

*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 Electrique



جامعة بجاية  
Tasdawit n Bgayet  
Université de Béjaïa

Mémoire de Fin de Cycle en vue de  
l'obtention du diplôme de master en  
Electrotechnique  
Option : Réseaux Electriques

**Thème :**

**Etude comparative sur les méthodes d'analyse de la  
stabilité des réseaux électriques**

**Réalisé par :**

- M<sup>lle</sup> MALEK Mounia
- M<sup>r</sup> BALI Mohand Said

**Encadré par :**

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

**Jury :**

M<sup>r</sup> A.BOUZIDI  
M<sup>me</sup> F.ZIDANE

**PROMOTION 2016**

## REMERCIEMENTS

*Tout d'abord, nous remercions dieu tout puissant de nous avoir donné le courage et la force pour réaliser ce mémoire.*

*Egalement, nous exprimons nos plus profonds remerciements à :*

- *Nos parents pour leur soutien moral et matériel,*
  
- *Notre encadreur, Mr. A.MEDJDOUB, de nous avoir encadré tous au long de la préparation de ce mémoire.*
  
- *L'ensemble des membres du jury de nous avoir fait l'honneur de juger ce Travail,*
  
- *Tous les enseignants qui ont participé à notre formation.*

## *Dédicaces*

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

*Merci du fond du cœur*

*À mes grands-parents,*

*À mes frères : Nassim et Farid*

*À mes tantes : Meriem, Karima et aicha, à leurs maris et leurs enfants*

*À mon oncle zak et sa femme Sonia et leurs enfants*

*Iness, anis*

*À mes copines de chambre : Iwiza et Kahina*

*À mes amis : Sabrina, Nawel, Miha, Nabila, Nassim, Salima, Fatah, Massi, Lhassen, houssam, Samira, Razkia et Lyes.*

*À mon binôme*

*À ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études*

**MOUNIA**

## *Dédicaces*

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

*Merci du fond du cœur.*

*À mes frères : 93, Ali*

*À mes sœurs : Chabha, Taoues, Karima et Sabrina, à leurs maris et leurs enfants.*

*Ma chère regrettée grand mère yema Zineb paix à son âme.*

*À mes amis : Menad, Omar, Mit, Wezzy, Moussa, Lyes, Chbirdou, Ouali, Fetouh(s), Sihem, Bila, Nassim, Massi(s), Lhassen, Houssam, Idir, Yanis, Chafak, Salima, Ravah ... Et plein d'autres que je ne peux citer par écrit mais sont présents dans mes pensées.*

*À ma chère binôme.*

*Toutes mes nouvelles connaissances de fac.*

*À ceux qui m'ont soutenu pendant toute la durée de mes études.*

**M.SAID**

## La liste des tableaux

|   |    |
|---|----|
| Tableau I.1. Tableau des domaines de tension.....                             | 11 |
| Tableau III.1 : Classification des méthodes d'intégration.....                | 56 |
| Tableau IV.1 : résultats de la méthode d'Euler modifié pendant le défaut..... | 72 |
| Tableau IV.2 : résultats de la méthode d'Euler modifié après le défaut.....   | 72 |

## Liste des figures

### Chapitre I

|  |    |
|--|----|
| Figure I.1 : schéma d'une structure maillé.....                    | 5  |
| Figure I.2: schéma d'une structure bouclée.....                    | 5  |
| Figure I.3 : schéma d'une structure radial.....                    | 6  |
| Figure 1.4 : Les différents niveaux d'un système de puissance..... | 7  |
| Figure I.5 : Structure générale d'un réseau électrique.....        | 10 |
| Figure I.6 : Exemple de variations rapide de la tension.....       | 13 |
| Figure I.7 : Creux de tension.....                                 | 13 |
| Figure I.8 : Exemple de cas de sursensions transitoire.....        | 14 |
| Figure I.9 : Déséquilibre de tension.....                          | 15 |

### Chapitre II

|   |    |
|---|----|
| Figure II.1 : Caractéristiques des phénomènes dynamiques rencontrés dans les systèmes de puissance.....                   | 23 |
| Figure II.2 : Classification des différents types de stabilité .....  | 24 |
| Figure II.3 :Circuit équivalent d'un modèle simplifié d'un réseau à deux nœuds et son diagramme vectoriel équivalent..... | 29 |
| Figure II.4 : Famille de courbes en « nez » avec facteur de puissance comme paramètre....                                 | 31 |
| Figure II.5 : Bifurcation de tension.....   | 32 |
| Figure II.6 : Variation d'angle de rotor.....   | 36 |
| Figure II.7 : machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.....   | 36 |
| Figure II.8: relation puissance-angle de rotor... ..  | 37 |
| Figure II.9 : Variation d'angle de rotor.....   | 38 |
| Figure II.10 : Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.....  | 41 |
| Figure II.11 : Variation de puissance du générateur en fonction de l'angle interne.....                                   | 50 |
| FigureII.12 : Influence de la puissance active sur la marge de la stabilité.....  | 53 |

### Chapitre IV

|  |    |
|--|----|
| Figure IV.1 : Organigramme de programmation – méthode classique de ST..... | 66 |
| Figure IV.2 : schéma de système de puissance.....                          | 67 |
| Figure IV.3 : schéma avant le défaut.....                                  | 67 |

|   |    |
|---|----|
| Figure IV.4 : schéma de système de puissance pendant le défaut.....                         | 68 |
| Figure IV.5 : schéma de système de puissance don l'état de défaut.....                      | 68 |
| Figure IV.6 : $P_e$ en fonction de l'angle rotorique avant, pendant et après le défaut..... | 69 |
| Figure IV.7 : Variation de l'angle delta en fonction du temps pendant le défaut.....        | 72 |
| Figure IV.8 : Variation de l'angle delta en fonction du temps après le défaut.....          | 73 |

## Liste des abréviations

$\delta$  : l'angle de charge.

$E$  : la tension électromotrice du générateur.

$X_g$  : l'impédance du générateur.

$P_{\max}$  : la puissance électrique maximale.

$U$  : la tension aux bornes de générateur.

$\varphi$  : le déphasage entre courant et tension.

$t_{ij}$  : le facteur de réglage de tension en charge.

$\alpha_{ij}$  : le déphasage introduit par le transformateur entre les jeux de barre  $i$  et  $j$ .

$Y$  : la matrice admittance du transformateur.

$I_i, I_j$  : le courant primaire et secondaire du transformateur.

$V_i, V_j$  : la tension primaire et secondaire du transformateur.

$m$  : le rapport de transformation.

$B$  : admittance shunt (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre).

$G$  : conductance d'isolation.

$Z^1$  : l'impédance directe.

$Z^2$  : l'impédance inverse.

$Z^0$  : l'impédance homopolaire.

$jX''_d$  : l'impédance subtransitoire.

$jX'_d$  : l'impédance transitoire.

$jX_d$  : l'impédance permanent.

$X_\varphi$  : la réactance de fuite

$\omega_{sm}, \omega_s$  : vitesse de rotation synchrone en rd/s.



$\omega$  : pulsation des courants statoriques (armature), en rd/s.

$p$  : nombre de paires de pôles.

$N$  : vitesse de rotation synchrone, en tr/mn.

$f, f_s$ : fréquence, en HZ.

$V_\infty, V_{inf}$  : tension du jeu de barre infinie.

$\delta_0$  : l'angle de fonctionnement avant l'apparition du défaut.

$\omega_m$  : la vitesse mécanique du rotor.

$J$  : le moment d'inertie du rotor.

$P_e$  et  $P$  : la puissance électrique.

$P_m$  : la puissance mécanique.

$E_g$  : source de tension.

$E_0$  : la tension du jeu de barre infini.

$C_m$  : le couple mécanique.

$C_e$  : le couple électrique (résistant).

$C_i$  : le couple d'inertie.

$C_a$  : un couple d'amortissement.

$\theta_m$  : l'angle mécanique.

$\delta_m$  : L'angle mécanique.

$M$  : est le moment d'inertie de la partie tournante.

$\omega_k$  : l'énergie cinétique emmagasinée par la machine.

$H$  : la constante d'inertie de la machine.

$S_b$  : la puissance de base de la machine.

$P_{el}$ : la puissance électrique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_a$ .

$P_{e2}$  : la puissance électrique appliquée pour l'angle correspondant  $\delta_b$ .

$\Delta\delta$  : déviation de l'angle.

$D, a$  : le coefficient d'amortissement de la machine.

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

$\omega_n$  : Fréquence naturelle.

$\omega_d$  : Fréquence d'amortissement.

$\omega_0$  : Vitesse de synchronisme

$\Delta t$  : le pas de temps.

$\delta_c$  : l'angle critique.

$P_{trans}$  : puissance active transitée.

$Q_{trans}$  : puissance réactive transitée.

$JB, j_b$  : jeu de barre.

LTC : transformateurs régleurs de charge.

TID : le temps d'isolement de défaut.

## Table des Matières

|                            |   |
|----------------------------|---|
| Introduction générale..... | 1 |
|----------------------------|---|

### Chapitre I

#### Généralités sur les réseaux électriques

|   |    |
|---|----|
| I. Introduction.....                                      | 3  |
| I.1.Réseau électrique .....                               | 3  |
| I.1.1.Grandeur physique.....                              | 3  |
| I.1.1.1.Grandeurs électriques.....                        | 4  |
| I.1.1.2.Disposition spatiale.....                         | 4  |
| I.1.1.3.Données temporelles.....                          | 4  |
| I.1.2.Structures topologiques.....                        | 4  |
| I.1.2.1.Structure maillée .....                           | 4  |
| I.1.2.2.Structure bouclée.....                            | 5  |
| I.1.2.3.Structure radial.....                             | 6  |
| I.1.3.Différents types de réseaux électriques.....        | 6  |
| I.1.3.1 Station de production.....                        | 7  |
| I.1.3.2. Réseaux de transport et d'interconnexion .....   | 8  |
| I.1.3.2.1. Lignes aériennes et câbles souterrains .....   | 8  |
| I.1.3.2.2. Postes de transformation.....                  | 8  |
| I.1.3.3. Réseaux de répartition .....                     | 9  |
| I.1.3.4. Réseaux de distribution.....                     | 9  |
| I.1.3.4.1. Réseaux de distribution à moyenne tension..... | 9  |
| I.1.3.4.2. Réseaux de distribution à basse tension.....   | 10 |
| I.2. Structure générale d'un réseau électrique .....      | 10 |
| I.3. Les niveaux de tension.....                          | 10 |
| I.4. Qualité de la tension.....                           | 11 |
| I.5. Dégradation de la qualité de la tension.....         | 11 |
| I.5.1. Variation ou fluctuation de la fréquence.....      | 12 |
| I.5.2. Composante lente des variations de tension .....   | 12 |

|  |    |
|--|----|
| I.5.3. Fluctuation de tension (flicker) .....                                  | 12 |
| I.5.4. Creux de tension.....   | 13 |
| I.5.5. Chutes de tension.....  | 14 |
| I.5.6. Tension et / ou courant transitoire.....                                | 14 |
| I.5.7. Déséquilibre de tension.....  | 15 |
| I.6. Le réglage du réseau.....   | 15 |
| I.6.1. Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) .....      | 16 |
| I.6.2. Réglage secondaire (en dessous des 15 minutes après perturbation) ..... | 16 |
| I.6.3. Réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation) .....   | 16 |
| I.7. Conclusion .....  | 17 |

## **Chapitre II**

### **Stabilité des réseaux électriques**

|   |    |
|---|----|
| II.1. Introduction .....  | 18 |
| II.2. Concepts de base de la stabilité.....                           | 18 |
| II.2.1. Stabilité des réseaux d'énergie électrique .....              | 18 |
| II.2.1.1. Définition mathématique de la Stabilité.....                | 19 |
| II.2.1.2. Position du problème.....                                   | 20 |
| II.3. Problème de stabilité du système de Puissance .....             | 20 |
| II.4. Formes d'Instabilité de puissance .....                         | 21 |
| II.5. Les phénomènes dynamiques.....                                  | 21 |
| II.5.1 Les phénomènes de propagation.....                             | 22 |
| II.5.2. Les phénomènes électromagnétiques.....                        | 22 |
| II.5.3. Les phénomènes électromécaniques.....                         | 22 |
| II.5.4. Les phénomènes thermodynamiques.....                          | 22 |
| II.6. Classification de la stabilité .....                            | 23 |
| II.6.1. La stabilité de fréquence.....                                | 24 |
| II.6.2. La stabilité de tension.....                                  | 25 |
| II.6.2.1. Stabilité de tension en petites perturbations.....          | 27 |
| II.6.2.1.1. Stabilité de tension à court terme.....                   | 27 |
| II.6.2.1.2. Stabilité de tension à long terme.....                    | 28 |
| II.6.2.2. Courbe d'effondrement de la tension .....                   | 28 |
| II.6.2.3. Interprétation de la courbe d'effondrement de tension ..... | 31 |

|  |    |
|--|----|
| II.6.2.4.Importance et incidents .....   | 32 |
| II.6.3.La stabilité de l'angle de transport.....                               | 33 |
| II.6.3.1.La stabilité statique.....  | 33 |
| II.6.3.2. La stabilité dynamique .....   | 33 |
| II.6.3.3. La stabilité transitoire.....  | 34 |
| II.7. Limite de stabilité en régime permanent.....                             | 34 |
| II.8.Stabilité angulaire aux grandes perturbations.....                        | 35 |
| II.8.1. Notions de Stabilité transitoire.....                                  | 35 |
| II.8.2. Equation de mouvement.....   | 38 |
| II.8.2.1. Equation de mouvement sans couple d'amortissement.....               | 38 |
| II.8.2.2. Equation de mouvement avec couple d'amortissement .....              | 41 |
| II.9. Stabilité en régime permanent vis-à-vis des petites perturbations.....   | 42 |
| II.10. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire .....                    | 43 |
| II.11. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire.....                  | 46 |
| II.11.1. Méthodes d'intégration numériques .....                               | 46 |
| II.11.2. Méthodes directes énergétiques.....                                   | 47 |
| II.11.2.1. Méthodes directes de Lyapunov .....                                 | 48 |
| II.11.2.2. Méthodes des aires égales .....                                     | 49 |
| II.11.3. La méthode SIME.....  | 52 |
| II.12. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire.....                | 52 |
| II.12.1. Augmentation de la constante d'inertie des générateurs.....           | 52 |
| II.12.2. Augmentation de la puissance active.....                              | 53 |
| II.12.3. Installation des protections et des appareils de coupure rapides..... | 53 |
| II.12.4. Implantation des valves rapides des turbines à gaz.....               | 53 |
| II.12.5. Installation des résistances d'amortissement.....                     | 54 |
| II.13. Conclusion .....  | 54 |

### **Chapitre III**

#### **Les méthodes d'analyse de la stabilité des réseaux électriques**

|  |    |
|--|----|
| III.1. Introduction.....                                   | 55 |
| III.2. Méthodes d'intégration.....                         | 55 |
| III.3. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire..... | 56 |
| III.3.1. Méthode d'Euler.....                              | 57 |
| III.3.1.1. Méthode d'Euler modifié.....                    | 58 |

|  |    |
|--|----|
| III.3.1.2. Méthode d'Euler explicite.....                  | 58 |
| III.3.1.3. Méthode d'Euler implicite.....                  | 59 |
| III.3.2. Méthode de Runge-Kutta.....                       | 59 |
| III.3.2.1. Principe de Runge-Kutta.....                    | 59 |
| III.3.2.2. L'algorithme de Runge-Kutta d'ordre 2 et 4..... | 60 |
| III.3.2.2.1. Formule d'ordre 2.....                        | 60 |
| III.3.2.2.2. Formule d'ordre 4 .....                       | 61 |

## **Chapitre IV**

### **Application et Résultats**

|  |    |
|--|----|
| IV.1.Introduction.....   | 64 |
| IV.2. Formulation et résolution des équations différentielles..... | 64 |
| IV.3.Méthode des aires égale.....                                  | 67 |
| IV.4.Résolution des équations par la méthode d'Euler modifié.....  | 71 |
| IV.5.Conclusion.....   | 73 |
| Conclusion générale .....  | 75 |

## Introduction générale

L'énergie électrique est un facteur essentiel de développement et de l'évolution des sociétés humaines, que cela soit sur le plan de l'amélioration des conditions de vie ou sur le plan du développement des activités industrielles. Le système de puissance qui est à la base de cette énergie fonctionne dans un environnement en évolution continue : charges, puissance de génération, topologie du réseau. L'augmentation de la dépendance électrique de la société moderne implique des systèmes de puissance exploitables à cent pour cent de leur capacité avec une sûreté maximale.

La qualité de cette puissance électrique est devenue de nos jours une grande préoccupation pour les consommateurs et les fournisseurs d'énergie électrique. Aussi, sont-ils exigés de plus en plus, des critères rigoureux de développement et d'exploitation des réseaux électriques. Dans ces conditions, la stabilité du système de puissance devient un souci permanent pour les fournisseurs de l'énergie électrique.

