPITRE IV : MODELISATION ET APPLICATION**

<b>IV.1 Introduction .....</b>	<b>42</b>
<b>IV.2 Modèle du système de puissance .....</b>	<b>42</b>
<b>IV.3 Modèle classique d'un système mono-machine versus un jeu de barre infini.....</b>	<b>44</b>
IV.3.1 Analyse du système pendant le défaut .....	46
<b>IV.4 Solution numérique de l'équation de swing .....</b>	<b>48</b>
A. Méthode d'Euler modifiée.....	48
B. Méthode Runge Kutta - du quatrième ordre .....	53
<b>IV.5 Pour améliorer la stabilité .....</b>	<b>58</b>
<b>IV.6 Conclusion .....</b>	<b>59</b>
<b>CONCLUSION GÉNÉRALE .....</b>	<b>60</b>
<b>Références Bibliographiques :.....</b>	<b>62</b>

## Listes des figures

### I. Généralités et aperçus sur la stabilité dans les réseaux électriques.

<b>Figure I. 1 :</b> Réseau électrique à deux nœuds. ....	7
<b>Figure I. 2 :</b> Classification des différents types de stabilités des réseaux électriques. ....	9

### II. Stabilité des systèmes de puissance revue des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.

<b>Figure II. 1 :</b> Schéma unifilaire et circuit équivalent d'un système à deux machines. ....	18
<b>Figure II. 2 :</b> Diagramme de phase ou caractéristique de transfert. ....	19
<b>Figure II. 3 :</b> Caractéristique de l'angle de puissance d'un système à deux machines. ....	20
<b>Figure II. 4 :</b> Variations d'angle de rotor. ....	21
<b>Figure II. 5 :</b> Influence du couple d'amortissement sur la stabilité. ....	23

### III. Revue des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.

<b>Figure III. 1 :</b> Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone. ....	29
<b>Figure III. 2 :</b> Critère d'aires égales. ....	30
<b>Figure III. 3 :</b> Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini. ....	31
<b>Figure III. 4 :</b> Relation puissance- angle de rotor. ....	31
<b>Figure III. 5 :</b> Variation d'angle de rotor. ....	32
<b>Figure III. 6 :</b> Critère de l'égalité des aires. ....	33
<b>Figure III. 7 :</b> Courbes (a : puissance-angle) et (b : variation de l'angle du rotor). ....	34

### IV. Modélisation et application.

<b>Figure IV. 1 :</b> Modèle élémentaire (génératrice synchrone + moteur synchrone). ....	42
<b>Figure IV. 2 :</b> Diagramme de phases du modèle élémentaire. ....	42
<b>Figure IV. 3 :</b> Une machine connectée à un jeu de barre infini. ....	44
<b>Figure IV. 4 :</b> Schéma du système de puissance avant le défaut. ....	44
<b>Figure IV. 5 :</b> Schéma du système de puissance pendant le défaut. ....	45
<b>Figure IV. 6 :</b> Schéma du système de puissance après le défaut. ....	45
<b>Figure IV. 7 :</b> Variation de puissance du générateur en fonction de l'angle interne. ....	47

## Listes des figures

<b>Figure IV. 8 :</b> Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour $t_c=0.86s$ (Sans amortissement) .....	49
<b>Figure IV. 9 :</b> Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour $10*t_c=0.86s$ (Sans amortissement) .....	49
<b>Figure IV. 10 :</b> Courbe d'oscillation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour $10*t_c=0.87s$ (Sans amortissement) .....	50
<b>Figure IV. 11 :</b> Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour $t_c=0.92s$ (Avec amortissement) .....	51
<b>Figure IV. 12 :</b> Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour $10*t_c=0.92s$ (Avec amortissement) .....	51
<b>Figure IV. 13 :</b> Courbe d'oscillation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour $10*t_c=0.93s$ (Avec amortissement) .....	52
<b>Figure IV. 14 :</b> Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour $t_c=0.88s$ (Sans amortissement) .....	54
<b>Figure IV. 15 :</b> Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour $10*t_c=0.88s$ (Sans amortissement) .....	54
<b>Figure IV. 16 :</b> Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour $10*t_c=0.89s$ (Sans amortissement) .....	55
<b>Figure IV. 17 :</b> Courbe d'oscillation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour $t_c=0.94s$ (Avec amortissement).....	56
<b>Figure IV. 18 :</b> Courbe d'oscillation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour $10*t_c=0.94s$ (Avec amortissement).....	56
<b>Figure IV. 19 :</b> Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta pour $t_c=0.95s$ (Avec amortissement).....	57

**Liste des tableaux**

**Tableau III. 1:** Classification des méthodes d'intégration..... 37

**Tableau IV. 1 :** Résultats de comparaison entre Euler modifiée et RK4 ..... 58

**Liste des Symboles**

<b>Symbole</b>	<b>Signification</b>
$\delta$	Angle relatif de la puissance électrique en degrés et radian.
$k$	Constante d'amortissement.
$H$	Constante inertielle par unité.
$J\omega_m$	Couple angulaire du rotor en N m.
$C_m$	Couple mécanique en N m.
$C_e$	Couple Résistant en N m.
$C_i$	Couple d'inertie en N m.
$C_a$	Couple d'amortissement en N m.
$I$	Courant en Ampère
$f$	Fréquence en Hz
$\omega_0$	Fréquence en rad / sec.
$G$	Générateur.
$Z$	Impédance, en $\Omega$
$\overline{Z}_s$	Impédance shunt équivalent de la machine en $\Omega$
$\overline{Z}_{TL}$	Impédance série du réseau en $\Omega$
$J$	Inertie totale du système (turbine + machine) en $\text{Kg.m}^2$ .
$M$	Machine.
$\delta_m$	Position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone en rad.
$\theta_m$	Position angulaire dans le référentiel stationnaire en rad.
$P_a$	Puissance d'accélération en P.U.
$P_m$	Puissance mécanique fournie par la turbine en P.U.
$P_e$	Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes électriques en P.U.
$P_G(\delta)$	Puissance électrique en P.U.
$S_1$ et $S_2$	Puissance Apparente en P.U.
$P_M^0$	Puissance mécanique par unité en P.U.
$P_1, P_2, P_{12}, P_{max}$	Puissance Active en P.U.
$Q_1 Q_2$	Puissance Réactive en P.U.

## Liste des symboles

$\pi$	Pi, appelé parfois constante d'Archimède.
$R$	Résistance, en $\Omega$ .
$X$	Réactance, en $\Omega$ .
$t$	Temps en sec.
$E_g$	Tension interne du générateur en P.U.
$E_0$	Tension du jeu de barre infini en P.U.
$V_1, V_2$	Tension de ligne en P.U.
$\bar{V}_t$	Tension aux bornes de la machine synchrone en P.U.
$j$	Unité imaginaire des nombres complexes.
$\omega_{ms}$	Vitesse synchrone du rotor en rad/s.

**Liste des abréviations**

<b>Abréviation</b>	<b>Signification</b>
AVR	Automatic Voltage Regulator
CIGRE	Conseil international des grands réseaux électriques
CAE	Critère des Aires Égales
CC	Court-Circuit
EAC	Equal Area Criterion
FACTS	Flexible Alternative Current Transmission Systems
FSI	First Swing Instability
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
HVDC	High Voltage Direct Courant
MSI	Multi Swing Instability
PSS	Power System Stabilizer
PES	Power & Energy Society
SVC	Static Var Compensator systems
SEE	Systèmes Électro-Énergétiques
ST	Stabilité Transitoire

# INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'industrialisation et la croissance de la population sont les facteurs essentiels qui font que la consommation de l'énergie électrique ne cesse d'augmenter, cependant on est dans l'obligance de satisfaire ces exigences et avoir un équilibre entre la production et la consommation. Avec des systèmes interconnectés qui ne cessent de croître en taille, il devient de plus en plus difficile de maintenir le synchronisme entre les différentes parties du système. En raison d'événements indésirables, de perturbations, de défauts qui apparaissent dans les systèmes de puissance, des dommages peuvent être causés aux équipements, qui à leur tour peuvent entraîner une perte de puissance et endommager tout l'installation.

Ces perturbations sont devenues un défi majeur pour la stabilité des systèmes de puissance. Il est donc important pour les fournisseurs d'électricité de trouver les vraies raisons de ces perturbations susceptibles de provoquer une instabilité grave. Les systèmes doivent rester normalement stables pour les petites variations au voisinage des points de fonctionnement, qui peuvent être bénignes si elles sont retirées rapidement, ainsi que pour des conditions sévères de fonctionnement. Car toutefois, elles sont dangereuses si leur durée est plus longue qu'un certain temps critique. Ainsi, pour chaque configuration du réseau électrique, l'opérateur ou le fournisseur doit passer en revue toutes les contingences possibles, potentiellement dangereuses.

L'avantage de l'énergie électrique est qu'elle peut être facilement transportée et contrôlée avec un rendement élevé. Voici les exigences de base à respecter pour une meilleure conception d'un système électrique :

1. Il devrait y avoir des « réserves tournantes » adéquates pour la puissance active et réactive.
2. Le système doit fournir de l'énergie à un coût minimum et un impact environnemental minimum.
3. La « qualité » de l'alimentation électrique doit répondre à certaines normes minimales en ce qui concerne les facteurs suivants :
  - (a) Fréquence constante.
  - (b) Tension constante.
  - (c) Fiabilité.

De ce fait on peut conclure que la propriété du système de puissance qui lui permet de rester en équilibre dans des conditions normales de fonctionnement, ou de retrouver un état d'équilibre acceptable en cas de perturbation, représente la stabilité et la continuité de fonctionnement de

## **Introduction générale**

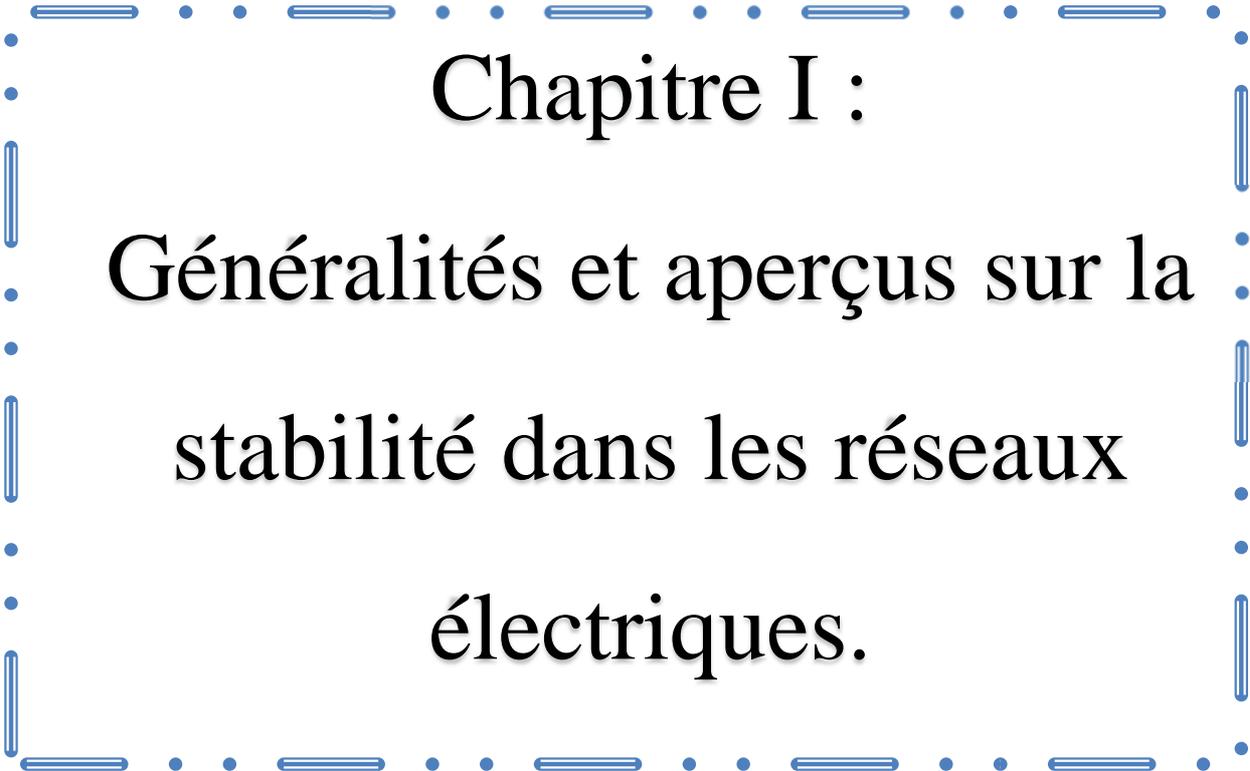
ce système. Les nouvelles méthodes et les nouvelles technologies permettant d'améliorer la stabilité des systèmes de puissance font par conséquent l'objet de travaux de recherche extrêmement important et primordiale.

Dans ce présent travail, nous nous intéressons particulièrement à l'évaluation de la stabilité transitoire dans les réseaux électriques, ou l'on emploie les différentes méthodes d'analyse de cette stabilité afin d'optimiser les paramètres de ces derniers.

La rédaction de ce mémoire est structurée en quatre chapitres :

- Le premier chapitre traite les généralités et les problèmes de stabilité dans les réseaux électriques, leurs rôles et les différentes formes d'instabilités. Ce chapitre décrit aussi un vaste aperçu sur les types de stabilité et leurs classifications dans les réseaux électriques. Enfin on termine par une revue historique des problèmes de stabilité.
- Le deuxième chapitre permet de présenter des concepts et notions de base, indispensable à toutes études de stabilité des systèmes de puissance, ensuite une explication détaillée sur la stabilité angulaire avec ses deux classes : stabilité aux petites variations (dynamique) et stabilité aux grandes perturbations (transitoire) ; est présentée.
- Le troisième chapitre accorde son intérêt à la revue des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire, tel que les méthodes d'intégration numérique, méthodes directes et la méthode du critère des aires égales.
- Le quatrième chapitre concerne l'application et la modélisation, nous présentons en premier lieu le modèle du système de puissance, ensuite un modèle de système mono-machine (SMIB) et pour finir, les résultats de simulation de la stabilité transitoire obtenus en utilisant la méthode directe des aires égales, ainsi que d'Euler modifié et Range Kutta d'ordre 4.

Enfin, cette étude est enrichie par une conclusion générale qui résume tout le travail réalisé dans ce mémoire.



Chapitre I :  
Généralités et aperçus sur la  
stabilité dans les réseaux  
électriques.

## **I.1 Introduction**

Les systèmes de puissance consistent généralement en trois stages : la production, la transmission et la distribution. Dans la première étape, la production, l'énergie électrique est générée principalement en utilisant les générateurs synchrones. Ensuite, le niveau de tension est augmenté par les transformateurs, avant que la puissance ne soit transmise afin de réduire les courants de ligne qui réduisent par conséquent la puissance des pertes de transmission. Après la transmission, la tension est abaissée à l'aide de transformateurs afin d'être distribué en conclusion.

Les systèmes de puissance sont conçus pour fournir une alimentation continue, qui maintient la stabilité de la tension. Cependant, en raison d'événements indésirables, tels que la foudre, les accidents ou tout autre événement imprévisible, courts-circuits entre les fils de phase des lignes de transmission ou entre un fil de phase et la masse, qui peuvent survenir appelés un défaut, un ou plusieurs générateurs peuvent être gravement perturbés, provoquant un déséquilibre entre la production et la demande. Si le défaut persiste et n'est pas résolu dans un délai prédéfini, il peut causer des dommages aux équipements, qui à leur tour peuvent entraîner une perte de puissance et une panne de courant. Par conséquent, des équipements de protection sont installés pour détecter les défauts et corriger / isoler les parties défectueuses du système de puissance, aussi rapidement que possible, avant que dégâts, causé par le défaut, ne se propage au reste du système.

Ce chapitre présente les notions de base liées à la stabilité transitoire des réseaux électriques. En premier lieu, un aperçu vaste sur les problèmes de stabilité est présenté, ensuite l'accent est porté sur la classification de la stabilité et les différentes formes d'instabilité. Et pour conclure ce chapitre, une revue historique des problèmes de stabilité est exposée.

## **I.2 Généralités et aperçus sur les problèmes de stabilité dans les réseaux électrique**

### **I.2.1 Position du problème**

La sûreté de fonctionnement ou sécurité d'un réseau peut être définie comme la robustesse de son fonctionnement, sous des conditions d'opérations normales aussi bien que perturbées. La sécurité couvre ainsi un large éventail de phénomènes que l'on subdivise, généralement en statique, dynamique et transitoire [1].

**I.2.2 Problèmes de stabilité dans les réseaux électriques**

Les problèmes liés au fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique ont pris une importance considérable. Face à une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter et à des conditions d'environnement très contraignantes, les réseaux d'énergie électrique ont tendance à s'accroître et deviennent de plus en plus maillés et interconnectés. Le transport se fait, en outre, sur de longues distances en utilisant des lignes de grande capacité de transport. Cette complexité de structure a de très nombreuses conséquences. La difficulté de maintenir un profil de tension acceptable a substantiellement augmenté. La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité de maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées dans le fonctionnement normal [2].

La tension et la fréquence sont les deux facteurs principaux déterminant la qualité de l'énergie électrique, ils doivent être maintenues dans les limites correspondant aux besoins des consommateurs et au bon fonctionnement du réseau. L'analyse de la stabilité consiste à évaluer la capacité du système à supporter des éventuelles perturbations, et de proposer par la suite les moyens de réglage adéquats et les mesures permettant d'améliorer cette capacité et le maintien dans des limites admissibles de ces deux grandeurs [1].

Les générateurs interconnectés produisent les couples qui dépendent du déplacement relatif aux angles des rotors. Ces couples agissent pour maintenir les générateurs au synchronisme. Suite à une perturbation plus ou moins grande, la nature non linéaire du couple de synchronisme peut ne pas conserver les angles des machines dans un état d'équilibre. Ainsi, un, ou plusieurs générateurs peuvent perdre le synchronisme et le système devient instable [3].

**I.3 Mission (rôle) des réseaux électriques**

Le réseau électrique est une infrastructure vitale et stratégique pour nos sociétés modernes. Ainsi la consommation d'énergie électrique de l'homme a augmenté depuis la révolution industrielle. Les sociétés développées ont besoin d'une offre toujours croissante et continue d'énergie électrique. De très complexes systèmes d'alimentation ont été alors construits pour satisfaire cette demande [4].

L'évolution de la production d'énergie électrique est tournée vers des réseaux interconnectés de lignes de transport reliant les générateurs et les charges dans les grands systèmes intégrés dont certains couvrent des continents entiers. Mais aujourd'hui, la perte du réseau est une véritable catastrophe, dans la mesure où nous dépendons considérablement de l'énergie électrique [4].

Avec l'avancée de la technologie, les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) pourraient dans l'avenir s'avérer trop lents et insuffisants pour répondre efficacement aux problèmes d'instabilité du réseau, compte tenu notamment des nouvelles contraintes. Il faudra donc compléter leur action en mettant en œuvre des dispositifs électroniques de puissance ayant des temps de réponse courts, connus sous l'appellation FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) pour le contrôle des réseaux. Le développement des dispositifs FACTS a ouvert de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action continue et rapide sur les différents paramètres (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux régulées, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité de tension ou de tendre vers les limites thermiques des lignes. Le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite alors une surveillance permanente du système afin d'assurer la qualité du service (problème de conduite), garantir sa sécurité (problème de protection) et sa stabilité (problème de réglage) [5].

#### **I.4 Problème de stabilité des systèmes de puissance**

La stabilité d'un système de puissance est un aspect très important pour fournir une puissance continue. Elle est définie comme la propriété d'un système électrique qui lui permet de rester dans un état d'équilibre de fonctionnement dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation [5]. L'instabilité du système de puissance peut se produire dans de nombreuses situations différentes selon la configuration du système et le mode de fonctionnement.

L'un des problèmes de stabilité est le maintien du fonctionnement synchrone ou du synchronisme, en particulier lorsque le système de puissance repose sur des machines synchrones. Cet aspect est influencé par la dynamique des angles du rotor du générateur et des relations puissance-angle. Un autre problème d'instabilité qui peut être rencontré est l'effondrement de la tension qui est principalement lié au comportement de la charge et non à la vitesse synchrone des générateurs [7].

Ainsi, la stabilité est une condition d'équilibre entre des "forces" opposées et l'instabilité résultante d'une perturbation menant à un déséquilibre important entre les "forces" opposées.

Cette instabilité peut avoir différentes formes et peut être influencée par différents facteurs. L'analyse des problèmes de stabilité implique l'identification des facteurs essentiels

contribuant à l'instabilité et le développement de méthodes pouvant améliorer la stabilité du système [8].

## **I.5 Formes d'instabilité**

Il existe trois formes différentes d'instabilité d'un système de puissance : instabilité de l'angle de rotor, l'instabilité de la tension et l'écroulement de tension, et de l'instabilité à moyen et à long terme des fréquences.

La stabilité de l'angle Rotor est la capacité des machines synchrones interconnectées d'un système de puissance de rester dans le synchronisme. La stabilité de la tension est la capacité d'un système d'alimentation de maintenir des tensions acceptables à tous les bus du système, dans des conditions normales de fonctionnement et après avoir été soumis à une perturbation. Pour que la tension soit stable, les machines synchrones doivent fonctionner en synchronisme.

La stabilité à long terme est associée à des phénomènes plus lents et de plus longue durée qui accompagnent les troubles du système à grande échelle et sur les inadéquations soutenus résultant entre la production et la consommation de puissance active et réactive.

