

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université 8 Mai 1945 – Guelma  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de Génie Électrotechnique et Automatique

Réf:...../2023



## MÉMOIRE

Présenté pour l'obtention du **diplôme** de **MASTER Académique**

**Domaine** : Sciences et Technologies

**Filière** : Électrotechnique

**Spécialité** : Réseaux Électriques

**Par** : - GROUD Chaabane  
- BENKIRAT Bilal

### Thème

**Stabilité dynamique d'un système électrique multimachines.**

Soutenu publiquement, le 19/06/2023, devant le jury composé de :

Mr. LADJIMI Aziz	Professeur	Univ. Guelma	Président
Mr. BOUDEFEL Amar	MCA	Univ. Guelma	Encadreur
Mr. BELOUCIF Faissel	MCB	Univ. Guelma	Examineur

**Année Universitaire : 2022/2023**

## ملخص

في هذا العمل، درسنا الاستقرار الديناميكي لنظام كهربائي متعدد الآلات.

إن دراسة الاستقرار الديناميكي لنظام كهربائي هي قدرة هذا الأخير على إعادة إنشاء نظام تشغيل جديد مستقر بعد اضطرابات قوية، وقد درسنا في هذه المذكرة أشد وأخطر هذه الاضطرابات ألا وهي الدوائر القصيرة ثلاثية الطور.

من بين المعلمات المميزة للاستقرار الديناميكي، نميز:

الزاوية الحدية للانفصال ( $\delta_{deb}$ ) والزمن الحدي للانفصال ( $t_{deb}$ ).

لذلك، فإن معرفة وتحديد الزاوية الحدية للانفصال ( $\delta_{deb}$ )، من خلال برنامج محاكاة وتحليل الاستقرار، يسمح لنا بتوصيف أجهزة الحماية بشكل صحيح مثل قواطع الدائرة والحفاظ على استقرار نظامنا الكهربائي.

**الكلمات الرئيسية:** خصائص الاستطاعة، الاستقرار الديناميكي، النظام الكهربائي لآلة واحدة،

النظام الكهربائي متعدد الآلات وزاوية حد الفصل ( $\delta_{deb}$ ).

## Résumé

Dans ce travail, nous avons étudiés la stabilité dynamique d'un système électrique multimachines.

L'étude de la stabilité dynamique d'un système électrique est la capacité de ce dernier de rétablir un nouveau régime de fonctionnement stable après de fortes perturbations, on a étudié dans ce mémoire les plus dures et sévères à savoir les courts-circuits triphasés.

Parmi les paramètres caractéristiques de la stabilité dynamique, on distingue :  
L'angle limite de débranchement ( $\delta_{deb}$ ) et le temps limite de débranchement ( $t_{deb}$ ).

Donc, la connaissance et la détermination de l'angle limite de débranchement  $\delta_{deb}$ , par un programme de simulation et d'analyse de la stabilité, nous permet de bien caractériser les appareils de protections comme les disjoncteurs et de maintenir la stabilité de notre système électrique.

**Mots clefs :** caractéristique de puissance, stabilité dynamique, système électrique monomachine, système électrique multimachines et angle limite de débranchement  $\delta_{deb}$  .

## Abstract

In this work, we have studied the dynamic stability of a multi-machine electrical system.

The study of the dynamic stability of an electrical system is the capacity of the latter to restore a new stable operating regime after strong disturbances, we have studied in this memory the hardest and most severe, namely the three-phase short-circuits.

Among the characteristic parameters of dynamic stability, we distinguish:

The disconnection limit angle  $\delta_{deb}$  and the disconnection limit time  $t_{deb}$ .

Therefore, the knowledge and determination of the limit angle of disconnection  $\delta_{deb}$ , by a simulation program and stability analysis, allows us to properly characterize protection devices such as circuit breakers and to maintain the stability of our electrical system.

**Keywords:** power characteristic, dynamic stability, single-machine electrical system, multimachine electrical system and disconnection limit angle  $\delta_{deb}$ .

## Sommaire

Introduction générale	01
<b>CHAPITRE I – Généralités sur les machines synchrones</b>	
Introduction	03
I.1. Constitution	03
I.1.1. Induit (stator)	03
I.1.2. Inducteur (rotor)	04
I.2. Types de machine synchrone	05
I.3. Schéma équivalent d'une machine synchrone	06
I.4. Caractéristique de la puissance	07
I.4.1. Pour une machine synchrone à pôles lisses	07
I.4.2. Pour une machine synchrone à pôles saillants	10
I.5. Puissance réactive générée	11
I.6. Marge de la stabilité	13
Conclusion	13
<b>CHAPITRE II – Stabilité dynamique d'un système électrique</b>	
Introduction	14
II.1. Système électrique avec une seule machine	15
II.1.1. Caractéristiques de puissances	15
II.1.2. Régime transitoire de la machine synchrone	15
II.2. La loi des aires (des surfaces)	18
II.2.1. Détermination de l'angle limite de débranchement	19
II.3. Méthode des intervalles successifs	19
II.4. Système électrique multimachines	23
II.4.1. Hypothèses et simplifications	23
II.4.2. Système d'équations	24
II.4.3. Détermination de la puissance électrique	25
Conclusion	28
<b>CHAPITRE III – Application sur un système multimachines</b>	
Introduction	29
III.1. Données du réseau à calculer	29
III.2. Etude du régime initial	31
III.2.1. Description du programme de la méthode de Newton-Raphson	31
III.3. Etude du régime d'avarie	33
III.3.1. Cas d'un court-circuit triphasé proche du JB 4	33
III.3.2. Détermination du temps limite de débranchement	35
III.3.3. Interprétations	37
III.3.4. Cas d'un court-circuit triphasé proche du JB 7	37
III.3.5. Interprétations	39
Conclusion	39
Conclusion générale	40
Bibliographie	41

# Introduction Générale

## INTRODUCTION GENERALE

Le transport de l'énergie électrique est réalisé principalement par des lignes de transmission à haute tension (HT) et très haute tension (THT). Ces lignes utilisent des câbles ou des lignes aériennes pour transporter l'électricité sur de longues distances, généralement à des tensions supérieures à 100 kilovolts (kV). L'utilisation des lignes de transmission à haute tension pour le transport de l'électricité réduit les pertes d'énergie grâce à une tension élevée et à une meilleure isolation des câbles.

L'interconnexion des systèmes électriques consiste à connecter différents réseaux électriques régionaux ou nationaux pour faciliter l'échange d'électricité entre eux. Cela permet de profiter des différences dans la demande et la production d'électricité à différents endroits et de partager les ressources de manière plus efficace. L'interconnexion peut également améliorer la stabilité du réseau électrique en fournissant des capacités de secours en cas de panne ou de perturbation dans un système donné.

La stabilité dynamique d'un système électrique fait référence à sa capacité à maintenir un fonctionnement stable après de fortes perturbations, telles que des variations de charge, des pannes d'équipement ou des fluctuations de la production d'énergie. Elle est essentielle pour assurer la sécurité et la fiabilité d'un réseau électrique.

La stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines peut être étudiée en examinant le comportement des machines synchrones et en analysant les interactions entre elles après de fortes perturbations (comme les courts-circuits). Les perturbations peuvent entraîner des variations de la vitesse et de la fréquence des machines, ainsi que des fluctuations de la tension et du flux magnétique. Si ces variations dépassent certaines limites, elles peuvent provoquer des instabilités telles que des oscillations indésirables, voire des effondrements du système.

Pour évaluer la stabilité dynamique d'un système électrique, des études de simulation numérique sont généralement réalisées à l'aide de modèles mathématiques avancés. Ces modèles prennent en compte les caractéristiques électromécaniques des machines synchrones, des charges, des lignes de transmission et des dispositifs de commande pour analyser le comportement du système face à différentes perturbations.

## Introduction Générale

### **Plan de travail**

Ce travail s'articule autour de l'analyse de la stabilité dynamique d'un système électrique multimachines et se compose de trois chapitres comme suit :

Dans le premier chapitre nous présentons des généralités sur les machines synchrones (les alternateurs), diagrammes vectoriels et caractéristique de puissance pour les machines synchrones (à pôles lisses et à pôles saillants).

Au second chapitre nous étudions la stabilité dynamique d'un système électrique monomachine et multimachines, dans le cas d'une grande perturbation (les courts-circuits triphasés).

Dans le dernier chapitre on fait une application sur un système électrique multimachines.

Enfin nous terminons notre travail par une conclusion générale.



# CHAPITRE 1

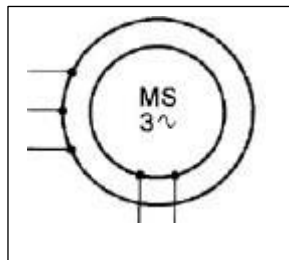
**Généralités sur les machines synchrones.**

### Introduction

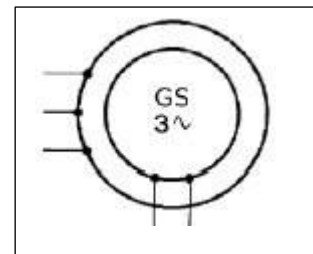
Un alternateur peut être utilisé en plusieurs domaines, à petite échelle pour produire de petites puissances (alternateur de voiture) jusqu'à des utilisations de grandes envergures dans des centrales électriques où les puissances produites peuvent atteindre des centaines de milliers de Watts. Dans ces centrales à courants alternatifs, on a un choix entre l'utilisation d'un seul alternateur satisfaisant la puissance voulue ou de plusieurs alternateurs à puissances réparties. Ce dernier choix est plus employé car même en ayant un seul alternateur on aura besoin d'un autre de secours en cas de défaillance et aussi du fait que la puissance du réseau est variable. Un seul générateur prévu pour une charge maximale qui fonctionnerait souvent à fraction de charge et son rendement moyen serait médiocre.

Le terme de machine synchrone regroupe toutes les machines dont la vitesse de rotation de l'arbre de sortie est égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, le champ magnétique rotorique est généré soit par des aimants permanents soit par un circuit d'excitation. La position du champ magnétique rotorique est alors fixe par rapport au rotor, ce qui impose en fonctionnement normal une vitesse de rotation identique entre le rotor et le champ tournant statorique [5].

**Symboles :** ci-dessous les différents symboles utilisés pour représenter la machine synchrone qu'elle fonctionne en moteur ou en génératrice (alternateur) [6].



(a) Symbole d'un Moteur Synchrone  
Triphasé à rotor bobiné



(b) Symbole d'un Alternateur  
Triphasé à rotor bobiné

**Figure I.1:** Symboles de la Machine Synchrone.

### I.1. Constitution

La machine synchrone comprend deux parties principales :

**I.1.1. Induit (stator) :** il est composé de la carcasse, du circuit magnétique et des bobinages. Le stator comprend un circuit magnétique constitué par un empilage de tôles en forme de Couronne, isolées les unes des autres pour limiter les courants de Foucault.

## Chapitre I : Généralités sur les machines synchrones

L'ensemble des couronnes avec leur isolation est fortement serré, il constitue le circuit magnétique du stator dans sa partie intérieure, le circuit magnétique comporte des encoches uniformément réparties dans lesquelles vient se loger l'enroulement triphasé du stator. Le circuit magnétique du stator est en fer afin d'augmenter le champ magnétique engendré par le rotor, il supporte le bobinage du stator. Le bobinage d'un stator triphasé comprend trois bobines décalées l'une par rapport à l'autre de  $120^\circ$ .

Les deux extrémités de l'enroulement aboutissent chacune à une borne à la plaque de bornes de la machine. Elles constituent l'entrée et la sortie de l'enroulement. Elles ne sont pas connectées ensemble : l'enroulement est ouvert. C'est à l'utilisateur de réaliser le couplage.

Parce que l'induit est fixe, on peut isoler fortement ses conducteurs ; aussi, construit-on des Alternateurs qui produisent des f.é.m. atteignant jusqu'à 15 000 volts est formé d'un circuit magnétique feuilleté portant un enroulement triphasé réparti dans des encoches. Il se compose d'un bobinage distribué triphasé, tel que les forces électromotrices (Fem) générées par la rotation du champ rotorique soient sinusoïdales ou trapézoïdales. Ce bobinage est représenté par les trois axes (a, b, c) déphasés, l'un par rapport à l'autre, de  $120^\circ$  [4].



**Figure I.2:** Stator d'une machine synchrone.

### **I.1.2. Inducteur (rotor) :**

Le rotor : est caractérisé par son nombre de paires de pôles  $p$ .

C'est la partie mobile portée par le rotor (ou roue polaire). L'inducteur est un circuit tournant, portant les pôles inducteurs, produisant le champ magnétique. Le circuit rotorique est soit parcouru par un courant continu, alimenté en courant continu et tourne à la même vitesse que le champ statorique. Il n'est donc pas nécessaire de le feuilletter. Pour des raisons économiques,

## Chapitre I : Généralités sur les machines synchrones

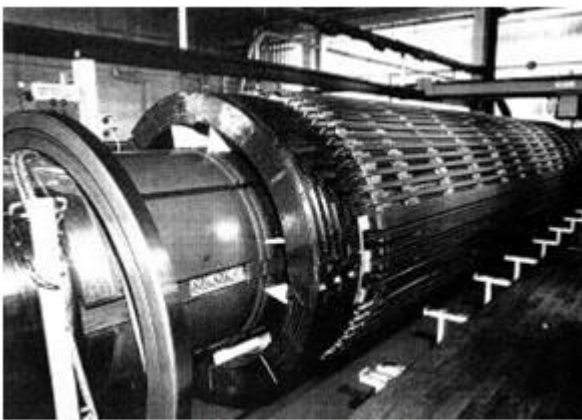
il est souvent constitué de tôles épaisses. Il est constitué d'électroaimants parcourus par un courant d'excitation continu ou parfois simplement constitué d'aimants permanents (porté par le rotor). Il a pour rôle de créer un champ magnétique tournant à l'aide d'un rotor magnétisant mis en rotation. Il possède  $p$  paires de pôles. Le courant à l'inducteur est apporté par l'intermédiaire de bagues et de balais.