Ces systèmes doivent rester normalement stables pour les petites variations au voisinage des points de fonctionnement ainsi que pour des conditions sévères de fonctionnement. Compte tenu de la variété des conditions de fonctionnement et de la sévérité des incidents, les équipements de commande installés sur les réseaux peuvent s'avérer trop limités ou insuffisants pour répondre efficacement aux diverses perturbations. En conséquence, les exploitants doivent chercher à optimiser le fonctionnement de leur réseau tout en recherchant un niveau de sécurité satisfaisant. Le système de puissance peut alors être soumis à des perturbations sous forme de variations de charge se produisant continuellement. Le système devra être capable de répondre aux besoins de charge et de résister à de nombreuses perturbations de nature sévère comme la foudre, la perte d'unité génératrice, un court-circuit sur une ligne de transport, la perte d'une charge importante.

Suite à une perturbation transitoire, si le système est stable, il retrouvera alors vite un nouvel état d'équilibre. S'il est instable, cela se traduira par une augmentation progressive de l'écart entre les angles de rotor des générateurs ou par une diminution progressive des tensions des nœuds des réseaux. Cet état instable pourra conduire alors à une avalanche de pannes et une déconnexion d'une grande partie du réseau et parfois même à un effondrement total.

L'apparition des défauts dans un réseau d'énergie électrique nécessite une analyse de la stabilité de réseau électrique. 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 adéquats permettant d'améliorer cette capacité.

L'analyse de la stabilité transitoire est assurée par la résolution de l'équation mécanique décrivant le comportement dynamique du réseau d'énergie électrique et ceci pour les perturbations les plus dangereuses que peut subir le réseau.

Notre objectif dans ce travail est d'étudier la stabilité des réseaux électriques en présence d'un défaut par différentes méthodes et de faire au final une comparaison sur ces méthodes.

Pour les objectifs cités précédemment, notre travail est structuré comme suit :

- Dans le premier chapitre nous allons présenter des généralités sur les réseaux électriques.
- Le deuxième chapitre est consacré à la notion de la stabilité des systèmes électrique, plus particulièrement la stabilité transitoire, l'équation mécanique de mouvement avec et sans couple d'amortissement, ainsi que la détermination du temps critique d'isolement de défaut et les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.
- Dans le troisième chapitre, nous étudions le problème de la stabilité transitoire par la méthode d'intégration numérique. Nous posons, d'abord le problème de la stabilité transitoire, puis nous présentons les différentes méthodes : Euler, Euler modifié et Runge Kutta.
- Dans Le dernier chapitre, nous présentons les résultats de simulation de la stabilité transitoire obtenus on utilisant les méthodes d'Euler modifié et des aires égales.

Enfin, ce travail sera terminé par une conclusion générale.



## **I. Introduction**

Au XXème siècle, le système électrique a été organisé avec une structure dite « verticale » dans laquelle l'énergie électrique était produite par des centrales de forte puissance et puis transportée vers les multiples zones de consommation. Lors de la construction des centrales de production dites prévisibles, les zones de raccordement étaient dictées par la disponibilité des ressources primaires ou par les facilités d'acheminement des ressources.

Au XXIème siècle, avec les contraintes environnementales imposées à la production classique d'électricité (émissions de CO<sub>2</sub>, déchets nucléaires,...) et l'épuisement des combustibles fossiles, la production à base d'énergie verte a connu un développement rapide. Cependant, la nature de leur énergie primaire rend difficile la prévision de la puissance de sortie des groupes de production basés sur l'énergie renouvelable. Les techniques déterministes actuellement utilisées pour la planification du système électrique à court-terme peuvent être inappropriées quand le système électrique doit accueillir un pourcentage important de sources peu prévisibles.

Ces techniques de planification actuelles permettent au système électrique de faire face à plusieurs événements aléatoires en gardant un fonctionnement optimal. Ces éléments aléatoires peuvent être liés à l'indisponibilité d'un groupe de production, d'une ligne de transport, d'un transformateur ou à la variation de la consommation. En générale, le fonctionnement propre du système électrique est assuré par les réserves (la réserve de la capacité de production ou la marge de la capacité de transit). Des investissements raisonnables sont alors acceptés en échange de la fiabilité du système.

### **I.1. Réseau électrique :**

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux clients les plus éloignés.

Les réseaux électriques ont pour fonction d'interconnecter les centres de production tels que les centrales hydrauliques, thermiques... avec les centres de consommation (villes, usines...).

Un réseau électrique peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays). Dans tous les cas, ses caractéristiques s'expriment en termes de grandeur physique [1].

#### **I.1.1 Grandeur physique :**

- grandeurs électriques.
- disposition spatiale.

- données temporelles [2].

#### **I.1.1.1. Grandeurs électriques :**

La fréquence : 50 ou 60 Hz selon les pays.

La tension de quelques centaines de volts à quelques centaines de kV, selon telle ou telle partie du réseau.

Ces grandeurs de base sont influencées par l'intensité du courant qui circule dans les lignes et les câbles, laquelle est liée aux puissances actives et réactives générées, transportées et consommées.

-La puissance active est produite par les alternateurs à partir d'énergie thermique ou mécanique, et transformée également sous forme thermique ou mécanique par les récepteurs,

-La puissance réactive est produite ou consommée dans tous les éléments du réseau. Il faut noter qu'en régime dynamique, l'énergie active est « stockée » par les machines tournantes (inertie), et que l'énergie réactive l'est également, sous forme magnétique (ex. transformateurs ou machines tournantes) ou capacitive (ex. câbles) [2].

#### **I.1.1.2. Disposition spatiale :**

La structure topologique est à échelle :

- des continents,
- des pays, des régions,
- des sites industriels (centaines de mètres à une dizaine de kilomètres),
- des bâtiments du tertiaire [2].

#### **I.1.1.3. Données temporelles :**

Les variations de l'équilibre entre l'offre et la demande énergétiques entraînent des perturbations des grandeurs électriques que sont la fréquence et la tension que l'on doit maintenir dans des fourchettes acceptables [2].

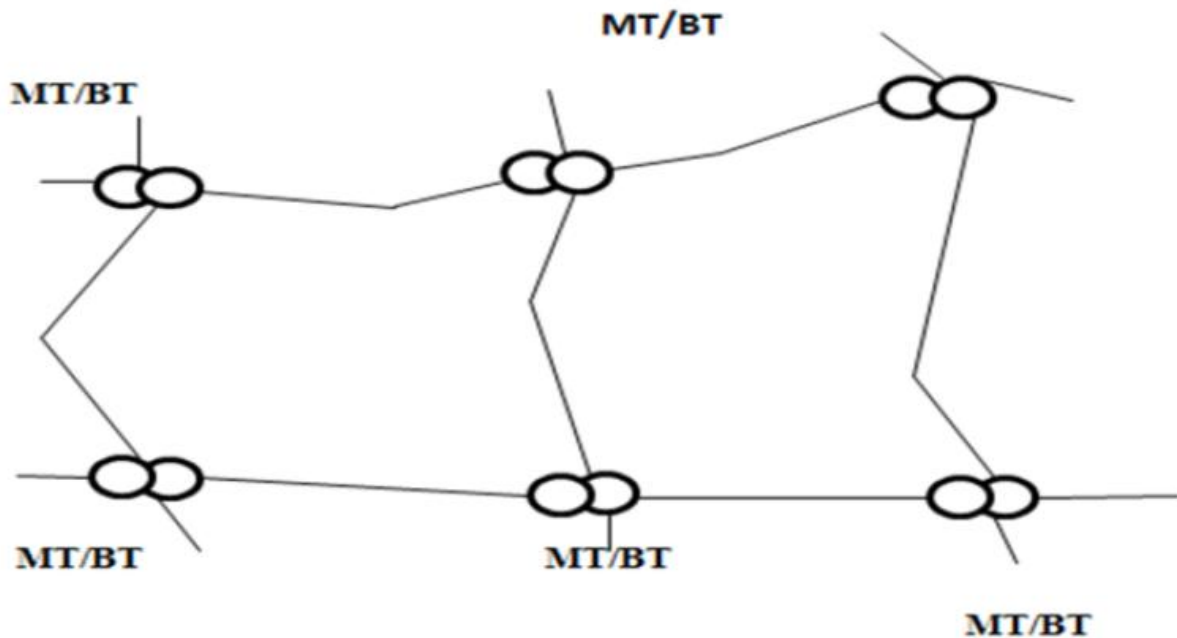
#### **I.1.2. Structures topologiques [3] :**

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures exposées ci-dessous :

##### **I.1.2.1 Structure maillée :**

Lorsque des lignes en boucle sont regroupées pour relier des points très éloignés les uns des autres, elles forment un réseau maillé. Ce type de réseau offre une très grande fiabilité d'approvisionnement car chaque tronçon de ligne peut être alimenté via différentes voies. Même une défaillance sur plusieurs tronçons n'engendre pas une grosse perturbation.

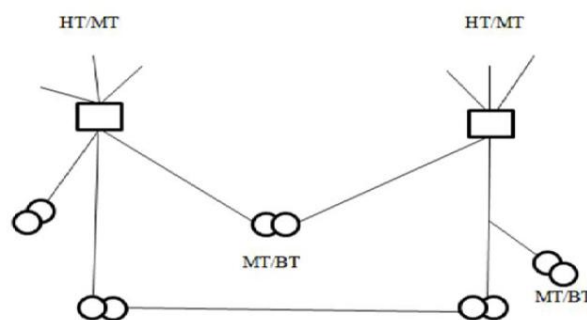
Les réseaux maillés sont surtout construits et exploités là où la sécurité d’approvisionnement d’un grand nombre de clients peut être compromise par une perturbation, comme c’est particulièrement le cas pour les réseaux de transport et de distribution moyenne tension.



**Figure I.1.** Schéma d’une structure maillé

### I.1.2.2 Structure bouclée :

L’assemblage en boucle des lignes permet de mettre hors circuit une partie de la ligne défectueuse grâce à ses points d’ouverture. L’alimentation électrique est interrompue uniquement dans cette partie jusqu’à la réparation de la panne, le reste du réseau peut continuer à fonctionner.

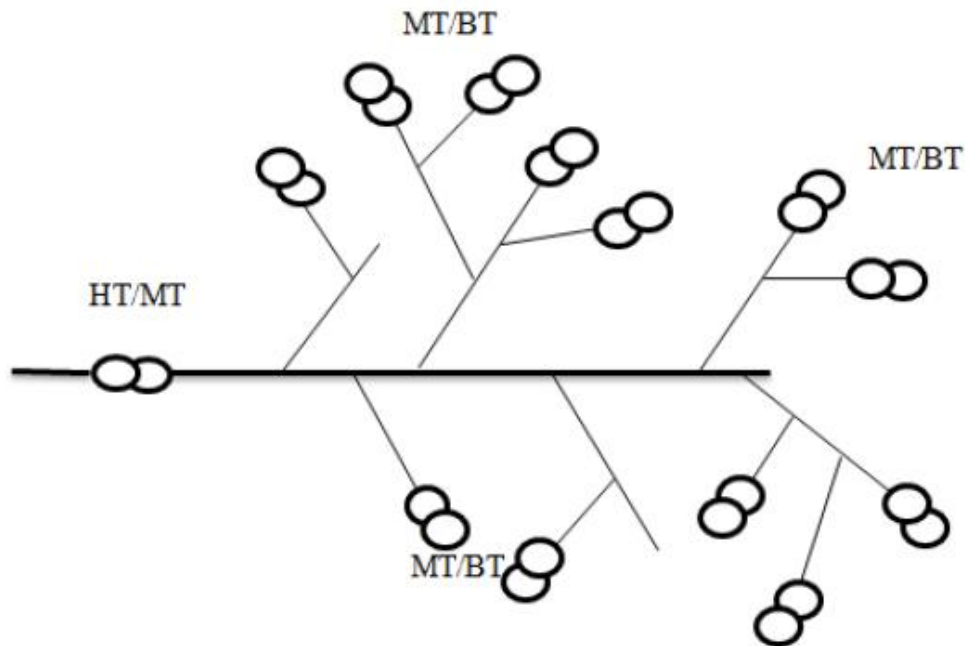


**Figure I.2.** Schéma d’une structure bouclée

### I.1.2.3. Structure radiale :

Il représente le réseau sous sa forme la plus simple. Les lignes partent d'un point central, par exemple une station de transformation locale, et rayonnent depuis celui-ci.

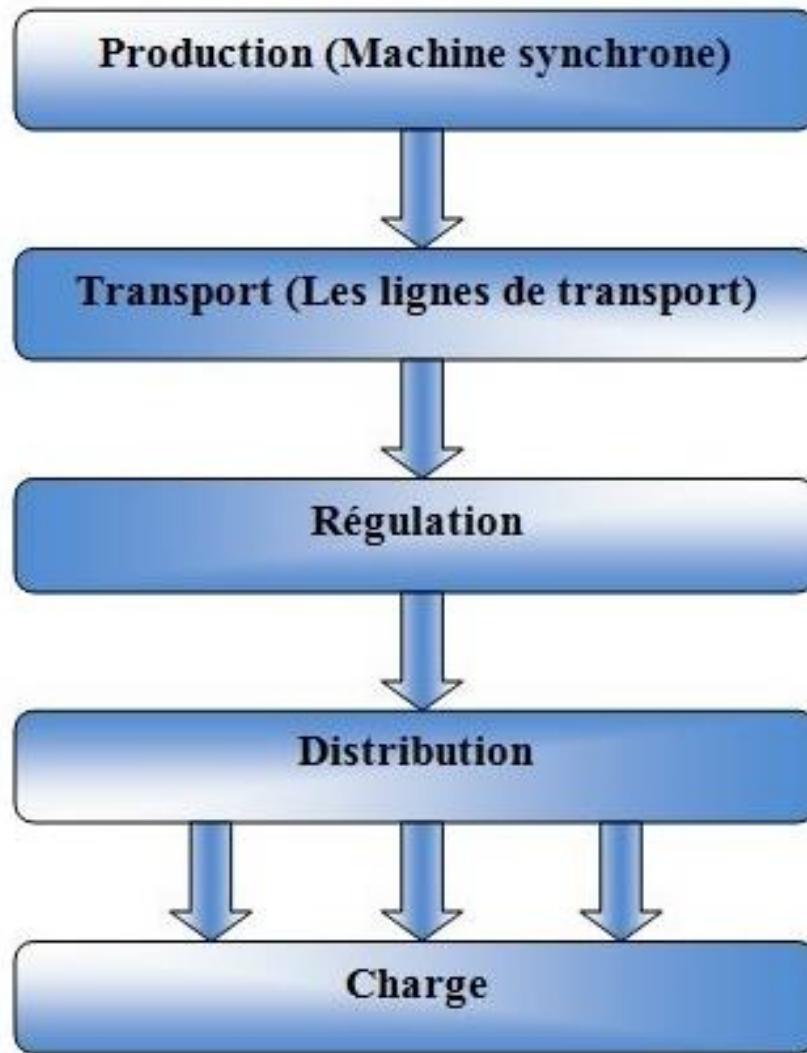
Si une perturbation se produit sur ce type de réseau, l'alimentation électrique de tous les clients rattachés à ce rayon défectueux est interrompue, jusqu'à ce que la panne soit réparée. La panne d'une station de transformation peut paralyser tout un quartier. [3].



**Figure I.3.** Schéma d'une structure radial

### I.1.3. Différents types de réseaux électriques :

Un grand réseau électrique, appelé aussi système de puissance, se compose d'éléments variés interconnectés (générateurs, transformateurs, lignes de transport, de distribution et de charges) plus ou moins nombreux selon la taille du réseau et formant un système complexe. Ledit système est capable, et a pour rôle de générer, de transporter et de distribuer l'énergie électrique à travers des étendues géographiques. Cette complexité structurelle favorise et augmente le risque d'apparition de problèmes de stabilité et des phénomènes dynamiques dans les systèmes de puissance interconnectés. Les différents niveaux d'un système de puissance sont élucidés sur le schéma de la (figure I.4) [4].



**Figure I.4.** Les différents niveaux d'un système de puissance

### **I.1.3.1. Station de production :**

La production d'électricité est essentiellement un secteur industriel, destiné à mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique.

La production d'électricité se fait à partir de différentes sources d'énergie primaire. Les premières centrales électriques fonctionnaient au bois. Aujourd'hui, la production peut se faire à partir d'énergie fossile (charbon, gaz naturel ou pétrole), d'énergie nucléaire, d'énergie hydroélectrique, d'énergie solaire, d'énergie éolienne et de biomasse [4].

**I.1.3.2. Réseaux de transport et d'interconnexion :**

L'énergie électrique produite par les différentes centrales est transportée à des centres de consommations qui sont souvent éloignés des lieux de production. L'énergie électrique étant non stockable doit être produite en temps réel et transportée en tous point du système où cette énergie est demandée afin de satisfaire la demande de consommation.

L'élévation de la tension au moyen des transformateurs est nécessaire pour les longues distances afin de réduire les pertes, le coût d'exploitation et de disposer d'une plus grande quantité d'énergie à la consommation.