Dans la stabilité à moyen terme, l'accent est mis sur la synchronisation des oscillations de puissance entre les machines, y compris les effets de certains phénomènes plus lents et éventuellement de grandes excursions de fréquence ou de tension élevée [6].

### **I.5.1 Causes d'instabilité de tension**

Les problèmes d'apparition du phénomène d'écroulement de tension sont toujours liés à la difficulté de régler la tension au-dessus d'une certaine valeur appelée tension critique.

Généralement, l'écroulement de tension se produit dans les réseaux électriques qui sont fortement chargés, court-circuités et/ou ont un manque de la puissance réactive ; dans cette situation le réseau électrique ne peut pas assurer la puissance réactive demandée par la charge. Ceci est dû à des limitations sur la production et la transmission de la puissance réactive, de telle sorte que, la puissance réactive des générateurs et des systèmes FACTS est limitée par des contraintes physiques.

En plus la puissance réactive générée par des bancs de condensateur est relativement réduite à des tensions basses. La limite sur le transport d'énergie réactive est due principalement aux pertes réactives élevées dans les lignes électriques fortement chargées. Les principales causes de l'instabilité de tension sont présentées dans la section suivante [2].

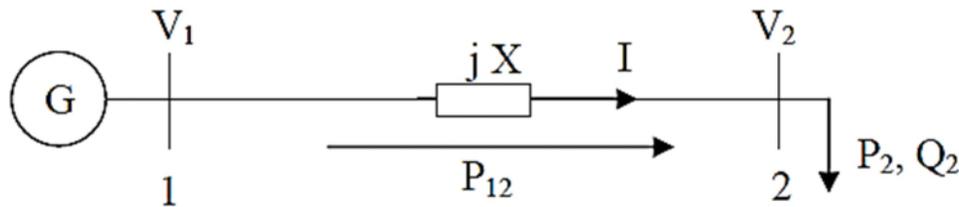
**a) Production trop éloignée de la consommation**

Dans la plupart du temps les sources d'énergie électrique se trouve loin des zones de consommation. Cette situation rend le transport de l'énergie réactive très difficile à cause des pertes réactives très élevées. Cette difficulté de transport d'énergie réactive augmente la probabilité d'apparition d'une instabilité ou d'un écroulement de tension [2].

**b) Manque local d'énergie réactive**

L'écroulement de tension est fortement lié au manque de la puissance réactive requise pour maintenir le profil de tension dans une marge de fonctionnement permise. A un certain niveau de charge, le réseau électrique ne satisfait pas la puissance réactive demandée par la charge à cause des limitations sur la production et la transmission de celle-ci. La limitation de production de la puissance réactive inclut les générateurs et les équipements FACTS ainsi que la puissance réactive limitée des condensateurs. La limite de production de la puissance réactive des générateurs est due principalement aux contraintes thermiques exercées sur le bobinage rotorique et statorique. Sans la limitation thermique, l'instabilité et l'écroulement de tension sont souvent impossibles. Dans le même contexte, les équipements FACTS sont de très grande dimension [2].

Pour bien comprendre l'influence de la puissance réactive sur l'écroulement de tension, on considère un réseau simple à deux nœuds de la (Figure I.1).



*Figure I. 1: Réseau électrique à deux nœuds.*

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 \tag{1.1}$$

$$= V_2 \left[ \frac{V_1 \cos \delta + j V_1 \sin \delta - V_2}{j X} \right]$$

$$= \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta + j \left[ \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \right].$$

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \tag{1.2}$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \tag{1.3}$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (1.4)$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (1.5)$$

Pour la puissance active au bus 2, l'équation (I.2) montre clairement que lorsque la puissance  $P_2$  augmente, la turbine doit fournir plus d'énergie pour augmenter l'angle de puissance  $\delta$  afin de satisfaire la demande de la charge. Par conséquent, la puissance réactive  $Q_2$  diminuera ou même reviendra négative à cause de la diminution du  $\cos \delta$ . Autrement, l'équation (I.5) montre que la puissance réactive  $Q_1$  augmentera brusquement. Donc la différence entre la puissance réactive aux nœuds 1 et 2 (pertes réactives) augmentera rapidement.

On peut conclure que le transport de la puissance réactive n'est pas économique à cause de l'augmentation des pertes réactives à des niveaux de charge relativement élevés. La meilleure solution de ce problème est de produire cette énergie localement, proche de la consommation, par l'installation de batteries de condensateurs, de compensateurs synchrones (génératrices synchrones avec  $P = 0$ ) ou des compensateurs statiques (FACTS) [2].

### c) Charge appelée trop importante

L'une des causes de l'instabilité de tension correspond à une charge élevée. Ceci est dû à l'augmentation croissante de la demande et à un large transfert d'énergie entre compagnies. Une instabilité de tension peut se produire en particulier lorsque la charge élevée est plus importante que celle prévue, et le risque est d'autant plus grand, aussitôt que la consommation réactive est également plus grande que prévue [2].

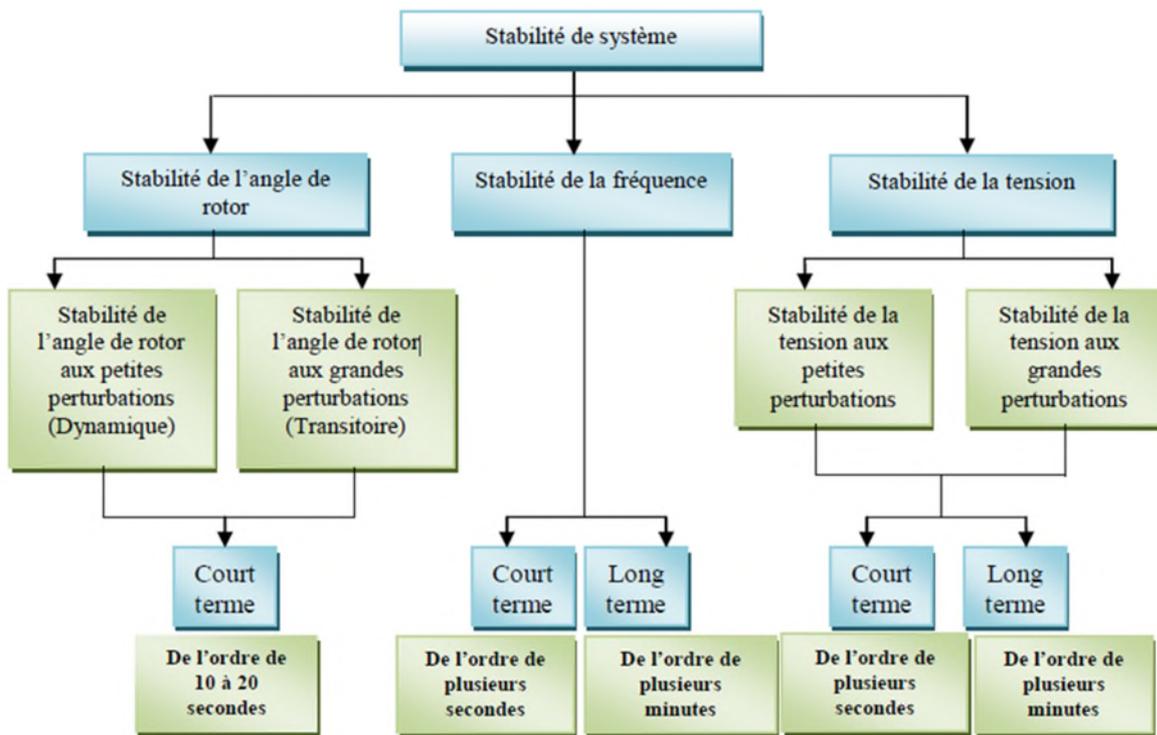
## I.6 Classification de la stabilité

La figure (I.2) fournit une classification complète de la stabilité du système de puissance. Comme le montre cette figure, il existe trois classes principales de stabilité : la stabilité de l'angle de rotor, la stabilité de la fréquence et la stabilité de la tension.

La stabilité de l'angle de rotor (appelée aussi : stabilité angulaire) a deux sous-classes principales : La stabilité aux petites perturbations (dynamique) et la stabilité aux grandes perturbations (transitoire). Un système de puissance est considéré comme stable en régime permanent si, après une petite perturbation, il atteint une condition de fonctionnement en régime permanent qui est identique ou proche de la condition de fonctionnement de pré-perturbation. Un système de puissance en régime transitoire est stable pour une grande perturbation ou une séquence de perturbations si, à la suite de cette ou de ces perturbations, il atteint une condition

de fonctionnement en régime permanent acceptable. Contrairement à la stabilité en régime permanent qui n'est fonction que de la condition de fonctionnement, la stabilité transitoire est plus compliquée car elle est fonction à la fois de la condition de fonctionnement et de la perturbation [9].

La stabilité de tension a également deux sous-classes principales : la stabilité de tension de grandes perturbations et la stabilité de tension de petites perturbations, en fonction de l'origine et de l'ampleur du défaut. Et pour la stabilité de la fréquence cette dernière est divisée en deux classes, à court et long terme, en fonction de la durée de la perturbation.



*Figure I. 2 : Classification des différents types de stabilités des réseaux électriques.*

**I.6.1 Stabilité de tension**

La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tensions à quelques nœuds [7].

Suite à une perturbation, certaines charges ont tendance à restaurer la puissance consommée avant perturbation. C'est le cas des moteurs asynchrones, des charges dont la

tension est contrôlée par un régulateur en charge automatique, des chauffages électriques commandés par thermostat... Il existe une puissance maximale transmissible entre les centres de production et ceux de consommation. Cette puissance maximale disponible dépend non seulement des caractéristiques du réseau de transport (distances électriques) mais également de celles des générateurs (possibilité de maintenir la tension grâce à une réserve de puissance réactive suffisante). Par conséquent, si la puissance que les charges tendent à restaurer devient supérieure à la puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des charges va contraindre le réseau haute tension en augmentant la puissance réactive consommée et en faisant donc baisser progressivement la tension du réseau jusqu'à des valeurs inacceptables (Custem, 2002, II)

Généralement, l'instabilité de tension se produit lorsqu'une perturbation entraîne une augmentation de puissance réactive demandée au-delà de la puissance réactive possible. Plusieurs changements dans le système de puissance peuvent contribuer à l'instabilité de tension ; on donne quelques exemples :

- Une augmentation de charge.
- Des générateurs, des condensateurs synchrones, ou des SVCs (Static Var Compensator systems) qui atteignent les limites de puissance réactive.
- Une tentative d'un régulateur automatique en charge ayant échoué de restaurer la tension de charge à son niveau initial avant la perturbation.
- Une panne de générateur, une perte d'une charge importante ou un déclenchement de ligne.
- Une perte d'une source de puissance réactive (condensateurs, machines synchrones...).

La plupart de ces changements ont des effets significatifs sur la production, la consommation et la transmission de puissance réactive, ainsi sur la stabilité de tension. Par conséquent, des mesures peuvent être utilisées pour améliorer la stabilité de tension, tels (IEEE/PES, 2002) :

- Un contrôle automatique des condensateurs shunts.
- Un blocage des régulateurs en charge automatique.
- Une nouvelle répartition de la génération.
- Une replanification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de commande.
- Une régulation de tension secondaire.
- Un plan de délestage.

La gamme de temps de l'instabilité de tension s'étend de quelques secondes à plusieurs minutes. Ainsi, l'instabilité de tension peut être considérée comme un phénomène à court terme

(de l'ordre de plusieurs secondes) ou, dans l'autre cas limite, comme un phénomène à long terme (de l'ordre de plusieurs minutes).

Pour l'instabilité de tension à court terme l'effondrement de tension se produit immédiatement après la perturbation. Dans ce type d'instabilité, les charges et les dispositifs, qui ont des caractéristiques spéciales de puissance réactive tels les moteurs asynchrones sont souvent impliqués. Les moteurs asynchrones consomment, juste après la perturbation, beaucoup de puissance réactive pour assurer leur stabilité vis-à-vis leurs charges. D'autres éléments peuvent aussi participer à cette instabilité : les charges commandées électroniquement, les convertisseurs HVDC... L'instabilité de tension à long terme se développe lors d'un manque graduel de puissance réactive d'un nœud ou une partie du système. Elle implique, quant à elle, des équipements ayant une action plus lente tels les régleurs en charge automatique, les charges commandées thermo-statiquement...

Il est aussi important de noter que l'instabilité de tension ne se produit pas toujours toute seule. Souvent, l'instabilité de tension et l'instabilité de l'angle de rotor se produisent ensemble, l'une pouvant entraîner l'autre.

Enfin, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations :

- Stabilité de tension aux grandes perturbations. Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation. La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système (Passelergue, 1998).
- Stabilité de tension aux petites perturbations. Dans ce cas, les caractéristiques de la charge et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir les tensions équilibrées [8].

### **I.6.2 Stabilité de fréquence**

La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produites et consommées.

Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes).

Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produite, consommée peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence.

L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera significatif avec de graves conséquences (effondrement complet du système), (Andersson, 2006)

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes. La stabilité de fréquence peut donc être classifiée en phénomènes à court terme et à long terme.

Dans un grand système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage, où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système. Les générateurs de chaque sous-réseau résultant essaient de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme.

L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections (Custem, 2002, II) [8].

### **I.6.3 La stabilité de l'angle du rotor**

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs [8].

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous-catégories :

**I.6.3.1 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)**

Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles. [8].

**I.6.3.2 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) :**

Elle se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor [8].

Nous reviendrons davantage sur stabilité de l'angle de rotor (angulaire) et ses branches détaillées dans le deuxième chapitre.

**I.7 Revue historique des problèmes de stabilité**

Différentes formes d'instabilité sont apparues au cours du siècle dernier. Les méthodes d'analyse des problèmes de stabilité dans les systèmes de puissance ont été influencées par le développement d'outils de calcul, de théories de stabilité et de technologies de contrôle de ces systèmes. Par conséquent, il est très essentiel de présenter une revue de l'histoire du sujet pour mieux comprendre les méthodes utilisées dans les industries en ce qui concerne la stabilité du système et comment ces développements sont liés à la méthode pratique proposée dans la thèse.

La stabilité des systèmes de puissance est un problème complexe qui a remis en question les ingénieurs depuis de nombreuses années. Il a été reconnu pour la première fois comme un problème important dans les années 1920 (Steinmetz, 1920 ; Evans et Bergvall, 1924 ; Wilkins 1926) [10]. Les premiers essais sur le terrain sur la stabilité d'un système de puissance pratique ont été réalisés en 1925 [11, 12]. Les premiers problèmes de stabilité étaient associés à des centrales électriques éloignées alimentant les centres de charge sur de longues lignes de transmission. Avec des excitateurs lents et des régulateurs de tension à action non continue, la capacité de transfert de puissance était souvent limitée par l'instabilité de l'angle du rotor en régime permanent et transitoire en raison d'un couple de synchronisation insuffisant [13].

Dans les premières années, des méthodes graphiques telles que le critère d'égalité de surface (CAE) et des diagrammes de puissance ont été élaborés. Ces méthodes ont été appliquées avec succès aux premiers systèmes qui pouvaient être représentés comme des

systèmes à deux machines. À mesure que les systèmes deviennent plus grands, et l'interconnexion qui s'est avérée être économiquement meilleure, la complexité des systèmes s'est accrue et par conséquent les problèmes de stabilité sont devenus plus complexes, ce qui a annulé le traitement des systèmes comme étant des systèmes à deux machines. Un pas important vers l'amélioration des calculs de stabilité été le développement en 1930 des analyseurs de réseau capables d'analyser le flux de puissance des systèmes de puissance multi-machines [6, 13]. Un analyseur de réseau est essentiellement un modèle à l'échelle d'un système de puissance à courant alternatif avec des résistances, inductances et condensateurs réglables pour représenter le réseau de transmission et les charges, des sources de tension dont la magnitude et l'angle sont réglables, et des compteurs pour mesurer les tensions, les courants et la puissance n'importe où dans le réseau. Cependant, la dynamique du système devait encore être résolue à la main en résolvant l'équation du mouvement (équation de swing) en utilisant une intégration numérique étape par étape (ou méthode point par point). Pendant cette période, des modèles classiques ont été utilisés pour les équations de swing ; c'est-à-dire en représentant les générateurs par des réactances transitoires fixes et une alimentation fixe derrière ces réactances.

Au début des années 1950, des ordinateurs analogiques électroniques ont été utilisés pour l'analyse des problèmes nécessitant une modélisation détaillée de la machine synchrone, du système d'excitation et du régulateur de vitesse. En outre, au cours de cette période, le développement des ordinateurs numériques a été vu, et plus précisément vers 1956, le premier programme numérique pour l'analyse de la stabilité du système d'alimentation a été développé. Dans les années 1960, la plupart des réseaux électriques des États-Unis et du Canada ont été réunis dans le cadre de l'un des deux grands systèmes interconnectés, l'un à l'est et l'autre à l'ouest. En 1967, des liaisons HVDC de faible capacité ont également été établies entre les réseaux est et ouest. De nos jours, les réseaux électriques des États-Unis et du Canada forment pratiquement un seul grand système. Cette interconnexion entre les deux systèmes se traduit par une économie de fonctionnement et une fiabilité accrue, bien qu'elle augmente la complexité des problèmes de stabilité et augmente les conséquences de l'instabilité [6].

Jusqu'à récemment, la plupart des efforts et des intérêts de l'industrie se sont concentrés sur la stabilité transitoire (angle du rotor) [6]. De puissants programmes de simulation de stabilité transitoire ont été développés, capables de modéliser de grands systèmes complexes à l'aide de modèles détaillés. Au début des années 90, l'accent a été mis sur la stabilité des

petits signaux, ce qui a ensuite conduit au développement de techniques d'étude spéciales, telles que l'analyse modale utilisant des techniques de valeurs propres.

Dans les années 1970 et 1980, des problèmes de stabilité de fréquence ont été rencontrés à la suite des perturbations du système, et ont conduit à une enquête sur les causes sous-jacentes de ces problèmes et au développement de programmes de simulation dynamique à long terme pour aider à leur analyse. En 1983, des directives ont été élaborées pour améliorer la réponse de la centrale électrique pendant les grandes fréquences de perturbation.

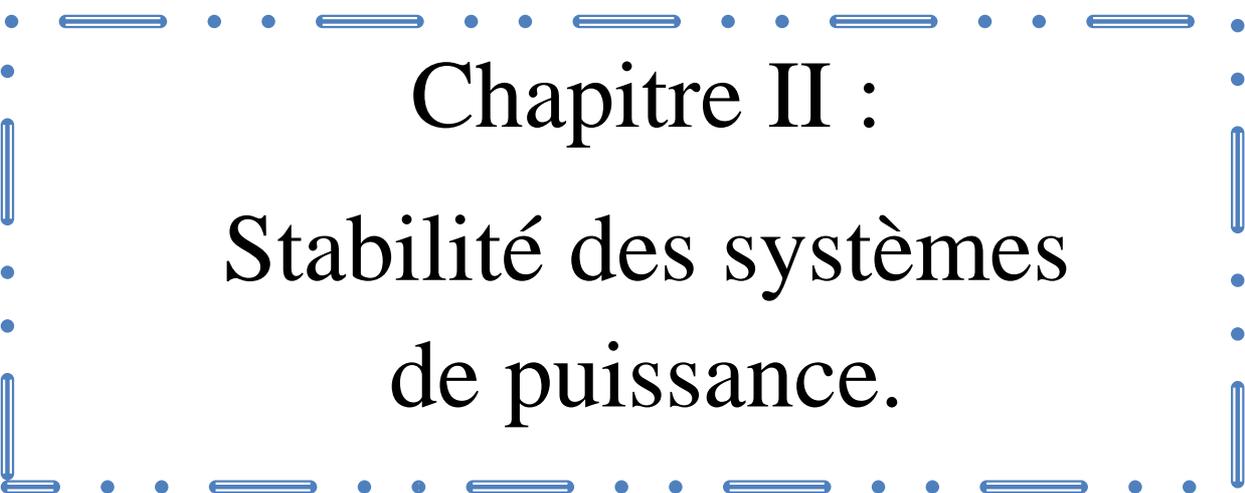
De nos jours, les systèmes électriques sont exploités dans des conditions de plus en plus sollicitées en raison à la tendance dominante à tirer le meilleur parti des installations existantes. Concurrence accrue, ouverture d'accès au transport et les contraintes de construction et d'environnement façonnent le fonctionnement des systèmes de puissance, ce qui pose de plus grands défis pour une exploitation sûre du système. Cela ressort clairement du nombre croissant de pannes majeures du réseau électrique qui ont été subies ces dernières années, comme la panne nord-est des États-Unis et du Canada du 14 août 2003. La planification et le fonctionnement des systèmes de puissance actuels nécessite un examen attentif de toutes les formes d'instabilité. Des progrès significatifs ont été réalisés ces dernières années dans la fourniture de meilleurs outils et techniques d'analyse de l'instabilité des systèmes de puissance.

## **I.8 Conclusion**

Nous avons présenté dans ce chapitre un aperçu sur les problèmes de stabilité dans les réseaux électriques, en commençant par le rôle et les missions des réseaux électriques, qui est un fondement indispensable et stratégique pour nos sociétés modernes. Ensuite on a défini les problèmes de stabilité des systèmes de puissance qui devient un souci permanent pour les fournisseurs de l'énergie électrique. Puis on a clarifié les diverses formes d'instabilité, et les types de stabilité des réseaux électriques.

A la fin de ce chapitre, on peut conclure que 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...). Elle doit être étudiée attentivement car elle permet d'assurer la continuité du service sur un réseau électrique après d'éventuelles perturbations.

Historiquement la stabilité a été le problème dominant abordé sur la plupart des réseaux. De puissants programmes de simulation de stabilité transitoire ont été développés, capables de modéliser de grands systèmes complexes à l'aide de modèles détaillés.