Le rotor porte en général un bobinage placé dans des encoches ou sur des pôles saillants. Cet enroulement, destiné à être alimenté en continu, constitue l'inducteur de la machine, car il sert à créer le champ magnétique qui va balayer les conducteurs de l'induit. L'excitation peut également être produite par des aimants montés en surface sous enterrés.

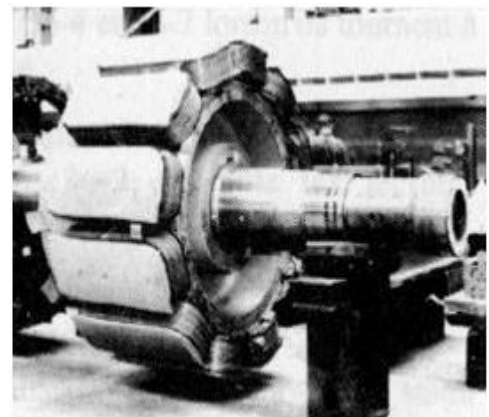
### **I.2.Types de machine synchrone**

Il existe plusieurs familles de rotor, ayant pour rôle de générer le champ d'induction rotorique.

Les rotors à pôles saillants (figure 1.4) sont bien adaptés aux machines à nombre de paires de pôles élevé et à vitesse de rotation basse ou moyenne (alternateurs des centrales hydrauliques par exemple) alors que les rotors lisses (figure 1.3) sont bien adaptés aux machines à faible nombre de paires de pôles (une ou deux) et à vitesse de rotation élevée (turboalternateurs des centrales classiques ou nucléaires par exemple). Dans le premier cas la machine à un diamètre plus grand que sa longueur alors que dans le second cas, la machine a une longueur nettement plus grande que son diamètre [6].



**Figure. 1.3 :** Rotor à pôles lisses

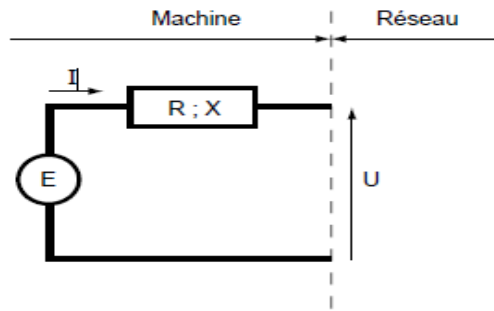


**Figure. 1.4 :** Rotor à pôles saillants

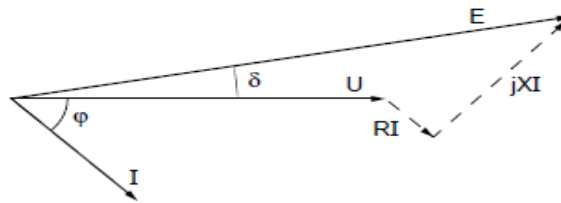
**1.3. Schéma équivalent d'une machine synchrone**

D'une manière générale les génératrices et les moteurs synchrones sont représentés dans le schéma de calcul par une f.é.m en série avec une impédance  $Z=R+jX$  ; (Figure. 1.5).

a- schéma d'une machine synchrone

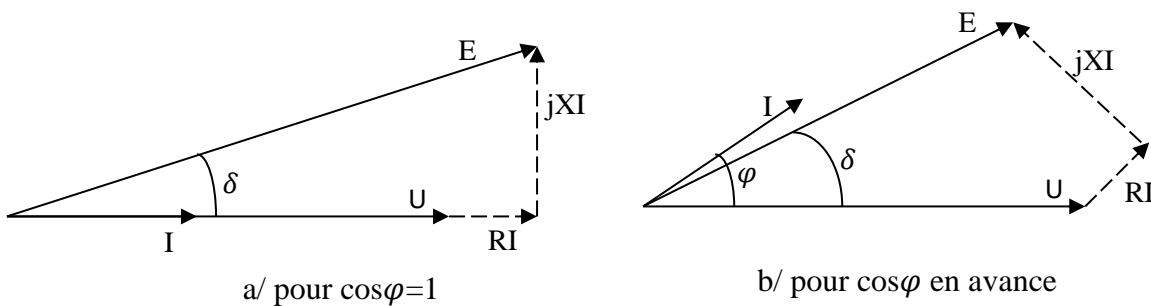


b- Diagramme vectoriel correspondant à la machine ci-dessus.



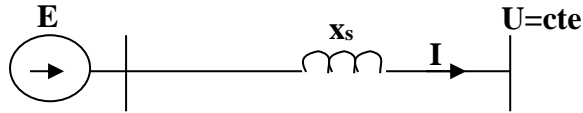
**Figure. 1.5 :** Représentation d'une machine synchrone

Le diagramme vectoriel de la figure 1.5.b est celle qui correspond à une charge active inductive c-à-d pour un facteur de charge  $\cos\phi$  en retard, pour les deux autres types de charges on a :



**Figure. 1.6 :** Diagramme vectoriel d'une machine synchrone

La valeur de la résistance R de la machine est plus faible devant la valeur de la réactance X, de tel sorte on peut la négligée dans les calculs, dans ce cas la machine sera représentée à un jeu de barre de puissance infinie comme suit :



**Figure. 1.7 :** Machine synchrone connecté à un jeu de barre infinie

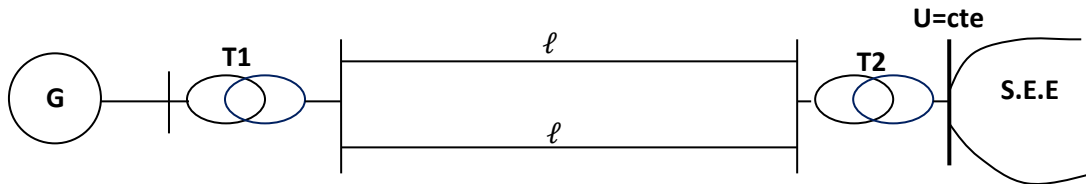
$x_s$  est la réactance sommaire entre le générateur et le jeu de barres de puissance infinie.

## 1.4. Caractéristique de la puissance

### 1.4.1. Pour une machine synchrone à pôles lisses

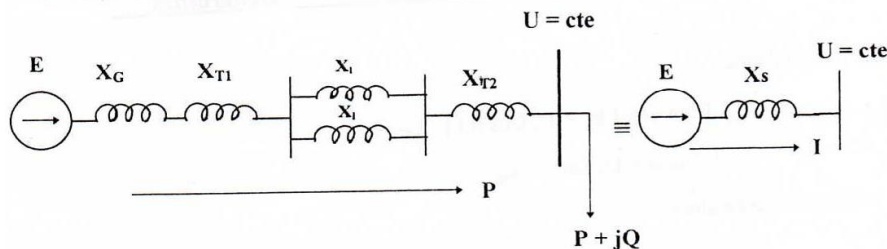
Considérons le réseau de transport (Figure. 1.8) constitué par une centrale débitant sur deux lignes en parallèle à travers un transformateur  $T_1$ .

Le réseau est interconnecté par l'intermédiaire d'un transformateur  $T_2$  à un système électro-énergétique de puissance infinie. Dans ce cas la tension aux bornes de ce système est constante.



**Figure. 1.8 :** Exemple d'un réseau de transport

Les paramètres du système permettant d'établir le schéma équivalent correspondant (Figure. 1.9) où  $x_s$  est la réactance sommaire du système considéré pour lequel on considère que  $r_s \ll x_s$ .



**Figure. 1.9 :** Schéma équivalent du réseau

## Chapitre I : Généralités sur les machines synchrones

Dans ce cas-là on peut établir le diagramme vectoriel suivant (Figure. 1.10).

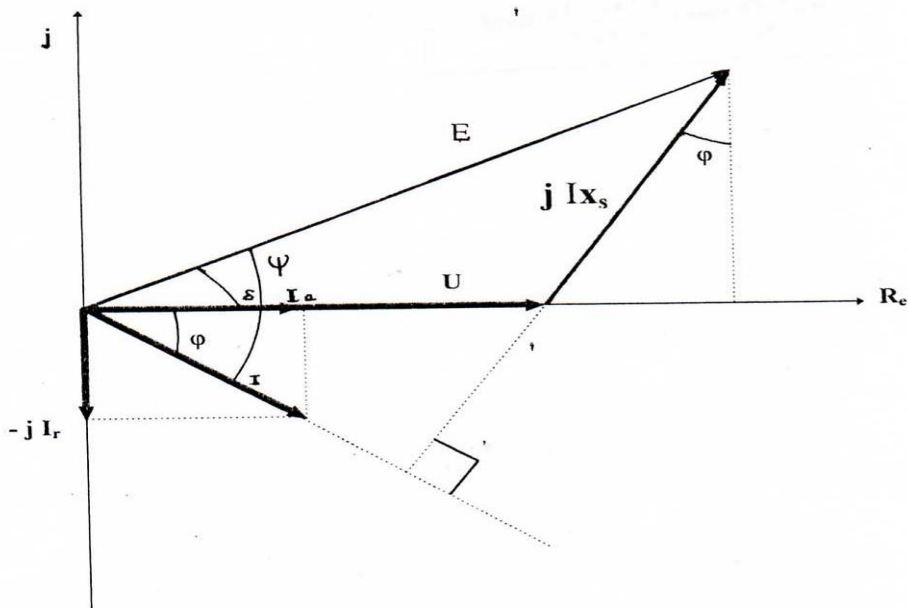


Figure. 1.10 : Diagramme vectoriel du réseau

D'après les figures (1.9 et 1.10), on a :

$$\begin{cases} \dot{E} = E \angle \delta \\ \dot{U} = U \angle 0^\circ \\ Z_s = x_s \angle 90^\circ \end{cases} \quad (1.1)$$

Ainsi, on peut déduire que le courant sera donné par la formule suivante :

$$\dot{i} = \frac{\dot{E} - \dot{U}}{Z_s} \quad (1.2)$$

Ce qui donne :

$$\dot{i} = \frac{E}{x_s} \angle (\delta - 90) - \frac{U}{x_s} \angle (-90) \quad (1.3)$$

La puissance apparente complexe S donnée par le générateur sera :

$$\dot{S} = \dot{E} \cdot \dot{i}^* \quad (1.4)$$

Ce qui donne :

## Chapitre I : Généralités sur les machines synchrones

$$\dot{S} = \frac{E^2}{x_s} \angle 90 - \frac{E \cdot U}{x_s} \angle (\delta + 90) \quad (1.5)$$

Et comme on a :

$$\dot{S} = P + jQ \quad (1.6)$$

Alors on aura :

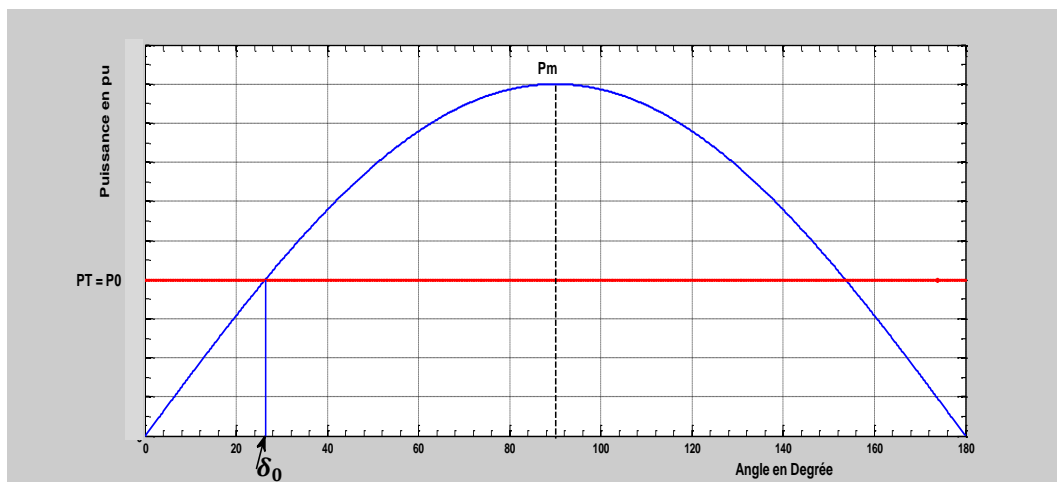
$$P = -\frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \cos(\delta + 90) = \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \sin(\delta) \quad (1.7)$$

$$Q = \frac{E^2}{x_s} - \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \sin(\delta + 90) = \frac{E^2}{x_s} - \frac{E \cdot U}{x_s} \cdot \cos(\delta)$$

Où :

$$Q = \frac{E^2 - E \cdot U \cdot \cos(\delta)}{x_s} \quad (1.8)$$

La caractéristique  $P = f(\delta)$  est dite caractéristique angulaire ou caractéristique de puissance (Figure. 1.11).