Le réseau de transport permet aussi l'échange de puissance entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents, à travers des lignes d'interconnexion [4].

Le réseau de transport est généralement composé de lignes et de postes de transformations. Les détails de ces deux composants seront présentés dans les sous-sections suivantes.

**I.1.3.2.1. Lignes aériennes et câbles souterrains :**

Les lignes aériennes et les câbles souterrains sont des équipements permettant de transporter l'électricité sur une longue distance. Elles sont composées de pylônes, de conducteurs, d'isolateurs et de câbles de garde. Les câbles souterrains sont des conducteurs entourés d'une gaine qui assure l'isolation du câble par rapport à son environnement extérieur [5].

**I.1.3.2.2 Postes de transformation :**

Les postes de transformation sont composés de différents appareils électriques tel que : des transformateurs, des jeux barres et des dispositifs de sécurité et de mesure. Un poste de transformation est donc un élément du réseau électrique servant à la fois à la transmission et à la distribution d'électricité. Il permet de faire le lien entre les différents réseaux (transport, répartition et distribution), de plus il joue un rôle important pour le maintien de la tension [5].

Donc les réseaux de transports et d'interconnexions ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé [6].

**I.1.3.3. Réseaux de répartition :**

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande partie constitués de lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension [6].

**I.1.3.4. Réseaux de distribution :**

Certains gros consommateurs d'énergie électrique peuvent être desservis directement par le réseau de transport et d'interconnexion, mais en ce qui concerne les consommateurs industriels ou domestiques qui ont besoin de petites puissances, il faut des réseaux intermédiaires qui sont appelés réseaux de distributions.

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions :

- Des lignes à moyenne tension (MT ou HTA) alimentées par des postes HT/MT et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants soit aux différents postes MT/BT.
- Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers soit en monophasé soit en triphasé. Les réseaux MT font pratiquement partie, dans leur totalité des réseaux de distribution [1].

**I.1.3.4.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :**

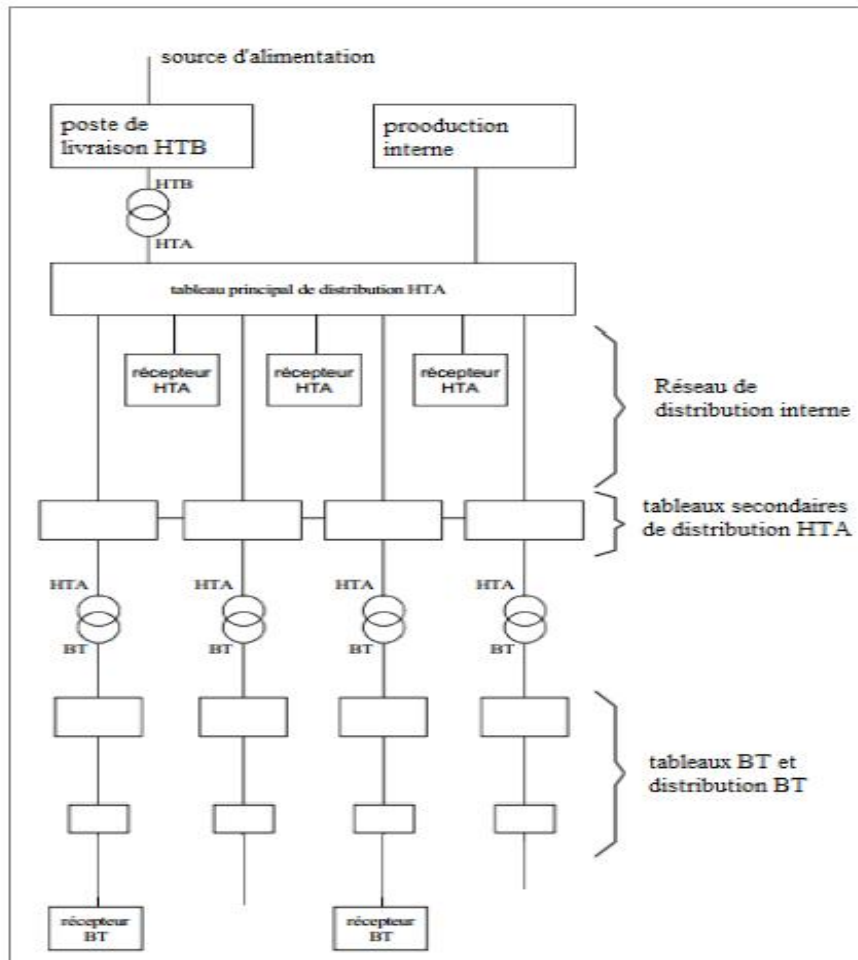
- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte [6].

### I.1.3.4.2. Réseaux de distribution à basse tension :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre directement à la terre,
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés [6].

## I.2. Structure générale d'un réseau électrique

Le schéma se présente comme suit :



**Figure I.5.** Structure générale d'un réseau électrique [1].

## I.3. Les niveaux de tension :

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension alternative comme suit :



| Domaines de Tension      |           | Valeur de la tension composée nominale<br>(Un en Volts) |                          |
|--------------------------|-----------|---|--------------------------|
|                          |           | Tension Alternative                                     | Tension Continue         |
| Très Basse Tension (TBT) |           | $Un \leq 50$  | $Un \leq 120$            |
| Basse Tension<br>(BT)    | BTB       | $50 < Un \leq 500$                                      | $120 < Un \leq 750$      |
|                          | BTB       | $500 < Un \leq 1000$                                    | $750 < Un \leq 1500$     |
| Haute Tension<br>(HT)    | HTA ou MT | $1000 < Un \leq 50\ 000$                                | $1500 < Un \leq 75\ 000$ |
|                          | HTB       | $Un > 50\ 000$  | $Un > 75\ 000$           |

**Tableau I.1.** Tableau des domaines de tension alternative [15]

#### I.4. Qualité de la tension :

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement.

Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales : fréquence, amplitude, forme d'onde et symétrie.

Le maintien de ce niveau de qualité est la responsabilité commune de tous les gestionnaires de réseaux concernés (zones de réglage), qui doivent participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence.

Le gestionnaire de réseau doit maintenir l'amplitude de la tension dans un intervalle de l'ordre de 10 % autour de sa valeur nominale. Cependant, même avec une régulation parfaite, plusieurs types de perturbations peuvent dégrader la qualité de la tension :

- les creux de tension et coupures brèves.
- les variations rapides de tension (flicker).
- les surtensions temporaires ou transitoires.

Les deux premières catégories posent les problèmes les plus fréquents (plus grands difficultés de s'en protéger) [8].

#### I.5. Dégradation de la qualité de la tension :

Les perturbations dégradant la qualité de la tension peuvent résulter de :

-Défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients :

- Court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, un câble souterrain, etc.
- causes atmosphériques (foudre, givre, tempête...).

- matérielles (vieillessement d'isolants...).
- humaines (fausses manœuvres, travaux de tiers...).
- Installations perturbatrices :
  - fours à arc.
  - Soudeuses.
  - variateurs de vitesse.
  - toutes applications de l'électronique de puissance, téléviseurs, éclairage fluorescent,
  - démarrage ou commutation d'appareils, etc....

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension lorsque celle-ci est présente sont brièvement décrits ci-après [8].

#### **I.5.1. Variation ou fluctuation de la fréquence :**

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle 50 Hz  $\pm 1\%$ .

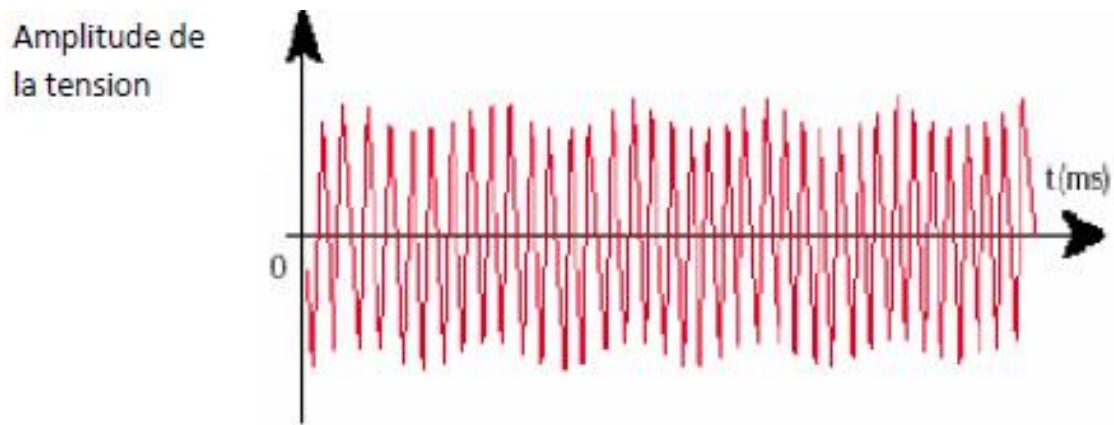
#### **I.5.2. Composante lente des variations de tension**

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Les gestionnaires de réseau conçoivent et exploitent le système de manière telle que la marge des variations reste confinée dans les limites contractuelles. On parle de "variations lentes" bien qu'il s'agisse en réalité d'une succession de variations rapides dont les amplitudes sont très petites.

Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénient des variations lentes de tension dans une plage d'au moins  $\pm 10\%$  de la tension nominale [8]

#### **I.5.3. Fluctuation de tension (flicker)**

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (figure I.6), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbé ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, éoliennes, etc.

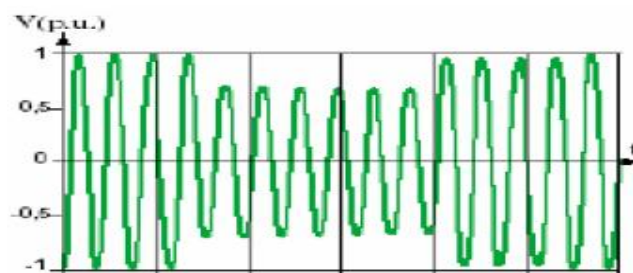


**Figure I.6.** Exemple de variations rapide de la tension

Ces fluctuations de tension peuvent provoquer un papillotement de l'éclairage (flicker), gênant pour la clientèle, même si les variations individuelles ne dépassent pas quelques dixièmes de pour-cent. Les autres applications de l'électricité ne sont normalement pas affectées par ces phénomènes, tant que l'amplitude des variations reste inférieure à quelque 10 %. [8].

#### **I.5.4. Creux de tension :**

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (figure 1.7). Seules les chutes de tension supérieures à 10 % sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des "fluctuations de tension"). Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection les défauts sont normalement éliminés en 0.1 - 0.2 s en HT, 0.2 s à quelques secondes en MT.



**Figure I.7.** Creux de tension

Ils sont caractérisés par leurs amplitudes et durées et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concerné. Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leurs profondeurs et leurs durées excèdent certaines

limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges). Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, voire en jours, pertes de données informatiques, dégâts aux produits ....)[8].

### I.5.5. Chutes de tension :

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante. Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel la production et la consommation sont uniformément réparties. Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée. C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales [8].

### I.5.6. Tension et / ou courant transitoire :

Les surtensions transitoires illustrées sur la figure (I.8) sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde. Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoire

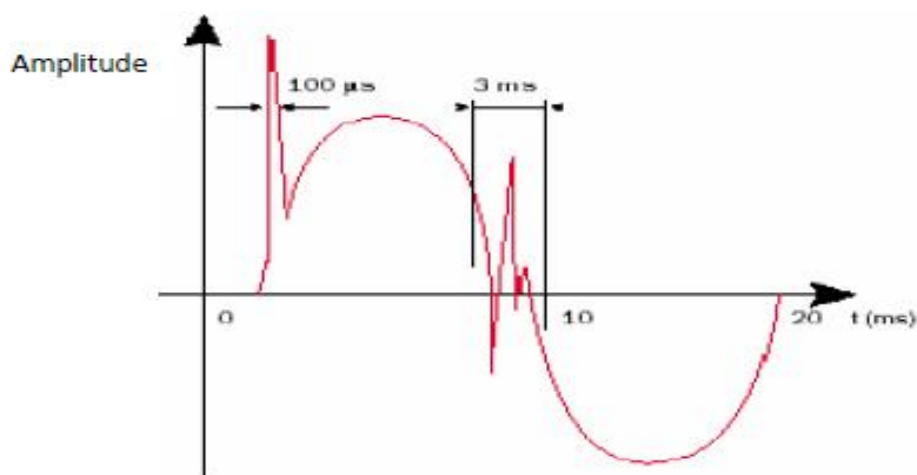


Figure I.8. Exemple de cas de surtension transitoire

### I.5.7. Déséquilibre de tension :

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (figure I.9). Ceci est fréquent pour la réceptrice monophasée basse tension. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire [20].

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions ne sont pas égales en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de  $120^\circ$  [8].

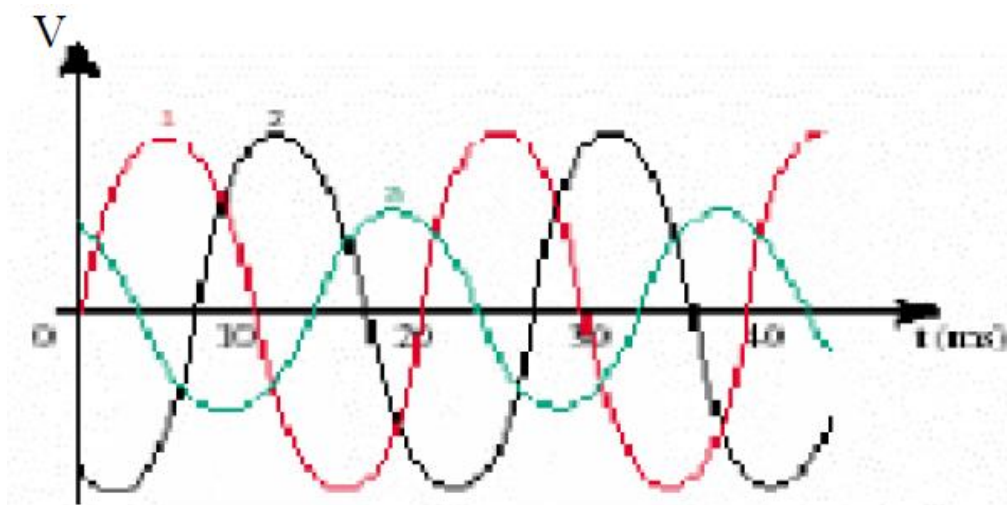


Figure I.9 : Déséquilibre de tension

### I.6. Le réglage du réseau :

Pour ce qui concerne la tension, nous verrons qu'il s'agit d'un problème essentiellement local (compensation). Il faut limiter les transits de réactif dans le réseau. On admet des plages de variations de l'ordre de 5 à 10% selon le niveau de tension et le type de clientèle.

Par contre la fréquence (liée à la vitesse de rotation des alternateurs) est un problème intéressant l'ensemble du système électrique interconnecté. Tout déséquilibre entre la production et la consommation entraîne une variation de vitesse (déséquilibre entre le couple moteur fourni par la turbine et le couple résistant correspondant à la charge du réseau) et donc de fréquence.

La fréquence doit être tenue dans une plage de  $\pm 1$  Hz. (risque pour les pompes, pertes transformateurs, synchronisation horloges, stabilité des machines, ...)

Ce réglage concerne des « zones de réglage ». C'est-à-dire la plus petite partie du réseau dotée d'un système de réglage de fréquence, une zone de réglage coïncide aujourd'hui généralement

avec un pays. Une zone de réglage doit être capable de maintenir l'échange de puissance à la valeur programmée [9].

### **I.6.1. Réglage primaire (les premières secondes après perturbation) :**

Sans disposition particulière, si le couple résistant (consommation) augmente (diminue), la fréquence chute (augmente) pour trouver un nouvel équilibre. Ce n'est pas admissible, il faut donc une action automatique (menée par les régulateurs de vitesse de chaque centrale) sur les organes d'admission du fluide moteur des turbines pour maintenir la fréquence. Cette action (réglage primaire) peut varier dans de grandes proportions suivant la nature des charges et des turbines.

C'est une action décentralisée. Ce réglage est automatique, il peut à lui seul faire dériver la fréquence. Le réglage primaire répartit les fluctuations de charge au prorata des capacités nominales du groupe en pondérant par un gain (notion de statisme « s » compris entre 2 et 6%) [9] :

$$\frac{\Delta P_i}{P_{ni}} = - \frac{1}{S_i} \frac{\Delta f}{f_0} \quad (1.2)$$

### **I.6.2. Réglage secondaire (en dessous de 15 minutes après perturbation) :**

Ce réglage, également automatique, agit après le réglage primaire (c'est dire après environ une minute).

Il a pour but de rétablir la fréquence de référence. C'est important notamment pour le contrôle des puissances échangées sur les liaisons d'interconnexion entre réseaux à gestion séparée. En effet les transits évolueraient au prorata des inerties des réseaux pour se stabiliser à une nouvelle valeur fonction des énergies régnautes primaires de chacun des réseaux interconnectés.