Chapitre II :  
Stabilité des systèmes  
de puissance.

## **II.1 Introduction**

Depuis que la révolution industrielle a vu le jour au XVIII<sup>e</sup> siècle, la demande en électricité ne fait qu'augmenter et cela afin de subvenir aux besoins des usines. Cependant, l'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence un équilibre entre la production et la consommation. Et malgré l'évolution rapide des dispositifs de régulation et de production, les systèmes électro-énergétiques sont souvent soumis à des perturbations qui peuvent engendrer des dégâts graves.

La fiabilité d'un SEE est définie par ses limites de sécurité d'exploitation ainsi que son comportement face à des défauts tels qu'un coup de foudre, un court-circuit, un faux couplage, un changement brusque de la charge, une rupture des circuits d'excitation, un déclenchement des lignes, une perte des unités de production, etc... Toutes ces perturbations conduisent à des contraintes supplémentaires par rapport à celles du régime permanent (contraintes d'ordre mécaniques, thermiques, électriques).

De nombreuses hypothèses sont généralement faites pour simplifier le problème et se concentrer sur les facteurs influençant le type spécifique de problème de stabilité.

Pour fournir un cadre pour étude, nous définirons d'abord, la stabilité, ensuite nous décrirons minutieusement ses différentes formes ainsi que son impact dans un système électrique et les concepts associés.

## **II.2 Définition du concept « Stabilité d'un système de puissance »**

Un grand réseau électrique encore appelé système de puissance, se compose des éléments variés interconnectés (générateurs, transformateurs, lignes de transport, de distribution et des charges) plus ou moins nombreux, selon la taille du réseau et formant un système complexe. Le système est capable de générer, de transporter et de distribuer l'énergie électrique à travers des étendues géographiques. Cette complexité structurelle implique de plus en plus l'évolution des problèmes de stabilité et des phénomènes dynamiques dans les systèmes de puissance interconnectés [4].

La stabilité des systèmes de puissance peut être définie comme la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre de fonctionnement ou de retrouver un autre état, acceptable, dans des conditions normales, après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité d'un système de puissance peut se produire dans de nombreuses situations différentes, selon la configuration du système et le mode de fonctionnement. Traditionnellement, le problème de stabilité a été de maintenir le fonctionnement synchrone ou le synchronisme, d'autant plus que la génération des systèmes de puissance repose sur le

fonctionnement des machines synchrones. Cet aspect est influencé par la dynamique des angles du rotor et de la relation angle-puissance.

Dans l'évaluation de la stabilité, la préoccupation est le comportement du système de puissance, soumis à des perturbations transitoires. La perturbation peut être faible, sous la forme d'un changement de conditions de charge, ou grande, sous forme de court-circuit sur une ligne de transmission, ou d'autres perturbations importante, telles que la perte d'une grande charge ou d'un générateur, ou la perte d'une ligne de jonction entre deux sous-systèmes. La réponse d'un système à une perturbation implique une grande partie de l'équipement ; Par exemple, un court-circuit sur un élément critique, suivi de son isolement, par des relais de protection, provoquera des variations de transfert de puissance, vitesses de rotor de la machine et tensions de bus; les variations de tension actionneront à la fois les régulateurs de tension du générateur et du système de transmission; les changements de tension et de fréquence affecteront les charges sur le système, à des degrés divers en fonction de leur caractéristiques individuelles [7].

## **II.3 Stabilité des Systèmes de puissance**

### **II.3.1 Buts de la stabilité transitoire**

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

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

Chacune de ces subdivisions comporte des caractéristiques particulières d'instabilité et pour leur analyse différentes techniques d'étude sont utilisées [14].

### **II.3.2 Stabilité de l'angle de rotor (angulaire)**

La stabilité de l'angle du rotor est la capacité des machines synchrones interconnectées d'un système de puissance, de rester en synchronisme. Le problème de stabilité implique l'étude des oscillations électromécaniques inhérentes des systèmes de puissance. Le facteur

fondamental dans ce problème est la manière dont les sorties des machines synchrones varient par rapport à leurs oscillations de rotor.

Une brève discussion des caractéristiques des machines synchrones est utile pour développer les concepts de base de la stabilité.

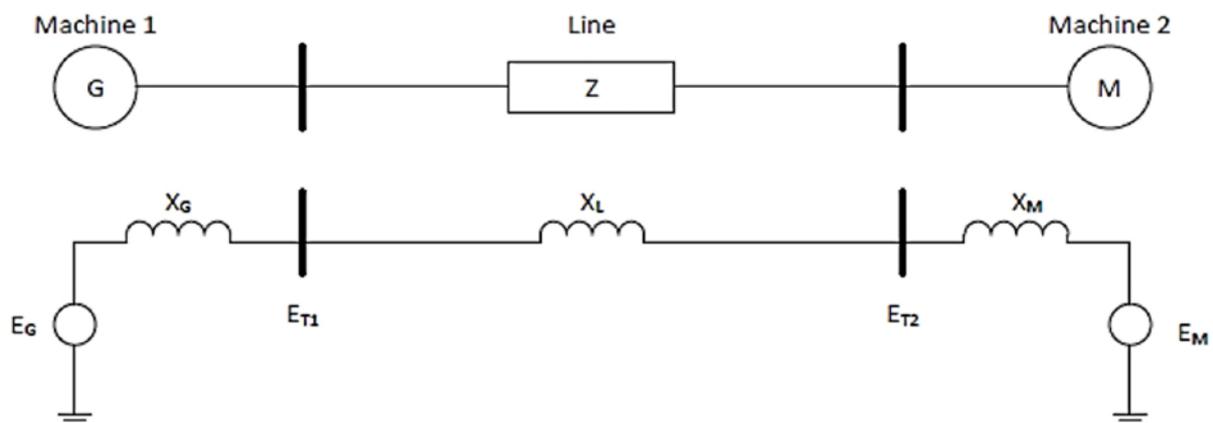
Une machine synchrone a deux circuits essentiels : le champ, qui est sur le rotor, et l'armature, qui est sur le stator. L'enroulement est alimenté en courant continu tandis que les bornes de l'armature fournissent la puissance de charge.

Le champ tournant de l'enroulement, provoque des tensions alternatives, lorsque le rotor est entraîné par un moteur d'entraînement (turbine). La fréquence des tensions induites dépend de la vitesse du rotor et du nombre de pôles de la machine. La fréquence de la tension électrique et la vitesse mécanique du rotor sont synchronisées (ou en synchronisme), à 60 Hz aux États-Unis, au Canada et en Amérique du Sud, et à 50 Hz dans la plupart des autres pays du monde.

Lorsque deux ou plusieurs machines synchrones sont interconnectées, les tensions statoriques et les courants doivent avoir la même fréquence et la même vitesse mécanique du rotor de chaque machine, cette dernière est synchronisée à cette fréquence.

Pour modifier la sortie de couple (ou de puissance) électrique du générateur, l'entrée du couple mécanique est changée pour faire avancer le rotor vers une nouvelle position par rapport au champ magnétique tournant du stator [7].

On considère le système illustré à la figure II.1. Il se compose de deux machines synchrones reliées par une ligne de transmission ayant une réactance inductive  $X_L$  mais une résistance et capacité négligeables. Supposons que la machine 1 représente un générateur alimentant une source à un moteur synchrone représenté par la machine 2.



**Figure II. 1 :** Schéma unifilaire et circuit équivalent d'un système à deux machines.[7]

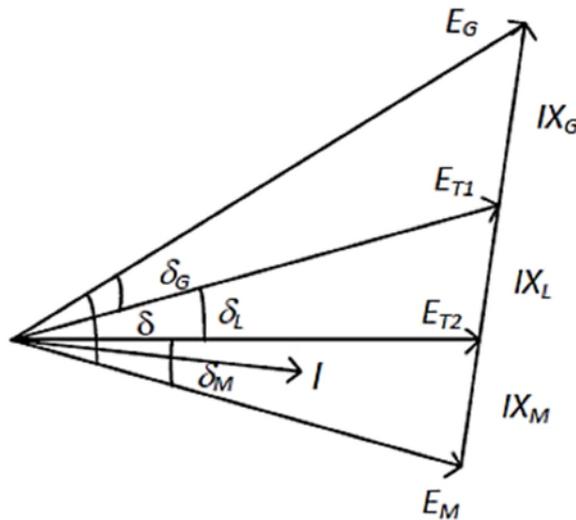
Le transfert de puissance du générateur au moteur est en fonction de la séparation angulaire entre les rotors des deux machines. Cette séparation angulaire est due à trois composantes : angle interne du générateur  $\delta_G$ , différence angulaire entre les tensions aux bornes du générateur et le moteur, et l'angle interne du moteur.

Un diagramme de phases identifiant les relations entre les tensions du générateur et du moteur est illustré à la figure II.2. La puissance transférée du générateur avec réactance de  $X_G$  au moteur avec réactance de  $X_M$  à travers une ligne de transmission avec réactance de  $X_L$  est donnée par l'équation (2.1) [7].

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \sigma \tag{2.1}$$

Avec  $X = X_T + X_G + X_M \tag{2.2}$

La relation puissance / angle correspondante est représentée sur la figure (II.2). Dans le modèle équivalent, un modèle idéalisé est utilisé qui fait que la puissance varie comme un sinus de l'angle. Cependant, avec des modèles de machines plus précis, y compris les effets des régulateurs de la tension automatique, la variation de puissance avec l'angle s'écarterait considérablement de la sinusoïdale, mais la forme générale serait similaire. À mesure que l'angle augmente, le transfert de puissance augmente jusqu'à un maximum. Après un certain angle, généralement 90 °, une nouvelle augmentation de l'angle entraîne une diminution de la puissance. Lorsque l'angle est nul, aucune puissance n'est transférée [8].



**Figure II. 2 :** Diagramme de phase ou caractéristique de transfert [8].

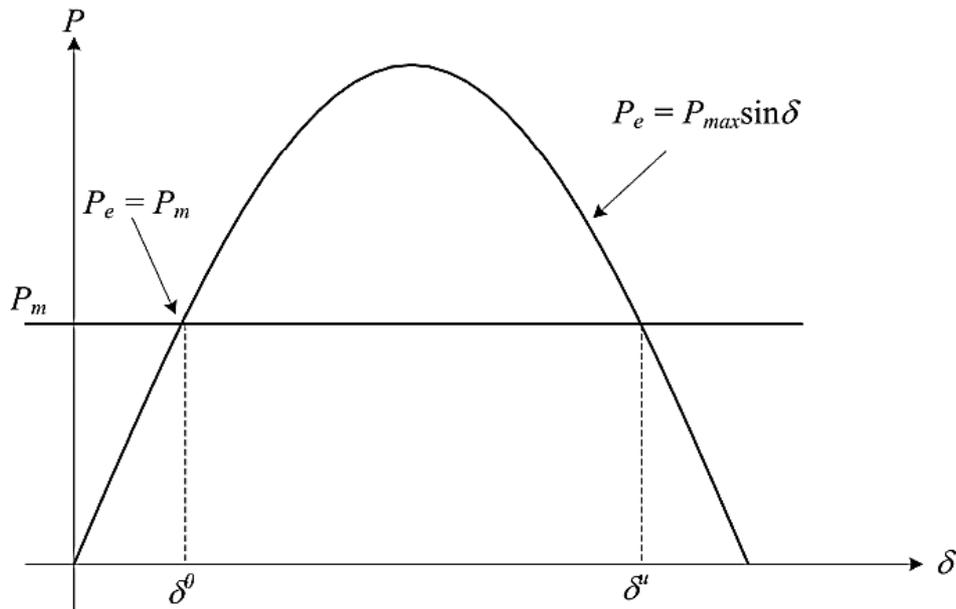


Figure II. 3 : Caractéristique de l'angle de puissance d'un système à deux machines [8].

D'après la figure II.3., il y a deux points d'intérêt : le point d'équilibre stable  $\delta^0$  (SEP) et le point d'équilibre instable  $\delta^u$  (UEP). En régime permanent, le système repose sur le SEP où la puissance mécanique est égale à la puissance électrique. Cependant, si le système bascule vers l'UEP, où la puissance mécanique est égale à la puissance électrique. Graphiquement, la machine synchrone perd le synchronisme (instable). Notez que le système est supposé être sans perte.

Le modèle d'une machine synchrone peut s'écrire sous l'équation suivante :

$$P_e = P_{max} \cdot \sin \delta \quad (2.3)$$

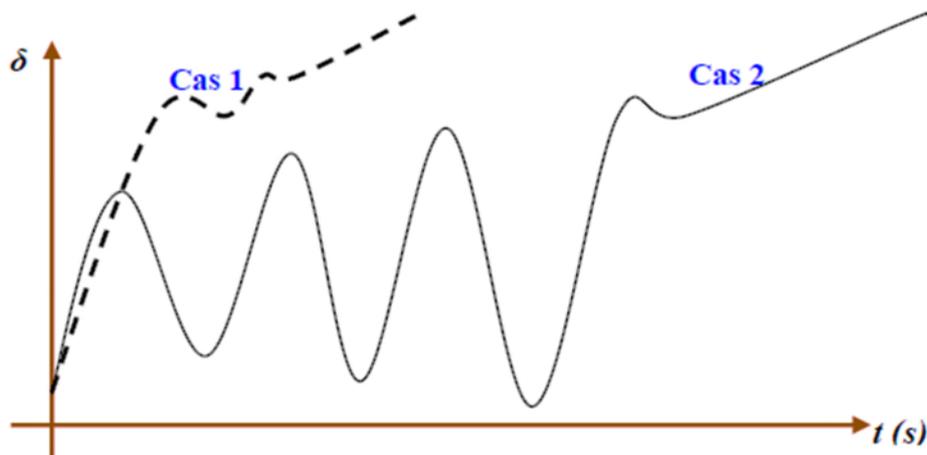
Lorsqu'il y a plus de deux machines, leurs déplacements angulaires relatifs affectent l'échange de puissance d'une manière similaire. Cependant, les valeurs limitent de transferts de puissance et la séparation angulaire est une fonction complexe de la génération et de la répartition des charges [7].

### II.3.3 Stabilité angulaire vis-à-vis des grandes perturbations (stabilité transitoire)

La stabilité transitoire est la capacité du système d'alimentation à maintenir le synchronisme, lorsque ce dernier est soumis à de graves perturbations transitoires, tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles [7].

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon aperiodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (FSI : First Swing Instability), (cas 1, figure (II.4)), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes.

L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents, excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillations), (MSI : Multi Swing Instability) (cas 2, figure (II.4)). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes [8].



**Figure II. 4 :** Variations d'angle de rotor [8].

*Cas 1 : instabilité de première oscillation.*

*Cas 2 : instabilité de multi-oscillations.*

### II.3.4 Stabilité angulaire vis-à-vis des petites perturbations (stabilité dynamique)

C'est la capacité du système d'alimentation à maintenir le synchronisme sous de petites perturbations. Ces types de perturbations se produisent sur le système en raison de la faible variation des charges. L'instabilité qui peut en résulter, peut prendre deux formes : Augmentation constante de l'angle du rotor, due au manque de couple de synchronisation suffisant, ou des oscillations du rotor, d'amplitude croissante, dues au manque de couple d'amortissement suffisant [7].

Contrairement à la stabilité transitoire, elle ne dépend pas des niveaux de perturbations, car celles-ci sont arbitraires et infiniment petites (Custem, 2002, II). Les oscillations, qui sont

typiquement dans la gamme de fréquences de 0,2 à 2 Hz, peuvent être excitées par de petites perturbations dans le système ou, dans certains cas, peuvent même prendre naissance spontanément [8].

Ces oscillations limitent la capacité de transmission de la puissance et, parfois, peuvent même causer la perte de synchronisme et un effondrement de l'ensemble du système. Dans la pratique, en plus d'assurer la stabilité, le système doit être bien amorti : c.-à-d. les oscillations doivent être atténuées le plus rapidement possible dès leurs apparitions [7].

#### **II.3.4.1 Influence sur la stabilité dynamique**

L'action puissante et rapide du système d'excitation pour améliorer la stabilité transitoire a malheureusement une contribution négative importante sur l'amortissement des oscillations du système.

Le courant d'excitation, qui agit pour améliorer le couple synchronisant, est toujours en retard sur les caractéristiques temporelles correspondantes aux parties électriques du générateur et aux autres parties électriques du système. Le système d'excitation subit donc un temps de retard inévitable. Pendant ce temps, l'état du système oscillant va changer en impliquant un nouvel ajustement du courant d'excitation.

Par conséquent, le système d'excitation va introduire l'énergie demandée à contretemps. Les courants induits dans les circuits du rotor s'opposeront aux courants induits initiés par l'écart de vitesse du rotor ( $\Delta\omega$ ). Le couple d'amortissement diminuera et peut atteindre des valeurs négatives : le comportement oscillatoire du générateur va donc augmenter et une perte de stabilité peut avoir lieu [8].

La figure suivante illustre l'influence du couple d'amortissement sur la stabilité aux petites perturbations.

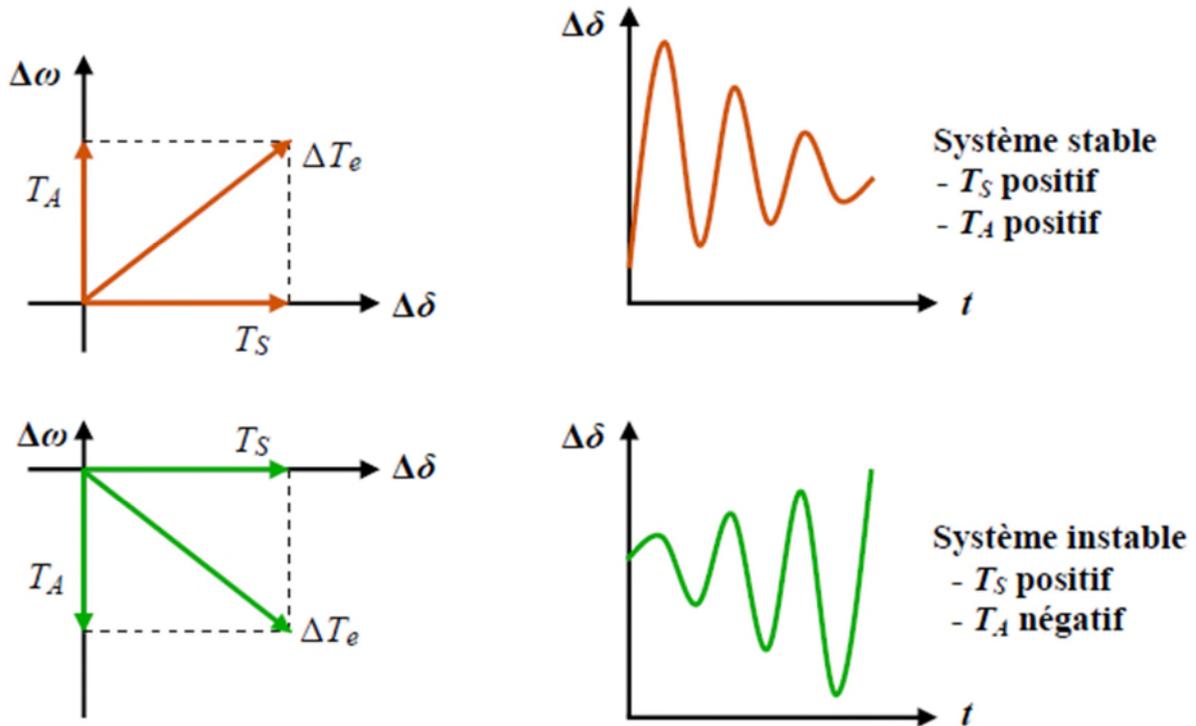


Figure II. 5 : Influence du couple d'amortissement sur la stabilité [8].

La stabilité angulaire aux petites perturbations peut être améliorée en faisant varier une grandeur électrique :

- Physiquement : de manière à augmenter le couple d'amortissement, agissant sur le rotor des machines synchrones.
- Mathématiquement : de manière à déplacer vers la partie gauche du plan complexe, les valeurs propres complexes correspondante à une oscillation instable ou mal amortie.

Parmi les grandeurs que l'on peut moduler dynamiquement, le signal supplémentaire injecté dans l'entrée de l'AVR (Automatic Voltage Regulator) par le stabilisateur de puissance (PSS : Power System Stabilizer). Il agit à travers le régulateur sur le couple électromagnétique de manière à renforcer sa composante d'amortissement [8].