**Figure. 1.11** : Caractéristique de puissance pour une machine à pôles lisses.

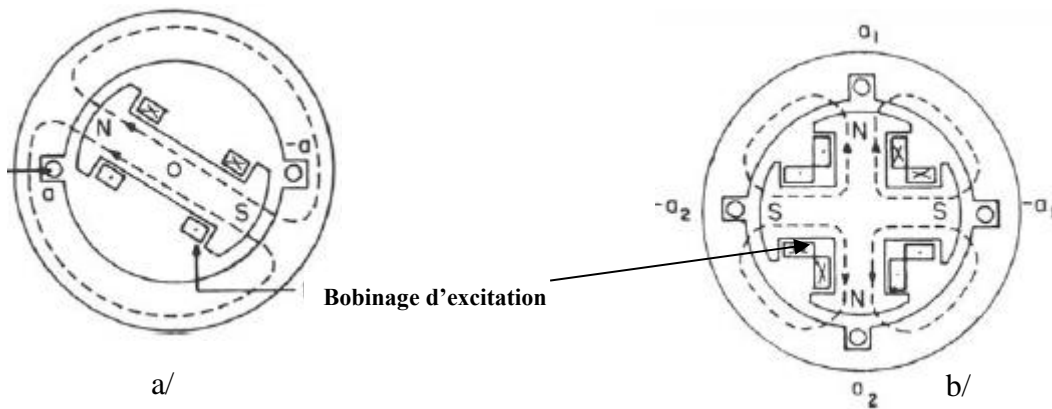
Pour pouvoir étudier la stabilité d'une machine synchrone nous devons connaître sa caractéristique angulaire. Pour cela pour les machines synchrones à pôles lisses, la réactance du générateur dans l'axe longitudinale ( $x_d$ ) et transversale ( $x_q$ ) sont pratiquement les mêmes et la puissance est exprimée comme suit :



$$P = \frac{E.U}{x_{d\Sigma}} \sin \delta \quad (1.9)$$

**1.4.2. Pour une machine synchrone à pôles saillants**

Dans une machine à pôles saillants l'entrefer sous les pôles est différent à celui entre les pôles, ce qui fera la différence entre la réactance longitudinale  $x_d$  et la reactance transversale  $x_q$  ( $x_d > x_q$ ),



**Figure. 1.12 :** Machine à pôles saillants :

a/ à 2 pôles, b/ à 4 pôles.

et la puissance active  $P$  délivrée par la machine à pôles saillants sera :

$$P = U.I.\cos \varphi \quad (1.10)$$

Ou bien en développant, avec  $\varphi = (\Psi - \delta)$  (Figure.1.9),

$$P = UI \cos \Psi \cos \delta + UI \sin \Psi \sin \delta \quad (1.11)$$

Du diagramme vectoriel (Figure.1.9), on peut obtenir :

$$I \cos \Psi = I_q \text{ et } I \sin \Psi = I_d \quad (1.12)$$

$$E_q = U_s \cos \delta + I_d x_{d\Sigma} \quad (1.13)$$

Des deux dernières expressions on peut exprimer :

$$I_d = [E_q - (U_s \cos \delta)] / x_{d\Sigma} \text{ et } I_q = (U_s \sin \delta) / x_{q\Sigma} \quad (1.14)$$

Ce qui Donne :

## Chapitre I : Généralités sur les machines synchrones

$$I \sin \Psi = [E_q - (U_s \cos \delta)]/X_{d\Sigma} \text{ et } I \cos \Psi = (U_s \sin \delta)/X_{d\Sigma}$$

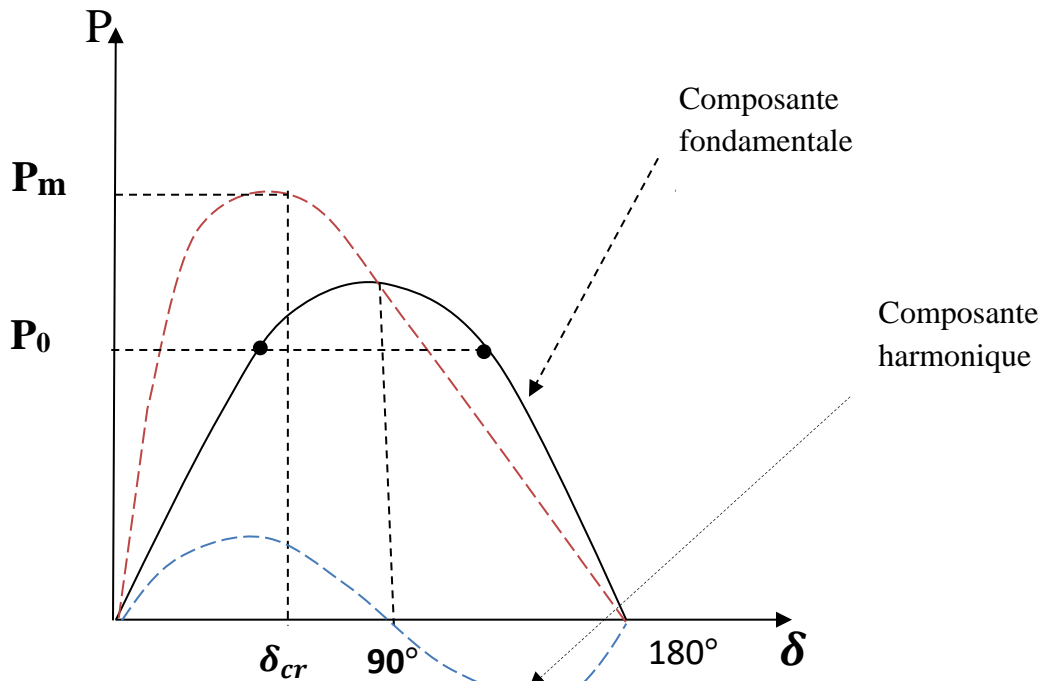
On peut écrire alors :

$$P = \frac{U_s E_q \sin \delta}{X_{q\Sigma}} \cos \delta + U_s \frac{E_q - U_s \cos \delta}{X_{d\Sigma}} \sin \delta$$

$$P = \frac{U_s E_q}{X_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U_s^2}{2} \left( \frac{1}{X_{q\Sigma}} - \frac{1}{X_{d\Sigma}} \right) \sin 2\delta$$

$$P = \frac{U_s E_q}{X_{d\Sigma}} \sin \delta + \frac{U_s^2}{2} \left( \frac{X_{d\Sigma} - X_{q\Sigma}}{X_{d\Sigma} X_{q\Sigma}} \right) \sin 2\delta \quad (1.15)$$

On voit que la puissance a deux composantes l'une fondamentale et l'autre harmonique (Figure. 1.13).



**Figure. 1.13 :** Caractéristique de puissance pour une machine à pôles saillants.

### 1.5. Puissance réactive générée

De l'équation (1.8), on peut conclure que le générateur produit de la puissance réactive ( $Q > 0$ ) si :

$$E \cdot \cos \delta > U$$

## Chapitre I : Généralités sur les machines synchrones

Dans ce cas le générateur se comporte comme un condensateur par rapport au système. Cette condition s'applique pour les grandes valeurs de  $E$ , et on dit que la machine est surexcitée. D'autre part, la machine est sous-excité si elle consomme de la puissance réactive ( $Q < 0$ ). Ici on a :

$$E \cdot \cos\delta < U$$

La figure 1-14 montre les diagrammes vectoriels pour les deux cas. La machine synchrone surexcitée est normalement utilisée pour fournir de la puissance réactive en jouant le rôle d'un condensateur synchrone, où aucune charge active n'est branchée à la machine ( $\delta = 0$ ). Dans ce cas nous avons

$$Q = \frac{U(E - U)}{x_s} \quad (1.16)$$

Le contrôle de la production d'énergie réactive s'effectue en changeant simplement  $E$ , en faisant varier l'excitation en courant continu.

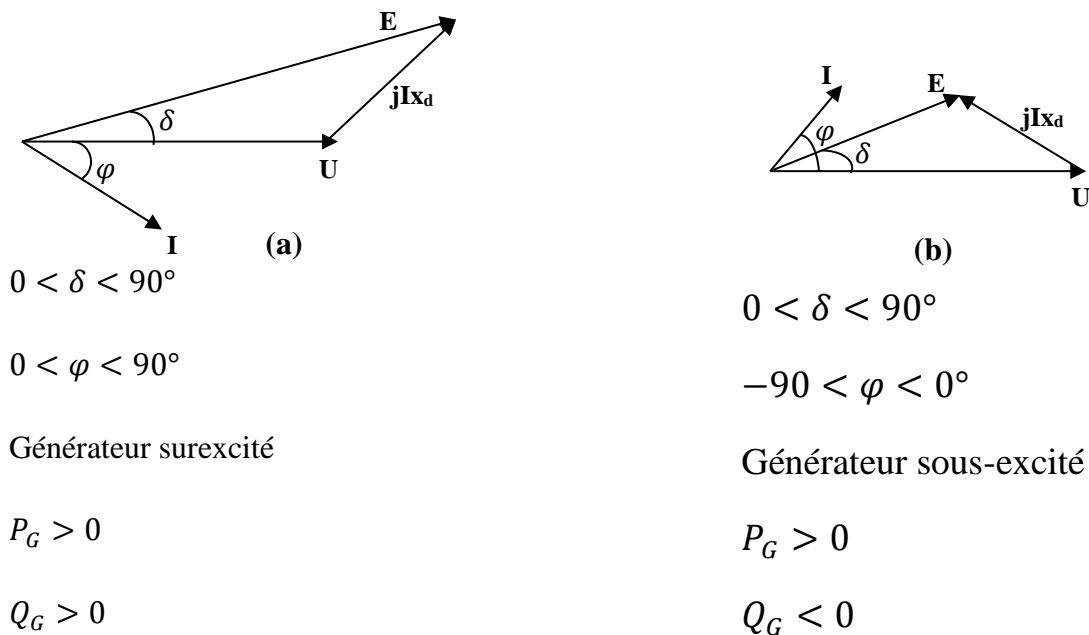


Figure. 1.14 : Diagrammes vectoriels pour une machine synchrone surexcité (a) et sous-excité (b)

## **1.6. Marge de la stabilité**

Du fait que les charges d'un système électrique sont variables, il devient indispensable de prévoir au niveau de chaque centrale une marge de stabilité statique  $k_{m,s}$ .

On définit la marge de la stabilité statique ( $k_{m,s}$ ) par le rapport, entre la puissance électrique maximale  $P_m$ , et la puissance d'équilibre  $P_0$  :

$$k_{m,s} = [(P_m - P_0)/P_0]. 100\% \quad (1.16)$$

Pour une puissance à transmettre donnée  $k_{m,s}$  dépend de  $P_m$ , et pour E et U donnée  $P_m$  dépend de  $x_s$  d'une manière hyperbolique parce que  $P_m$  et inversement proportionnelle à  $x_s$ .

## **Conclusion**

Dans ce chapitre on a présentés la machine synchrone qui est l'élément principal de la production de l'énergie électrique dans les réseaux électriques, on a vu que la puissance délivrée par le générateur dépend essentiellement de la f.é.m E du générateur, de la tension U du système, de la réactance sommaire de liaison  $x_s$  entre la machine et le système et de l'angle de déphasage  $\delta$  entre E et U. pour la puissance réactive, elle dépend essentiellement de la f.é.m E et donc du courant d'excitation continu.

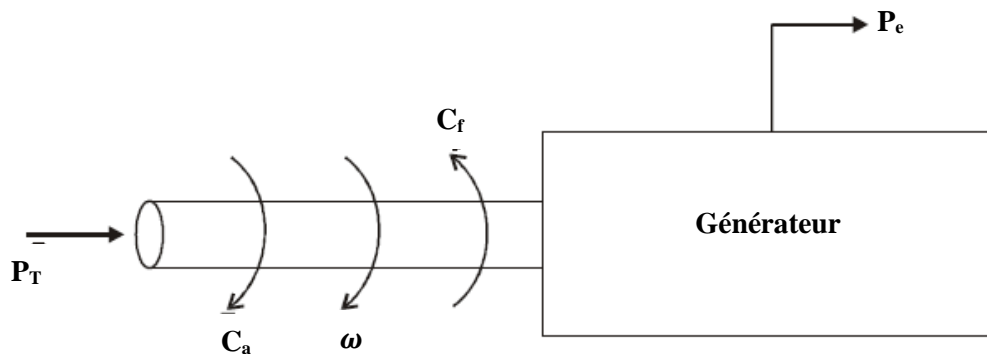
# CHAPITRE 2

**Stabilité dynamique d'un système électrique**

### Introduction

La stabilité dynamique est la capacité du générateur de rétablir le régime de fonctionnement normal après de fortes perturbations.

Ces perturbations sont de natures oscillatoires (interaction entre couples accélérateur et de freinage correspondants respectivement aux puissances de la turbine et du générateur, comme le montre la figure II.1).



**Figure.II.1. :** Interactions entre puissances mécanique de la turbine et électrique du générateur

Ces perturbations peuvent avoir différentes origines comme :

- Variation brusques de la charge (qu'on appelle saut de charge) ;
- Débranchement inattendu d'une ligne de transport ou d'un transformateur de grande puissance ;
- Débranchement d'un générateur ;
- Courts-circuits.

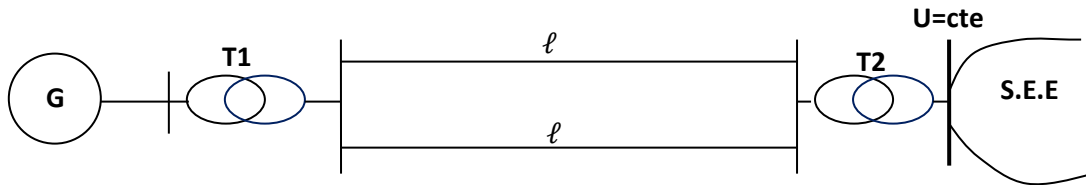
Les plus dures de ces perturbations sont les courts circuits (la tension est nulle au point de court-circuit triphasé).

Le degré d'effet du court-circuit sur la stabilité dynamique est évalué par la chute de tension dans le point de défaut. Plus la tension dans le point de défaut diminue plus la sortie du synchronisme est probable. Ceci fait que la stabilité dynamique est particulièrement étudiée dans le cas des courts-circuits triphasés.

## II.1. Système électrique avec une seule machine

### II.1.1. Caractéristiques de puissances

Considérons le système électrique avec une seule machine de la figure II.1



**Figure. II.1 : Exemple d'un système électrique avec une seule machine**

Si on a par exemple un court-circuit triphasé qui s'est produit dans l'une des deux lignes en parallèles du système, alors les caractéristiques de puissance pour les différents régimes seront représentées comme dans la figure II.2.

### II.1.2. Régime transitoire de la machine synchrone

Avant le court-circuit le système fonctionne en régime de fonctionnement stable et la caractéristique de puissance est représentée par la caractéristique (1), le générateur délivre une puissance  $P_0$  au système (point a est le point de fonctionnement initiale stable).