Il est centralisé (émis par un centre de conduite), agissant sur plusieurs groupes internes à la zone perturbatrice. On définit cette fois l'énergie réglant le secondaire [9].

### **I.6.3. Réglage tertiaire (dans les 15 à 30 minutes après perturbation) :**

Il faut procéder à un réajustement des programmes de fonctionnement des centrales (en prenant en compte les coûts de production marginaux). Ce réglage est également centralisé au sein de la zone initialement en défaut. Il aide à reconstituer la réserve secondaire [9].

**I.7. Conclusion :**

Nous avons présenté dans ce chapitre un aperçu sur les réseaux d'énergie électriques en commençant par la définition d'un système électrique, leurs architectures et l'acheminement de puissance à travers ces réseaux. Ce chapitre a traité aussi les différents phénomènes perturbateurs qui influencent sur la qualité de la tension.

## **II.1. Introduction**

L'accroissement énorme de la demande de l'énergie électrique et les contraintes économiques de construire de nouveaux ouvrages conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité et de sécurité. En effet, l'instabilité des réseaux électriques présente un problème majeur dans le bon fonctionnement de ces derniers autour du monde. Les perturbations inévitables telles que les courts circuits, les indisponibilités momentanées des lignes de transmission, des générateurs, les transformateurs ainsi que les pertes dans les lignes peuvent affecter le réseau électrique à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité. La stabilité d'un réseau électrique est donc la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation.

La classification de la stabilité a été fondée sur plusieurs considérations de manière à rendre commodes pour l'identification des causes de l'instabilité, l'application d'outils d'analyse appropriés et le développement des mesures correctives pour résoudre les problèmes de stabilité dans les réseaux.

Ce chapitre traite de la stabilité du système de puissance. Il est divisé en trois grandes parties. La première partie rappelle les principes de la stabilité. Dans la deuxième partie, nous rappelons les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. La troisième partie s'intéresse plus particulièrement à la stabilité angulaire aux petites perturbations.

## **II.2. Concepts de base de la stabilité**

L'étude de la stabilité constitue l'un des plus fondamentaux concepts lors de l'étude des ingénieurs. En raison de l'impact nuisible dont l'instabilité peut causer dans les systèmes dynamiques, des nombreuses définitions de stabilité ont été formulées, en établissant ses plusieurs aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable du système [10].

### **II.2.1. Stabilité des réseaux d'énergie électrique**

D'un point de vue physique, la stabilité est définie comme un état d'équilibre de forces opposées.

Dans le cas des réseaux électriques, ces forces sont liées à l'interaction de machines connectées aux réseaux électriques. Le groupe de travail IEEE / CIGRE a proposé une définition de la stabilité des réseaux électriques [11] :



La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables du système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact.

L'instabilité peut prendre plusieurs formes dépendamment des conditions d'opération et de la configuration du réseau mais le maintien du synchronisme sur le réseau demeure un but primordial.

Il faut donc suivre la dynamique des générateurs à travers les angles du rotor et les puissances.

### II.2.1.1. Définition mathématique de la Stabilité

Pour un système dynamique défini par l'ensemble des équations différentielles de premier ordre

$$\mathbf{x}' = \mathbf{f}(\mathbf{x}) \quad (\text{II.1})$$

Avec

- $\mathbf{x} = [x_1, x_2, \dots, x_n]$  est le vecteur d'état du système ;
- $\mathbf{f}$  est un opérateur non linéaire défini par l'ensemble  $\mathbf{f} = [f_1, f_2, \dots, f_n]$ .

On a les définitions suivantes :

- Point d'équilibre

Si  $\mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}' \Rightarrow \mathbf{x}(t) = \mathbf{x}' \quad \forall t \geq t_0$  donc l'état du système  $\mathbf{x}'$  est le point d'équilibre. Pour que le système soit en état d'équilibre si une fois  $\mathbf{x}(t) = \mathbf{x}'$  il reste  $\mathbf{x}(t) = \mathbf{x}'$  pour tout le temps subséquent. De cette condition, on peut écrire :

$$\mathbf{x}' \text{ Est le point d'équilibre} \Leftrightarrow \mathbf{f}(\mathbf{x}') = 0 \quad (\text{II.2})$$

- Stabilité

Le point d'équilibre  $\mathbf{x} = 0$  est dit stable si :

$$\forall \varepsilon > 0, \forall t_0 > 0, \exists \delta(t_0, \varepsilon):$$

$$\| \mathbf{x}_0 \| < \delta(t_0, \varepsilon) \Rightarrow \| \mathbf{x}(t) \| < \varepsilon \quad \forall t \geq t_0 \quad (\text{II.3})$$

La définition implique que les trajectoires qui commencent suffisamment près du point de l'équilibre trouvant finalement autour de son voisinage. Si  $\delta(t_0, \varepsilon)$  est choisi indépendant de  $t_0$  la stabilité uniforme est définie comme suite :

- Stabilité uniforme

Le point d'équilibre  $\mathbf{x} = 0$  est dit uniformément stable si :

$$\forall \varepsilon > 0, \forall t_0 > 0, \exists \delta(\varepsilon) : \\ \|x_0\| < \delta(\varepsilon) \Rightarrow \|x(t)\| < \varepsilon \quad \forall t \geq t_0 \quad (\text{II.4})$$

- Instabilité

On dit que le point d'équilibre  $x = 0$  est instable s'il n'est pas stable.

- Stabilité asymptotique

Le point d'équilibre  $x = 0$  est asymptotiquement stable si on plus d'être stable :

$$\forall t_0 > 0, \exists \delta(t_0) : \\ \|x_0\| < \delta(t_0) \Rightarrow \lim_{t \rightarrow \infty} \|x(t)\| = 0 \quad (\text{II.5})$$

Par conséquent, dans le cas de stabilité asymptotique, les trajectoires des systèmes qui commencent suffisamment près du point de l'équilibre convergeront finalement à ce point [10,12].

### II.2.1.2. Position du problème

La sûreté de fonctionnement ou sécurité d'un réseau ou système d'énergie électrique 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 [13].

### II.3. Problème de stabilité du système de Puissance :

La stabilité du système d'alimentation est un aspect très important pour fournir une puissance continue. C'est défini comme la propriété d'un système d'alimentation pour lui permettre de rester dans un état de fonctionnement d'équilibre dans des conditions normales de fonctionnement et de retrouver un état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation. L'instabilité du système d'alimentation peut se produire dans de nombreuses situations différentes en fonction de la configuration du système et le mode de fonctionnement de celui-ci. L'un des problèmes de stabilité est le maintien d'un fonctionnement synchrone ou le pouvoir de synchronisme pour le système qui se repose sur des machines synchrones. Cet aspect est influencé par la dynamique du générateur, l'angle de rotor et les rapports de force - angle. Autre problème d'instabilité qui peut être rencontrées est l'écroulement de tension qui est surtout liée au comportement de la charge et la vitesse de synchrone des générateurs [7].

#### **II.4. Formes d'Instabilité de puissance :**

Il existe trois formes différentes d'instabilité de système d'alimentation : instabilité de l'angle de rotor, l'instabilité de la tension et l'écroulement de tension, et de l'instabilité à long terme. 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 et à moyen terme sont relativement nouveaux à la littérature sur la stabilité de système d'alimentation. 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.[7]

#### **II.5. Les phénomènes dynamiques :**

Dans un système électrique, une grande variété de phénomènes dynamiques différents sont susceptibles de se produire. Ces phénomènes ont des caractéristiques et des origines physiques diverses. Un phénomène dynamique est souvent initié par une perturbation, une action de protection ou une action d'un contrôleur. Deux classes de phénomènes dynamiques se distinguent en fonction du niveau de la perturbation. Il s'agit :

- les "petites" perturbations. Il s'agit de fluctuations normales, de faible amplitude, des grandeurs électriques ou mécaniques ; (par exemple, variation continue de charge). Ces phénomènes se manifestent habituellement dans le système par de faibles oscillations transitoires souvent peu amorties.
- les "grandes" perturbations. Ce type de perturbation correspond, par exemple, à un court-circuit sur une ligne de transmission, à la perte d'un générateur ou d'un transformateur,... . Elles exciteront par contre des oscillations importantes.

Afin de mieux comprendre les mécanismes d'instabilité des systèmes de puissance, les divers phénomènes dynamiques doivent être définis et classés. Si l'on tient compte de leurs caractères physiques ainsi que de leurs plages de réponse temporelles, les phénomènes dynamiques sont habituellement divisés en quatre groupes [14].

**II.5.1. Les phénomènes de propagation :**

Ils se produisent sur les lignes de transport haute tension de grande longueur, et correspondent à la propagation des ondes électromagnétiques provoquées par des coups de foudre ou des opérations de coupure et de fermeture des organes de coupure sur le réseau. La gamme de temps de la dynamique de ces phénomènes va de la microseconde à la milliseconde. Ils possèdent les dynamiques les plus rapides [4].

**II.5.2. Les phénomènes électromagnétiques :**

Ils ont lieu principalement dans les enroulements des générateurs et des moteurs (enroulements armatures et amortisseurs) et dans les dispositifs électroniques de puissance. Ils découlent d'une perturbation (tel un court-circuit), d'une opération d'un système de protection, d'une commutation (thyristors, ...), ou d'une interaction entre les machines électriques et le réseau.

Ces phénomènes génèrent des courants et des couples élevés à l'intérieur des générateurs, sur une échelle de temps typique de plusieurs millisecondes. Au-delà de ce laps de temps, les inerties de la turbine et du générateur sont suffisantes pour empêcher toute variation importante de vitesse de rotor [14]

**II.5.3. Les phénomènes électromécaniques :**

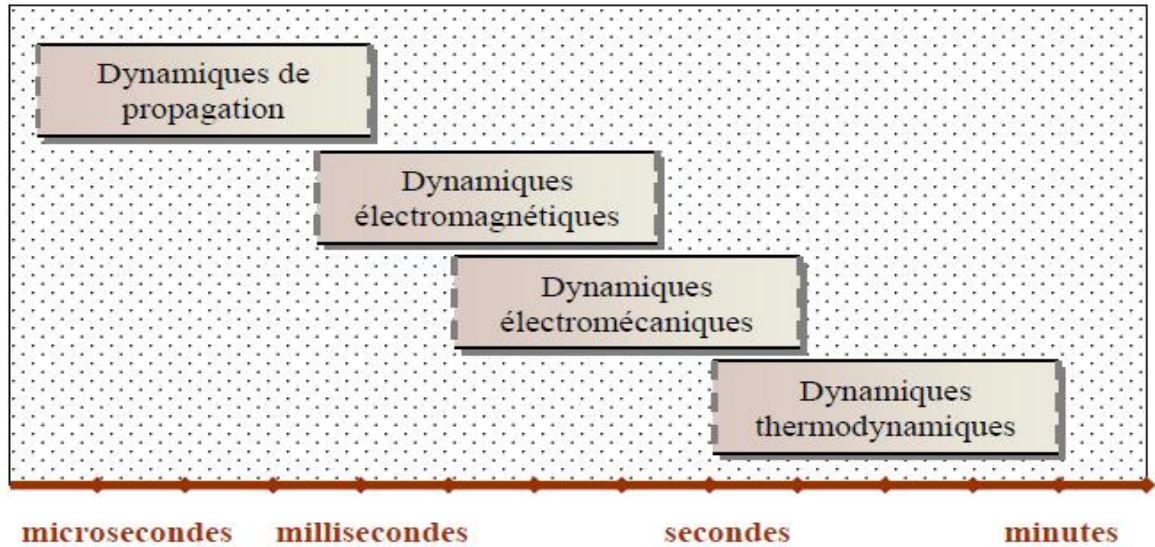
Les phénomènes électromécaniques impliquent principalement les champs de rotors, les enroulements amortisseurs et les inerties des rotors. Ils sont principalement dus aux mouvements des masses tournantes des générateurs et des moteurs. Ils se produisent à la suite d'une perturbation, d'une opération de commande sur le système de contrôle de tension ou sur le contrôle de la turbine.

La gamme de temps de ces phénomènes s'étend environ d'une seconde à plusieurs secondes. Cette échelle de temps est considérée suffisamment grande pour que les phénomènes soient influencés par la turbine et les systèmes de commande de générateur. Dans cette gamme de temps, les variations de vitesse de rotor couplées aux variations électromagnétiques produisent alors des effets électromécaniques [4].

**II.5.4. Les phénomènes thermodynamiques :**

Les phénomènes thermodynamiques se développent dans les chaudières des centrales thermiques lors de la demande de commande automatique de génération, mise en application suite à une perturbation d'équilibre entre la production et la consommation de puissance. Ils s'étendent de quelques dizaines de secondes à quelques dizaines de minutes : ils présentent

ainsi les dynamiques les plus lentes. La figure (II.1) montre la classification des phénomènes dynamiques expliquée ci-dessus [14].



**Figure II.1.** Caractéristiques des phénomènes dynamiques rencontrés dans les systèmes de puissance

### II.6. Classification de la stabilité :

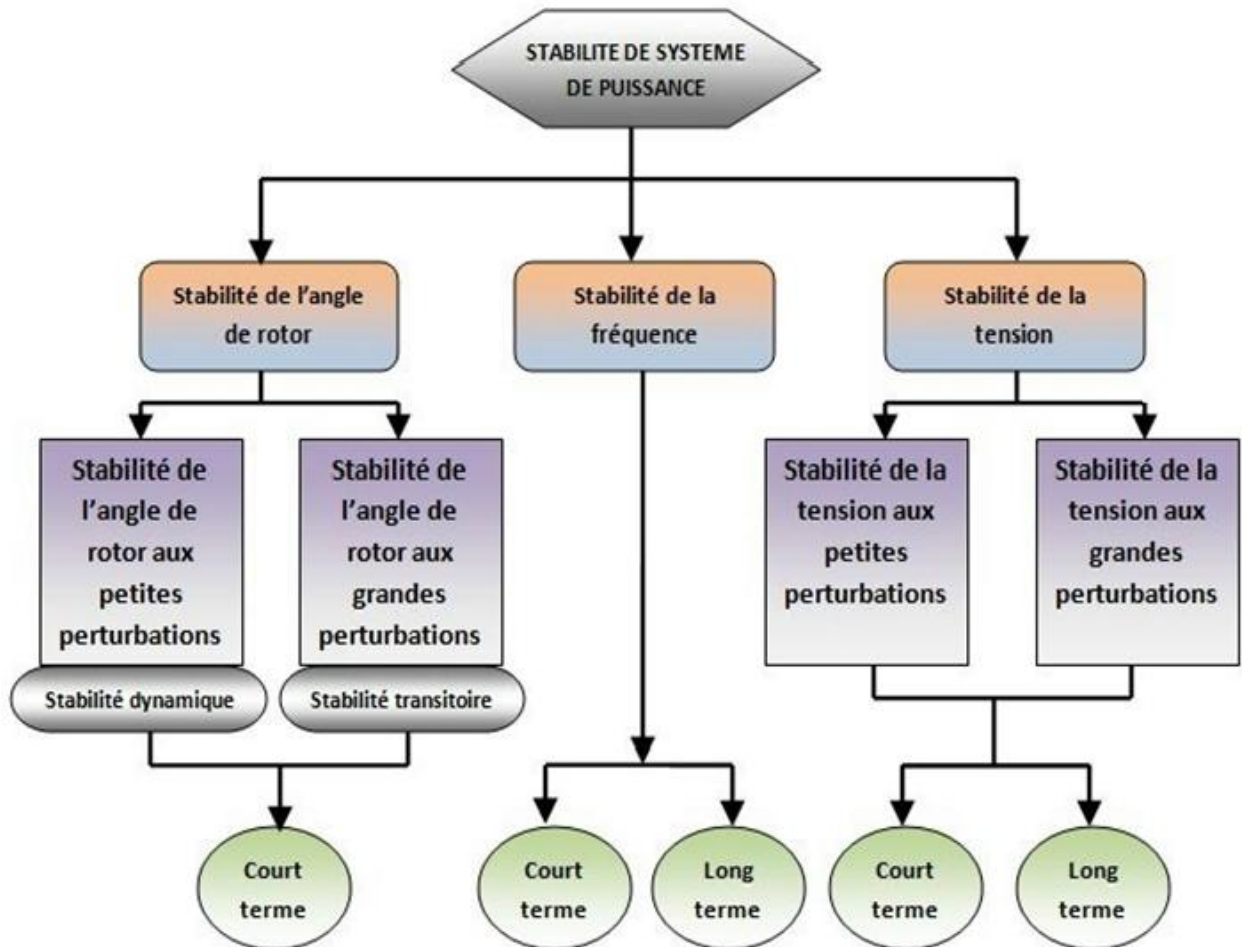
Afin d'évaluer la stabilité d'un système, on porte une grande attention au comportement du réseau face à de petites ou de grandes perturbations. Les variations continues de charge sont un exemple de petites perturbations, les défauts et la perte du synchronisme d'un grand générateur du réseau sont des exemples de grandes perturbations. Après l'élimination d'une perturbation, le réseau sera stable s'il continue à fonctionner en satisfaisant ses limites d'exploitation et en alimentant ses consommateurs [16].