## **II.4 Conclusion**

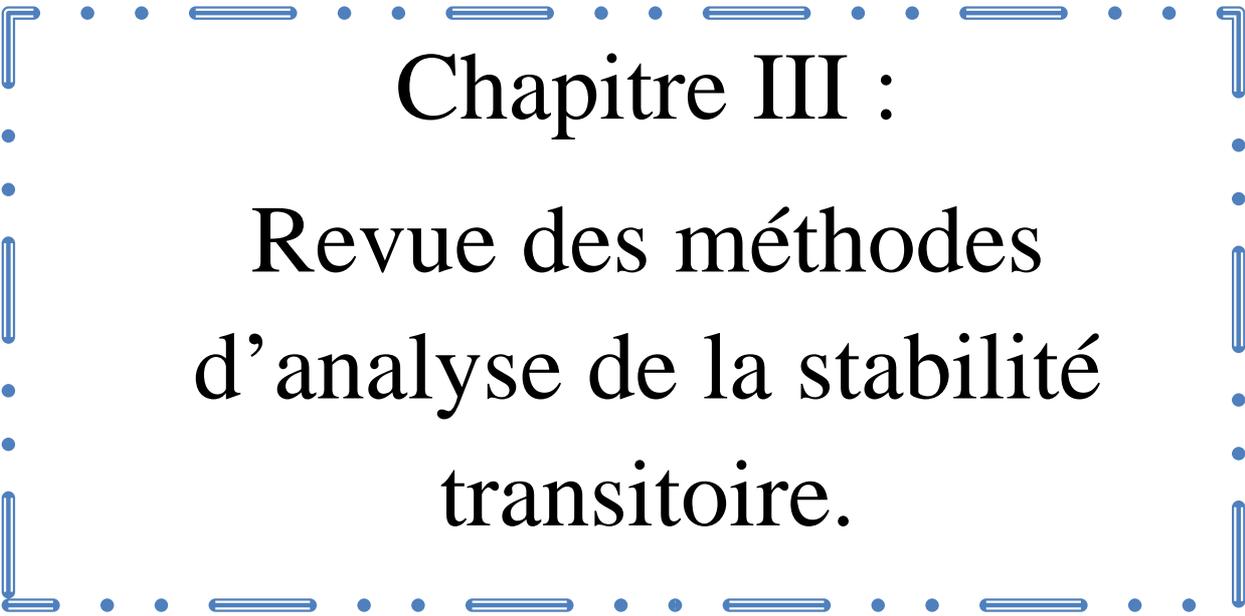
Dans ce chapitre II, les concepts de base et les définitions de la stabilité en général sont discutés. Ensuite, la discussion s'est focalisée sur la stabilité de l'angle du rotor avec ses deux principaux types :

- Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).
- Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique).

Dans un système de puissance, de multiples phénomènes dynamiques sont susceptibles de se produire et les systèmes électro-énergétiques sont souvent soumis à des phénomènes qui peuvent engendrer des dégâts graves. Ces phénomènes qui souvent initiés par une perturbation ont des caractéristiques et des origines diverses.

Cette étude nous a ainsi permis de mettre en évidence les points importants suivants :

- Un système de puissance doit présenter un point d'équilibre stable dans les conditions de fonctionnement normales.
- Un système de puissance est stable s'il retrouve un état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation.
- La stabilité angulaire aux petites perturbations est habituellement considérée comme la capacité du système de puissance à maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs pour de faibles variations des charges et des sources.
- La stabilité angulaire aux grandes perturbations appelée aussi stabilité transitoire concerne la capacité du système de puissance à maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge. Le système répondra à ce phénomène en impliquant de grandes variations des angles de rotor.



Chapitre III :

Revue des méthodes  
d'analyse de la stabilité  
transitoire.

**III.1 Introduction**

Comme expliqué précédemment, la stabilité transitoire est la capacité du système de puissance à maintenir le synchronisme, lorsqu'il est soumis à une perturbation transitoire sévère, telle qu'un défaut sur les installations de transmission, une perte de production ou la perte d'une grande charge. La réponse du système à de telles perturbations implique de grandes variations des angles du rotor du générateur, des flux de puissance, des tensions de bus et d'autres variables du système. Si la séparation angulaire résultante entre les machines du système reste dans certaines limites, le système maintient le synchronisme. Si une perte de synchronisme se produit, l'instabilité transitoire sera évidente dans les 2 à 3 secondes suivant l'apparition de la perturbation.

Dans cette section, différentes méthodes d'analyse de stabilité transitoire seront présentées. Pour commencer, avant d'introduire certaines des méthodes, il est essentiel d'introduire l'équation du mouvement (Swing equation) pour représenter la dynamique d'un système électrique. Ensuite nous décrirons méticuleusement les différentes méthodes d'analyse de stabilité transitoire.

**III.2 L'équation du mouvement (Swing equation)**

L'équation de swing décrit la dynamique de rotation d'une machine synchrone. Elle est utilisée dans l'analyse de stabilité pour caractériser cette dynamique. En fonctionnement normal, la position de l'axe du rotor et l'axe résultant est fixe. Lors d'une perturbation de la machine, le rotor accélère ou décélère par rapport à l'entrefer rotatif synchrone [16]. L'équation swing décrit cette relation.

L'équation de swing d'un système de puissance est donnée comme suit :

$$M\ddot{\delta} + D\dot{\delta} + P_G\delta = P_M^0 \quad (3.1)$$

Où :  $M = H / \pi f_0$

H est la constante inertielle par unité,  $H = \frac{W_{\text{énergie cinétique}}^0}{S_B^{3\phi}} = \frac{\text{énergie cinétique}}{\text{Puissance apparente triphasée}}$

$$D = 2k\omega_0/S_B^{3\phi}$$

$P_G(\delta)$  : est puissance électrique en P.U.

$P_M^0$  : est la puissance mécanique par unité.

$\delta$  : est l'angle relatif de la puissance électrique.

k : est la constante d'amortissement.

$\omega_0$  : est la fréquence en rad / sec.

**III.2.1 Développement de l'équation du mouvement**

La liaison entre l'aspect mécanique et électrique de la machine synchrone est régie par l'équation dynamique de l'accélération du rotor de l'alternateur lié à la turbine, c'est ce qu'on appelle « équation du mouvement » [8].

On considère que le générateur synchrone a des différents couples comme la suite :

-un couple d'entrée, couple mécanique  $C_m$ .

-un couple d'origine électrique, ou couple résistant, correspondant à la puissance fournie au réseau  $C_e$ .

-un couple d'inertie  $C_i$ .

-un couple d'amortissement  $C_a$ .

A tout instant, le couple mécanique appliqué doit faire équilibre avec les autres couples d'où l'équation :

$$C_m = C_e + C_i + C_a \quad (3.2)$$

**III.2.1.1 Equation du mouvement sans couple d'amortissement**

Si on néglige le couple d'amortissement  $C_a$  à l'équilibre, on obtient :

$$C_i = C_m - C_e \quad (3.3)$$

- Si  $C_i > 0$  accélération.
- Si  $C_i < 0$  décélération.

En régime permanent :

Le couple mécanique est égal au couple électrique :

$$C_m = C_e \quad (3.4)$$

On a :

$$C_i = J \frac{d^2\theta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (3.5)$$

On pose :

$$\theta_m = \omega_{ms}t + \delta_m \quad (3.6)$$

Où :

$J$  : Inertie totale du système (turbine + machine) ( $\text{Kg.m}^2$ ).

$\theta_m$  : Position angulaire dans le référentiel stationnaire (rad).

$t$  : Temps (sec).

$\omega_{ms}$  : Vitesse synchrone du rotor (rad/s).

$\delta_m$  : Position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone (rad).

La dérivée de (3.6) par rapport au temps nous donne :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \frac{d\delta_m}{dt} + \omega_{ms} \quad (3.7)$$

Sa deuxième dérivée :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (3.8)$$

L'équation (3.7) montre que la vitesse angulaire du rotor,  $\frac{d\theta_m}{dt}$  est constante et égale à  $\omega_{ms}$  si  $\frac{d\delta_m}{dt}$  est nulle. Ici,  $\frac{d\delta_m}{dt}$  est la déviation de la vitesse du rotor par rapport à la vitesse synchrone.

De plus, l'équation (3.8) montre l'accélération du rotor.

En remplaçant l'équation (3.8) dans l'équation (3.5), on obtient :

$$J \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = C_m - C_e \text{ (N.m)} \quad (3.9)$$

En multipliant les deux côtés de l'équation par  $\omega_m$  :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m C_m - \omega_m C_e \quad (3.10)$$

Avec :  $C_m\omega_m = P_m$  et  $C_e\omega_m = P_e$

On obtient l'équation de puissance suivante :

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = Pa \quad (3.11)$$

Avec :

$P_a$  : Puissance d'accélération.

$P_m$  : Puissance mécanique fournie par la turbine.

$P_e$  : Puissance électrique fournie par le générateur plus les pertes électriques.

$J\omega_m$  : Couple angulaire du rotor.

À la vitesse synchrone, on peut mettre que  $J\omega_m$  est la constante d'inertie de la machine, notée par

$$M = J\omega_{ms} \quad (3.12)$$

Alors l'équation (3.11) devient :

$$M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e = Pa \quad (3.13)$$

La constante d'inertie H est définie par :

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{ms}^2}{S_{nom}} \text{ (Joule/VA)} \quad (3.14)$$

Où :

$\frac{1}{2}J\omega_{ms}^2$  est l'énergie cinétique à la vitesse synchrone.

$S_{nom}$ : Puissance apparente nominale du générateur.

De (3.14), on obtient :

$$M = \frac{2H}{\omega_{ms}} S_{nom} \quad (3.15)$$

Si on remplace l'équation (3.15) dans (3.13) on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_{ms}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{Pa}{S_{nom}} = \frac{P_m - P_e}{S_{nom}} \quad (3.16)$$

Dans un générateur synchrone de « P » pôles, nous avons :

L'angle interne de la machine :

$$\delta = \delta_m \left( \frac{P}{2} \right) \quad (3.17)$$

Alors l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique devient :

$$\frac{2}{P} M \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (3.18)$$

La Fréquence angulaire synchrone :

$$\omega_{ms} = \omega_{ms} \left( \frac{P}{2} \right) \quad (3.19)$$

Si on déplace les équations (3.18) et (3.19) dans (3.16) on obtient :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m (pu) - P_e (pu) = Pa \quad (3.20)$$

L'équation (3.20) est une équation différentielle de deuxième ordre qui décrit le mouvement du système. Cette équation de deuxième ordre est écrite sous forme de deux équations du premier ordre qui sont les équations différentielles à résoudre :

On a :

$$\omega_s = 2\pi f_0 \quad (3.21)$$

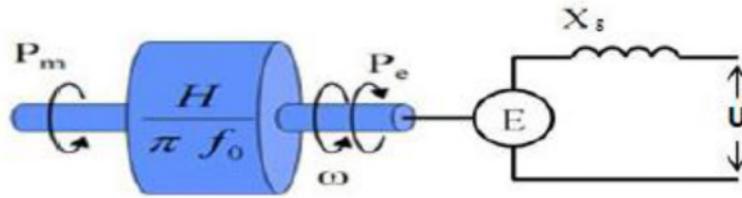
Alors :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m (pu) - P_e (pu) \quad (3.22)$$

En combinant, l'équation (2.4), dans le 2eme chapitre, qui représente le modèle d'une machine synchrone et l'équation (3.22) qui représente le modèle du générateur dynamique, on obtient l'équation du mouvement (swing equation), sous sa forme finale comme suit :

$$\left\{ \begin{array}{l} Pe = P_{max} \cdot \sin \delta \\ \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m (pu) - P_e (pu) \end{array} \right.$$

$$\rightarrow \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m (pu) - P_{max} \cdot \sin \delta \quad (3.23)$$



**Figure III. 1 :** Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.[8]

### III.2.1.2 Equation de mouvement avec couple d'amortissement

Si on tient compte du couple d'amortissement  $C_a$ , nous obtenons :

$$C_i + C_a = C_m - C_e \quad (3.24)$$

Avec :

$$C_i = C_i = J \frac{d^2 \theta}{dt^2} \quad (3.25)$$

Et

$$C_a = \frac{a}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt} \quad (3.26)$$

On peut donc déduire l'équation d'équilibre des couples :

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} + \frac{a}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt} = C_m - C_e(\delta) \quad (3.27)$$

Alors on obtient une équation de mouvement avec le couple d'amortissement sous forme :

$$\left\{ \begin{array}{l} P_e = P_{max} \cdot \sin \delta \\ \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m (pu) - P_e (pu) \end{array} \right.$$

Avec  $a'$  : le coefficient d'amortissement de la machine en (pu).

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m (pu) - P_{max} \cdot \sin \delta \quad (3.28)$$

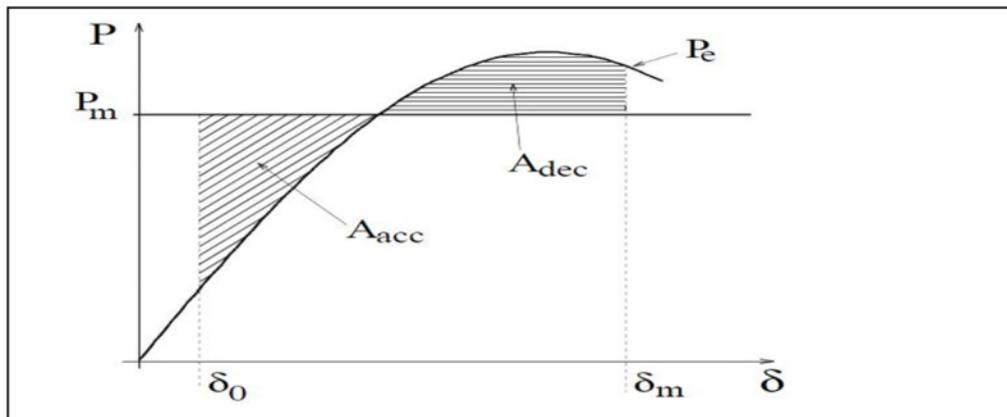
### III.3 Critère d'égalité des aires

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 [16].



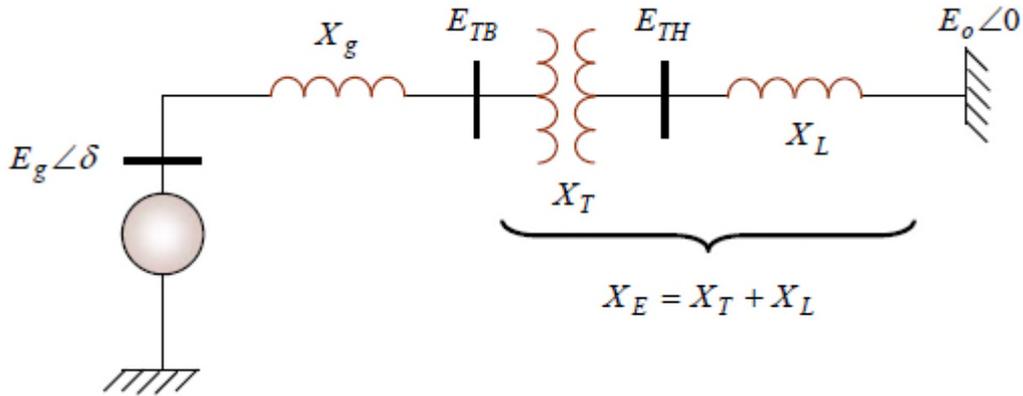
**Figure III. 2 :** Critère d'aires égales (CAE). Adaptée de Xue et al. (1992, p. 401) [16].

Le critère d'égalité des aires (EAC : Equal Area Criterion) est utilisé dans l'étude de la stabilité transitoire développé à l'origine pour un système mono-machine, et par la suite aux systèmes multi machines en les remplaçant par une machine équivalente reliée à un nœud infini. Cette méthode graphique permet de conclure la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles. Cette méthode permet de résoudre l'équation non linéaire du mouvement (Swing Equation) graphiquement, elle s'appuie sur une interprétation graphique de l'énergie stockée dans la masse rotorique. Elle donne une compréhension claire pour déterminer le temps critique d'élimination de défaut et la marge de stabilité [15].

Ce critère est basé sur le principe de la conservation de l'énergie cinétique c'est-à-dire pour un alternateur, la méthode est basée sur l'effet que l'énergie accumulée lors de l'accélération du rotor doit être égale à celle fournie pendant le freinage [16].

Le critère d'égalité des aires regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P- $\delta$ ) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor.[8]

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission, figure (III.3). Le générateur est modélisé par une source de tension idéale en série avec une réactance transitoire (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance équivalente [8].



**Figure III. 3 :** Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini [8].

**a) - Relation (P-δ)**

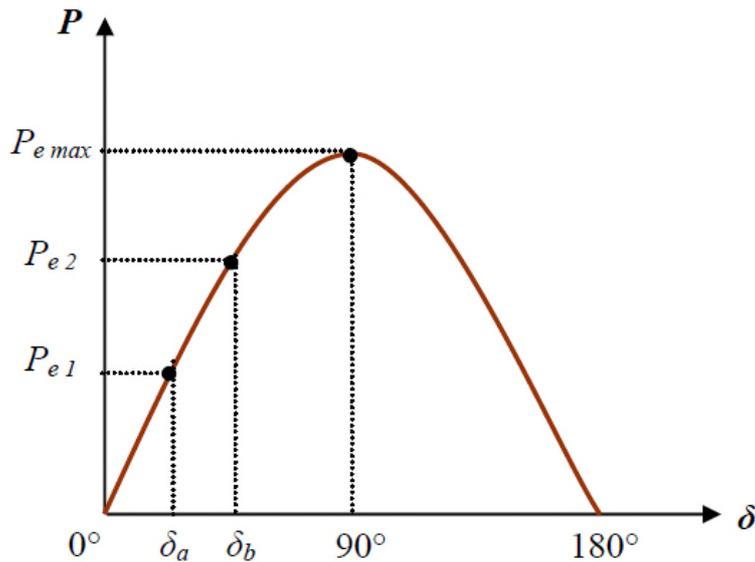
Dans l'état de l'équilibre, La puissance produite par le générateur  $P_e$  est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_T + X_L} \sin \delta \tag{3.29}$$

Où,  $\delta$ , l'angle de rotor (dit ici, l'angle de puissance), est le déphasage entre la tension interne du générateur ( $E_g$ ) et la tension du jeu de barre infini ( $E_0$ ). L'équation (3.29) est représentée graphiquement à la figure (III.4).

Il apparaît clairement que,  $P_e$  est une fonction sinusoïdale de  $\delta$ , où sa valeur maximale  $P_{max}$  est donnée par l'équation suivante :

$$P_{max} = \frac{E_g E_0}{X_g + X_T + X_L} \tag{3.30}$$



**Figure III. 4 :** Relation puissance- angle de rotor [8].

Lors de l'équilibre, la puissance électrique  $P_{e1}$  est égale à la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$ . Un brusque changement sur la charge du générateur entraîne une variation de la puissance mécanique, et par conséquent de la puissance électrique, par exemple de  $P_{e1}$  à  $P_{e2}$ . Le rotor va donc accélérer de sorte que l'angle de puissance augmente, de  $\delta_a$  à  $\delta_b$ , pour pouvoir fournir une puissance supplémentaire à la charge. Cependant, l'accélération du rotor ne peut pas s'arrêter instantanément. Ainsi, bien que la puissance développée pour l'angle  $\delta_b$  soit suffisante pour la charge, le rotor va dépasser l'angle  $\delta_b$  jusqu'à ce qu'un couple opposé suffisant soit développé pour arrêter cette accélération.

L'énergie supplémentaire va entraîner le ralentissement du rotor et la diminution de l'angle de puissance. Suivant l'inertie et l'amortissement du système, les oscillations de l'angle de rotor résultant vont ou s'amortir, et la machine restera stable (cas 1, figure (III.5)), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, figure (III.5)) [8].

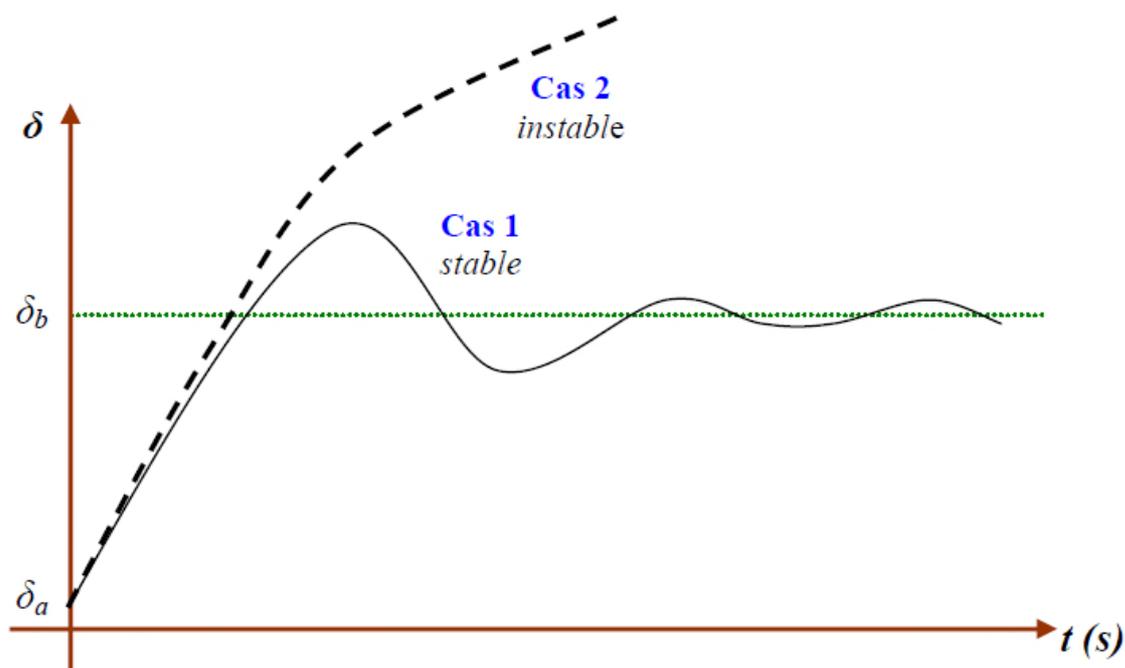


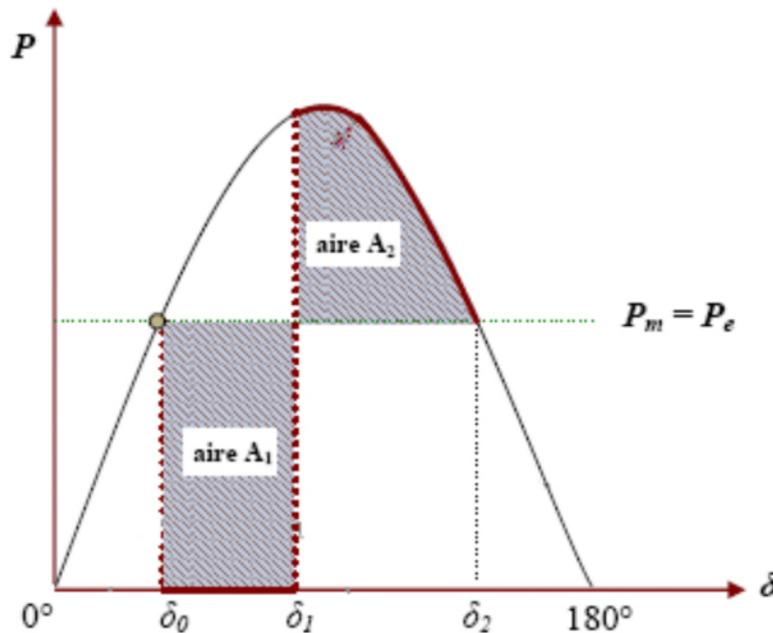
Figure III. 5 : Variation d'angle de rotor [8].