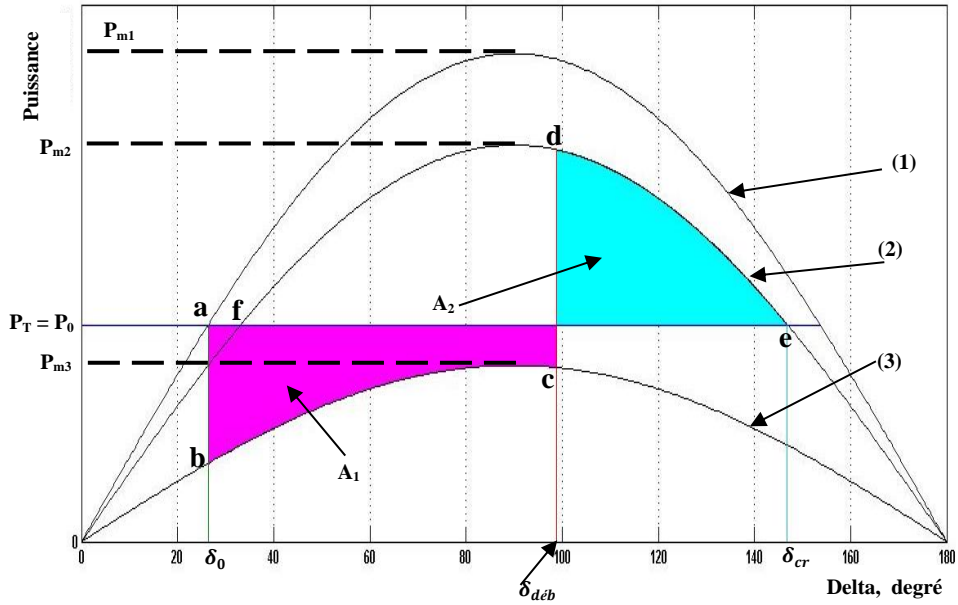
Au point a on a l'équilibre entre la puissance de la turbine  $P_T$  et celle électrique du générateur  $P_e$ , sont exprimées par l'équation de mouvement mécanique du rotor suivante :

$$P_T - P_e = P_T - P_{m1} \sin \delta_0 = M \cdot \left( \frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) = 0 \quad (2.1)$$

Avec  $P_T = P_{m1} \sin \delta_0 = P_0 = 0$

$M$  : moment d'inertie.

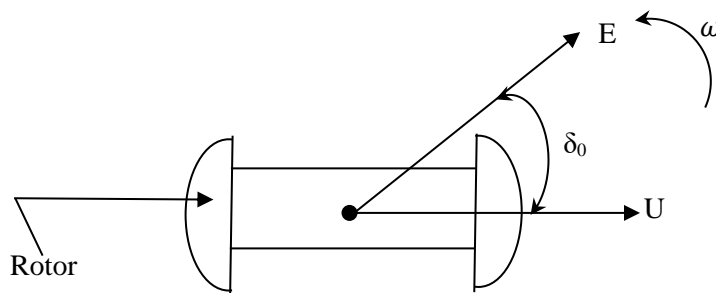
Ce qui donne  $\left( \frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) = 0$ , donc une vitesse de rotation constante.



**Figure II.2 : Caractéristiques de puissances dans le cas d'un court-circuit.**

- (1) Durant le régime normal (avant le défaut) ;
- (2) Durant le régime après avarie (après élimination du défaut) ;
- (3) Durant le régime d'avarie (durant le défaut).

Donc on conclut qu'avant le défaut le système est stable, et le point de fonctionnement stable (a) de la caractéristique (1), l'équilibre entre la puissance de la turbine et celle du générateur donne une rotation du rotor à la vitesse du synchronisme, c-à-d que les vecteurs f.é.m  $E$  du générateur et de la tension  $U$  du système tournent à la vitesse du synchronisme (Figure II.3).



**Figure. II.3 : Rotation à la vitesse du synchronisme des vecteurs  $E$  et  $U$  en régime de fonctionnement stable.**

A l'instant de l'apparition du court-circuit, et en raison de l'énergie mécanique du rotor, l'angle  $\delta$  entre les vecteurs  $E$  et  $U$  ne varie pas instantanément  $\delta = \delta_0$  mais le régime passe du (point a de la caractéristique 1) au (point b de la caractéristique 3), dans ce point la puissance de la



## Chapitre II. Stabilité dynamique d'un système électrique

turbine  $P_T$  qui est supposée constante et ne dépend pas des conditions extérieures est supérieur à celle de la machine  $P_b$  ( $P_T > P_b$ ).

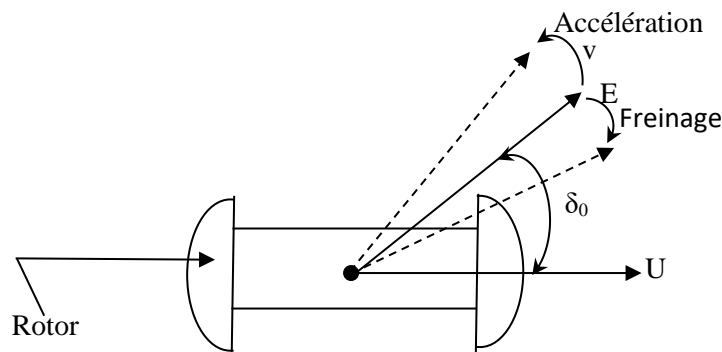
L'équation de mouvement (2.1) dans le point b devienne :

$$P_T - P_e = P_T - P_{m3} \sin \delta = M \cdot \left( \frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \neq 0 \quad (2.2)$$

Donc au point 'b', il apparait une accélération  $\left( \frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \neq 0$ , et le rotor commence à accélérer.

Le vecteur E qui jusqu'alors tournait en synchronisme avec le vecteur U commence à tourner à une vitesse plus grande, ce qui donne à l'apparition d'une vitesse relative de rotation  $\nu$  de E par rapport à U (Figure II.4).

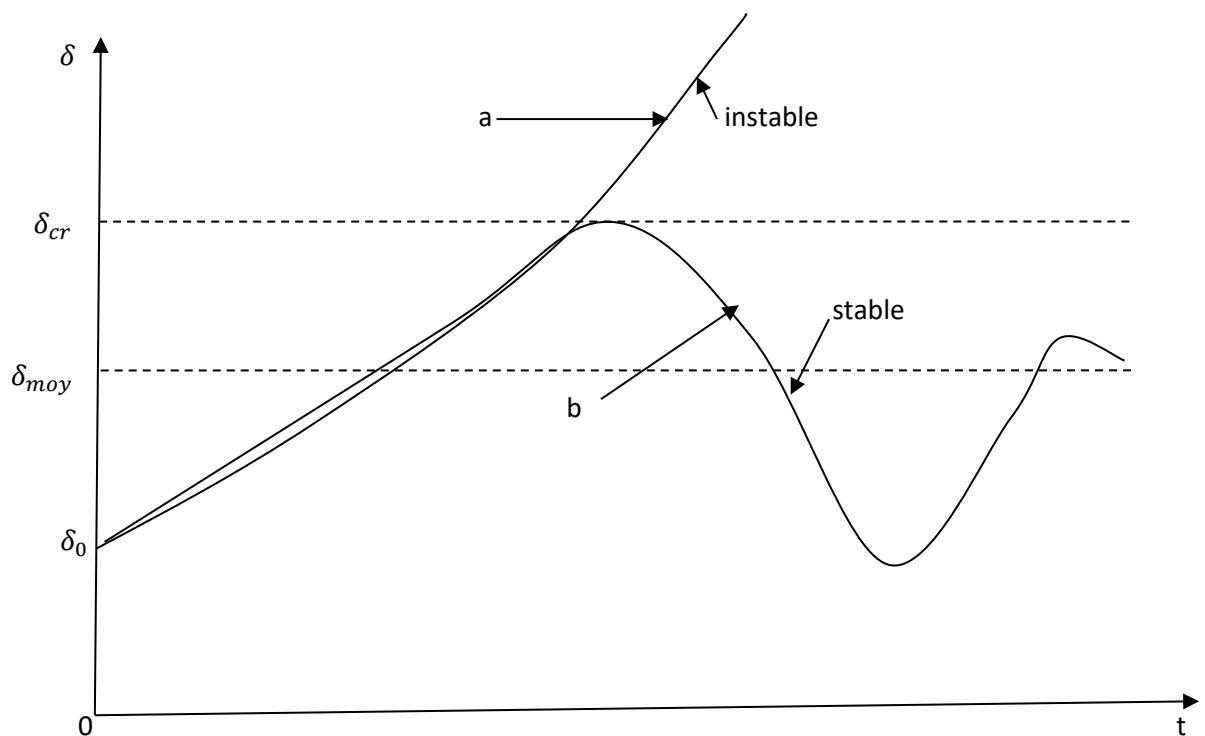
Le processus d'accélération continue jusqu'au l'angle limite de débranchement (au point 'c' moment de débranchement de la ligne en défaut), donc en passe de la caractéristique 3 en défaut à la caractéristique 2 (réseau de transport avec une seule ligne), au point d on a ( $P_d > P_T$ ) ? et un processus de freinage (Figure II.4) commence jusqu'à ce que la vitesse s'annule à l'angle critique  $\delta_{cr}$  (point e).



**Figure. II.4 : Processus d'accélération et de freinage**

Au point 'e', la vitesse relative s'annule, l'angle  $\delta$  est alors à valeur maximale mais le moment de freinage reste supérieur au moment accélérateur par conséquent la vitesse  $\nu$  commence à évaluer dans le sens inverse et l'angle  $\delta$  commence à diminuer de  $\delta_{cr} \rightarrow \delta_{moy}$  et au delà. Il s'établit une oscillation jusqu'à l'équilibre énergétique avec  $\nu=0$  et  $\delta = \delta_{moy}$  (point f).

Si le défaut est débranché au-delà du point c, alors l'angle delta continue à augmenter avec le temps et le système dans ce cas sera instable (figure II.5).



**Figure. II.5 : Variation de l'angle delta en fonction du temps**

## **II.2. La loi des aires (des surfaces)**

Elle est basée sur le fait que l'énergie accumulée lors de l'accélération du rotor (l'aire  $A_1$  de la figure II.2) doit être égale à celle dépensée pendant le freinage (l'aire  $A_2$ ).

L'équation de mouvement d'une machine synchrone connectée à un système de puissance infinie

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_T - P_e = P_a$$

$$\Rightarrow \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{1}{M} (P_T - P_e) = \frac{P_a}{M} \quad (2.3)$$

A partir de la dernière équation, on peut distinguer deux cas :

- a- L'angle delta augmente progressivement avec le temps (figure II.5.a) pour un système instable ;
- b- L'angle delta augmente puis elle diminue (figure II.5.b) pour un système stable.

## Chapitre II. Stabilité dynamique d'un système électrique

### II.2.1. Détermination de l'angle limite de débranchement

Avec la loi des aires, on peut déterminer l'angle limite de débranchement  $\delta_{deb}$ .

Alors, l'égalité des deux aires hachurées nous permet d'écrire :

$$A_1 + A_2 = 0 \quad (2.3)$$

$$\Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (p_0 - p_{m3} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_0}^{\delta_{deb}} (p_0 - p_{m2} \sin \delta) d\delta = 0$$

$$\text{Où : } \delta_{cr} = 180^\circ \quad \delta_2 = 180^\circ - \arcsin \frac{p_0}{p_{m2}}$$

$$\Rightarrow p_0(\delta_{deb} - \delta_0) + p_{m3}(\cos \delta_{deb} - \cos \delta_0) + p_0(\delta_{cr} - \delta_{deb}) + p_{m2}(\cos \delta_{cr} - \cos \delta_{deb}) = 0$$

$$\cos \delta_{deb} = \frac{P_0(\delta_{cr} - \delta_0) \frac{\pi}{180} + p_{m2} \cos \delta_{cr} - P_{m3} \cos \delta_0}{P_{m2} - P_{m3}} \quad (2.4)$$

Avec  $\delta_0$  et  $\delta_{cr}$  sont exprimé en degrés.

### II.3. Méthode des intervalles successifs

La procédure consiste à découper l'intervalle du temps du régime transitoire à analyser un élément  $\Delta t$  pour lesquels, on détermine successivement la variation de l'angle  $\delta$  et de la puissance  $P$ . Le régime permanent avant perturbation est défini par le point «  $a$  » de la Figure II.5.

A l'instant  $t_0 = 0$  de la perturbation, la puissance du générateur varie en faisant un écart avec  $P_0$  ( $P_T$ ) de  $\Delta P(0)$ . Si les éléments de temps  $\Delta t$  sont choisis suffisamment petits, on peut considérer que  $\Delta P(0)$  reste constant pendant l'écart  $\Delta \delta(1)$  correspondant à  $\Delta t$ .

Pour déterminer le temps de débranchement, on se base sur l'équation du mouvement du rotor.

$$\Delta P = P_0 - P_{m3} \sin \delta_0 = M \cdot \left( \frac{d^2 \delta}{dt^2} \right) \quad (2.5)$$

$M$ : moment d'inertie.

Ce qui donne :

## Chapitre II. Stabilité dynamique d'un système électrique

$$\left(\frac{d^2\delta}{dt^2}\right) = \left(\frac{1}{M}\right)\Delta P = \left(\frac{\pi.f}{H}\right)\Delta P \quad (2.6)$$

Avec :

$$M = \frac{H}{\pi.f} \quad (2.7)$$

$H$  : est la constante d'inertie.