La classification du problème de stabilité se base également sur les dispositifs de réglage, les processus, l'échelle de temps à prendre en compte, l'amplitude de perturbations, les méthodes de calcul de prédiction de la stabilité concernées.

De ce fait, l'expérience et les différentes études effectuées ont permis de répartir la stabilité du système de puissance en trois grands groupes :

Celle de l'angle de transport, celle de la fréquence et celle de la tension. On parle de la stabilité de l'angle de transport parce que les incidents et les variations excessives de la charge

d'un réseau peuvent provoquer un accroissement important de l'angle entre les champs magnétiques du rotor et du stator des alternateurs. Dans ces conditions, le couplage électromagnétique entre rotor et stator peut diminuer jusqu'à provoquer des oscillations de puissance mal amorties, voire le décrochage de certains rotors lorsque l'angle dépasse une valeur critique qui provoque la perte de stabilité. La Figure (II.2) propose un schéma simplifié de ces différents types de stabilité, mettant en évidence la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations [17].



**Figure II.2 :** Classification des différents types de stabilité

### II.6.1. La 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 produites consommées 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 des graves conséquences (effondrement complet du système),

Lorsque la fréquence varie, les caractéristiques de temps des processus et des différents dispositifs activés vont varier de quelques secondes à quelques minutes.

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 résultante se produit sous forme d'oscillations de la fréquence soutenue, menant au déclenchement des unités de production et/ou des charges pendant les variations de la fréquence. Le temps qui caractérise les processus et les dispositifs actifs, s'étend de la fraction de secondes à plusieurs minutes. Par conséquent, la stabilité de la fréquence peut être un phénomène à court ou à long terme [14]

### **II.6.2. La 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.

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 [18].

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, ce sont par exemple :

- 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 [19] :

- un contrôle automatique des condensateurs shunts.
- un blocage des régulateurs en charge automatique.
- une nouvelle répartition de la génération.
- une re-planification 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 charge. 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 régulateurs 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 :

### **II.6.2.1. Stabilité de tension en petites perturbations**

La stabilité de tension en petites perturbations est la capacité du système à maintenir les tensions stables lorsqu'il est soumis à de petites perturbations telles que des changements progressifs des charges. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, des contrôles continus de tension et des contrôles discrets à un instant donné. Ce concept est utile pour déterminer, à tout instant, comment les tensions répondront aux petits changements du système.

Le cadre de temps généralement observé de la dynamique de la stabilité de tension est de l'ordre de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Par conséquent, la stabilité de tension peut être un phénomène soit à court terme ou à long terme [20].

#### **II.6.2.1.1. Stabilité de tension à court terme**

La stabilité de tension à court terme implique des charges à dynamique rapide telles que les moteurs à l'induction, les charges contrôlées par des systèmes électroniques, et les convertisseurs HVDC (en anglais, High Voltage Direct Current). Le cadre de temps d'étude est de plusieurs secondes, et l'analyse exige des solutions appropriées à un système d'équations

différentielles, ce qui est similaire à l'analyse de la stabilité d'angle rotorique. La modélisation dynamique des charges est souvent essentielle. Contrairement à la stabilité d'angle, les courts-circuits à proximité des charges sont importants.

#### **II.6.2.1.2. Stabilité de tension à long terme :**

La stabilité de tension à long terme implique des équipements agissant plus lentement comme les transformateurs à réglage en charge, des charges thermostatiques, et des limiteurs de courant de générateur. Le cadre de temps d'étude est de plusieurs minutes, et des simulations à long terme sont nécessaires pour l'analyse des performances du système dynamique [21]. La stabilité est généralement quantifiée par les conséquences des pannes des équipements, plutôt que par la gravité de la perturbation initiale. L'instabilité est due :

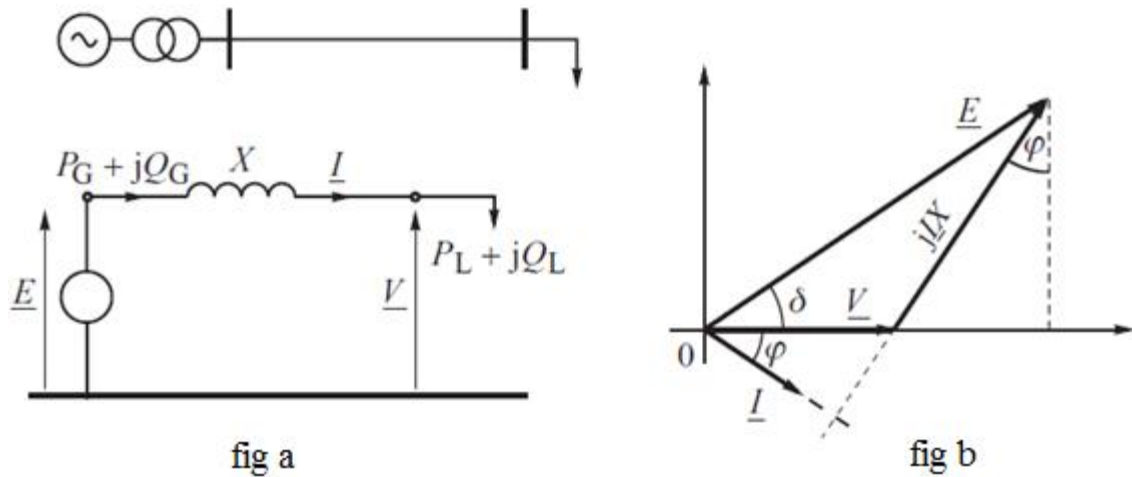
- à la perte de l'équilibre à long terme (par exemple, lorsque des charges essaient de rétablir leur puissance et dépassent la capacité du réseau de transport et de la production connectée)
- au point de fonctionnement après la perturbation en régime permanent, s'il est instable du point de vue des petites perturbations.
- au manque d'actions permettant d'aller vers un point d'équilibre stable post-perturbation (par exemple, quand une des actions curatives est appliquée trop tard) [22].

Il est important de reconnaître que la distinction entre la stabilité d'angle rotorique et la stabilité de tension n'est pas fondée sur un découplage entre les variations de puissance active/angle et de la puissance réactive/amplitude de tension. La stabilité de tension et la stabilité d'angle rotorique sont affectées par les répartitions de puissance actives et réactive dans les pré-perturbations.

#### **II.6.2.2. Courbe d'effondrement de la tension**

Le phénomène d'instabilité de tension peut être analysé à partir d'un modèle simple illustré par la figure (II.3.) Dans ce système le réseau est représenté par un générateur équivalent qui est modélisé dans son état de fonctionnement normal par une source de tension équivalente de tension  $E$  derrière une réactance  $Xg$  équivalente. Dans les conditions normales, le régulateur de tension AVR maintient la tension  $E$  constante.

La résistance de la ligne de transport étant souvent très faible, est négligée dans cette approche.



**Figure II.3 :** Circuit équivalent d'un modèle simplifié d'un réseau à deux nœuds et son diagramme vectoriel équivalent.

La puissance active  $P_L(V)$  et réactive  $Q_L(V)$  absorbée par la charge peut être déduite à partir du diagramme vectoriel de phase de la figure (II.3, b) en prenant  $V$  comme référence nous avons:

$$XI \cos \varphi = E \quad (\text{II.6})$$

$$XI \sin \varphi = E \cos \delta - V \quad (\text{II.7})$$

Ainsi :

$$P_L(V) = VI \cos \varphi = V \frac{XI \cos \varphi}{X} = \frac{EV}{X} \sin \delta \quad (\text{II.8})$$

$$Q_L(V) = VI \sin \varphi = V \frac{XI \sin \varphi}{X} = \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (\text{II.9})$$

L'angle  $\delta$  se trouvant entre  $V$  et  $E$ , peut être éliminé en utilisant l'identité.

$\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$  Alors

$$\left(\frac{EV}{X}\right)^2 = [P_L(V)]^2 + \left[Q_L + \frac{V^2}{X}\right]^2 \quad (\text{II.10})$$

L'équation statique (II.10) de puissance tension détermine toutes les solutions possibles du réseau lorsque les caractéristiques de la charge fonction de la tension  $P_L(V)$  et  $Q_L(V)$  sont prises en compte.

Dans notre cas nous allons considérer que les charges sont indépendantes de la tension donc constantes. Ainsi :

$$P_L(V) = P_n$$

$$Q_L(V) = Q_n$$

Et  $P_L$ ,  $Q_L$  sont la puissance active et réactive demandée par la charge sous la tension  $Vn$ .  
L'équation (II.10) peut être alors réécrite sous la forme :

$$\left(\frac{EV}{X}\right)^2 = P_n^2 + \left[Q_n + \frac{V^2}{X}\right]^2 \quad (\text{II.11})$$

En introduisant dans cette équation  $Q_n = P_n \tan \varphi$  on a :

$$P_n^2 + P_n^2 \tan^2 \varphi + 2P_n \frac{V^2}{X} \tan \varphi = \left(\frac{EV}{X}\right)^2 - \left(\frac{V^2}{X}\right)^2 \quad (\text{II.12})$$

En considérant

$$\tan \varphi = \frac{\sin \varphi}{\cos \varphi} \text{ et } \sin^2 \varphi + \cos^2 \varphi = 1$$

$$P_n^2 + 2P_n \frac{V^2}{X} \sin \varphi \cos \varphi = \frac{V^2}{X^2} (E^2 - V^2) \cos^2 \varphi \quad (\text{II.13})$$

Le premier membre de cette équation est un carré d'une somme incomplète d'où l'équation peut être transformée en :

$$\left(P_n + \frac{V^2}{X} \sin \varphi \cos \varphi\right)^2 - \left(\frac{V^2}{X}\right)^2 \sin^2 \varphi \cos^2 \varphi = \frac{V^2}{X^2} (E^2 - V^2) \cos^2 \varphi$$

$$\text{Ainsi } P_n + \frac{V^2}{X} \sin \varphi \cos \varphi = \frac{V}{X} \cos \varphi \sqrt{E^2 - V^2 \cos^2 \varphi} \quad (\text{II.14})$$

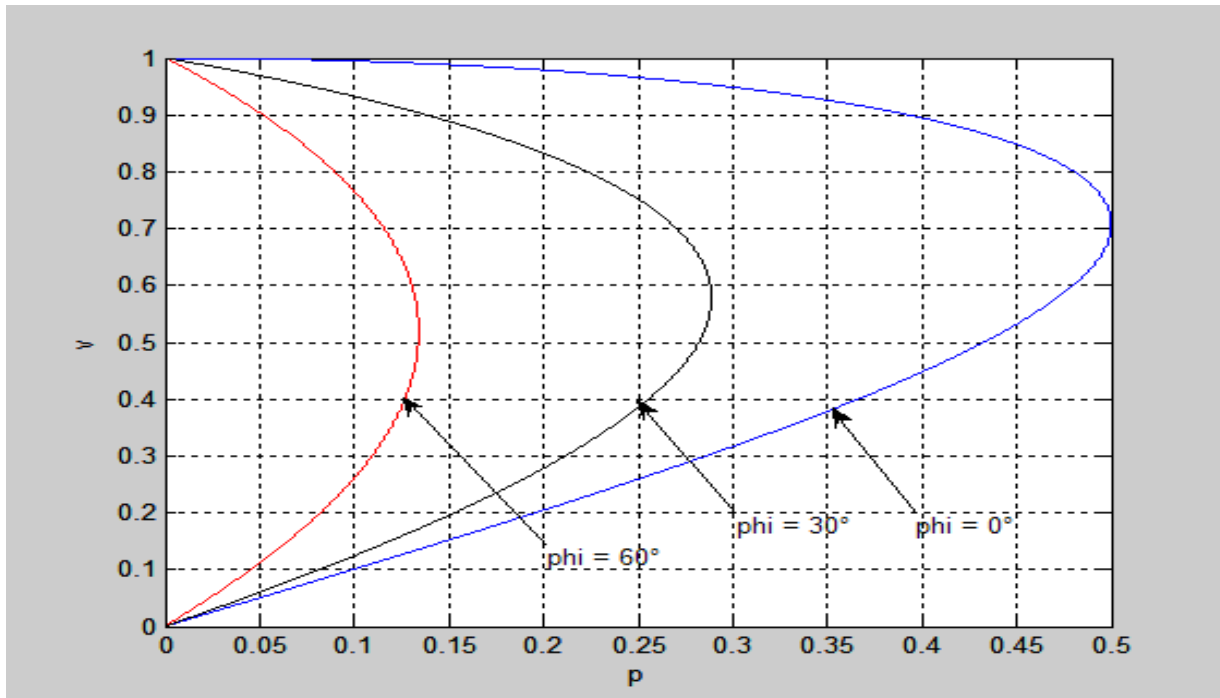
L'équation (II.14) peut être exprimée comme suit :

$$P_n = \frac{-E^2}{X} \left(\frac{V}{E}\right)^2 \sin \varphi \cos \varphi + \frac{E^2 V}{X E} \cos \varphi \sqrt{1 - \left(\frac{V}{E}\right)^2 \cos^2 \varphi} \quad (\text{II.15})$$

En posant  $v = \frac{V}{E}$  et  $p = \frac{P_n X}{E^2}$  valeurs réduites respectives de  $V$  et de  $P_n$  exprimées en pu (per unit) nous aurons :

$$p = -v^2 \sin \varphi \cos \varphi + v \cos \varphi \sqrt{1 - v^2 \cos^2 \varphi} \quad (\text{II.16})$$

L'équation II.16 décrit toutes les familles des courbes avec  $\varphi$  comme paramètre illustrée par la (figure II. 4)



**Figure II.4 :** Famille de courbes en « nez » avec facteur de puissance comme paramètre

C'est la circulation du réactif qui crée généralement les chutes de tension prépondérantes. La tension et la puissance réactive sont donc des grandeurs très liées.

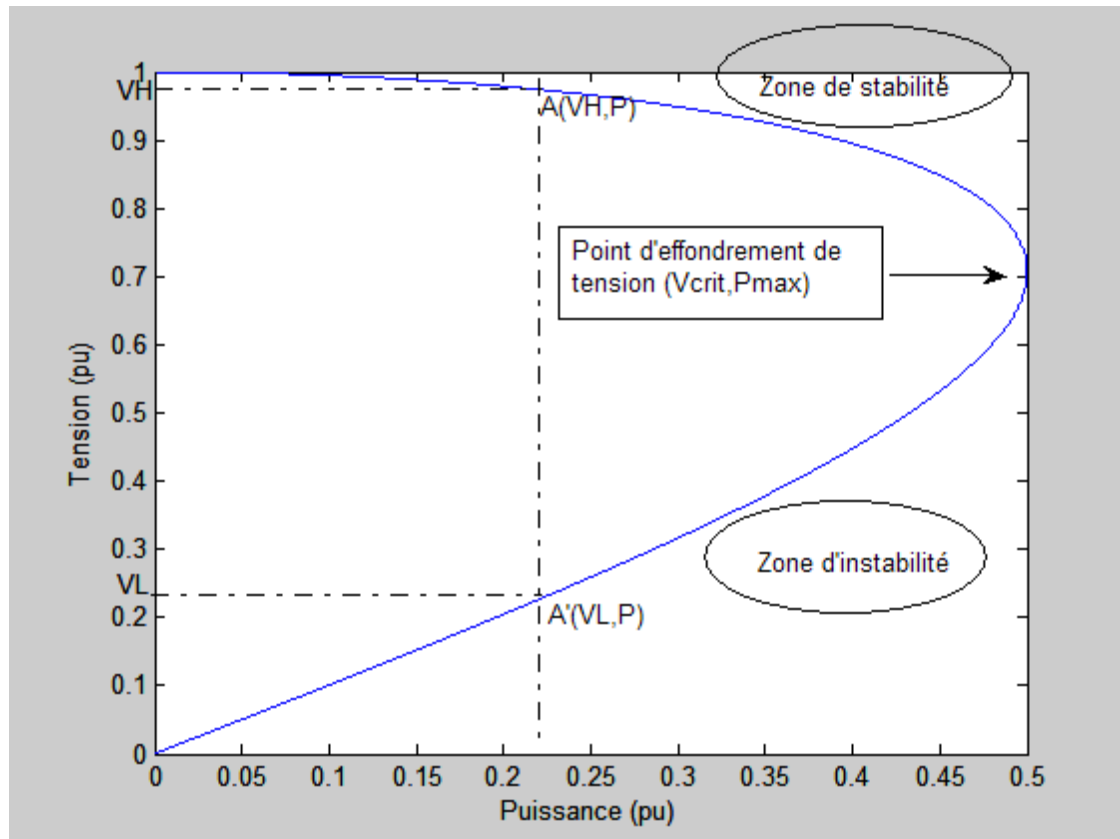
Il convient de noter que pour  $Q_n=0$  c'est à dire  $\varphi=0$  le pic de la courbe est obtenu à  $p=0.5$  qui pour

$$P_n = \frac{E^2 * 0.5}{X} = \frac{E^2}{2X}$$

Ces courbes ( $P$ ) illustrent la dépendance de la tension par rapport à la puissance active de la charge en supposant que le facteur de puissance est pris pour paramètre

### II.6.2.3. Interprétation de la courbe d'effondrement de tension :

D'après les courbes «  $P_v$  » de la (figure II.5) on peut remarquer que lorsque la puissance demandée augmente, la tension diminue progressivement jusqu'à atteindre une valeur critique  $V_{crit}$  qui correspond à la puissance maximale transmissible par la ligne  $P_{max}$ .