#### b) -Critère d'égalité des aires

Considérons un défaut, tel un défaut sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent et disparaissant après quelques périodes du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et par conséquent, l'angle de rotor  $\delta$ . Retraçons la courbe ( $P-\delta$ ) en tenant compte de ce défaut, figure (III.6). En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones, (GholipourShahraki,2003) :

- La première zone (zone  $A_1$ , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor ( $\delta_0$  et  $\delta_1$ ) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération :  $P_m > P_e$
- La deuxième zone (zone  $A_2$ , zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor :  $P_m < P_e$

Si le rotor peut rendre dans la zone  $A_2$  toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone  $A_2$  ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme.



**Figure III. 6 :** Critère de l'égalité des aires [8].

La relation entre les aires des zones ( $A_1$  et  $A_2$ ) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

Rappelons tout d'abord que l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \tag{3.31}$$

$H$  : La constante d'inertie.

$\omega_0$  : La vitesse de synchronisme.

$P_m$  : La puissance mécanique fournie au générateur.

$P_e$  : La puissance électrique du générateur

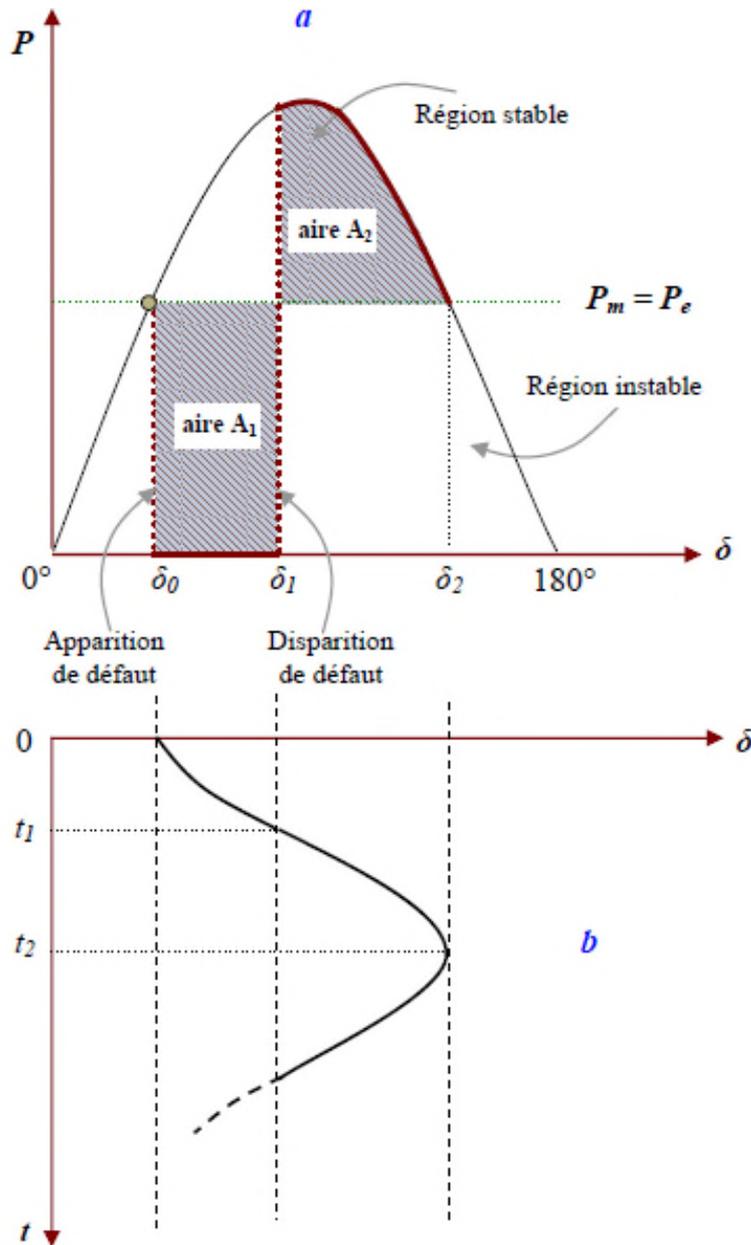
En multipliant cette équation par  $2 \frac{d\delta}{dt}$ , en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables, nous obtenons

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + cte = \int_{\delta_0}^{\delta_2} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad (3.32)$$

$\delta_0$ : L'angle de rotor, initial, à l'instant de l'application de défaut.

$\delta_2$ : L'angle de rotor à la fin de la période transitoire.

Ainsi, lorsque :  $t=0 \rightarrow \delta = \delta_0$ ,  $\frac{d\delta}{dt} = 0 \rightarrow$  la constante  $cte=0$



**Figure III. 7 :** Courbes (a : puissance-angle) et (b : variation de l'angle du rotor) du générateur suite à un défaut de transmission [8].

Après l'élimination du défaut, l'angle  $\delta$  va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque  $\frac{d\delta}{dt} = 0$

Par conséquent, l'équation (3.28) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (Pm - Pe) d\delta = 0 \quad (3.33)$$

$$\Leftrightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_1} (Pm - Pe) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (Pm - Pe) d\delta = 0 \quad (3.34)$$

Où :  $\delta_1$  est l'angle de rotor à l'instant de l'élimination de défaut.

$$\Rightarrow A1 - A2 = 0 \quad (3.35)$$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone  $A_1$  et de la zone  $A_2$  : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone  $A_1$ ), soit en augmentant la zone de décélération (zone  $A_2$ ) Cela peut être réalisé en augmentant la puissance électrique, ou bien en diminuant la puissance mécanique.

En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et d'un régulateur de tension possédant une action "puissante" et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire (CIGRE, 1999). Enfin, une amélioration significative de la stabilité transitoire est obtenue avec des systèmes très rapides de détection des défauts et de disjoncteurs [8].

### III.4 Méthodes d'intégration numérique

L'avènement des ordinateurs a permis l'essor des méthodes temporelles et leur utilisation intensive. Ces méthodes évaluent la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution pas-à-pas de l'ensemble des équations intégrales et différentielles non linéaires et celles algébriques qui gouvernent le phénomène.

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. Les méthodes les plus utilisées sont la méthode d'Euler modifiée et celle de Runge-Kutta d'ordre 4.

Cette approche comporte trois étapes essentielles :

- 1 - Étude du système avant défaut (écoulement de puissance).
- 2 - Étude de l'évolution des paramètres du réseau durant le défaut.
- 3 - Étude de l'évolution des paramètres après élimination du défaut. [18].

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

$$\dot{x} = f(x, t) \quad (3.36)$$

Avec la condition initiale :

$$x_{t=0} = x_0$$

L'intégration numérique, par la méthode explicite d'Euler, approche la solution du système d'équations (III.1) comme suit :

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (3.37)$$

Où

- $h$  : est le pas d'intégration
- $k$  : représente l'itération

Et

- $x^{(k)}$  : est appelée la variable ou l'ensemble des variables d'état. Pour ce cas, la valeur de  $x^{(k)}$  est déterminée complètement par la solution  $x^{(k-1)}$  au moment  $t^{(k-1)}$ . Ainsi, la première itération est donnée par l'expression suivante :

$$x^{(1)} = x^{(0)} + hf(x^{(0)}, t^{(0)}) \quad (3.38)$$

Avec

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

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

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k)}, t^{(k)}) \quad (3.39)$$

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

Les méthodes, explicites ou implicites, qui ne se servent que de l'information disponible au

Moment  $t^{(k)}$  pour calculer la solution en  $t^{(k-1)}$  sont appelées méthodes à un pas. D'autres exemples des méthodes à un pas sont présentés ci-dessus :

**Trapézoïdale implicite**

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{2} [f(x^{(k)}, t^{(k)}) + f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)})] \tag{3.40}$$

**Euler-Cauchy explicite**

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)} + \frac{h}{2}f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}), t^{(k-1)} + \frac{h}{2}) \tag{3.41}$$

**Runge Kutta d'ordre 4 explicite**

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \tag{3.42}$$

Avec :

$$\begin{aligned} k_1 &= f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \\ k_2 &= f(x^{(k-1)} + \frac{h}{2}k_1, t^{(k-1)} + \frac{h}{2}) \\ k_3 &= f(x^{(k-1)} + \frac{h}{2}k_2, t^{(k-1)} + \frac{h}{2}) \\ k_4 &= f(x^{(k-1)} + hk_3, t^{(k)}) \end{aligned}$$

Ainsi, les méthodes numériques qui résolvent les équations différentielles sont classifiées généralement en tant que méthodes implicites ou explicites, à un pas ou à pas multiples. Le tableau (III.1) présente une classification pour quelques méthodes d'intégration.

**Tableau III. 1:** Classification des méthodes d'intégration [17].

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

Ces méthodes procèdent par intégration numérique des équations différentielles décrivant le réseau dans l'espace d'état. Il existe une grande variété d'algorithmes d'intégration, les plus utilisés sont ceux, d'Euler, Euler modifié et Runge-Kutta. Les équations différentielles décrivant le comportement du système sont discrétisées en une forme quasi-linéaire. Cette approche présente l'avantage de pouvoir considérer des modèles très complets (saturation,

saillance, organes de régulation...). Il en découle une grande précision. Cependant, nécessitant un temps de calcul important, elle reste incompatible avec une évaluation en ligne de la stabilité.

La modélisation des réseaux électriques nous conduit à des équations différentielles que l'on résout, en faisant appel à des outils mathématiques qui consiste à étudier l'évolution de l'angle de charge ( $\delta$ ) en fonction du temps, par différentes méthodes [17].

#### **III.4.1 Avantage des méthodes d'intégration numériques**

- Fournir des informations importantes sur les phénomènes transitoires, en particulier sur le comportement de leurs paramètres saillants et l'évolution temporelle du système (angles des rotors, vitesses, puissance. etc).
- Peut s'accommoder à n'importe quelle modélisation (quel que soit le nombre des équations différentielles qui représente l'équipement), et n'importe quel scénario de stabilité (type de contingence, séquence d'évènements).
- Peut atteindre le degré de précision requise, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du système [19].

#### **III.4.2 Inconvénients des méthodes d'intégration numériques**

- Ne fournit pas de marge de stabilité pouvant renseigner à quelle distance le système se trouve à l'instabilité et pouvant faciliter le calcul de sensibilité.
- Ne fournit pas d'outils efficaces de commande, c'est à dire de stabilisation de scénario instable.

Finalement, il est très important de remarquer que les progrès spectaculaires réalisés sans cesse dans le domaine de la programmation ont contribué à rendre les méthodes d'intégration numériques bien plus rapides qu'à leurs débuts : des simulations nécessitant une heure de temps il y a à peine une vingtaine d'années ne demandent plus que quelques secondes [19].

#### **III.5 Stabilité transitoire à l'aide des méthodes directes**

Les inconvénients des méthodes classiques ont motivé le développement des méthodes non conventionnelles, en particulier, des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de Lyapunov dont les tout premiers travaux remontent à 1947 et 1958 (même s'ils n'appliquent pas à la lettre la théorie générale de Lyapunov mais bien le concept énergétique, qui en est un cas particulier). Contrairement aux méthodes de simulations, les méthodes directes évaluent la stabilité transitoire en évitant de faire recours à la résolution des équations différentielles. Ces méthodes sont utilisées dans l'objectif d'appliquer une commande préventive au réseau avant

l'accident. Donc, si la méthode utilisée est suffisamment rapide, il sera possible d'analyser tous les accidents éventuels. Si le système de puissance n'est pas sécurisé contre d'éventuels accidents, des commandes peuvent être appliquées sur le réseau à l'aide soit des opérateurs experts, soit des systèmes experts artificiels [17].

### **III.5.1 Méthodes directes de Lyapunov**

#### **III.5.1.1 Présentation de la méthode**

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 afin d'obtenir une évaluation plus rapide [17].

Pour l'étude de la stabilité non linéaire, la méthode la plus classique est basée sur la linéarisation et l'utilisation des valeurs propres du système linéarisé, Lyapunov a proposé une seconde méthode, en s'inspirant de l'idée de l'énergie mécanique de Lagrange qui a formulé le principe de stabilité des systèmes mécaniques. « Un système qui est dans un état où son énergie potentielle possède un minimum isolé est dans un état d'équilibre stable... ».

Cette méthode, appelée aussi méthode directe de Lyapunov, est basée sur la recherche d'une fonction scalaire de signe défini à valeurs réelles. Quand sa dérivée par rapport au temps est définie de signe opposé, la vitesse du point  $x$  ( $x \in \mathbb{R}^n$ ) est toujours dirigée vers l'intérieur, ce point finira par arriver à l'origine ; dans le cas contraire, le point  $x$  s'en écartera davantage. Dans quelques classes de systèmes physiques, la fonction  $V$  peut être choisie comme étant l'énergie du système [20].

La méthode directe de Lyapunov s'appuie sur une observation physique fondamentale : « Si l'énergie totale d'un système, linéaire ou non-linéaire, est continûment dissipée (on parle de système dissipatif), alors le système doit tendre finalement vers un point d'équilibre. »

#### **III.5.1.2 Théorème de stabilité par la méthode directe**

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

$$\frac{dy}{dx} = f(x, \mu) \quad (3.43)$$

Avec :  $x$  : Vecteur des variables d'état du système.

$\mu$  : Vecteur des paramètres du système.

Soit un point  $x_s$  on dit que  $x_s$  est un point d'équilibre du système si  $f(x_s, \mu) = 0$ .

La méthode directe de Lyapunov est justement applicable aux systèmes non autonomes. Le théorème de stabilité de Lyapunov stipule que le point d'équilibre (origine)  $x_s$  est stable si dans un certain voisinage  $\Omega$  de l'origine  $x_s$ , il existe une fonction réelle scalaire (fonction de Lyapunov)  $V(x)$  telle que :

- 1) est positive définie dans  $\Omega$
- 2)  $\frac{dy}{dx}$  est négative semi-définie dans  $\Omega$

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

Malheureusement, la méthode directe de Lyapunov donne des conditions suffisantes mais pas nécessaires de stabilité (une exception est faite pour les systèmes linéaires et stationnaires) ; un système peut avoir une infinité de fonctions de Lyapunov ; par conséquent, le fait qu'une fonction ne prouve pas la stabilité n'implique pas l'instabilité et, de plus, il existe certaines classes de systèmes asymptotiquement stables qui ne possèdent pas une fonction de Lyapunov.

L'utilité de la méthode réside surtout dans la détermination du domaine d'attraction ; elle permet aussi de répondre aux questions de stabilité quand la linéarisation ne donne aucune information. La difficulté de la recherche de la fonction constitue un vrai handicap puisqu'on ne connaît pas de procédés pour la construction de fonctions adéquates dans le cas général ; cependant, il existe des techniques de construction applicables à des cas particuliers [20].

### **III.5.2 Avantage des méthodes directes :**

- La rapidité (le temps de calcul court).
- La capacité d'évaluer l'indice de stabilité [19].

### **III.5.3 Inconvénients des méthodes directes :**

- Ces méthodes ne permettent pas de considérer un système de grande taille.
- Une limitation dans la modélisation du réseau.
- Ne fournit pas les réponses temporelles de tous les paramètres du réseau [19].

**III.6 Conclusion**

Pour maintenir le synchronisme entre les générateurs d'un réseau électrique suite à un évènement brusque ou un défaut, la stabilité transitoire joue un rôle très important. L'équation (3.23) dite équation du mouvement (swing equation) constitue une fonction essentielle dans l'étude de la stabilité transitoire car elle exprime la dynamique du rotor.

Le CAE (critère des aires égales) qui est un outil mathématique très intéressant et facile d'implantation, permet d'analyser graphiquement la stabilité d'un réseau. En se basant sur l'énergie emmagasinée et l'énergie dissipée par le rotor, le critère des aires égales permet de prédire la stabilité et l'instabilité du réseau.

Les méthodes d'intégration numérique sont une étape cruciale est indispensable pour la résolution de l'ensemble des équations différentielles et algébriques dans les systèmes de puissance. C'est pour cela qu'il est plus que nécessaire de pouvoir étudier la stabilité transitoire, afin de garantir la continuité du service sur un réseau, soumis à des perturbations. Car, grâce à cette étude, on peut porter un jugement sur la capacité du réseau à résister contre les incidents majeurs qui peuvent surgir en tout moment.

---

Chapitre IV :  
Modélisation et application

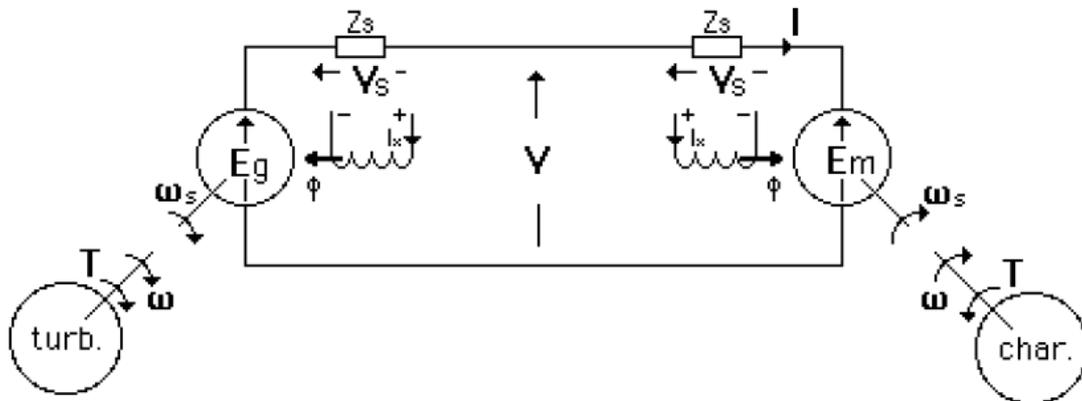
**IV.1 Introduction**

La stabilité d'un système de puissance est la capacité de ce dernier, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver un état d'équilibre de fonctionnement après avoir été soumis à une perturbation physique, de sorte que pratiquement tout le système reste intact. À mesure que la taille du système électrique interconnecté augmente, il devient de plus en plus difficile de maintenir la synchronisation entre les diverses parties du système électrique.

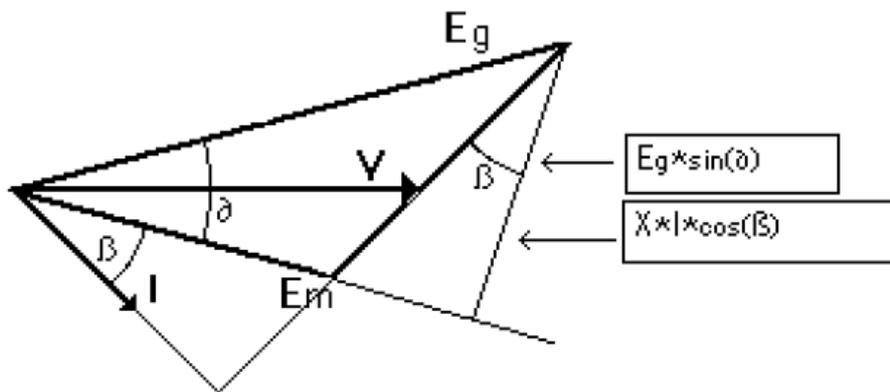
Dans ce chapitre, le modèle étudié sera un système mono-machine connecté à un bus infini (SMIB), cette étude se concentre sur l'analyse de la stabilité transitoire en appliquant deux méthodes : Méthodes directes énergétiques (méthode des aires égales) et sur la résolution de l'équation du mouvement (équation de swing) en utilisant deux méthodes d'intégration numérique différentes (Euler modifié et Runge Kutta 4).

**IV.2 Modèle du système de puissance**

Pour bien comprendre le problème de stabilité dans les réseaux, étudions le modèle élémentaire comprenant une génératrice synchrone et un moteur synchrone où  $Z_s$  est considéré comme réactif i.e. ( $R = 0$ ).



*Figure IV. 1 : Modèle élémentaire (génératrice synchrone + moteur synchrone) [21].*



*Figure IV. 2 : Diagramme de phases du modèle élémentaire [21].*

Le diagramme de phases permet d'écrire l'équation suivante :

$$P_g = E_g * I * \cos(\beta + \delta) = P_m = E_m * I * \cos(\beta) = E_g * E_m * \sin \delta / X \quad (4.1)$$

Où  $X$  est la somme des réactances entre les deux machines.

Nous avons ici la même relation que pour la transmission de puissance entre deux réseaux. Si les impédances des machines sont petites, i.e. les machines sont grosses ou sont près l'une de l'autre, la puissance transmise sera grande,  $X$  étant petit.