Du caractère de l'équation (équation différentielle de 2<sup>ème</sup> ordre), il est difficile de la résoudre directement en fonction de  $\delta$ , pour cela on utilise d'autres méthodes telles que la méthode des intervalles successifs qui consiste en ce qui suit :

Soit :

$$K = \frac{\pi f(\Delta t)^2}{H} \quad (2.8)$$

L'écart de la puissance au début de l'intervalle (1) est :

$$\Delta P(0) = P_0 - P(0) = P_0 - P_{m3} \sin \delta_0 \quad (2.9)$$

L'angle correspond à la fin du premier intervalle (1) :

$$\delta(1) = \delta_0 + \Delta\delta(1) \quad (2.10)$$

Où  $\Delta\delta(1)$  : écart de  $\delta$  correspond au premier intervalle (1) qui est égale à :

$$\Delta\delta(1) = K \frac{\Delta P(0)}{2} \quad (2.11)$$

En insérant la valeur de  $\delta(1)$  dans l'expression de  $\Delta P$ , on obtient :

$$\Delta P(1) = P(0) - P_{m3} \sin \delta(1) \quad (2.12)$$

Où  $\Delta P(1)$  : écart entre les puissances du générateur et de la turbine au début du deuxième intervalle.

$$\Delta\delta(2) = \Delta\delta(1) + K\Delta P(1) \quad (2.13)$$

On peut constater que les écarts de  $\delta$  correspondant à des intervalles de temps ne sont pas égaux  $\Delta\delta(2) > \Delta\delta(1)$ , dues à l'accélération initiale au deuxième intervalle.

L'angle  $\delta$  correspond sera donc :

**Chapitre II. Stabilité dynamique d'un système électrique**

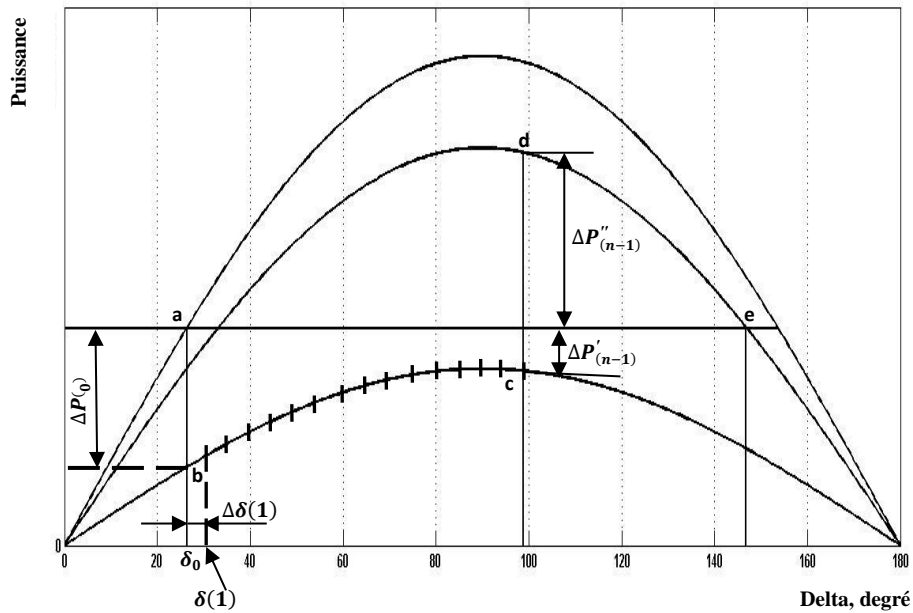
$$\delta(2) = \delta(1) + \Delta\delta(2) \tag{2.14}$$

La valeur de l'écart  $\Delta P(2) = P_0 - P_{m3} \sin \delta(2)$

La valeur de l'écart  $\Delta P(2)$  définit l'accélération qui à son tour permet de déterminer :

$$\delta(3) = \Delta\delta(2) + K\Delta\delta(2) \tag{2.15}$$

Et ainsi de suite



**Figure II.6 : Méthode des intervalles successifs.**

**Remarque :**

A l'instant de l'apparition et de l'élimination du défaut (c-à-d le passage d'un régime de fonctionnement à un autre régime), on doit prendre la valeur moyenne de l'écart de puissance juste avant et après l'apparition (élimination du défaut).

Par exemple au moment de l'apparition du défaut (passage du point (a) au point (b) des caractéristiques de la figure II.6) on a :

$$\Delta\delta(1) = \frac{K[\Delta P'(0) + \Delta P''(0)]}{2} \tag{2.16}$$

## Chapitre II. Stabilité dynamique d'un système électrique

Avec  $\Delta P'(0)$  : écart de puissance juste avant l'apparition du défaut (point a) donc :

$$\Delta P'(0) = P_0 - P_0 = 0$$

Et  $\Delta P''(0)$  : écart de puissance juste après l'apparition du défaut (point b) donc :

$$\Delta P''(0) = P_0 - P_{m3} \cdot \sin(\delta_0) \quad (2.17)$$

Même chose dans le cas de l'élimination du défaut (passage du point c au point d), dans ce cas on a :

$$\Delta \delta(n) = \Delta \delta(n-1) + \frac{K[\Delta P'(n-1) + \Delta P''(n-1)]}{2} \quad (2.18)$$

Avec  $\Delta P'(n-1)$ : écart de puissance juste avant l'élimination du défaut (point c) donc :

$$\Delta P'(n-1) = P_0 - P_{m3} \cdot \sin(\delta(n-1)) \quad (2.19)$$

Et  $\Delta P''(n-1)$  : écart de puissance juste après élimination du défaut (point d) donc :

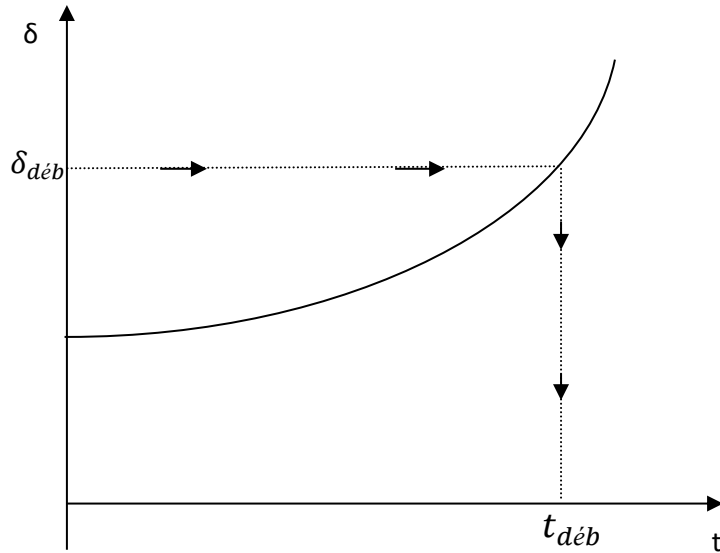
$$\Delta P''(n-1) = P_0 - P_{m2} \cdot \sin(\delta(n-1)) \quad (2.20)$$

Et d'une manière générale, sauf le cas de discontinuité (ci-dessus) on a :

$$\Delta \delta(m) = \Delta \delta(m-1) + K \Delta P(m-1) \quad (2.21)$$

Le calcul continu jusqu'à ce que  $\delta$  commence à diminuer (la machine est stable) où bien jusqu'à ce que l'on soit sûr que  $\delta$  continue à augmenter, dans ce cas la machine sort du synchronisme (la machine est instable).

De la courbe et après déterminer l'angle limite de débranchement  $\delta_{deb}$ , en fait correspondre cet angle et on détermine graphiquement le temps limite de débranchement correspondant à  $t_{deb}$  (Figure II.7).



**Figure II.7 : Détermination du temps limite de débranchement.**

## **II.4. Système électrique multimachines**

### **II.4.1. Hypothèses et simplifications**

Les équations multi-machines peuvent être écrites de manière similaire au système avec une seule machine branché à un système de puissance infini. Afin de réduire la complexité de l'analyse de la stabilité dynamique, des hypothèses simplificatrices similaires sont proposés comme suit :

1. Chaque machine synchrone est représentée par une source de tension constante en série avec une réactance transitoire ;
2. Les puissances mécaniques d'entrées sont supposées constantes pendant toute la durée de la simulation ;
3. En utilisant les tensions des JB avant défaut, toutes les charges sont converties en admittances équivalentes à la terre et sont supposées constantes ;
4. Les puissances d'amortissement ou asynchrones sont ignorées ;
5. L'angle mécanique rotorique de chaque machine coïncide avec l'angle de la tension qui se trouve en amont de la réactance de la machine ;
6. Les machines appartenant à la même station fonctionnent ensemble et sont dites cohérentes. Un groupe de machines cohérentes est représenté par une seule machine.

### II.4.2. Système d'équations

La première étape dans l'analyse de la stabilité transitoire est la solution initiale de l'écoulement de puissance pour déterminer les valeurs initiales des modules des tensions des JB et leurs angles. Les courants des machines avant le défaut sont déterminés par la formule suivante en unité relative (p.u) :

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (2.22)$$

Où  $m$  est le nombre de générateur.  $V_i$  est la tension du  $i^{\text{ème}}$  générateur,  $P_i$  et  $Q_i$  sont les puissances active et réactive du même générateur.

La f.e.m transitoire de ce générateur ( $E_i'$ ) est déterminée par l'expression suivante :

$$E_i' = V_i + jX_d' I_i \quad (2.23)$$

Ensuite, toutes les charges sont converties vers des admittances équivalentes en utilisant la relation suivante :

$$y_{io} = \frac{S_i^*}{|V_i|^2} = \frac{P_i - jQ_i}{|V_i|^2} \quad (2.24)$$

Pour ajouter les tensions des  $m$  générateurs en amont de leurs réactances transitoires,  $m$  JB sont ajoutés au réseau de  $n$  JB de charges. Le réseau équivalent sera représenté par la figure ci-dessous :

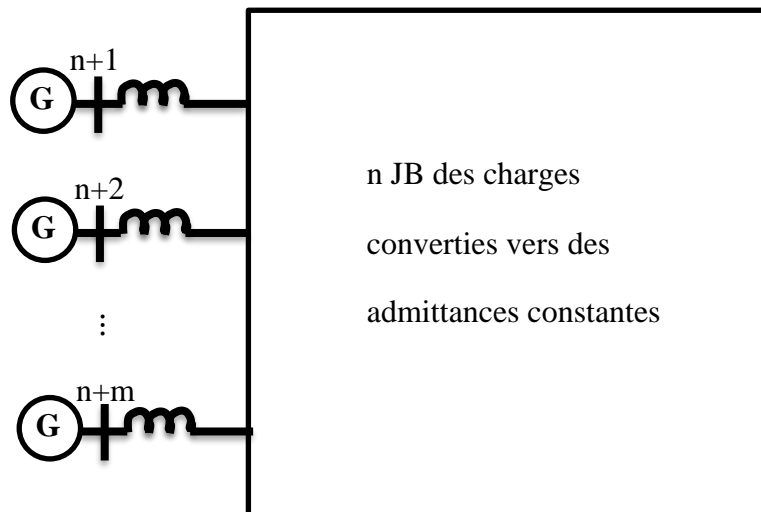


Figure II.8 : système électrique à  $m$  générateurs et  $n$  JB de charges.



## Chapitre II. Stabilité dynamique d'un système électrique

Alors on a le système d'équation suivant :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \\ \hline I_{n+1} \\ \vdots \\ I_{n+m} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \dots & Y_{nn} \\ Y_{(n+1)1} & \dots & Y_{(n+1)n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{(n+m)1} & \dots & Y_{(n+m)n} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{1(n+1)} & \dots & Y_{1(n+m)} \\ Y_{2(n+1)} & \dots & Y_{2(n+m)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n(n+1)} & \dots & Y_{n(n+m)} \\ Y_{(n+1)(n+1)} & \dots & Y_{(n+1)(n+m)} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{(n+m)(n+1)} & \dots & Y_{(n+m)(n+m)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \\ \hline E'_{n+1} \\ \vdots \\ E'_{n+m} \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Ou sous la forme générale :

$$I_{\text{bus}} = Y_{\text{bus}} V_{\text{bus}} \quad (2.26)$$

Avec  $I_{\text{bus}}$  est le vecteur courant injecté au JB ;

$V_{\text{bus}}$  est le vecteur des modules de tension des JB.

### II.4.3. Détermination de la puissance électrique

Pour simplifier l'analyse, tous les nœuds de charges sont éliminés par une formule de réduction. Pour cela la matrice admittance de (2.25) est partitionnée de sorte que tous les n JB à supprimer soient représentés dans les n lignes supérieures. Puisqu'aucun courant n'entre ou ne sort des JB de charge, les courants dans les n rangées sont nuls. Les courants des sources sont désignés par le vecteur  $I_m$  et les tensions sont représentés par les vecteurs  $V_n$  des charges  $E'_m$  des sources, donc l'expression (2.25) se réduit à :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & Y_{nm} \\ Y_{nm}^t & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ E'_m \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Le vecteur des tensions  $V_n$  peut être éliminé par substitution comme suit :

$$0 = Y_{nn} V_n + Y_{nm} E'_m \quad (2.28)$$

$$I_m = Y_{nm}^t V_n + Y_{mm} E'_m \quad (2.29)$$

De (2.28) on a :

$$V_n = -Y_{nn}^{-1} Y_{nm} E'_m \quad (2.30)$$

En remplaçant dans (2.29), on obtient :

## Chapitre II. Stabilité dynamique d'un système électrique

$$\begin{aligned} I_m &= [Y_{mm} - Y_{nm}^t Y_{nn}^{-1} Y_{nm}] E'_m \\ &= Y_{bus}^{red} E'_m \end{aligned} \quad (2.31)$$

La matrice admittance réduite est :

$$Y_{bus}^{red} = [Y_{mm} - Y_{nm}^t Y_{nn}^{-1} Y_{nm}] \quad (2.32)$$

De dimension  $(m \times m)$ , avec  $m$  est le nombre de générateurs.