**Figure II.5.** Bifurcation de tension

Ce point est appelé point de bifurcation de tension ou d'effondrement de tension. Lorsque la charge croît, le courant circulant est plus grand, donc la tension aux bornes de la charge décroît. On peut remarquer aussi que pour une valeur donnée de  $P$  de la puissance demandée par la charge, il existe deux solutions en tension.

La solution supérieure  $V_H$  correspond à la valeur qui peut être atteinte et correspondant à un courant faible et l'autre  $V_L$  est une valeur qui est aussi atteinte lors de la trajectoire de l'effondrement de la tension, et est incontrôlable et correspond à un courant élevé. Elle n'est pas donc une valeur exploitable dans la pratique car très instable. On peut conclure que la partie supérieure de la courbe donne la région de fonctionnement stable. En conséquence, dans toute analyse consacrée aux problèmes de la stabilité de tension, l'intérêt est porté sur cette partie de la courbe [4].

#### II.6.2.4. Importance et incidents :

Bien que les problèmes associés à la stabilité de la tension ne soient pas nouveaux pour le fournisseur d'électricité, ils suscitent actuellement beaucoup d'intérêt et une attention spéciale dans plusieurs grands réseaux. Au début, le problème de la stabilité de la tension était associé

à un réseau faible et isolé, mais cette question est actuellement devenue source de problèmes dans les réseaux bien développés en raison de l'accroissement de la charge. Des instabilités et effondrements de la tension sont survenus à plusieurs reprises dans des réseaux importants à travers le monde au cours des dernières années.

### **II.6.3. La stabilité de l'angle de transport :**

Le comportement d'un réseau face aux problèmes de stabilité dépend du lieu, de la nature et de l'ampleur de la perturbation. Cette dernière peut être de nature graduelle ou brusque (variations lentes de la charge, du plan de tension, court-circuit sévère, perte d'ouvrages de production ou de transport ...etc.).

De ce fait, les études et l'expérience ont réparti la stabilité du système électrique en trois types : stabilité statique, dynamique et transitoire.

#### **II.6.3.1. La stabilité statique :**

En général, à la fin d'un régime transitoire provoqué par une perturbation, le système atteint son régime permanent. Dans ce cas, l'étude de la stabilité du système, porte sur l'évaluation de l'état statique du réseau. Le système n'est pas en état de stabilité statique si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : état instable ou état d'urgence.

Dans un réseau qui est dans un état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires.

Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, l'une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement normal.

Une autre définition peut être donnée à la stabilité statique qui consiste à dire qu'un réseau d'énergie électrique est dit stable en régime statique si suite à une perturbation quelconque infiniment petite, il retrouve un état de marche synchrone, identique ou infiniment voisin de l'état d'origine [23].

#### **II.6.3.2. La stabilité dynamique :**

Il arrive que de petites oscillations apparaissent sur les signaux, à cause de changements dans la structure du réseau, les conditions d'exploitation, les systèmes d'excitation, les charges. Ces oscillations peuvent augmenter et finalement venir déstabiliser une machine, une partie du réseau ou tout le réseau.

Dans ce cas, on peut utiliser des modèles linéaires. Les principaux éléments c'est à dire aux dont les dynamiques ne sont pas négligeables sont la machine synchrone, le système d'excitation, le système de régulation de vitesse, la turbine et le PSS (power system stabiliser).

Il faut noter que selon la précision de l'étude recherchée, on utilisera des modèles d'ordre plus ou moins élevé. Pour simplifier un modèle, il faut faire attention à ne pas supprimer les modes critiques. [16].

### **II.6.3.3. La stabilité transitoire**

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable après une perturbation brusque et de forte amplitude. Cette perturbation peut écarter notablement le réseau de sa position initiale. Le phénomène de la stabilité transitoire concerne les grandes perturbations. Nous pouvons citer :

- les courts-circuits affectant un élément du réseau, notamment aux bornes des machines,
- la Perte d'ouvrages
- la Perte de groupes de production, etc.

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau.

La stabilité transitoire dépend :

- du type de perturbation
- de la durée de perturbation
- du lieu de perturbation
- de la performance des systèmes de protection (relais, réenclenchement)
- du point de fonctionnement avant défaut
- niveau de puissance active
- topologie du réseau
- degré d'excitation des machines
- des caractéristiques dynamiques des générateurs, des charges, des régulateurs mis en place dans les stations des stabilisateurs comme le PSS. [24].

### **II.7. Limite de stabilité en régime permanent :**

Soit un alternateur connecté sur un réseau qui alimente une charge par l'intermédiaire des lignes de transport. Si la charge augmente graduellement, suffisamment lentement pour maintenir le système en régime permanent, l'alternateur fournit la puissance requise par charge tout en maintenant sa vitesse de rotation constante. Toutefois, il existe une limite de puissance active qui peut être fournie à la charge de façon stable, c'est-à-dire en maintenant constante la vitesse de rotation de l'alternateur. Si, à partir de cette limite, on veut fournir



encore plus de puissance à la charge, en ouvrant les vannes d'amenée d'eau d'une turbine par exemple, l'impédance de la machine et celle des lignes limitent le transfert de puissance à la charge. L'excès de puissance est absorbée par l'alternateur ce qui provoque l'accélération de son rotor. Il y a donc rupture de la stabilité en régime permanent. Dans le cas où plusieurs alternateurs sont en service sur le réseau, il y a une perte de synchronisme entre eux. La puissance maximale que le groupe d'alternateurs peut fournir à la charge tout en maintenant le synchronisme est appelée la limite de stabilité en régime permanent. Dans le but d'avoir une bonne marge de manœuvre en cas de perturbations, les alternateurs et les lignes sont conçus de façon à opérer, en régime permanent nominal, à un niveau de puissance inférieur à cette limite de stabilité en régime permanent [24].

## **II.8. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)**

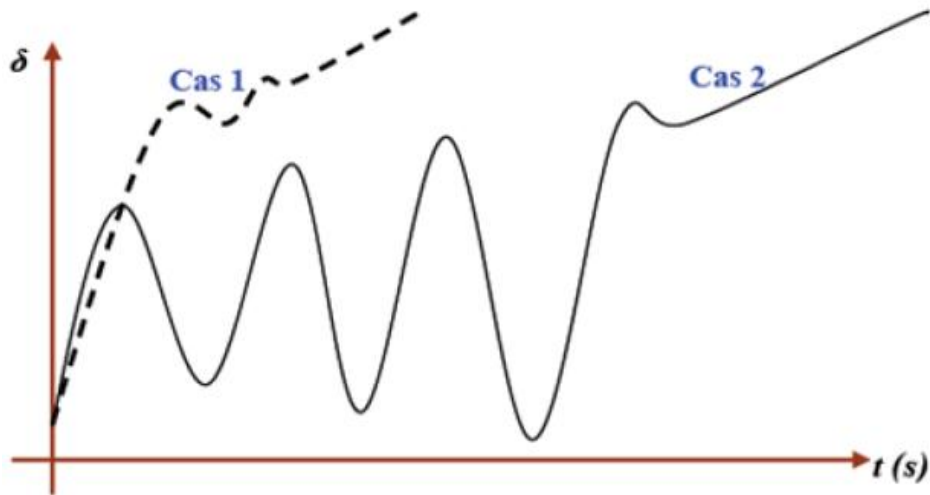
### **II.8.1. Notions de Stabilité transitoire**

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.

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 apériodique 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, (cas 1, (figure II.6)), 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), (cas 2, figure II. 6). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.



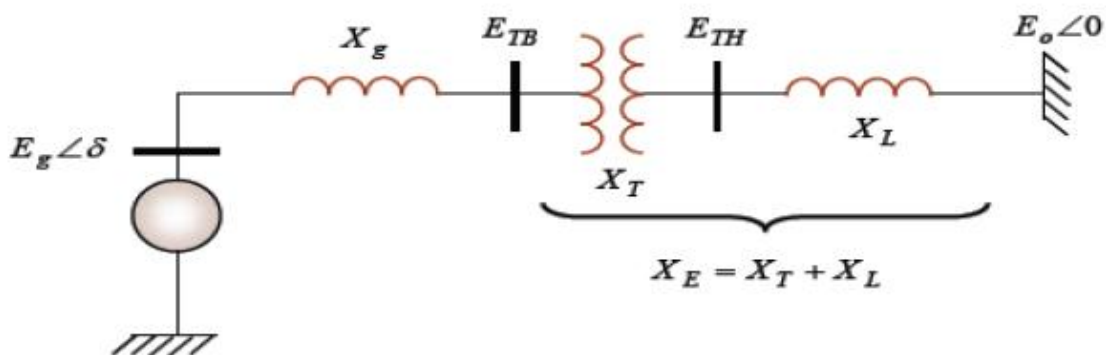
**Figure II.6** Variation d'angle de rotor.

Cas 1 : instabilité de première oscillation. Cas 2 : instabilité de multi-oscillation.

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion). Cette approche 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.

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 II.7).

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale  $E_g$  en série avec une réactance  $X_g$  (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance  $X_E$ . [14]



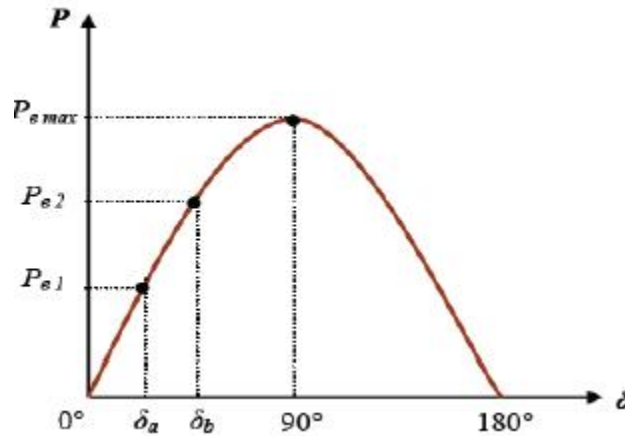
**Figure II.7.** Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

- **Relation ( $P-\delta$ )**

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur  $P_e$  est donnée par l'équation suivante :

$$p_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_e} \sin \delta \quad (\text{II.17})$$

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 (II.17) est représentée graphiquement à la (figureII.8).



**FigureII.8** : relation puissance-angle de rotor.

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  $P_{e2}$ , (FigureII.8).

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 II. 9)), ou diverger, et la machine deviendra instable en perdant le synchronisme avec le système (cas 2, (figure II. 9)). [14]

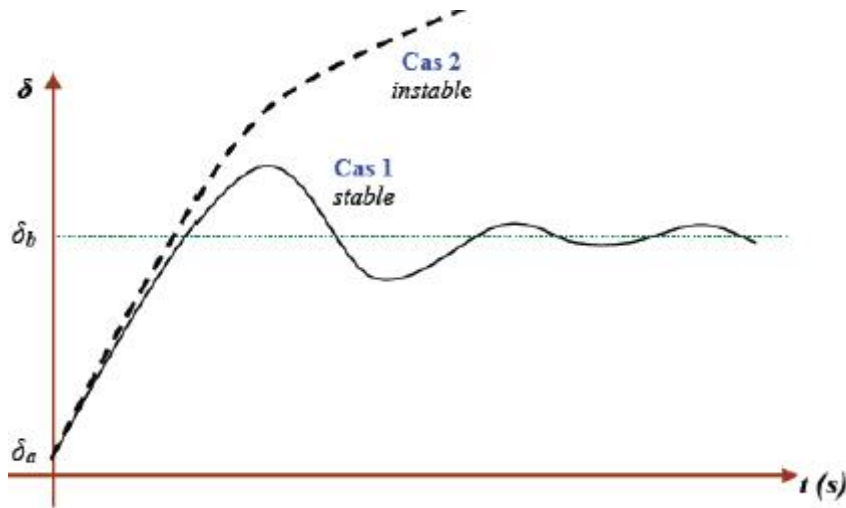


Figure II.9. Variation d'angle de rotor.

### II.8.2. Equation de mouvement (équation mécanique), (swing équation)

La liaison entre de 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, ce que l'on appelle (équation du mouvement)

On ne considère que le générateur synchrone à des différents couples comme la suite [25] :

-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 :

$$C_m = C_e + C_i + C_a \quad (\text{II.18})$$

#### II.8.2.1. Equation de mouvement sans couple d'amortissement

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

$$C_i = C_m - C_e \quad (\text{II.19})$$

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

Alors :

Le couple mécanique est égal à couple électrique :

$$C_m = C_e \quad (\text{II.20})$$

On a :

$$C_i = J \frac{d^2 \theta}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{II.21})$$

Et :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (\text{II.22})$$

La 1ère dérivation de  $\theta_m$  donne :

$$\omega_m = \frac{d\theta_m}{dt} = \frac{d\delta_m}{dt} + \omega_{ms} \quad (\text{II.23})$$

La 2ème dérivation de  $\theta_m$  donne :

$$\frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} \quad (\text{II.24})$$

Substituant l'équation (II.24) dans l'équation (II.21), on obtient

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = C_m - C_e \quad (\text{II.25})$$

Multipliant les deux côtés de l'équation (II.25) par  $\omega_m$  :

$$J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \omega_m C_m - \omega_m C_e \quad (\text{II.26})$$

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

On obtient l'équation de puissance suivant :

$$J \omega_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{II.27})$$

On a :

$$\omega_k = \frac{1}{2} J \omega_m^2 = \frac{1}{2} M \omega_m \quad (\text{II.28})$$

Avec :

$\omega_k$  : est l'énergie cinétique emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en Mégajoules.

Donc l'expression de M est comme la suite :

$$M = \frac{2\omega_k}{\omega_m} \quad (\text{II.29})$$

Nous supposons que les variations de vitesse  $\omega_m$  restent toujours faibles, durant a longue temps, avant que la stabilité soit perdue, alors :  $\omega_m = \omega_{sm}$

Alors l'expression de M vaut :

$$M = \frac{2\omega_k}{\omega_{sm}} \quad (\text{II.30})$$

L'équation de mouvement soit comme la suite :

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

On doit écrire l'équation de mouvement en fonction de l'angle électrique  $\delta$ , la relation entre l'angle mécanique et l'angle électrique est :

$$\delta = \frac{p}{2} \delta_m \quad (\text{II.32})$$

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

$$\frac{2}{p} M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{II.33})$$

Conversion de l'équation de mouvement en unité relative :

$$\frac{2}{p} \frac{2\omega_k}{\omega_{sm} S_b} \frac{d^2}{dt^2} = \frac{p_m}{S_b} \frac{p_e}{S_b} \quad (\text{II.34})$$

On a :

$$H = \frac{\omega_k}{S_b} \quad (\text{II.35})$$

La constante d'inertie H (en sec) de la machine est définie par le rapport d'énergie cinétique  $\omega_k$  emmagasinée par la machine à la vitesse synchrone en Mégajoules, et de la puissance de base  $S_b$  de la machine en Méga-volt ampère.

Donc l'équation vaut :

$$\frac{2}{p} \frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{II.36})$$

On a :

$$\omega_{sm} = \frac{2}{p} \omega_s \quad (\text{II.37})$$

Alors :

$$\frac{2H}{\omega_s} \frac{d^2}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{II.38})$$

On a :

$$\omega_s = 2\pi f_0 \quad (\text{II.39})$$

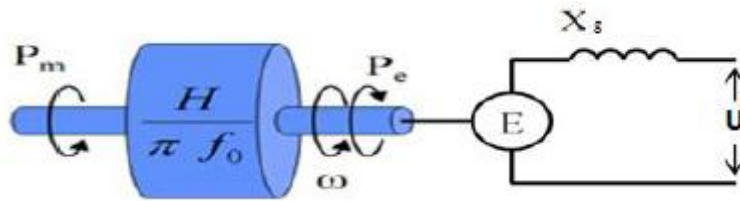
Alors :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) \quad (\text{II.40})$$

L'équation (II.17), dans le 1er chapitre, qui représente le modèle d'une machine synchrone et l'équation (II.40) qui représente le modèle de générateur dynamique sont forme l'équation de mouvement (swing équation), comme la suite [26] :

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

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_{max} \sin \delta \quad (\text{II.41})$$



**Figure II.10 :** Schéma électrique équivalent d'un générateur synchrone.

### II.8.2.2. Equation de mouvement avec couple d'amortissement :

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

$$C_i + C_a = C_m - C_e \quad (\text{II.42})$$

On a :

$$C_i = J \frac{d^2 \theta}{dt^2} \quad (\text{II.43})$$

$$C_a = \frac{a}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{II.44})$$

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

$$J \frac{d^2 \theta}{dt^2} + \frac{a}{\omega_s} \frac{d\delta}{dt} = C_m - C_e(\delta) \quad (\text{II.45})$$

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

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

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

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + a' \frac{d\delta}{dt} = P_m(Pu) - P_{max} \sin \delta \quad (\text{II.46})$$

### II.9. Stabilité en régime permanent vis-à-vis des petites perturbations

Pour représenter le problème de la stabilité en régime permanent, On considère que la machine synchrone dans le système considérée est liée à un jeu de barre infini [26].