- Lorsque  $\delta$  devient une fonction du temps, les machines sont désynchronisées et il faut les débrancher.
- Lorsque  $\delta$  approche  $90^\circ$ , on obtient la valeur maximum de la puissance transmissible ; cette puissance se nomme : puissance de synchronisation.

Une analyse de stabilité consiste à introduire une perturbation et à regarder si le synchronisme était perdu ou si le synchronisme serait repris après le passage de la perturbation. La stabilité transitoire qui consiste à vérifier que le générateur soumis à un défaut (débranchement ou court-circuit) ne subira pas une accélération telle qu'il perdra son synchronisme.

Comme les génératrices actuelles sont très puissantes, un défaut qui enlève la charge électrique sans enlever la source d'énergie mécanique produit un effet très rapide (à peine quelques cycles). Il faut donc étudier le comportement dynamique de l'ensemble source-générateur. Cette analyse étant faite pour quelques cycles seulement, on supposera que la tension est constante et comme la vitesse n'aura pas le temps de changer beaucoup, on pourra utiliser les paramètres à 50 Hz de la machine.

L'analyse de la première oscillation suivant une faute constitue en fait une analyse de stabilité transitoire, car si la génératrice ne perd pas le synchronisme à la première oscillation, elle demeurera stable dans le temps à moins d'une autre reconfiguration du réseau.

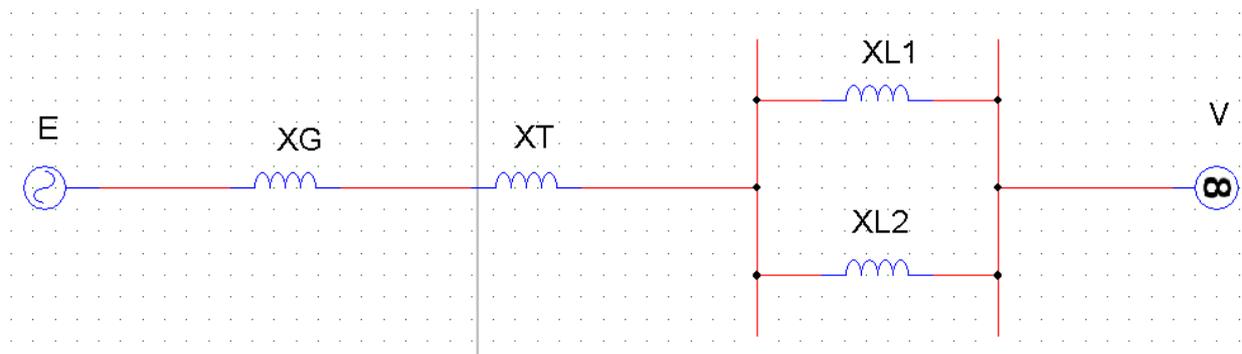
Bien sûr, la génératrice subira des oscillations qui s'amortiront sans perte de synchronisme pendant un temps qui peut durer plusieurs minutes. On dira alors que le système est dans un mode transitoire stable et on pourra arrêter l'analyse ici.

Cependant, si l'on désire plus de précisions sur le comportement transitoire de la génératrice, il faudra introduire les effets des régulateurs qui auront le temps d'agir après quelques cycles.

Une analyse complète de cette nature demande des moyens de calcul très puissants et n'est nécessaire que pour les grands réseaux. On considérera cette analyse comme une analyse du mode transitoire dynamique [21].

### IV.3 Modèle classique d'un système mono-machine connecté à un jeu de barre infini (SMIB)

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 IV.3. Où :  $E$  est la tension aux bornes de la machine synchrone,  $V$  est la tension du jeu de barre infini,  $X_G$  la réactance de la machine,  $X_T$  la réactance en série du transformateur et  $X_{L1}$  et  $X_{L2}$  sont les réactances en shunt des lignes connectées à la source infinie.

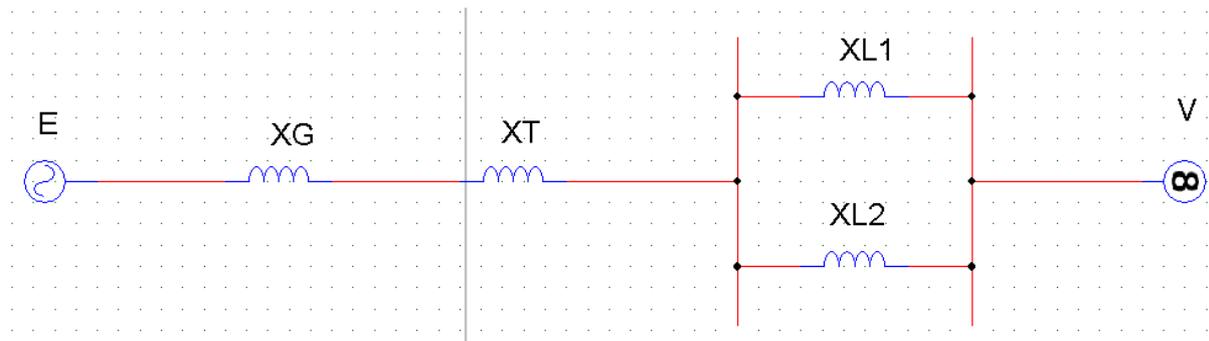


*Figure IV. 3 : Une machine connectée à un jeu de barre infini.*

Tout changement de configuration modifiera la quantité d'énergie que pourra fournir le générateur au réseau et si la turbine continue à injecter de l'énergie mécanique, il se produira un phénomène d'accélération qui peut amener la perte de synchronisme et ainsi déstabiliser le réseau.

Pour bien comprendre le phénomène, établissons les trois circuits suivants en valeurs normalisées (pu).

- Avant le défaut



*Figure IV. 4 : Schéma du système de puissance avant le défaut.*

**Avec comme données :**

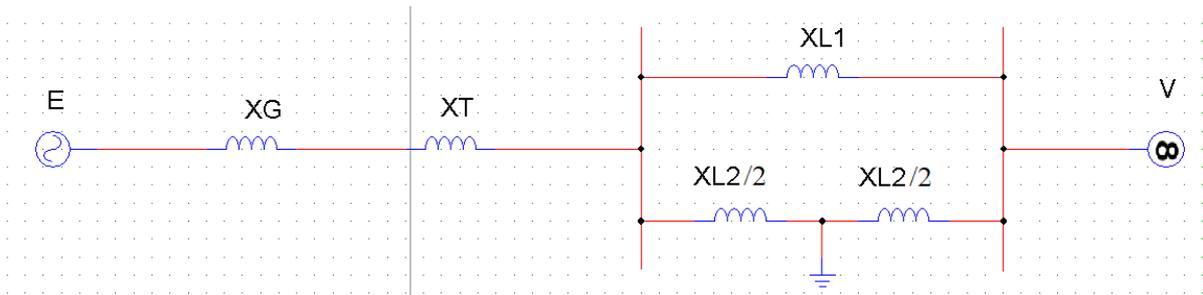
$$E = 1.5 \text{ Pu} \quad ; \quad V = 1 \text{ Pu} \quad ; \quad X_{1eq} = 0.6 \text{ Pu} \quad ; \quad P_m = 0.8 \text{ Pu} \quad ;$$

$$f = 50 \text{ Hz} \quad ; \quad H = 7.97 \quad ; \quad M = \frac{2H}{\omega_s}$$

$$P_{e_{\text{Avant défaut}}} = \frac{E \cdot V}{X_1} \sin\delta = \frac{1.5 \cdot 1}{0.6} \sin\delta = 2.5 \sin\delta \quad (4.2)$$

$$\delta'' = \frac{d^2 \delta_{\text{Avant défaut}}}{dt} = \frac{P_m - P_{e_{\text{Avant défaut}}}}{M} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - 2.5 \sin\delta) \quad (4.3)$$

• **Pendant le défaut**



*Figure IV. 5 : Schéma du système de puissance pendant le défaut.*

**Avec comme données :**

$$X_{2eq} = 1.75 \text{ Pu} \quad ; \quad P_m = 0.8 \text{ Pu} \quad ; \quad E = 1.5 \text{ Pu} \quad ; \quad f = 50 \text{ Hz}$$

$$H = 7.97 \quad ; \quad V = 1 \text{ Pu} \quad ; \quad M = \frac{2H}{\omega_s}$$

$$P_{e_{\text{Pendant défaut}}} = \frac{E \cdot V}{X_2} \sin\delta = \frac{1.5 \cdot 1}{1.75} \sin\delta = 0.86 \sin\delta \quad (4.4)$$

$$\delta'' = \frac{d^2 \delta_{\text{Pendant défaut}}}{dt} = \frac{P_m - P_{e_{\text{Pendant défaut}}}}{M} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - 0.86 \sin\delta) \quad (4.5)$$

• **Après le défaut**

**Avec comme données :**

$$E = 1.5 \text{ Pu} \quad ; \quad V = 1 \text{ Pu} \quad ; \quad X_{3eq} = 0.75 \text{ Pu} \quad ; \quad P_m = 0.8 \text{ Pu}$$

$$f = 50 \text{ Hz} \quad ; \quad H = 7.97 \quad ; \quad M = \frac{2H}{\omega_s}$$



*Figure IV. 6 : Schéma du système de puissance après le défaut.*

$$P_{e_{Après\ défaut}} = \frac{E*V}{X_3} \sin\delta = \frac{1.5*1}{0.75} \sin\delta = 2 \sin\delta \quad (4.6)$$

$$\delta'' = \frac{d^2\delta_{Après\ défaut}}{dt} = \frac{P_m - P_{e_{Après\ défaut}}}{M} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - 2 \sin\delta) \quad (4.7)$$

**En résumé nous avons obtenu les équations suivantes :**

- Avant :  $P_{e_{Avant\ défaut}} = 2.5 \sin\delta \quad (4.8)$

- Pendant :  $P_{e_{Pendant\ défaut}} = 0.86 \sin\delta \quad (4.9)$

- Après :  $P_{e_{Après\ défaut}} = 2 \sin\delta \quad (4.10)$

Pour  $P_m = 0.8$  :

$$P_m = P_e = 0.8 = 2.5 \sin\delta \quad (4.11)$$

D'où  $\arcsin \delta_0 = 0.8/2.5$

$$\delta_0 = 18.66^\circ = 0.33 \text{ rad}$$

Si le réseau est en configuration "avant défaut", l'angle de puissance est 18.66°.

Supposons que l'on passe directement à la configuration "après la faute" (on déconnecte une ligne avant le court-circuit à la masse).

- L'angle qui assure l'équilibre des couples sera maintenant i.e.

$$0.8 = 2 \sin \delta_i \quad (4.12)$$

$$\delta_i = 23.58^\circ = 0.41 \text{ rad}$$

### IV.3.1 Analyse du système pendant le défaut

Une des méthodes les plus utilisées pour l'analyse du système pendant le défaut est la méthode des aires égales :

La figure (IV.7) montre une représentation des puissances électromagnétiques en fonction de l'angle de puissance.

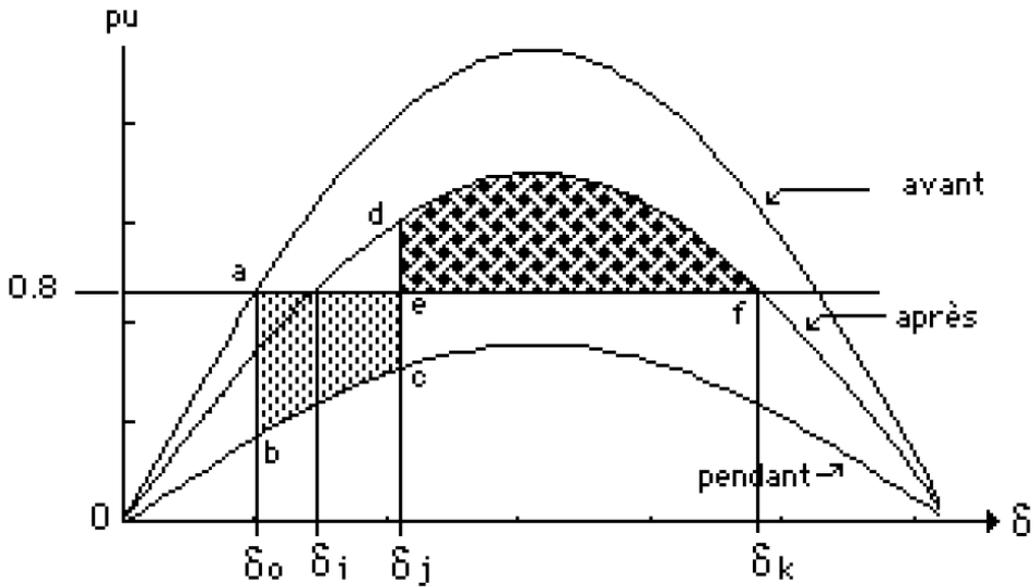


Figure IV. 7 : Variation de puissance du générateur en fonction de l'angle interne.

Lors d'un court-circuit, on suit le parcours « abc », puis on passe de « c » à « d » à l'ouverture de la ligne ; on aura un transitoire stable si la surface d'accélération est égale à la surface de décélération. (Voir figure IV.7)

Noter que l'énergie de décélération disponible est la surface « edf » et que l'angle  $\delta_k = \pi - \delta_i = 156.42^\circ$  étant donné.

$$\delta_0 = 18.66^\circ = 0.33 \text{ rad}$$

$$\delta_k = 156.42^\circ = 2.73 \text{ rad}$$

$\delta_j = \text{à déterminer}$

$$\int_{\delta_0}^{\delta_j} (0.8 - 0.86 \sin \delta) d\delta = \int_{\delta_j}^{\delta_k} (2 \sin \delta - 0.8) d\delta \quad (4.13)$$

$$0.8[\delta]_{0.33}^{\delta_j} + 0.86[\cos \delta]_{18.66^\circ}^{\delta_j} = -2[\cos \delta]_{\delta_j}^{156.42^\circ} - 0.8[\delta]_{\delta_j}^{2.73}$$

La valeur de  $\delta_j$  requise sera de :  $130.28^\circ = 2.269 \text{ rad}$

Nous savons maintenant que, si l'on parvient à déconnecter la ligne de défaut avant que l'angle de puissance ne passe de  $18.66^\circ$  à  $130.28^\circ$ , nous ne perdrons pas le synchronisme.

De combien de temps dispose-t-on ? Pour répondre à cette question, nous procédons à la résolution de l'équation de stabilité développée plus haut

**IV.4 Solution numérique de l'équation de swing**

L'analyse de la stabilité transitoire nécessite la résolution d'un système d'équations différentielles non linéaires couplées. En général, aucune solution analytique de ces équations n'existe. Cependant, des techniques sont disponibles pour obtenir une solution approximative de telles équations différentielles par des méthodes numériques. Il faut donc recourir à des techniques de calcul numérique courantes appelées « simulation numérique » [22]. Certaines des techniques numériques couramment utilisées pour la solution de l'équation de swing sont :

- Méthode Euler modifiée.
- Méthode Runge-Kutta d'ordre 4.

L'équation du mouvement (équation de swing) peut être transformée en forme de variable d'état. Et les deux équations différentielles du premier ordre à résoudre pour obtenir une solution pour l'équation de swing sont :

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega \quad (4.14)$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{Pa}{M} = \frac{Pm - Pmax \sin\delta - D\Delta\omega}{M} \quad (4.15)$$

Où 
$$M = \frac{H}{\pi f}$$

**A. La méthode d'Euler modifiée peut-être appliquée aux équations ci-dessus comme expliqué ci-dessous :**

$$\left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{\Delta\omega_{i+1}^p} = \Delta\omega_{i+1}^p \quad \text{Où} \quad \Delta\omega_{i+1}^p = \Delta\omega_i + \left. \frac{d\Delta\omega}{dt} \right|_{\Delta\delta_i} \Delta t \quad (4.16)$$

$$\left. \frac{d\Delta\omega}{dt} \right|_{\Delta\omega_{i+1}^p} = \left[ \frac{Pa}{M} \right] \quad \text{Où} \quad \delta_{i+1}^p = \delta_i + \left. \frac{d\delta}{dt} \right|_{\Delta\omega_i} \Delta t \quad (4.17)$$

**Choix de  $t_c$  :**

L'objectif est d'évaluer la valeur de l'angle de puissance dans le temps et de vérifier que cette fonction converge vers l'angle stable  $\delta_i$ .

On suppose un temps «  $t_c$  » que l'on subdivise en intervalles, on applique l'algorithme choisi avec l'équation de stabilité pendant le défaut jusqu'à «  $t = t_c$  », puis on applique l'équation de stabilité, après le défaut, jusqu'à «  $t =$  environ dix fois  $t_c$  » pour voir si  $\delta$  converge.

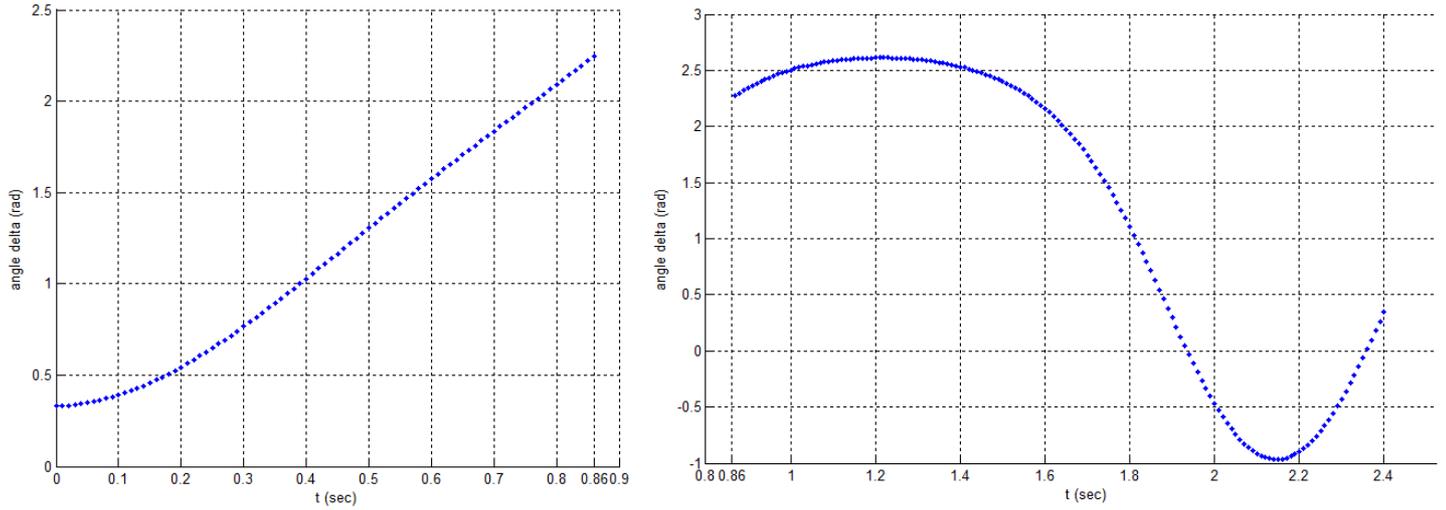
**La résolution des équations du model précédent donne les courbes suivantes :**

❖ **Cas sans amortissement : (d =0)**

**Avec :**

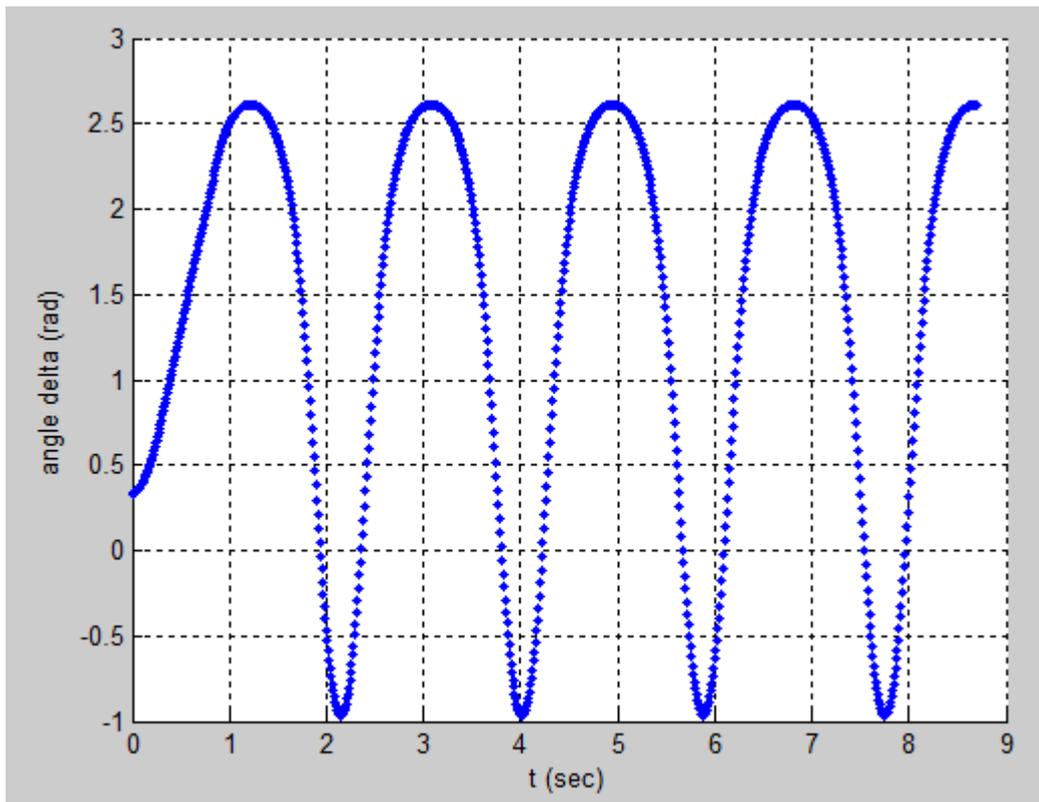
$$t_c = 0.86s ,$$

$$d : \text{amortissement} = 0$$



*Figure IV. 8 : Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour  $t_c=0.86s$  (Sans amortissement)*

$t_c= 0.86s,$        $10*t_c=8.6s,$        $d : \text{amortissement} = 0$



*Figure IV. 9 : Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour  $10*t_c=0.86s$  (Sans amortissement)*

**🚩 Résultats de simulation :**

L'angle de puissance critique obtenu par simulation  $\delta_{tc} = 2.2472 \text{ rad}$  et le même angle obtenu par la méthode des aires égales  $\delta_j = 2.269 \text{ rad}$ .