La puissance électrique délivrée par la machine  $i$  sera :

$$S_{ei} = E'_i I_i^* \quad (2.33)$$

D'où

$$S_{ei}^* = E_i^{*'} I_i \quad (2.34)$$

La puissance active

$$P_{ei} = \Re[E_i^{*'} I_i] \quad (2.35)$$

Avec

$$I_i = \sum_{j=1}^m E'_j Y_{ij} \quad (2.36)$$

En passant à la forme polaire des tensions et admittances on peut écrire :

$E'_i = |E'_i| \angle \delta_i$  et  $Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij}$ , en remplaçant l'expression de  $I_i$  dans (2.35), on obtient :

$$P_{ei} = \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (2.37)$$

Avant la perturbation le système est stable et il y a équilibre entre la puissance électrique de sortie et la puissance mécanique d'entrée :

$$P_{mi} = P_{ei}$$

### **II.4.4. Stabilité dynamique d'un système à multimachines**

L'analyse de la stabilité dynamique (transitoire) est basée sur l'application d'un court-circuit triphasé proche d'un JB k du réseau.

## Chapitre II. Stabilité dynamique d'un système électrique

Un processus transitoire commence après ce défaut et l'équation de mouvement de la machine 'i' sera comme suit :

$$P_{mi} - \sum_{j=1}^m |E'_i| |E'_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) = \frac{H_i}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_i}{dt^2} \quad (2.38)$$

Avec  $Y_{ij}$  représente les éléments de la matrice admittance réduite durant le défaut ;  $H_i$  la constante d'inertie de la machine 'i', qui sera exprimée par rapport à la puissance de base  $S_b$ .

Si  $H_{Gi}$  est la constante d'inertie exprimée par rapport à la puissance de la machine  $S_{Gi}$ , alors  $H_i$  sera exprimée comme suit :

$$H_i = \frac{H_{Gi}}{S_b} S_{Gi} \quad (2.39)$$

On pose  $P_e^f$  la puissance électrique de la machine 'i' durant le défaut, alors on peut écrire :

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \Delta\omega_i \quad i = 1, \dots, m \quad (2.40)$$

$$\frac{d\Delta\omega_i}{dt} = \frac{\pi f_0}{H_i} (P_{mi} - P_e^f) \quad (2.41)$$

Nous avons deux équations d'états pour chaque générateur, avec les valeurs initiales des angles  $\delta_{0i}$  et des  $\Delta\omega_{0i}$ . Un programme en Matlab « ode23 » est utilisé pour résoudre les 2m équations différentielles du premier ordre ci-dessus. Lorsque le défaut est éliminé (par l'ouverture des disjoncteurs de la ligne en défaut), la matrice d'admittance réduite après défaut est calculée, ensuite on détermine la puissance électrique après défaut  $P_e^{pf}$ , avec cette puissance la simulation se poursuit pour obtenir une variation des angles  $\delta_i$  en fonction du temps. Si la variation augmente progressivement avec le temps alors le système est instable, par contre si la variation n'augmente pas avec le temps alors le système est stable.

Sur la base de la procédure ci-dessus, un programme en Matlab nommé '**trstab**' est développé pour l'analyse de la stabilité dynamique d'un système électrique à multi-machines soumis à une grande perturbation (court-circuit triphasé).

### **Conclusion**

Dans ce chapitre, on a étudié la stabilité dynamique des systèmes électriques, dans les deux cas avec monomachine et multimachines, la stabilité dynamique autrement dit l'étude de l'influence des grandes perturbations sur la stabilité d'un réseau électrique, les courts-circuits triphasés sont les perturbations les plus dangereux, c'est pour ça qu'on a étudié les courts-circuits triphasés. Plusieurs paramètres caractérisent la stabilité dynamique, parmi ces paramètres on distingue l'angle limite de débranchement du court-circuit  $\delta_{deb}$  déterminé à partir de la loi des aires et le temps limite de débranchement  $t_{deb}$  déterminé à partir de la méthode des intervalles successives.

# CHAPITRE 3

**Application sur un système multimachines**

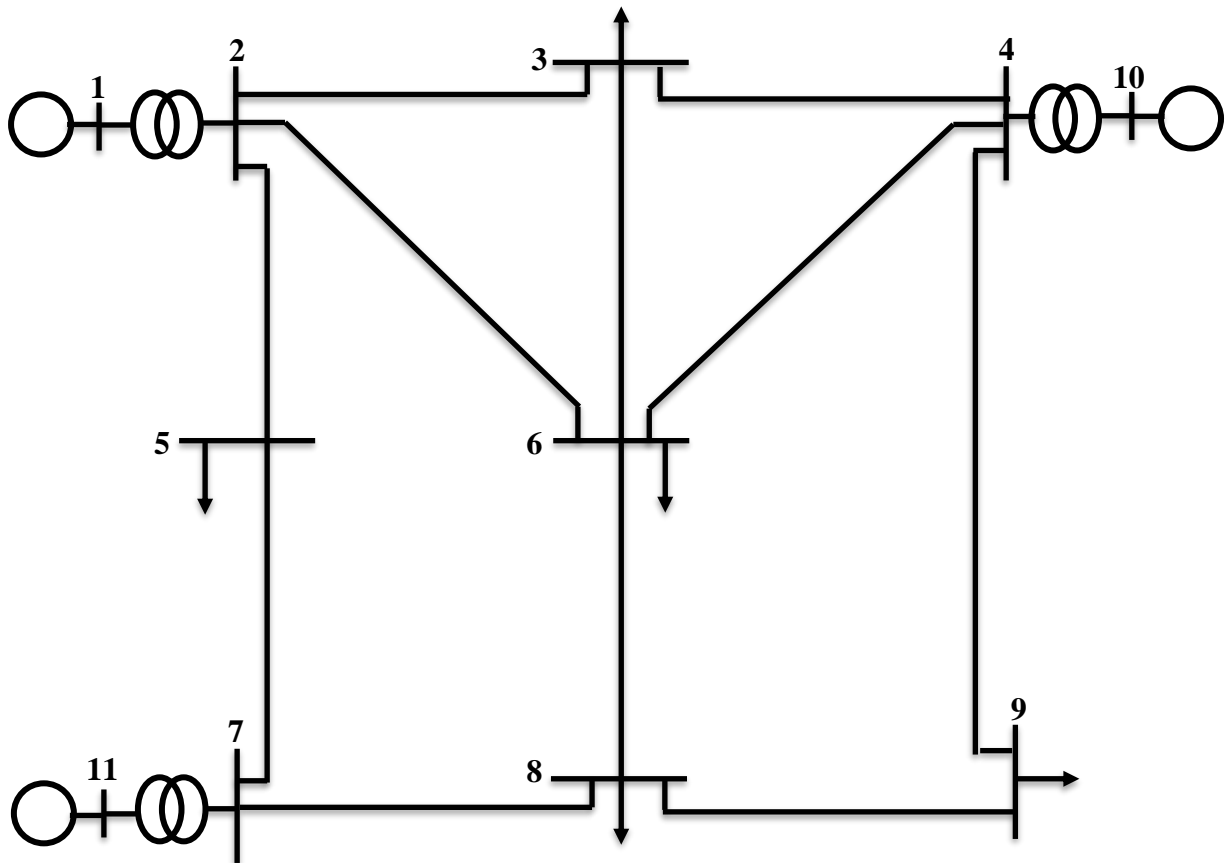
## Introduction

Dans ce chapitre on va faire une application sur un réseau de transport haute tension, le réseau (et ses données) proposé à l'étude est pris de la référence [1] et se compose de trois centrales représentées par les générateurs 1, 10 et 11.

L'objectif est d'étudier la stabilité de ce système (à multi-machines) suite aux grandes perturbations, en particulier les courts-circuits triphasés.

### III.1. Données du réseau à calculer

Le réseau proposé à l'étude est représenté par la (Figure III.1).



**Figure III.1 :** Réseau de transport à calculer

### Chapitre III. Application sur un système multimachines

Les données du réseau sont représentées par les tableaux suivants :

- Pour les charges :

**Tab. III.1 : Données des charges**

<b>Données des charges</b>					
<b>N° :</b> <b>du JB</b>	<b>Charge</b>		<b>N° :</b> <b>du JB</b>	<b>Charge</b>	
	<b>MW</b>	<b>MVAR</b>		<b>MW</b>	<b>MVAR</b>
<b>1</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>7</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>8</b>	<b>110.0</b>	<b>90.0</b>
<b>3</b>	<b>150.0</b>	<b>120.0</b>	<b>9</b>	<b>80.0</b>	<b>50.0</b>
<b>4</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>10</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>5</b>	<b>120.0</b>	<b>60.0</b>	<b>11</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>
<b>6</b>	<b>140.0</b>	<b>90.0</b>			

**Tab. III.2 : Données des sources**

<b>Données des sources</b>				
<b>N° :</b> <b>du JB</b>	<b>Tension</b> <b>Mod.</b>	<b>P<sub>générée</sub></b> <b>MW</b>	<b>Limites MVAR</b>	
			<b>Min.</b>	<b>Max.</b>
<b>1</b>	<b>1.040</b>			
<b>10</b>	<b>1.035</b>	<b>200.0</b>	<b>0.0</b>	<b>180.0</b>
<b>11</b>	<b>1.030</b>	<b>160.0</b>	<b>0.0</b>	<b>120.0</b>

**Tab. III.3 : Données des lignes et transformateurs**

<b>Données des lignes et transformateurs</b>				
<b>N° :</b> <b>du JB</b>	<b>N° :</b> <b>du JB</b>	<b>R</b> <b>p.u</b>	<b>X</b> <b>p.u</b>	$\frac{1}{2}$ . <b>B</b> <b>p.u</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>0.000</b>	<b>0.006</b>	<b>0.000</b>
<b>2</b>	<b>3</b>	<b>0.008</b>	<b>0.030</b>	<b>0.004</b>
<b>2</b>	<b>5</b>	<b>0.004</b>	<b>0.015</b>	<b>0.002</b>
<b>2</b>	<b>6</b>	<b>0.012</b>	<b>0.045</b>	<b>0.005</b>
<b>3</b>	<b>4</b>	<b>0.010</b>	<b>0.040</b>	<b>0.005</b>
<b>3</b>	<b>6</b>	<b>0.004</b>	<b>0.040</b>	<b>0.005</b>
<b>4</b>	<b>6</b>	<b>0.015</b>	<b>0.060</b>	<b>0.008</b>

### Chapitre III. Application sur un système multimachines

4	9	0.018	0.070	0.009
4	10	0.000	0.008	0.000
5	7	0.005	0.043	0.003
6	8	0.006	0.048	0.000
7	8	0.006	0.035	0.004
7	11	0.000	0.010	0.000
8	9	0.005	0.048	0.000

Tab. III.4 : Données des générateurs

Données des générateurs			
Gén.	R <sub>a</sub>	X' <sub>d</sub>	H
1	0	0.20	12
10	0	0.15	10
11	0	0.25	9

## III.2. Etude du régime initial

Pour le calcul des réseaux électriques, on utilise des méthodes itératives appliquées à un système d'équation algébrique non linéaire de grande dimension.

Les deux méthodes les plus utilisées dans le domaine de l'écoulement de puissance sont la méthode de Newton-Raphson et la méthode de Gauss-Seidel.

Il a été démontré par plusieurs études que la méthode de Newton-Raphson est la meilleure.

Donc pour le calcul de notre réseau, on va appliquer cette méthode.

### III.2.1. Description du programme de la méthode de Newton-Raphson

#### - Les fichiers de données

Pour le calcul du réseau électrique, on va utiliser un programme de calcul en Matlab appelé `lfnewton`, pour les fichiers de données on a :



### Chapitre III. Application sur un système multimachines

```
basemva=100; accuracy=0.0001; maxiter=10;
% Donnés des JB
busdata= [1 1 1.04 0 0 0 0 0 0 0 0
          2 0 1.0 0 0 0 0 0 0 0 0
          3 0 1.0 0 150.0 120 0 0 0 0 0
          4 0 1.0 0 0 0 0 0 0 0 0
          5 0 1.0 0 120.0 60.0 0 0 0 0 0
          6 0 1.0 0 140.0 90.0 0 0 0 0 0
          7 0 1.0 0 0 0 0 0 0 0 0
          8 0 1.0 0 110.0 90.0 0 0 0 0 0
          9 0 1.0 0 80.0 50.0 0 0 0 0 0
          10 2 1.035 0 0 0 200.0 0 0 180.0 0
          11 2 1.030 0 0 0 160.0 0 0 120.0 0];
% Données des lignes
linedata=[1 2 0.000 0.006 0.000 1.0
          2 3 0.008 0.030 0.004 1.0
          2 5 0.004 0.015 0.002 1.0
          2 6 0.012 0.045 0.005 1.0
          3 4 0.010 0.040 0.005 1.0
          3 6 0.004 0.040 0.005 1.0
          4 6 0.015 0.060 0.008 1.0
          4 9 0.018 0.070 0.009 1.0
          4 10 0.000 0.008 0.000 1.0
          5 7 0.005 0.043 0.003 1.0
          6 8 0.006 0.048 0.000 1.0
          7 8 0.006 0.035 0.004 1.0
          7 11 0.000 0.010 0.000 1.0
          8 9 0.005 0.048 0.000 1.0];

lfybus      % Forme la matrice admittance pour l'écoulement de puissance ;
lfnewton    % Solution de l'écoulement de puissance par la méthode de
            %Newton-Raphson
busout      % Affiche les résultats.
```

#### - Le fichier de sortie

Après exécution du programme on obtient les résultats suivants :

**Power Flow Solution by Newton-Raphson Method  
Maximum Power Mismatch = 2.17696e-09  
No. of Iterations = 4**

Bus	Voltage	Angle	-----Load-----		---Generation---		Injected
No.	Mag.	Degree	MW	Mvar	MW	Mvar	Mvar
1	1.040	0.000	0.000	0.000	246.646	206.451	0.000
2	1.028	-0.793	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
3	0.997	-1.970	150.000	120.0	0.000	0.000	0.000
4	1.024	-0.608	0.000	0.000	0.000	0.0000	0.000
5	1.017	-1.318	120.000	60.0	0.000	0.0000	0.000
6	0.993	-2.277	140.000	90.0	0.000	0.0000	0.000
7	1.021	-0.348	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
8	0.985	-2.414	110.000	90.0	0.000	0.000	0.000
9	0.981	-2.798	80.000	50.0	0.000	0.000	0.000
10	1.035	0.257	0.000	0.000	200.00	141.499	0.000
11	1.030	0.524	0.000	0.000	160.00	95.095	0.000
	<b>Total</b>		<b>600.000</b>	<b>410.000</b>	<b>606.646</b>	<b>443.045</b>	<b>0.000</b>

### III.3. Etude du régime d’avarie

#### III.3.1. Cas d’un court-circuit triphasé proche du JB 4

On va étudier le cas d’un court-circuit triphasé dans la ligne (4,9) et proche du JB 4.