L'équation mécanique est comme la suite :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin \delta \quad (\text{II.47})$$

L'équation mécanique est une fonction non linéaire, mais si la perturbation de l'angle est petite, l'équation est une fonction linéaire. Avec une petite déviation  $\Delta\delta$  de l'angle au point initial  $\delta_0$

$$\delta = \delta_0 + \Delta\delta \quad (\text{II.48})$$

Substituant l'équation (II.48) dans l'équation (II.47), on obtient :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2(\delta_0 + \Delta\delta)}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin(\delta_0 + \Delta\delta) \quad (\text{II.49})$$

Ou bien :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} + \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} = P_m - P_{max}(\sin \delta_0 \cos \Delta\delta + \cos \delta_0 \sin \Delta\delta) \quad (\text{II.50})$$

On a  $\Delta\delta$  est petite, alors  $\Delta\delta \cong 1$ , et  $\sin \Delta\delta \cong \Delta\delta$ , c'est-à-dire que :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} + \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin \delta_0 - P_{max} \cos \delta_0 \Delta\delta \quad (\text{II.51})$$

Aux conditions initiales :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin \delta_0 \quad (\text{II.52})$$

L'équation (II.52) sert une équation linéaire :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \delta_0}{dt^2} + P_{max} \cos \delta_0 \Delta\delta = 0 \quad (\text{II.53})$$

On a :

$$P_s = P_{max} \cos \delta_0 \quad (\text{II.54})$$

L'équation (II.53) vaut comme la suite (sans couple d'amortissement) :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + P_s \Delta\delta = 0 \quad (\text{II.55})$$

On a :

$$\omega_n = \sqrt{\frac{\pi f_0}{H} P_s} \quad (\text{II.56})$$



Avec :

$$C_a = D \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{II.57})$$

Alors (avec couple d'amortissement) :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + D \frac{d\Delta\delta}{dt} + P_s \Delta\delta = 0 \quad (\text{II.58})$$

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + \frac{\pi f_0}{H} D \frac{d\Delta\delta}{dt} + \frac{\pi f_0}{H} P_s \Delta\delta = 0 \quad (\text{II.59})$$

Ou bien en termes d'équation différentielle de second ordre, on a :

$$\frac{d^2 \Delta\delta}{dt^2} + 2\xi\omega_n \frac{d\Delta\delta}{dt} + \omega_n^2 \Delta\delta = 0 \quad (\text{II.60})$$

Alors :

$$\varepsilon = \frac{D}{2} \sqrt{\frac{\pi f_0}{HP_s}} \quad (\text{II.61})$$

Et :

$$\omega_d = \omega_n \sqrt{1 - \varepsilon^2} \quad (\text{II.62})$$

Dans les conditions normales,  $\xi < 1$  et les solutions d'équation différentielle sont complexes :

$$s_1, s_2 = -\xi\omega_n \pm j\omega_n \sqrt{1 - \varepsilon^2} \quad (\text{II.63})$$

Si les solutions sont dans une petite perturbation  $\Delta\delta_0$  et  $\Delta\omega_0 = 0$ , alors : [21]

$$\Delta\delta = \frac{\Delta\delta_0}{\sqrt{1 - \varepsilon^2}} e^{-\varepsilon\omega_n t} \sin(\omega_d t + \theta) \quad (\text{II.64})$$

$$\Delta\omega = \frac{\omega_n \Delta\delta_0}{\sqrt{1 - \varepsilon^2}} e^{-\xi\omega_n t} \sin \omega_d t \quad (\text{II.65})$$

### II.10. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire :

Le système de puissance électrique est fortement non linéaire du fait de sa structure très complexe et des phénomènes inhérents à son fonctionnement. Par conséquent, une étude analytique rigoureuse s'avère fastidieuse et peu fiable. Effet, la dynamique du réseau durant la période transitoire est décrite par un système d'équations différentielles de la forme suivante :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, \mu) \quad (\text{II.66})$$

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

$\mu$  : Vecteur des paramètres du système.

La stabilité transitoire concerne l'étude de la dynamique du réseau décrit par l'ensemble des équations différentielles.

Les solutions de ces équations sont obtenues par des méthodes numériques à l'aide des calculateurs numériques, celle-ci étant la plus généralement utilisées dans l'étude de la stabilité. Cette étude fournit les informations relatives aux variations dans le temps des angles internes, des vitesses du rotor, des tensions, courant et puissance des unités de production aussi bien que les variations des tensions, courant et puissances transitées dans les branches des lignes de transports avant, pendant et après la perturbation.

Cette analyse permet d'une part de juger si le système est en fonctionnement stable ou non et d'autre part de dimensionner les protections censées éliminer le défaut avant l'atteinte du temps critique (plan de défense). Elle aide les planificateurs dans leurs tâches de renforcement des réseaux d'énergie électriques par la construction de nouveaux ouvrages de production, de transport ou de compensations [4].

- Les différentes méthodes pour stabiliser le système de puissance dans l'état transitoire sont :

**a-** l'analyse de stabilité pour appliquer une commande préventive

- les méthodes numériques ou indirectes.
- les méthodes directes.

**b-** la commande en ligne

- la modification de la caractéristique de la ligne avec les systèmes FACTS.
- la commande du transit de puissance de la ligne durant la période Transitoire.

Pour analyser la stabilité transitoire d'un réseau électrique, le modèle du réseau est simulé sur une durée bien choisie. Cette analyse doit se répéter sur les périodes où la répartition de charge au sein du réseau varie considérablement. Les accidents éventuels sont simulés à l'aide de la phase de sélection de contingence. Les résultats numériques issus de la simulation sont tracés pour une analyse qualitative et quantitative de la stabilité transitoire du réseau.

L'inconvénient principal de cette méthode est qu'elle nécessite beaucoup de temps. Si de plus on utilise les méthodes implicites pour l'intégration numérique, ce problème devient encore plus aigu.

En conséquence, les méthodes Numenius dites "méthodes indirectes" ne peuvent pas toujours être utilisées. Beaucoup de recherches ont été menées en vue de modifier et d'améliorer ces méthodes. Celles-ci ont donné des résultats intéressants pour les méthodes conventionnelles en utilisant les réseaux réels. Parallèlement, des recherches ont aussi été entreprises pour

trouver d'autres méthodes sans avoir recours à la simulation. Ces méthodes s'appellent les méthodes directes. Dans les méthodes directes, il y a possibilité d'évaluer l'indice de stabilité. Plusieurs chercheurs ont proposé une combinaison des méthodes directes et indirectes afin d'étudier la stabilité transitoire des réseaux électriques. Chacune de ces méthodes a ses avantages et ses inconvénients ; elles sont complémentaires et on ne peut pas complètement remplacer l'une par l'autre.

Les avantages des méthodes directes qui sont les inconvénients des méthodes indirectes sont [16].

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

Par contre, les avantages des méthodes indirectes qui sont les inconvénients des méthodes directes peuvent s'expliquer par :

- La possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies.
- La possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes des dynamiques du réseau.
- La possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais. Il faut noter que le fonctionnement des relais a un grand effet sur la stabilité transitoire du réseau.
- La possibilité de représenter le fonctionnement des interrupteurs automatiques de réseau qui sont commandés par les variables de réseau (ex : les interrupteurs automatiques des inductances et des condensateurs).
- La possibilité de supposer le système de puissance "non autonome".

Avec cette hypothèse on peut considérer les effets de plusieurs variations dans la topologie et les conditions de fonctionnement du n réseau.

La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et ainsi de pouvoir étudié tous les accidents éventuels, les rendent très attractives. Ces méthodes sont utilisées pour appliquer une commande préventive au réseau avant un 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.

### II.11. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

Ces dernières années, la stabilité transitoire est devenue plus critique, à cause de l'interconnexion, l'accroissement énorme de la demande et les contraintes économiques de construire des nouvelles centrales de production et des nouvelles lignes de transmission. Tous ces facteurs conduisent à l'exploitation des réseaux électriques près de leurs limites de stabilité, ce qui donne une importance capitale à l'évaluation de la stabilité transitoire en temps réel [27]. A cause de la forte non-linéarité une étude analytique rigoureuse n'est guère possible, la résolution nécessiterait la prise en compte d'un grand nombre des paramètres. Plusieurs de méthodes d'évaluation ont été développées. Elles peuvent être classées en trois familles ;

- Méthodes d'intégration numériques ;
- Méthodes directes (ou énergétiques) ;
- Méthodes hybrides.

On va se limiter dans ce mémoire de donner un aperçu général de ces méthodes :

#### II.11.1. Méthodes d'intégration numériques :

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 inter-différentielles non linéaires qui gouvernent les phénomènes de stabilité transitoire, en donnant l'évolution des angles de rotor en fonction du temps, généralement, les méthodes implicites d'intégration numériques sont utilisées pour résoudre l'ensemble d'équations (ex. la méthode trapézoïdale). L'évaluation comporte deux phases : la phase pendant défaut caractérisée par une marge de temps très courte (de l'ordre de 100ms), et la phase après élimination de défaut qui peut s'étendre à quelque secondes (généralement, un system qui n'a pas perd le synchronisme après quelques secondes, est considéré stable) [28, 29]. Souvent, on évalue la stabilité :

- Soit on cherche à savoir si le system perd le synchronisme pour un temps d'élimination de défaut donné.
- Soit on évalue la limite de stabilité par le temps critique d'élimination de défaut CCT (Critical Clearing Time).

Pour détecter la conservation de stabilité, il faut juste vérifier que les angles du rotor des différentes machines s'évaluent dans une marge de valeurs spécifiques durant la simulation [30].

**a. Avantages 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 system (angles des rotors, vitesses, puissance ... ) ;
- 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 system [28].

**b. 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 [29].

Finalement, il est très important de remarquer que les progrès spectaculaires réalisés sans cesse dans le domaine des ordinateurs 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 [28].

**II.11.2. Méthodes directes énergétiques :**

Les inconvénients des méthodes classiques ont motivé le développement de méthodes non conventionnelles. La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et ainsi de pouvoir étudié tous les accidents éventuels, les rendent très attractives.

Ces méthodes sont utilisées dans l'objectif d'appliquer une commande préventive au réseau avant 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 [27 ; 28].

Les avantages des méthodes conventionnelles, temporelles ou indirectes (qui sont les inconvénients des méthodes directes) s'expriment par :

- La possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies ;
- La possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes sur la dynamique du réseau ;

- La possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais ;
  - La possibilité de supposer le système de puissance "non autonome". Avec cette hypothèse nous pouvons considérer les effets de plusieurs variations dans la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau ;
  - La possibilité de représenter le fonctionnement des interrupteurs automatiques de réseau qui sont commandés par les variables de réseau (ex : les interrupteurs automatiques des inductances et des condensateurs).
- **Les avantages des méthodes directes sont :**
    - La rapidité (le temps de calcul court) ;
    - La capacité d'évaluer l'indice de stabilité.

Les méthodes énergétiques peuvent se dévisées en deux catégories qui sont les suivantes :

#### II.11.2.1. Méthodes directes de Lyapunov :

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.

L'idée de base des nouvelles méthodes développées est de pouvoir conclure sur la stabilité ou l'instabilité du réseau d'énergie sans résoudre le système d'équations différentielles régissant le système après l'élimination du défaut. Elles utilisent un raisonnement physique simple basé sur l'évaluation des énergies cinétique et potentiel du système [31, 32, 33].

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

$$\frac{dx}{dt} = f(x, \mu) \quad (\text{II.67})$$

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  $f(x_s, \mu) = 0$ .

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)  $\frac{dv}{dx}$  est négative semi-définie dans  $\Omega$

Si  $\frac{dv}{dx} < 0$ , 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).

### II.11.2.2. Méthodes des aires égales :

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (en anglais, Equal Area Criterion). Cette approche 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.

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.

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via une ligne de transmission, Figure (II.3) Le générateur est modélisé par une source de tension idéale  $E_g$  en série avec une réactance  $X_g$  (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance  $X_E$ .

Considérons un défaut, sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques instants du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle de rotor  $\delta$ . Traçant la courbe (P -  $\delta$ ) en tenant compte de ce défaut, (Figure II.11). En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones :

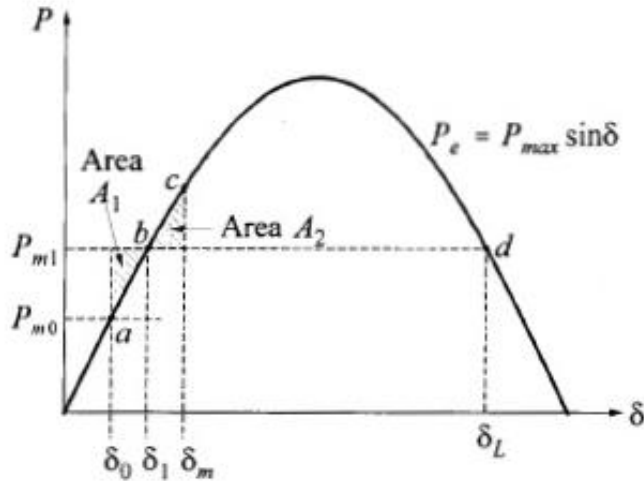
- La première zone (zone  $A_1$ , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor ( $\delta_0$  et  $\delta_1$ ) correspondants à l'apparition et à la disparition de 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 II.11** : Variation de puissance du générateur en fonction de l'angle interne

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 :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (\text{II.68})$$

$H$  : Constante d'inertie.

$\omega_0$  : Vitesse de synchronisme.

$P_m$  : Puissance mécanique fournie au générateur.

$P_e$  : Puissance électrique du générateur.

$\delta$  : Angle interne de la machine.

La fonction  $P_e$  étant non-linéaire sur  $\delta$ , par conséquent l'équation ci-dessus ne peut être résolue directement.

On multipliant par  $2 \frac{d\delta}{dt}$ , puis on intégrant l'équation (II.68), nous obtenant :

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{II.69})$$



Or

$$\frac{d}{dt} \left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{II.70})$$

L'intégration donne :

$$\left[ \frac{d\delta}{dt} \right]^2 = \int \frac{\omega_0 (P_m - P_e)}{H} d\delta \quad (\text{II.71})$$

Lorsque :  $t=0 \Rightarrow \delta = \delta_0, \frac{d\delta}{dt} = 0$ .

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 (II.71) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_m} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{II.72})$$

$\delta_0$  : L'angle de rotor initial,

$\delta_m$  : l'angle de rotor maximal

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).

$$E_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = \text{area } A_1 \quad (\text{II.73})$$

L'énergie perdue lors de la décélération lorsque  $\delta$  passe de  $\delta_1$  à  $\delta_m$  est

$$E_2 = \int_{\delta_1}^{\delta_m} (P_e - P_m) d\delta = \text{area } A_2 \quad (\text{II.74})$$

Comme nous l'avons examiné, aucune perte, l'énergie obtenue est égale à l'énergie perdue ; par conséquent, la zone  $A_1$  est égale  $A_2$ . Cela constitue la base du critère de superficie égale.

Elle nous permet de déterminer l'oscillation maximale de  $\delta$  et donc la stabilité du système sans le calcul du temps de réponse.

Le critère peut être facilement utilisé pour déterminer l'augmentation maximale admissible  $P_m$  pour le système de la (figure II.11) La stabilité est maintenue que si une zone  $A_2$  au moins égal à  $A_1$  peut être situé au-dessus  $P_{m1}$ . si  $A_1$  est supérieur à  $P_e$ , et le couple net est l'accélération plutôt que décélérer. Nous examinerons le mécanisme d'instabilité transitoire en considérant suivant la réponse du système à un défaut de court - circuit sur le réseau de

transport, ce qui est un plus fréquente à partir d'une perturbation considérée dans les études de stabilité transitoire[14],[34].

### II.11.3. La méthode SIME

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

En rafraîchissant les paramètres de l'OMIB à chaque pas du programme temporel, SIME conserve la précision de ce programme ainsi que son aptitude à traiter la modélisation et le scénario de stabilité voulus.

En même temps, en utilisant l'OMIB et le critère d'égalité des aires, la méthode élargie considérablement les possibilités du programme temporel par les outils suivants :

- Analyse rapide de la stabilité.
- Filtrage des contingences inintéressantes et classement, évaluation des contingences intéressantes.
- Analyse de sensibilité
- Commande (c'est-à-dire stabilisation) [36].