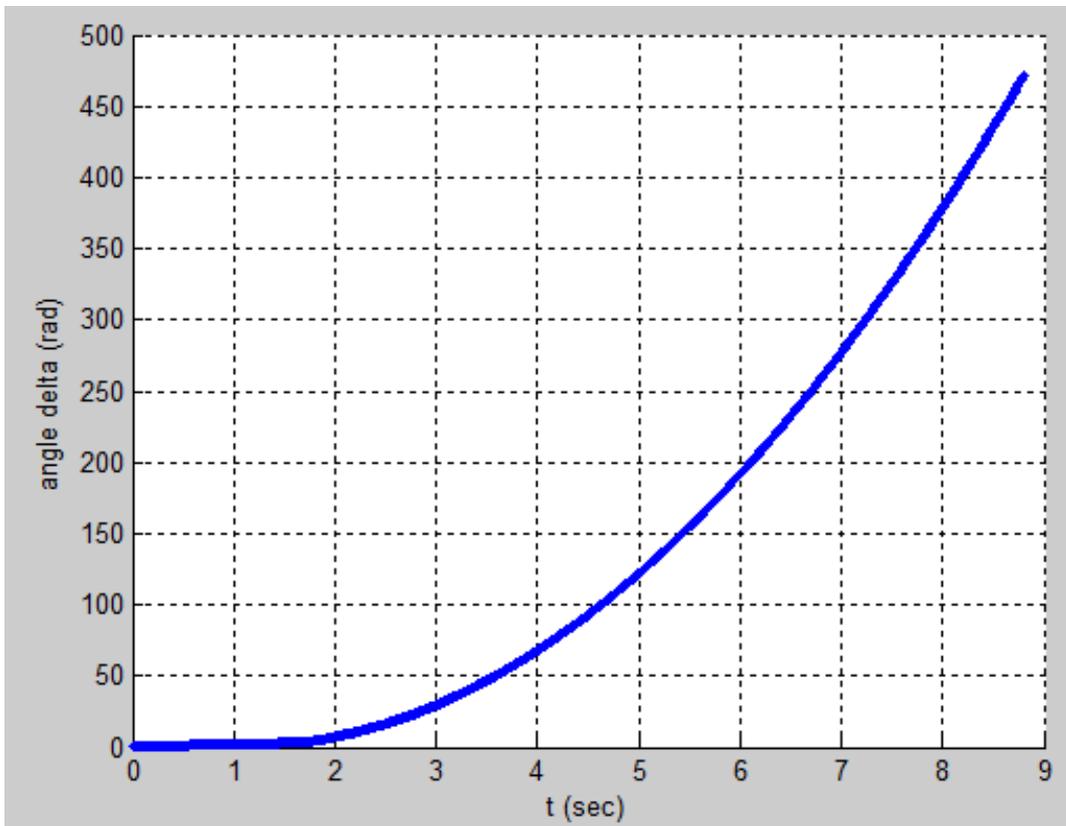
On peut remarquer que les valeurs obtenues par les deux méthodes sont très proches et presque égales.

Pour  $\delta_{max} = 2.6137 \text{ rad}$  (Simulation) et  $\delta_k = 2.73 \text{ rad}$  (Calcul CAE)

Les valeurs sont proches et presque égales

Pour vérifier si le temps critique d'élimination du défaut permet de garder le synchronisme nous augmentons sa valeur d'un pas ( $t_c + 0.01$ ), la courbe obtenue est la suivante :

$t_c = 0.87 \text{ s}$ ,  $10 * t_c = 8.7 \text{ s}$ ,  $d : \text{amortissement} = 0$



**Figure IV. 10 :** Courbe d'oscillation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour  $10 * t_c = 0.87 \text{ s}$  (Sans amortissement)

On remarque que cette courbe diverge ce qui veut dire que notre choix de  $t_c = 0.86 \text{ s}$  pour le cas « sans amortissement » est le bon.

$t_c + 0.01 \text{ s} \rightarrow$  Divergence.

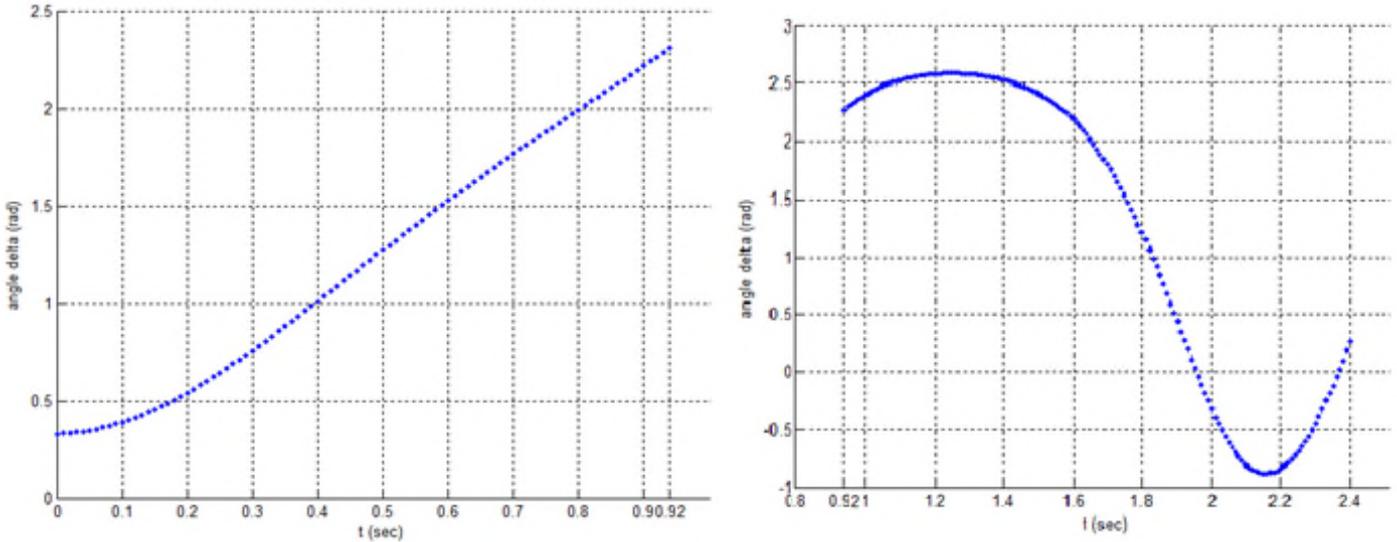
$t_c = 0.86 \text{ s} \rightarrow$  Convergence.

❖ **Cas avec amortissement :**

On refait le même travail pour trouve la valeur de  $t_c$  cette fois ci avec amortissement  $d=0.01$

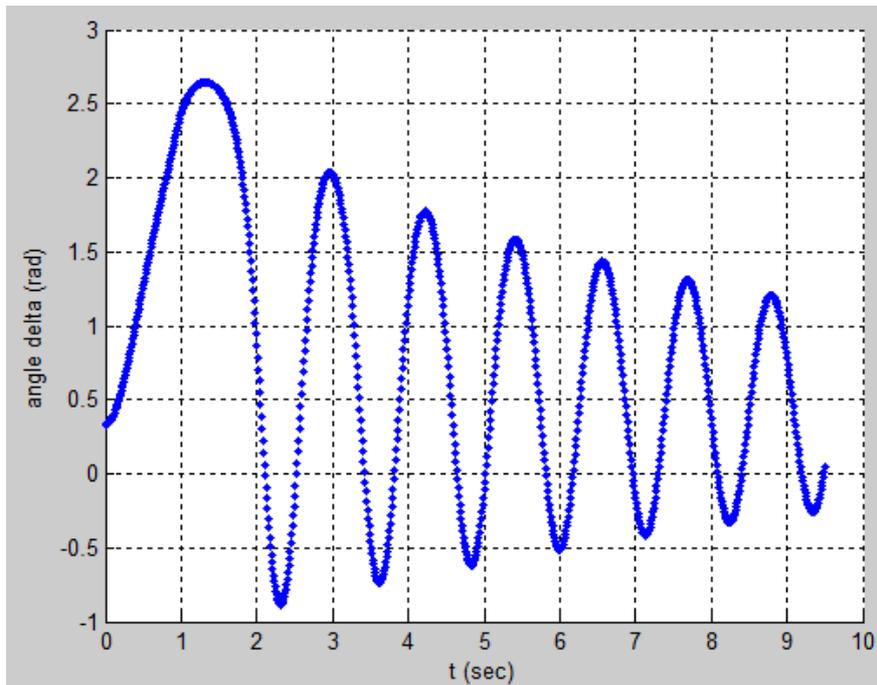
Un facteur d'amortissement "d" est inclus pour une représentation plus réaliste du phénomène.

Avec :  $t_c = 0.92s$ ,  $d : \text{amortissement} = 0.01$



*Figure IV. 11 : Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour  $t_c=0.92s$  (Avec amortissement)*

$t_c = 0.92s$ ,  $10*t_c=9.2s$ ,  $d : \text{amortissement} = 0.01$



*Figure IV. 12 : Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour  $10*t_c=0.92s$  (Avec amortissement)*

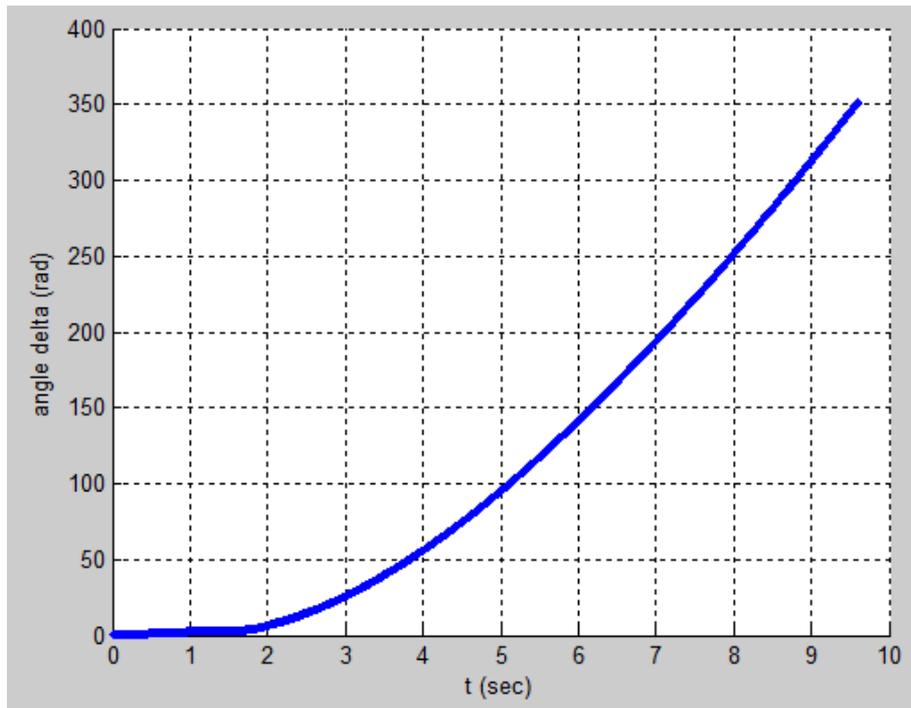
**🚩 Résultats de simulation :**

$\delta_{tc} = 2.3119 \text{ rad}$  (Simulation)

$\delta_{max} = 0.4276 \text{ rad}$  (Simulation)

Pour vérifier si le temps critique d'élimination du défaut permet de garder le synchronisme nous augmentons sa valeur d'un pas ( $t_c + 0.01s$ ), la courbe obtenue est la suivante :

$t_c = 0.93s, \quad 10 * t_c = 9.3s, \quad d : \text{amortissement} = 0.01$



**Figure IV. 13 :** Courbe d'oscillation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode d'Euler modifiée pour  $10 * t_c = 0.93s$  (Avec amortissement)

On remarque que cette courbe diverge ce qui veut dire que notre choix de  $t_c = 0.92s$  pour le cas « avec amortissement » est le bon.

$t_c + 0.01s \rightarrow$  Divergence.

$t_c = 0.92s \rightarrow$  Convergence.

**Conclusion partielle :**

Cette analyse avec et sans amortissement montre clairement que la prise en compte du facteur d'amortissement permet une meilleure représentation du système (cas réel) et que le temps d'élimination du défaut est amélioré (augmente) dans ce cas.

$t_c = 0.86s$  (sans amortissement)

$t_c = 0.92s$  (avec amortissement)

**B. La méthode Runge Kutta - du quatrième ordre peut être appliquée aux équations comme expliqué ci-dessous :**

En partant de la valeur initiale  $\delta_0$ ,  $\omega_0$ ,  $t_0$  et d'un pas de  $\Delta t$ , les formules sont les suivantes :

$$K_1 = \omega_0 \Delta t \quad (4.18)$$

$$I_1 = \left[ \frac{P_m - P_{max} \sin \delta_0}{M} \right] \Delta t \quad (4.19)$$

$$K_2 = \left[ \omega_0 + \frac{I_1}{2} \right] \Delta t \quad (4.20)$$

$$I_2 = \left[ \frac{P_m - P_{max} \sin \left( \delta_0 + \frac{K_1}{2} \right)}{M} \right] \Delta t \quad (4.21)$$

$$K_3 = \left[ \omega_0 + \frac{I_2}{2} \right] \Delta t \quad (4.22)$$

$$I_3 = \left[ \frac{P_m - P_{max} \sin \left( \delta_0 + \frac{K_2}{2} \right)}{M} \right] \Delta t \quad (4.23)$$

$$K_4 = (\omega_0 + I_3) \Delta t \quad (4.24)$$

$$I_4 = \left[ \frac{P_m - P_{max} \sin(\delta_0 + K_3)}{M} \right] \Delta t \quad (4.25)$$

$$\delta_1 = \delta_0 + \frac{1}{6} [K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4] \quad (4.26)$$

$$\omega_1 = \omega_0 + \frac{1}{6} [I_1 + 2I_2 + 2I_3 + I_4] \quad (4.27)$$

$\delta_1$  et  $\omega_1$  sont utilisés comme valeurs initiales pour le pas de temps successif.

**Choix de  $t_c$  :**

L'objectif est d'évaluer la valeur de l'angle de puissance dans le temps et de vérifier que cette fonction converge vers l'angle stable  $\delta_i$ .

On suppose un temps «  $t_c$  » que l'on subdivise en intervalles, on applique l'algorithme choisi avec l'équation de stabilité pendant le défaut jusqu'à «  $t = t_c$  », puis on applique l'équation de stabilité après le défaut, jusqu'à «  $t =$  environ dix fois  $t_c$  » pour voir si  $\delta$  converge.

**La résolution des équations du model précédent donne les courbes suivantes :**

❖ **Cas sans amortissement : (d=0)**

Avec :

$$t_c = 0.88s,$$

$$d : \text{amortissement} = 0$$

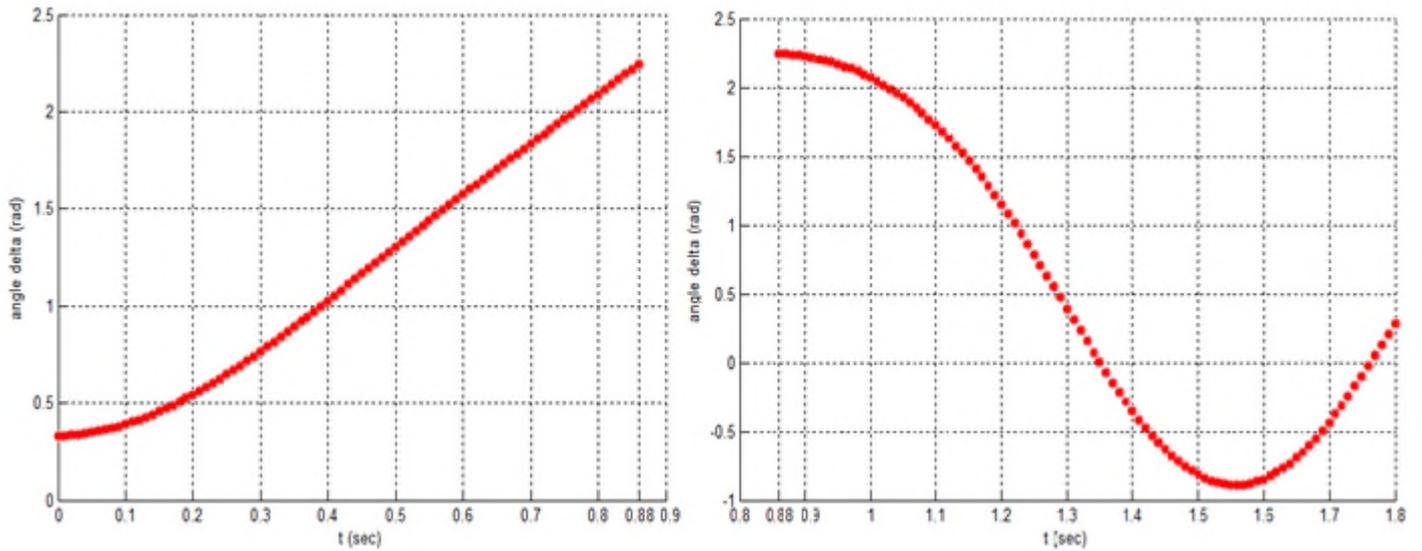


Figure IV. 14 : Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour  $t_c=0.88s$  (Sans amortissement)

$t_c = 0.88s,$        $10*t_c=8.8s,$        $d : \text{amortissement} = 0$

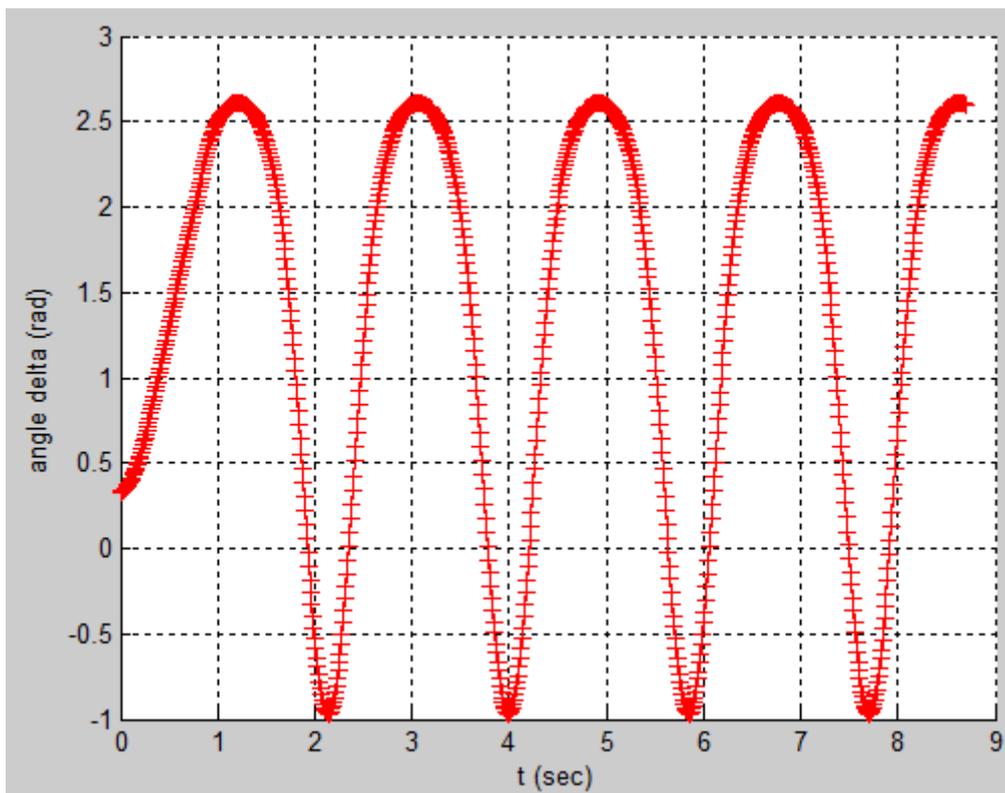


Figure IV. 15 : Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour  $10*t_c=0.88s$  (Sans amortissement)

### 🚩 Résultats de simulation :

L'angle de puissance critique obtenu par simulation  $\delta_{tc} = 2.2467 \text{ rad}$  et le même angle obtenu par la méthode des aires égales  $\delta_j = 2.269 \text{ rad}$

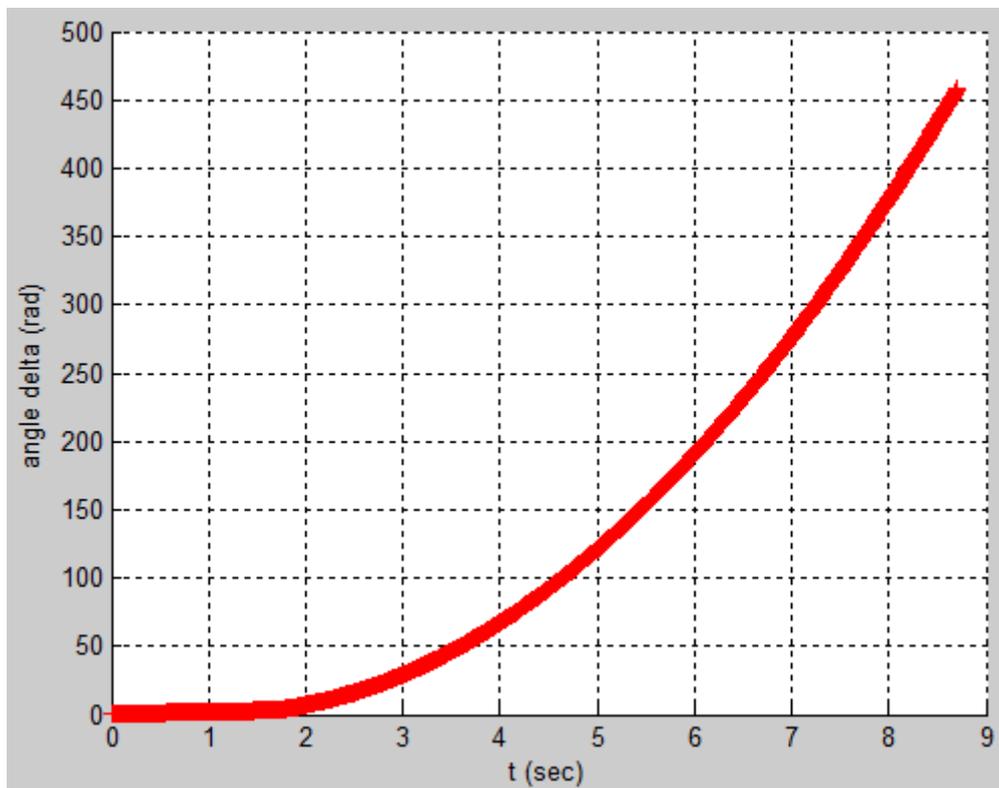
On peut remarquer que les valeurs obtenues par les deux méthodes sont très proches et presque égales.