**a- Pour un temps de débranchement  $t_{deb} = 0.4$  s**

Pour cela on va appliquer un autre programme de calcul en Matlab appelé **trstab**[1], après exécution du programme on obtient les résultats suivants :

La matrice d’admittance réduite avant défaut

$Y_{bf} =$

$$\begin{matrix} 0.4044 - 3.5157i & 0.4006 + 1.2902i & 0.2718 + 0.8352i \\ 0.4006 + 1.2902i & 0.6446 - 3.9705i & 0.3069 + 0.9567i \\ 0.2718 + 0.8352i & 0.3069 + 0.9567i & 0.2543 - 2.8759i \end{matrix}$$

<b>G(i)</b>	<b>E'(i)</b>	<b>d0(i)</b>	<b>Pm(i)</b>
1	1.5133	18.2666	2.4665
10	1.2735	13.4128	2.0000
11	1.3193	17.6434	1.6000

### Chapitre III. Application sur un système multimachines

Enter faulted bus No. -> **4**

La matrice d'admittance réduite durant défaut

Ydf =

$$\begin{matrix} 0.1588 - 4.2206i & 0.0000 + 0.0000i & 0.0843 + 0.3127i \\ 0.0000 + 0.0000i & 0.0000 - 6.3291i & 0.0000 + 0.0000i \\ 0.0843 + 0.3127i & 0.0000 + 0.0000i & 0.1112 - 3.2631i \end{matrix}$$

Enter the bus to bus Nos. of line to be removed -> **[4,9]**

La matrice d'admittance réduite après défaut

Yaf =

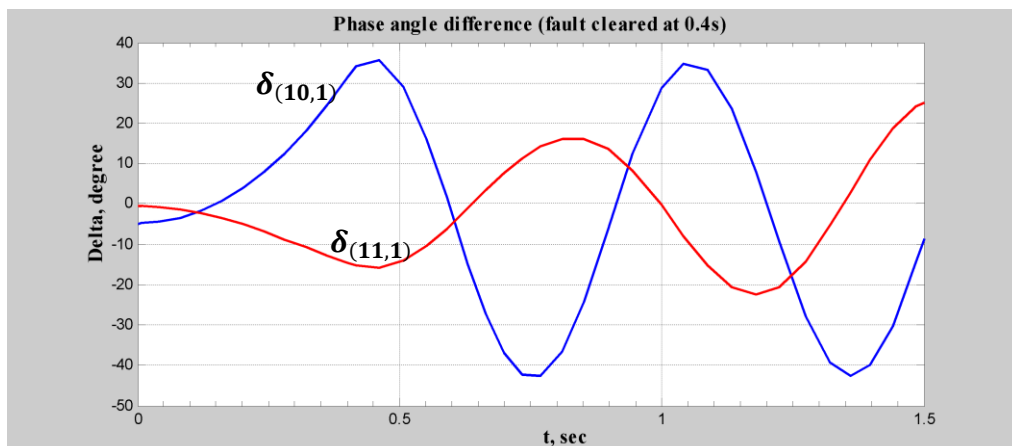
$$\begin{matrix} 0.4044 - 3.5200i & 0.3769 + 1.2857i & 0.2806 + 0.8320i \\ 0.3769 + 1.2857i & 0.6195 - 3.8251i & 0.2897 + 0.8964i \\ 0.2806 + 0.8320i & 0.2897 + 0.8964i & 0.2706 - 2.8569i \end{matrix}$$

Enter clearing time of fault in sec. **tc = 0.4**

Enter final simulation time in sec. **tf = 1.5**

Fault is cleared at **0.400 sec.**

La variation de la différence d'angle des générateurs 10 et 11 par rapport au générateur de référence 1 est représenté par la figure suivante :



**Figure III.2 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 0.4$  s**

D'après la figure ci-dessus, on voit que pour un court-circuit triphasé proche du JB 4 et pour un temps de débranchement  $t_{déb} = 0.4$  s, alors le système est stable.

b- Pour un temps de débranchement  $t_{déb} = 0.5$  s

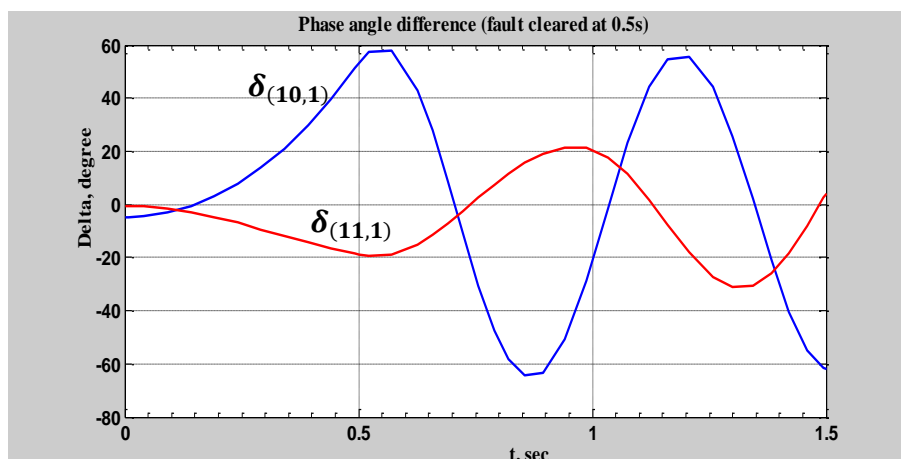


Figure III.3 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 0.5$  s

c- Pour un temps de débranchement  $t_{déb} = 0.8$  s

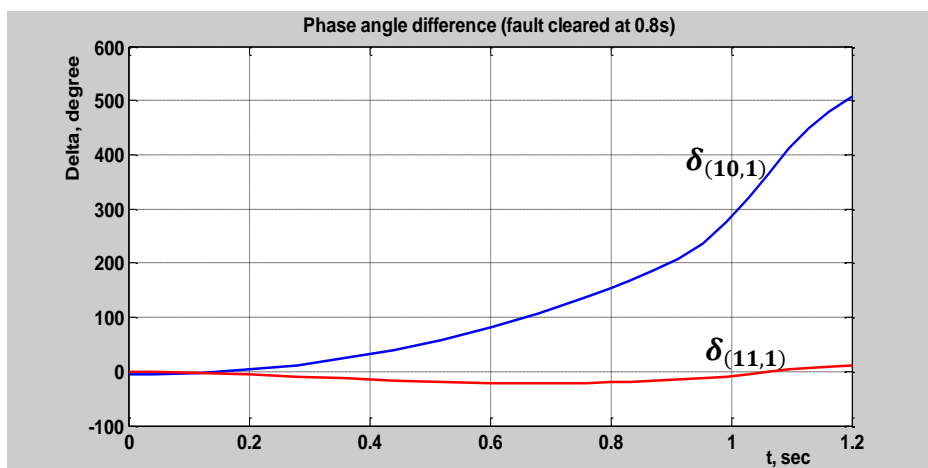


Figure III.4 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 0.8$  s

D'après la figure III.4, on voit que l'angle delta du générateur 10 augmente avec l'augmentation du temps ce qui signifie que le générateur sort du synchronisme (perte de stabilité).

### III.3.2. Détermination du temps limite de débranchement

Maintenant on va déterminer le temps limite de débranchement pour que le système (générateur 10) soit stable, alors pour cela on va répéter le programme de calcul **trstab** pour différentes valeurs de  $t_{déb}$ , on a obtenu les résultats suivants :

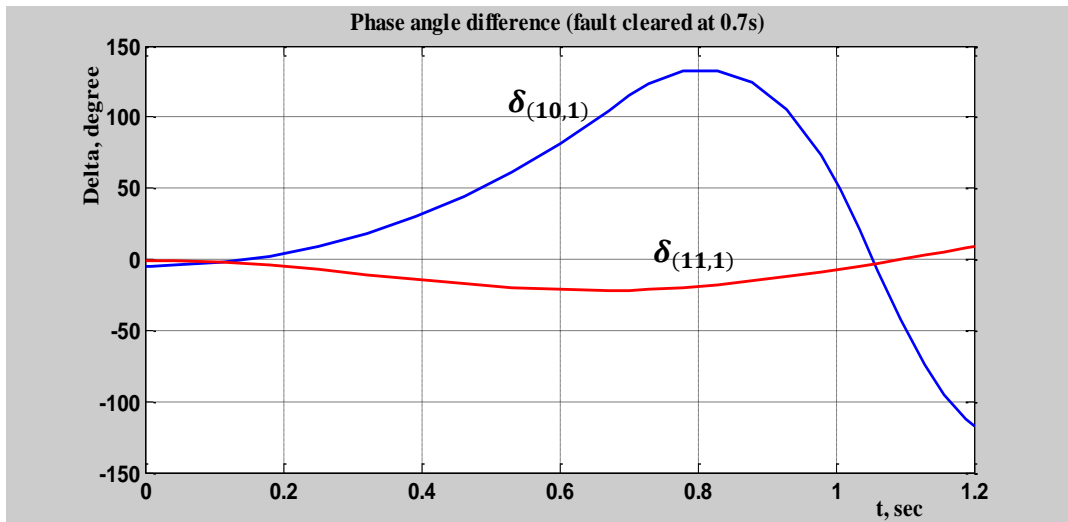


Figure III.5 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 0.7$  s

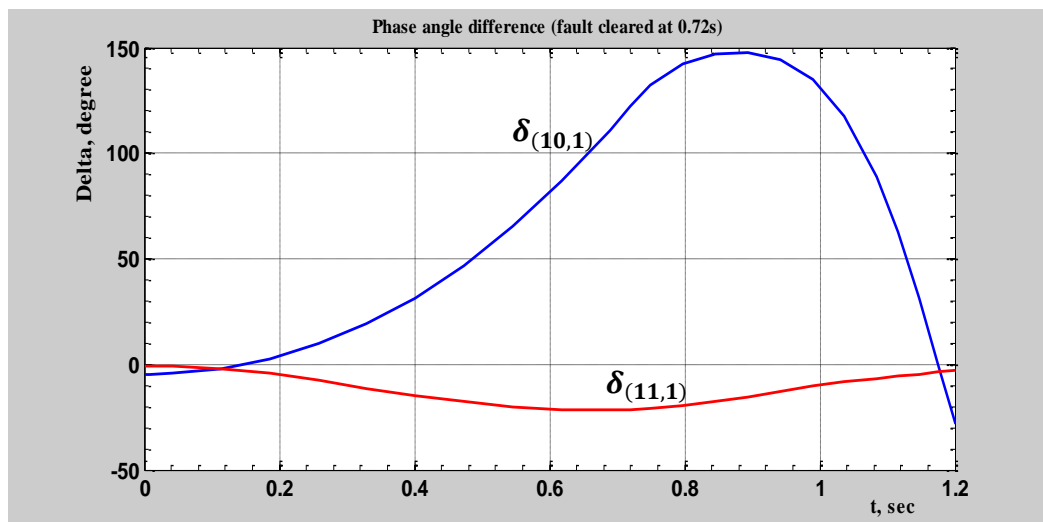


Figure III.6 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 0.72$  s

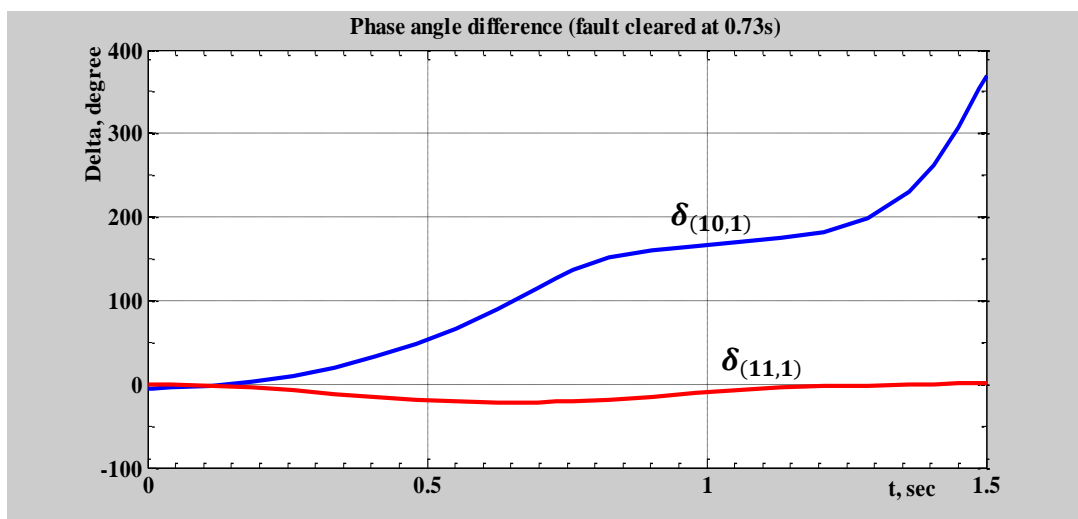


Figure III.7 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 0.73$  s

### III.3.3. Interprétations

Donc d'après les courbes des figures III.5 à 7, on conclut que pour que le générateur 10 proche du court-circuit reste stable, il faut que le temps limite de débranchement ne dépasse pas  $t_{déb} = 0.72 \text{ s}$ .

### III.3.4. Cas d'un court-circuit triphasé proche du JB 7

On va étudier maintenant, le cas d'un court-circuit triphasé dans la ligne (7,8) et proche du JB 7, les résultats de calcul sont représentés par les figures ci-dessous.

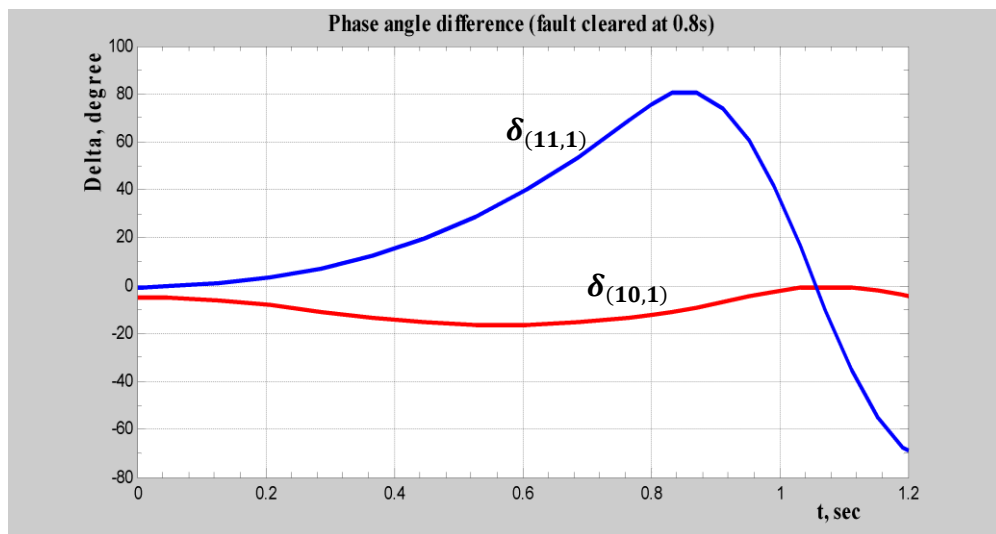


Figure III.8 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 0.8 \text{ s}$

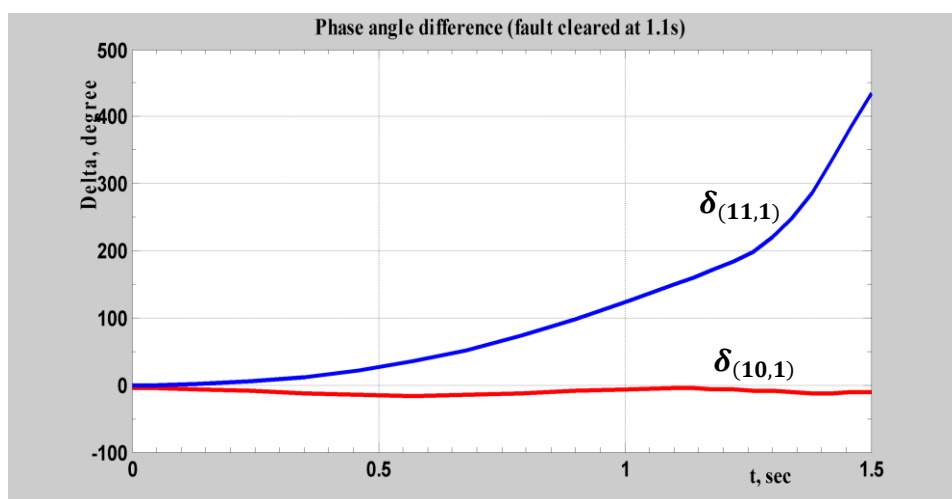


Figure III.9 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 1.1 \text{ s}$

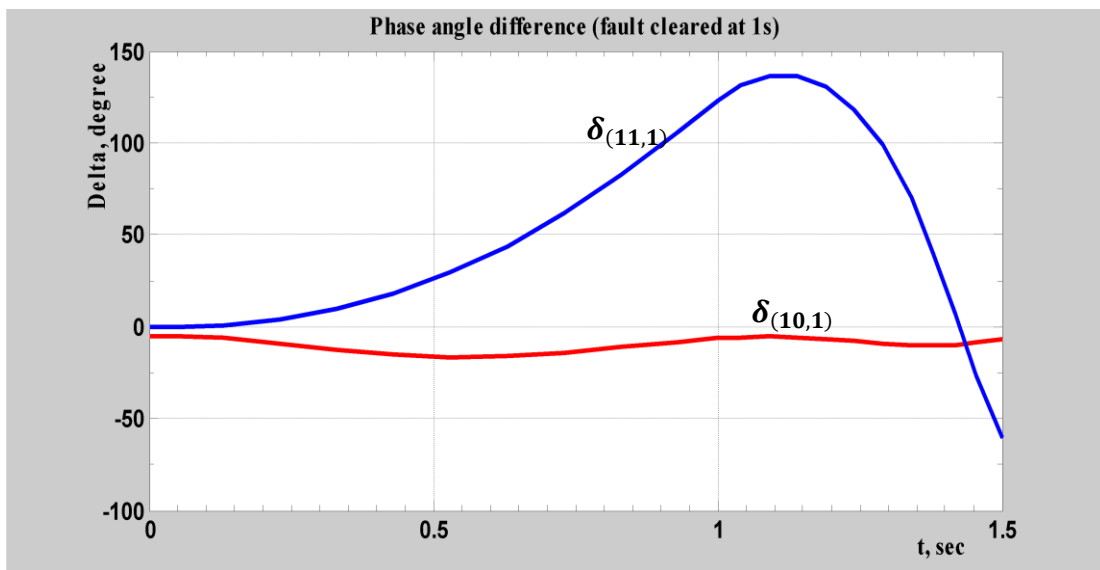


Figure III.10 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{deb} = 1.0$  s

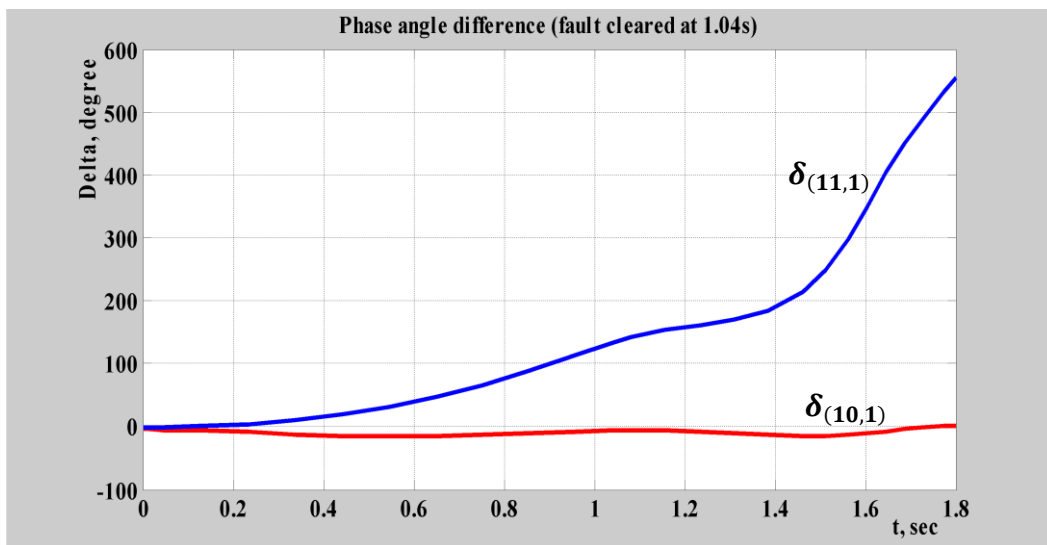


Figure III.11 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{deb} = 1.04$  s

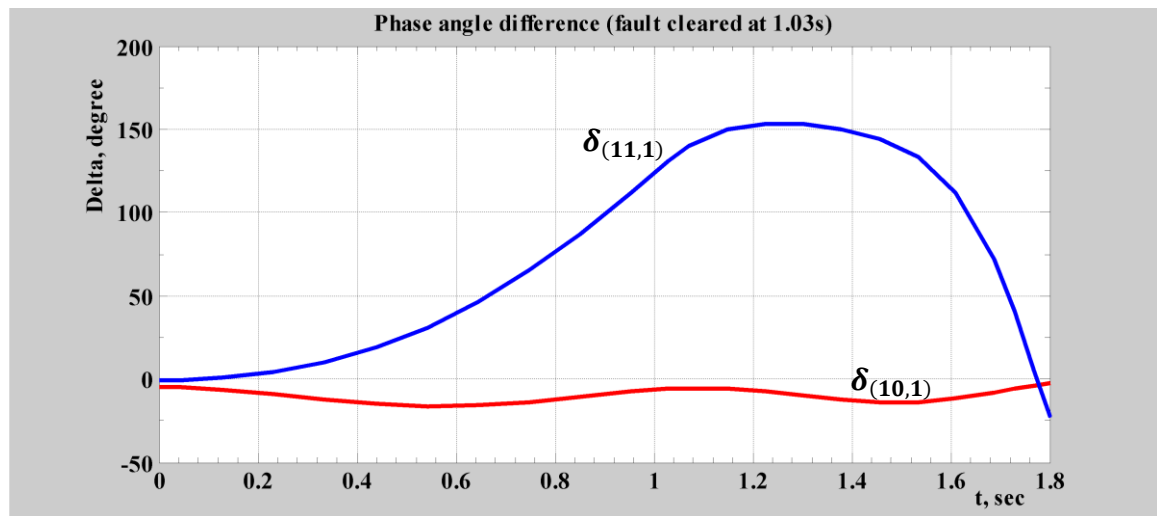


Figure III.12 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pour  $t_{déb} = 1.03$  s

#### III.3.5. Interprétations

D'après les figures III.8 à 12, on constate que pour un court-circuit triphasé dans la ligne (7,8) et proche du JB 7. Ce défaut influence en premier lieu la centrale la plus proche (générateur 11) et d'après les figures ci-dessus on voit que le système (générateur 11) reste stable pour un temps limite de débranchement ne dépassant pas  **$t_{déb} = 1.03$  s.**

#### Conclusion

D'après les courbes de variations de l'angle  $\delta$  en fonction du temps et pour un temps de débranchement donné, on voit que pour les temps de débranchement inférieur ou égale au temps limite de débranchement, le système sera stable, et pour un temps de débranchement supérieur au temps limite le système est instable.

La détermination du temps limite de débranchement pour ce type de défaut est une étape importante dans l'analyse des réseaux électriques en générale et en particulier dans la protection de ces derniers par un choix judicieux des moyens de protection (disjoncteurs).



# Conclusion Générale

## CONCLUSION GÉNÉRALE

Cette étude nous a permis d'approfondir nos connaissances au calcul et l'analyse des réseaux électriques et en particulier la stabilité dynamique des systèmes électriques.

Dans ce travail, nous avons étudiés l'influence des courts-circuits triphasés sur la stabilité d'un système électrique monomachine et multimachines, la machine synchrone est l'élément principal dans la production de l'énergie électrique, alors toutes perturbations dans le système électrique vont se répercutées directement sur elle.

L'étude et l'analyse de la stabilité dynamique d'un système électrique est la capacité de ce dernier de rétablir un nouveau régime de fonctionnement stable après de fortes perturbations, les plus dures de ces perturbations sont courts-circuits et en particulier les courts-circuits triphasés.

Le degré d'effet du court-circuit sur la stabilité dynamique est évalué par la chute de tension dans le point de défaut. Plus la tension dans le point de défaut diminue plus la sortie du synchronisme est plus probable. Ceci fait que la stabilité dynamique est particulièrement étudiée dans le cas des courts-circuits triphasés.

Parmi les indices caractéristiques de la stabilité d'un système électrique, on distingue : Le coefficient de la marge de stabilité ( $k_{ms}$ ), la puissance maximale ( $P_m$ ), l'angle de fonctionnement delta ( $\delta$ ), l'angle limite de débranchement ( $\delta_{deb}$ ) et le temps limite de débranchement ( $t_{deb}$ ).

Pour notre étude, on a utilisé un programme de simulation en Matlab pour l'analyse de la stabilité dynamique d'un système multimachines, on a trouvé que pour un court-circuit triphasé proche d'un générateur, ce dernier peut tomber dans l'instabilité si on n'arrive pas à éliminer le court-circuit (par l'ouverture des disjoncteurs de la ligne en défaut) avant d'arriver à l'angle limite de débranchement ( $\delta_{deb}$ ). Avec ce programme on a pu déterminer cette angle critique.

La détermination l'angle limite de débranchement ( $\delta_{deb}$ ) nous permet de déterminer ensuite le temps limite de débranchement ( $t_{deb}$ ), avec lequel ensuite on l'utilise comme paramètre important pour la caractérisation des appareils de protections comme les disjoncteurs.

# Références Bibliographiques

# Bibliographie

## Ouvrage :

- [1] Hadi SAADAT, « Power system analysis », Editions: McGraw Hill, New Delhi, 2002.
- [2] O.I. ELGARD, “Electric Energy Systems Theory: An Introduction”, Editions: McGraw Hill, New York, 1982.
- [3] P. KUNDUR, “Power System Stability and control”, Editions: McGraw Hill, New York, 1994.

## Mémoire et thèse :

- [4] CHERIF ANIS, Otmane. « Observation de la Machine Synchrone à Rotor Bobiné Sans Capteurs (Sensorless). Thèse de doctorat. Université Mouloud Mammeri., Tizi Ouzou, 2016.
- [5] ADEL, Annane. « Analyse du comportement du moteur synchrone dans les entraînements électriques à vitesse variable ». Mémoire de magister, option Electromécanique, Université d’Annaba, 2009.

## Documents web :

- [6] CHEVASSU, Claude. « Machines Electriques ». Manuel libre sur <http://mach.elec.free.fr>, 2012.