Pour  $\delta_{max} = 2.5979 \text{ rad}$  (Simulation) et  $\delta_k = 2.73 \text{ rad}$  (Calcul CAE)

Les valeurs sont très proches et presque égales

Pour vérifier si le temps critique d'élimination du défaut permet de garder le synchronisme nous augmentons sa valeur d'un pas ( $t_c + 0.01s$ ), la courbe obtenue est la suivante :

$t_c = 0.89s$ ,  $10*t_c = 8.9s$ ,  $d$  : amortissement = 0



**Figure IV. 16 :** Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour  $10*t_c = 0.89s$  (Sans amortissement)

On remarque que cette courbe diverge ce qui veut dire que notre choix de  $t_c = 0.88s$  pour le cas « sans amortissement » est le bon.

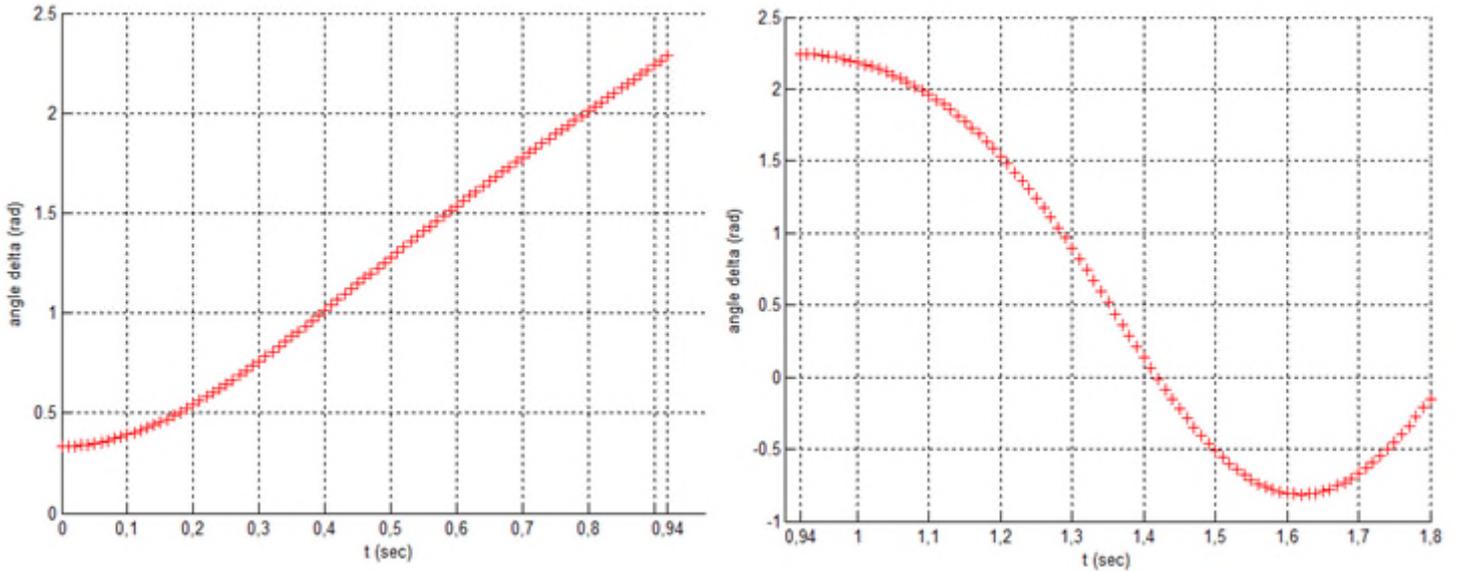
$t_c + 0.01s \rightarrow$  Divergence

$t_c = 0.88s \rightarrow$  Convergence

❖ **Cas avec amortissement :**

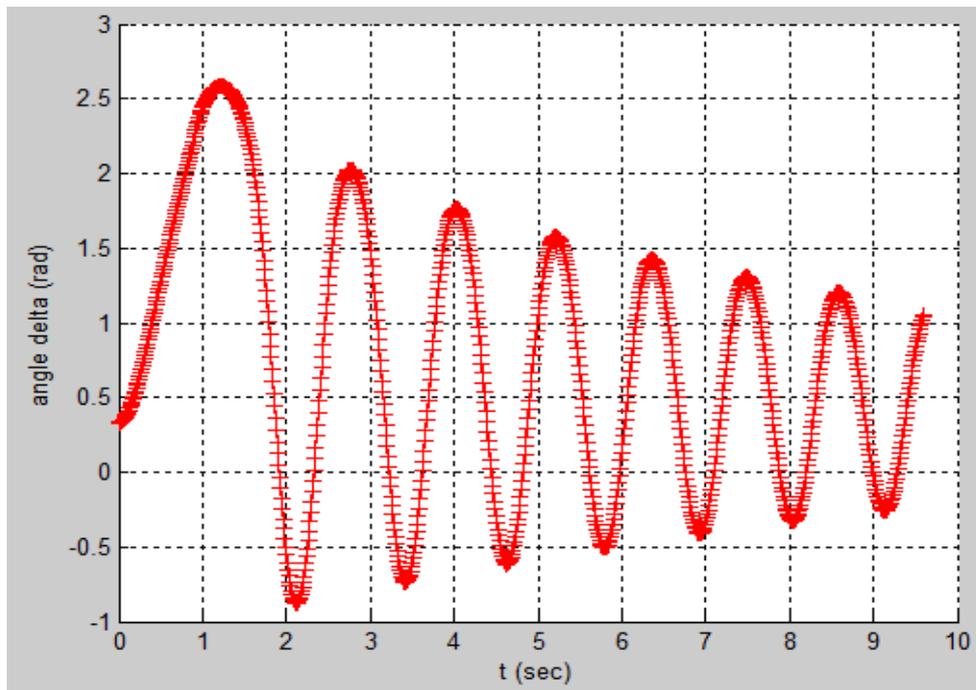
On refait le même travail pour trouver la valeur de  $t_c$  cette fois ci avec amortissement  $d=0.01$ . Un facteur d'amortissement "d" est inclus pour une représentation plus réaliste du phénomène.

Avec :  $t_c = 0.94s$ ,  $d : \text{amortissement} = 0.01$



**Figure IV. 17 :** Courbe d'oscillation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour  $t_c=0.94s$  (Avec amortissement)

$t_c = 0.94s$ ,  $10*t_c=9.4s$ ,  $d : \text{amortissement} = 0.01$



**Figure IV. 18 :** Courbe d'oscillation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta 4 pour  $10*t_c=0.94s$  (Avec amortissement)

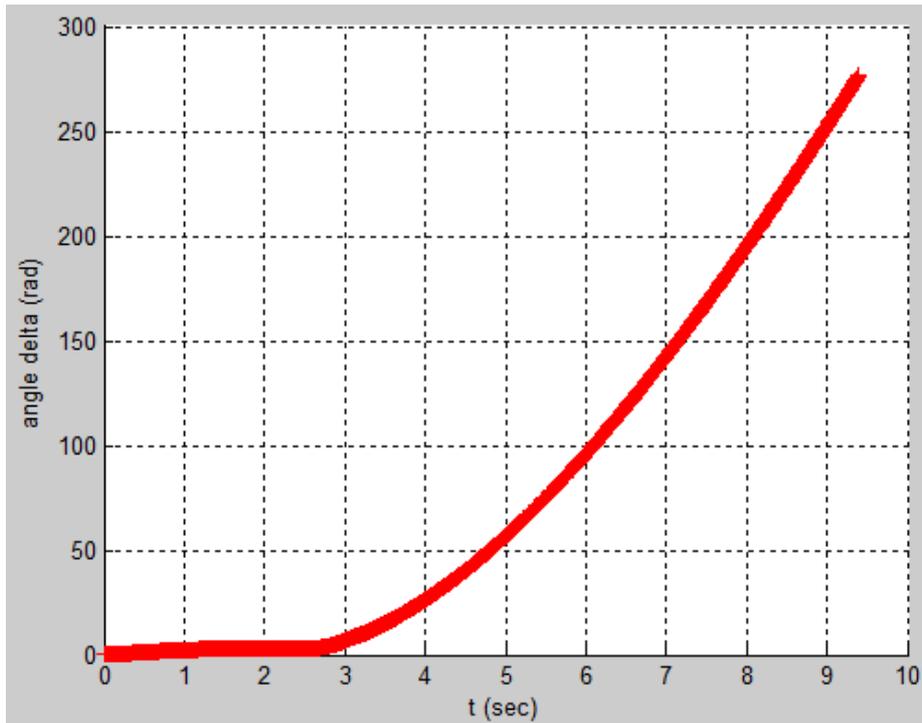
**🚩 Résultats de simulation :**

$$\delta_{tc} = 2.288 \text{ rad} \quad (\text{Simulation})$$

$$\delta_{max} = 0.4413 \text{ rad} \quad (\text{Simulation})$$

Pour vérifier si le temps critique d'élimination du défaut permet de garder le synchronisme nous augmentons sa valeur d'un pas ( $t_c + 0.01s$ ), la courbe obtenue est la suivante :

$$t_c = 0.95s, \quad 10*t_c = 9.5s, \quad d : \text{amortissement} = 0.01$$



*Figure IV. 19 : Variation de l'angle de puissance dans le temps en utilisant la méthode de Runge Kutta pour  $10*t_c=0.95s$  (Avec amortissement)*

On remarque que cette courbe diverge ce qui veut dire que notre choix de  $t_c = 0.94s$  pour le cas « avec amortissement » est le bon

$t_c + 0.01s \rightarrow$  Divergence.

$t_c = 0.94s \rightarrow$  Convergence.

**Conclusion partielle :**

Cette analyse avec et sans amortissement montre clairement que la prise en compte du facteur d'amortissement permet une meilleure représentation du système (cas réel) et que le temps d'élimination du défaut est amélioré (augmente) dans ce cas.

$t_c = 0.88s$  (sans amortissement) &  $t_c = 0.94s$  (avec amortissement).

Sans oublier de noter que la méthode de RK4 a une meilleure précision que Euler modifiée dans les deux (avec et sans amortissement)

Les résultats sont notés dans le tableau suivant :

*Tableau IV. 1 : Résultats de comparaison entre Euler modifiée et RK4.*

La méthode d'Euler modifiée		La méthode de Runge Kutta d'ordre 4	
Sans amortissement	Avec amortissement	Sans amortissement	Avec amortissement
$t_c = 0.86s$	$t_c = 0.92s$	$t_c = 0.88s$	$t_c = 0.94s$

On remarque que le temps d'élimination du défaut  $t_c$  dans la méthode de Runge Kutta d'ordre 4 est amélioré (augmente), dans les deux cas (avec ou sans amortissement) ; par rapport à la méthode Euler Modifiée. On peut déduire alors que la méthode RK4 permet une meilleure précision que celle d'Euler modifiée et donc plus efficace pour une représentation du système (cas réel).

#### **IV.5 Pour améliorer la stabilité**

Si une étude de stabilité démontre qu'il y a des problèmes possibles, il faut envisager des solutions comme :

- Solutions d'opération :
  - ❖ Diminuer rapidement la puissance mécanique (plus facile avec une turbine à gaz ou à vapeur qu'avec une turbine à l'eau) ;
  - ❖ Accélérer le temps de réponse des régulateurs (ce qui augmente la puissance électrique de freinage).
- Solutions de design :
  - ❖ Diminuer la réactance qui limite la puissance de synchronisation en ajoutant des lignes en parallèle ou en faisant de la compensation série.
  - ❖ Proposer des machines plus puissantes de sorte que le point de fonctionnement  $\delta_0$  soit plus petit (ce qui permet un temps critique plus long) [21].

**IV.6 Conclusion**

Ce chapitre est consacré à l'étude de l'angle d'un système mono machine à bus infini (SMIB) par deux méthodes différentes qui sont : Méthodes directes énergétiques (méthode des aires égales) et les méthodes d'intégration numérique (Euler modifié et Runge Kutta 4).

Cette analyse avec et sans amortissement montre clairement que la prise en compte du facteur d'amortissement permet une meilleure représentation du système (cas réel) et que le temps d'élimination du défaut est amélioré (augmente) dans ce cas.

La méthode de Runge Kutta à pas de calcul variable a une meilleure performance. Les temps d'exécution de cette méthode sont au moins deux fois plus rapides que les méthodes similaires à pas de calcul fixe, et trois fois plus rapides que les techniques d'Euler de précision similaires. Les méthodes de Runge Kutta sont plus efficaces que les méthodes d'Euler, et la méthode trapézoïdale.

La simulation temporelle est un procédé précis, même pour un système de puissance complexe et large. Cependant, les méthodes de simulation temporelle sont coûteuses en temps de calcul.

### CONCLUSION GÉNÉRALE

L'étude de la stabilité transitoire dans les systèmes de puissance, constitue un sujet important pour les ingénieurs des réseaux électriques. Elle permet de proposer éventuellement des actions correctives et préventives des blackouts qui engendrent des pertes économiques énormes pour les sociétés d'énergie électrique.

L'analyse de la stabilité transitoire (ST) est l'un des outils les plus puissants pour étudier et améliorer le comportement des réseaux électriques. C'est une spécialité de la stabilité de l'angle du rotor qui simule et analyse le comportement dynamique des machines synchrones avant, pendant et après une perturbation. Grâce à l'étude de ce paramètre, nous arrivons à déterminer le temps maximal d'isolement de défaut et d'éviter l'instabilité du réseau, avant que dégâts, causé par le défaut, ne se propage au reste du système.

Dans le premier chapitre, nous avons rappelé les différents problèmes et phénomènes transitoires qui peuvent affecter les réseaux électriques ainsi que les différentes formes d'instabilités, avec un aperçu sur la classification et les types de stabilité des systèmes de puissance.

Après avoir rappelé les notions de base, indispensable à toute étude de stabilité des systèmes de puissance, nous avons consacré le deuxième chapitre pour une étude détaillée sur la stabilité angulaire, avec ses deux classes : stabilité aux petites variations (dynamique) et stabilité aux grandes perturbations (transitoire), qui représente le noyau de l'analyse de la stabilité de l'angle du rotor.

On a pu conclure que la stabilité transitoire est la propriété du système de puissance qui lui permet de rester en équilibre dans des conditions normales de fonctionnement ou de retrouver un état d'équilibre acceptable en cas de perturbation.

Dans le troisième chapitre, l'accent est mis sur les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire ainsi que le développement de l'équation du mouvement. Les méthodes présentées sont : Méthodes directes énergétiques (méthode des aires égales, méthodes directes de Lyapunov) et les méthodes d'intégration numériques (Trapézoïdale implicite, Euler-Cauchy explicite, Runge-Kutta d'ordre 4...).

De ce fait nous avons conclu, que le CAE (critère des aires égales) est un outil mathématique très intéressant et facile d'implantation, qui permet d'analyser graphiquement la stabilité d'un réseau. Et les méthodes d'intégration numérique sont une étape cruciale est indispensable pour la résolution de l'ensemble des équations différentielles et algébriques dans les systèmes de puissance.

## **Conclusion générale**

Dans le quatrième chapitre, l'étude est consacrée à la modélisation et ses applications afin de donner un sens pratique à notre étude. Nous avons présenté le modèle du système de puissance, pour bien comprendre le problème de stabilité dans les réseaux. Ensuite l'étude est réalisée sur un système mono-machine à bus infini (SMIB), dans les trois situations : avant, pendant et après un défaut de court-circuit, triphasé, équilibré, au milieu de la ligne. Une façon simple de vérifier si notre système sera en transitoire stable, en appliquant au système concerné deux méthodes différentes qui sont : Méthodes directes énergétiques (méthode des aires égales) et les méthodes d'intégration numériques (Euler modifié et Runge-Kutta d'ordre 4).

En outre, l'application de ces méthodes nécessite un temps de calcul énorme, ce qui en fait un obstacle pour l'application de ces méthodes en temps réel, et pourtant, elles restent la référence et l'outil de base de toute analyse de la stabilité transitoire.

**Références Bibliographiques**

[1] Corroyer C. et Duveau P., Août 2000, Protection des réseaux de transport et de répartition, Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique, D4 805p.

[2] BENABID R., Septembre 2007, Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques, Université Amar Telidji Laghouat,

[www.univ-tebessa.dz/fichiers/laghouat/memoireb](http://www.univ-tebessa.dz/fichiers/laghouat/memoireb)

[3] Ouali A., Octobre 2008, Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences, université des sciences et de la technologie Houari Boumediene, Alger.

<http://repository.usthb.dz/bitstream/handle/123456789/3508/TH5304.pdf>

[4] OULOULADE A., Avril 2011, Mémoire d'ingénieur de conception, <https://docplayer.fr/10417340-Introduction-generale.html>

[5] Hingorani N.G., et Gyugyi L., Understanding FACTS, 2000, IEEE Press., NewYork.

[6] Kundur, P., Power System Stability and Control, 1994, McGraw-Hill, Inc., New York,

[7] Al Marhoon et Hussain H., A Practical Method for Power Systems Transient Stability and Security, 2011, University of New Orleans Theses and Dissertations.

<https://scholarworks.uno.edu/td/114>

[8] Alkhatib H., Etude de la stabilité transitoire aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques, 2008, Université Paul Cézanne - Aix-Marseille III, Marseille.

<https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00408160v2>

[9] Padiyar, K.R., Power System Dynamics Stability and Control, 2008, BS Publications, Hyderabad, 2nd edition.

## Références bibliographiques

[10] Steinmetz, C.P., Power Control and Stability of Electric Generating Stations, July 1920, AIEE Trans., Vol. XXXIX, no.2, pp.1215-1287.

[11] Wikins, R., Practical Aspects of System Stability, 1926, AIEE Trans., pp. 41-50,

[12] Evans, R.D. et Wagner, C.F., Further Studies of Transmission System Stability, 1926, AIEE Trans, pp51-80.

[13] Edvard A., Historical Review of Power System Stability Problems. 2010.

<http://electrical-engineering-portal.com/historical-review-of-power-system-stability-problems>

[14] Abdel-Aziz, Fouad A.,Vittal V. , Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method, 1992, Université de Californie , Prentice Hall.

[15] A.R. Bergen et V. Vittal, Power System Analysis. 2nd Edition, Prentice Hall, 2000.

[16] SUPRÊME H., Mémoire d'obtention de la maîtrise en génie électrique, école de technologie supérieure, Novembre 2012, Université du Québec, Montréal.

[17] APRAEZ C., Etude comparative de méthode de simulation de la stabilité transitoire, avril 2012, Université du Québec.

[\[espace.etsmtl.ca > eprint > APRAEZ Camilo\]](http://espace.etsmtl.ca).

[18] Kandil, N., Algorithmes pour accélérer la simulation en stabilité transitoire, 1999, Thèse d'état, Université de MONTREAL.

[19] MERZOUGUI H., Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables, juin 2018.

[20] Belkhouche M., Mémoire de fin d'étude, juin 2010, Université de Tlemcen.

<https://www.univ-tlemcen.dz/~benouaz/memoires/Belkhouche.pdf>

## **Références bibliographiques**

[21] CHIKHI K., Contribution à l'analyse de la qualité de l'énergie électrique dans le cas de la stabilité de tension, Novembre 2007, thèse préparée au département d'Electrotechnique, Magister en électricité industrielle, Option : Réseaux Electriques.

[22] International Journal of Electrical and Electronics Research, Month: July - September 2014, ISSN 2348-6988 (online) Vol. 2, Issue 3, pp: (158-166).