### II.12. Méthodes d'amélioration de la stabilité transitoire [37, 38] :

En vue de son importance dans la planification, la conception et l'exploitation des réseaux d'énergie électrique, l'amélioration de la stabilité transitoire reste un défi majeur pour les ingénieurs pour éviter tous événement qui peut conduire vers un blackout. Les solutions envisageables d'amélioration de la stabilité transitoire se basent sur :

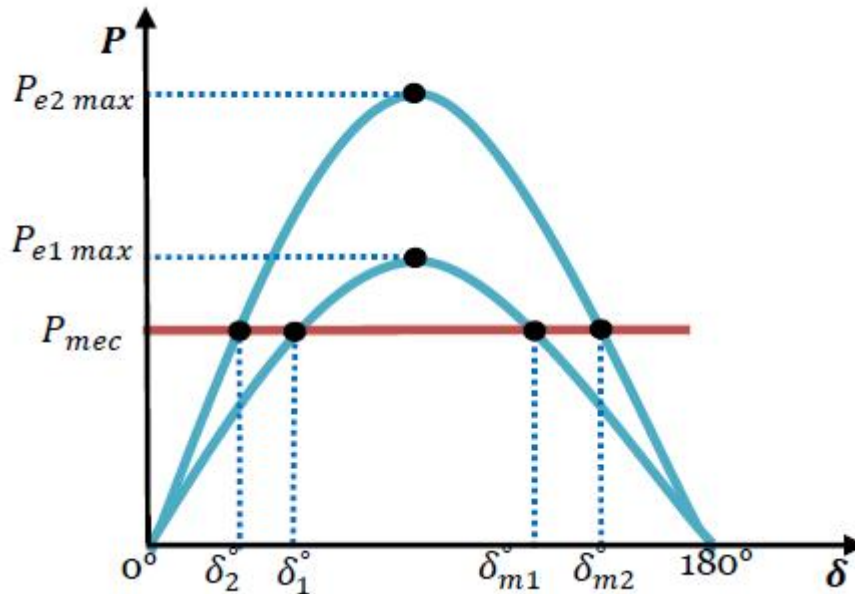
#### II.12.1. Augmentation de la constante d'inertie des générateurs

Cette méthode permet au rotor d'accélérer moins vite, quand le réseau subit un défaut quelconque (II.40). L'énergie cinétique regagnée est réduite et le risque de perdre le synchronisme est alors diminué. Dans la plupart des cas, cette méthode coûte très chère, et ne peut être appliquée que dans des cas particuliers.

#### II.12.2. Augmentation de la puissance active

Pour un défaut affectant le réseau de la figure (II. 7), le système conservera sa stabilité s'il n'atteint pas la limite de stabilité par l'augmentation de la puissance active, et pour une

puissance mécanique donnée, les marges de stabilité augmentent également (figure II. 12). En se référant à l'équation (II.17) cette solution peut être réalisée soit en augmentant la tension de service, soit en diminuant la réactance de transfert par la construction des lignes en parallèle ou par l'installation des condensateurs série (compensation série), afin de diminuer la réactance effective de la ligne (Cette méthode a été employée pendant plusieurs années comme dans le cas du réseau Suédois).



**Figure II. 12.** Influence de la puissance active sur la marge de la stabilité

### II.12.3. Installation des protections et des appareils de coupure rapides

Cette méthode réduit le temps d'existence du défaut, par conséquent, le temps d'accélération du rotor est réduit. La capacité du système d'amortir les oscillations du rotor est renforcée. Une autre voie dans le même contexte consiste en la fermeture automatique des disjoncteurs après l'élimination du défaut.

### II.12.4. Implantation des valves rapides des turbines à gaz

Par un contrôle rapide de la puissance mécanique durant et après le défaut, l'accélération du rotor peut être réduite. Pour des raisons de sécurité, cette méthode n'a pas été appliquée au niveau des centrales nucléaires.

### II.12.5. Installation des résistances d'amortissement

Ce sont des résistances connectées en shunt avec des disjoncteurs rapides afin de réduire l'accélération du rotor après le défaut et par conséquent le risque de perdre le synchronisme est aussi réduit.

**II.13. Conclusion :**

Un réseau électrique est stable s'il se trouve dans un état d'équilibre dans ses conditions normales d'opération, ou s'il retrouve un état d'équilibre acceptable après une perturbation donnée. La stabilité transitoire doit être étudiée attentivement car elle permet d'assurer la continuité du service sur un réseau électrique après d'éventuelles perturbations. La stabilité transitoire dépend du type de la perturbation, de sa durée, du point de fonctionnement, des systèmes de protection et des caractéristiques dynamiques des éléments du réseau (générateurs, charges, ...). Selon les techniques de simulation utilisées, la stabilité transitoire peut être analysée et évaluée par diverses méthodes.

### III.1. Introduction :

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

### III.2. Méthodes d'intégration[39] :

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 :

$$\dot{x} = f(x, t) \quad (\text{III.1})$$

Avec la condition initiale :

$$x_{t=0} = x_0 \quad (\text{III.2})$$

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

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (\text{III.3})$$

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 :

$$x^{(1)} = x^{(0)} + hf(x^{(0)}, t^{(0)}) \quad (\text{III.4})$$

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 suite :  $x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k)}, t^{(k)})$  (III.5)

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 :

#### Trapézoïdale implicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{2} [f(x^{(k)}, t^{(k)}) + f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)})] \quad (\text{III.6})$$

#### Euler-Cauchy explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)} + \frac{h}{2}f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}), c + \frac{h}{2}) \quad (\text{III.7})$$

#### Runge Kutta d'ordre 4 explicite

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (\text{III.8})$$

Il existe d'autres méthodes, 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.

| 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 |                 |

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

### III.3. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire :

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 résoudre, en faisant appel des outils mathématiques qui consiste à étudier l'évolution de l'angle de charge ( $\delta$ ) en fonction du temps par différents méthodes.

Dans ce chapitre on va **donner** parmi ces méthodes :

- méthode d'Euler.
- méthode d'Euler modifié.
- Runge-Kutta [26].

### III.3.1. Méthode d'Euler :

Lorsqu'on ne sait pas trouver une formule explicite de  $x(t)$ , la méthode d'Euler permet de tracer une courbe approchée de celle de  $x$ .

Si  $x$  est une fonction dérivable sur un intervalle  $I$  et  $t_i$  un réel de  $I$ . Pour tout réel  $h$  non nul et proche de 0 tel que  $x_i + h$  soit dans  $I$  on a :

$$x(t_i + h) \approx F(t_i) + h F'(t_i) \quad (\text{III.9})$$

On cherche la solution  $x(t)$  d'une équation différentielle du premier ordre mise sous la forme  $x' = f(t, x)$  avec une condition initiale  $x(t_0) = x_0$ . Pour se fixer les idées on peut considérer  $x$  comme une position et  $x'$  comme une vitesse.

On procède pas à pas, avec le pas  $h$ . Connaissant l'abscisse  $x_0$  à  $t = t_0$ , on peut, en utilisant l'équation différentielle, calculer la vitesse  $x'(t_0) = f(t_0, x_0)$  et en déduire une valeur approchée de la position à l'instant  $t_1 = t_0 + h$ . On écrira :

$$x_1 = x(t_1) = x(t_0 + h) \approx x(t_0) + hx'(t_0) = x_0 + h f(t_0, x_0) \quad (\text{III.10})$$

Ce qui revient à écrire le début d'un développement limité de  $x(t)$ . Si on répète l'opération, en partant de la position  $x_1$  à l'instant  $t_1 = t_0 + h$  :

$$x_2 = x(t_1 + h) = x(t_0 + 2h) \approx x(t_1) + h x'(t_1) = x_1 + h f(t_1, x_1) \quad (\text{III.11})$$

$$x_3 = x(t_2 + h) = x(t_0 + 3h) \approx x(t_2) + h x'(t_2) = x_2 + h f(t_2, x_2) \quad (\text{III.12})$$

On construit ainsi une suite de valeurs  $x_n$ , voisines de  $x(t_0 + nh)$ , qui représente de façon approximative la fonction  $x(t)$ , solution de l'équation différentielle avec les conditions initiales, c'est la méthode d'Euler ou de la tangente.

La formule de calcul est la suivante :

$$X_{n+1} = x_n + h f(t_n, x_n) \quad (\text{III.13})$$

On remarque que l'on a bien  $x'(t_n) = f(t_n, x_n) = (x_{n+1} - x_n) / h$  lorsque  $h$  tend vers 0.

Il est à noter que l'on intègre toujours depuis la valeur initiale jusqu'à une valeur finale donnée (qui peut éventuellement être variable).

On choisit alors le nombre d'intervalles d'intégration, qui détermine la largeur du pas. Mais la taille du pas doit être suffisamment petite afin d'assurer une précision acceptable [26].

### III.3.1.1. Méthode d'Euler modifié

Cette méthode a pour base la détermination des  $x$  par la méthode d'Euler explicitée précédemment et à partir de cette première approximation on améliore le résultat obtenu comme suit :

$$x_{n+1} = x_n + h \cdot f(t_n, x_n) \quad (\text{Par la méthode d'Euler}) \quad (\text{III.14})$$

$$x_{n+1} = x_n + \frac{h}{2} (f(t_n, x_n) + f(t_{n+1}, x_{n+1})) \quad (\text{III.15})$$

Avec :

$$f(t_n, x_n) = x'(t_n, x_n) \quad \text{et} \quad f(t_{n+1}, x_{n+1}) = x'(t_{n+1}, x_{n+1}) \quad (\text{III.16})$$

Ainsi au moyen de cette méthode on estime  $x_{n+1}$  et cette estimation servira à calculer  $x_{n+1}$  qui sera injecté pour corriger  $x_{n+1}$ .

On constate qu'avec cette méthode la précision est améliorée par rapport à la méthode d'Euler grâce à la correction de l'estimation.

#### a. Comparaison entre les deux méthodes à l'application (Euler et Euler modifié)

- La méthode d'Euler modifié est plus précise que la méthode d'Euler.
- Dans la méthode de Euler quand on utilise un pas  $\Delta t$  grand, la courbe produite montre que le système est instable, avec les mêmes données et un pas  $\Delta t$  petit, on obtient une courbe qui montre que le système est stable, alors si le pas  $\Delta t$  est plus petit les résultats sont plus précis. Par contre, la méthode d'Euler modifié peut supporter un pas quelconque.

### III.3.1.2. Méthode d'Euler explicite

La méthode d'Euler (explicite) est l'une des plus anciennes méthodes de résolution des équations différentielles. Elle fut introduite par Leonhard Paul Euler au XVIII<sup>e</sup> siècle. Elle consiste, en pratique, pour une valeur initiale donnée, à tracer un graphe à partir d'une approximation successive des dérivées, en utilisant la fonction  $f$ .

En choisissant un pas  $h$ , et une valeur initiale  $y_0$  à un temps  $t_0$ , on peut approximer la dérivée en ce point par  $f(y_0; t_0)$  et ainsi le prochain point de la courbe au temps  $h + t_0$  par  $y_0 + h f(y_0; t_0)$ . Cela revient à tracer un segment de la tangente en ce point. En répétant ce, on obtient :

$$Y_{t_i+1} = y_{t_i} + h f(y_{t_i}; t_i) = y_{t_i} + h f(y_{t_i}; t_0 + h_i) \quad (\text{III.17})$$

Elle correspond exactement au développement de Taylor à l'ordre 1 de la fonction  $y(t)$ , c'est à dire :

$$Y(t) = y_{t_0} + h y_{t_0}' + \theta (h^2) = y_{t_0} + h f(y_{t_0}) + \theta (h^2) \quad (\text{III.18})$$



et converge donc bien vers la solution pour  $h \rightarrow 0$ . L'erreur locale est en  $\theta(h^2)$  et l'erreur globale, c'est-à-dire après sommation d'un grand nombre de pas, est donc en  $\theta(h)$ . On dira alors que cette méthode est d'ordre 1[40].

### III.3.1.3. Méthode d'Euler implicite

De la même façon, on peut approximer la dérivée en  $t_{i+1}$  par  $f(y_{i+1}; t_{i+1})$  ce qui nous conduit à la méthode :

$$Y_{t_{i+1}} = y_{t_i} + h f(y_{i+1}; t_{i+1}) \quad (\text{III.19})$$

Qui nécessite la résolution d'un système souvent non-linéaire.

Là aussi, cela correspond, pour  $h \rightarrow 0$ , c'est-à-dire  $y_{i+1} \rightarrow y_i$ , au développement de Taylor à l'ordre 1.

La grande différence entre Euler explicite et Euler implicite est le domaine de stabilité de ces deux méthodes [40].

### III.3.2. Méthode de Runge-Kutta :

Les méthodes de Runge-Kutta sont des méthodes d'analyse numérique d'approximation de solutions d'équations différentielles. Elles ont été nommées ainsi en l'honneur des mathématiciens Carl Runge et Martin Wilhelm Kutta lesquels élaborèrent la méthode en 1901.

Ces méthodes reposent sur le principe de l'itération, c'est-à-dire qu'une première estimation de la solution est utilisée pour calculer une seconde estimation, plus précise, et ainsi de suite.

#### III.3.2.1. Principe de Runge-Kutta[41] :

L'idée de cette ensemble de méthodes est d'essayer de répartir les endroits où l'on évalue  $f(x)$  entre les abscisses  $x$  et  $x+h$ , plutôt que de calculer les dérivées successives jusqu'à un certain ordre de  $t$  en un point.

Soient

- $k_1 = f(x, y)$
- $k_2 = f(x + \alpha_1 h, y + \beta_{2,1} k_1 h)$
- ...
- $k_i = f(x + \alpha_i h, y + \sum_{j=1}^{i-1} \beta_{i,j} k_j h)$

On définit la méthode (implicite) de Runge-Kutta à E-étages par :

$$\phi(x, y, h) = \sum_{i=1}^E y_i k_i \quad (\text{III. 20})$$

où  $\alpha_i, \beta_{i,j}, \gamma_i$  seront déterminés de façon à définir la méthode d'ordre le plus élevé possible.

Notons qu'il existe deux grandes familles de formules d'intégration numérique : les formules explicites et les formules implicites. Les secondes sont généralement stables alors que les premières ne le sont pas toujours.

La formule (III.20) décrit l'ensemble des formules de Runge-Kutta explicites, c'est à dire que l'on calcule les  $k_i$  uniquement avec les  $k$  précédents. Mais on peut aisément généraliser au cas implicite. On aura alors comme formule pour les  $k_i$  :

$$k_i = f\left(x + \alpha_i h, y + \sum_{j=1}^E \beta_{i,j} k_j h\right)$$

$$\forall i \text{ dans } [1, \dots, E] \text{ avec } \alpha_1 = 0$$

On aura dans ce cas un système de E équations à E inconnues pour déterminer les  $k_i$

$$\sum_{i=1}^E y_i = 1$$

### III.3.2.2. L'algorithme de Runge-Kutta d'ordre 2 et 4[42] :

Les méthodes de Runge-Kutta, d'ordre 2 ou 4, sont très couramment utilisées pour la résolution d'équations différentielles ordinaires. Ce sont des méthodes à pas unique, directement dérivées de la méthode d'Euler.

#### III.3.2.2.1. Formule d'ordre 2 :

L'une des relations du type Runge-Kutta les plus simples, est obtenue en utilisant les différences centrées pour le calcul des dérivées :

$$\frac{dy}{dt} = f(y, t) \text{ s'écrit : } f\left(y_{i+1/2}, t_{i+1/2}\right) \approx \frac{y_{i+1} - y_i}{h} + O(h^2)$$

Mais  $y_{i+1/2} = y\left(t_{i+\frac{1}{2}}\right)$  est inconnu, on remplace cette quantité par une valeur approchée  $\hat{y}_{i+1/2}$  obtenue par la formule d'Euler, ce qui donne :

$$\begin{cases} y_{i+1/2} = y_i + \frac{h}{2} f(y_i, t_i) \\ y_{i+1} = y_i + hf(y_{i+1/2}, t_{i+1/2}) \end{cases}$$

Ceci s'écrit :

$$\begin{cases} k_1 = f(y_i, t_i) \\ k_2 = f(y_i + \frac{1}{2}hk_1, t_i + \frac{1}{2}h) \\ y_{i+1} = y_i + hk_2 \end{cases}$$

On peut montrer que ceci est une formule d'ordre 2, c'est-à-dire qu'on tient compte des termes en  $h^2$ , on néglige les termes en  $h^3$  et au-delà.

#### III.3.2.2.2. Formule d'ordre 4 :

La formule de RK la plus utilisée est celle d'ordre 4, appelée généralement 'formule de Runge-Kutta'. Elle apparait comme une pondération de fonctions obtenues à partir d'estimations successives de  $y_{i+1/2}$  et de  $y_{i+1}$  utilisant les différences à droite et centrées.

On calcule successivement quatre évaluations de  $f$ , ce qui peut prendre du temps pour les fonctions compliquées :

$$\begin{cases} k_1 = f(y_i, t_i) \\ k_2 = f(y_i + \frac{1}{2}hk_1, t_i + \frac{1}{2}h) \\ k_3 = f(y_i + \frac{1}{2}hk_2, t_i + \frac{1}{2}h) \quad (3.21) \\ k_4 = f(y_i + \frac{1}{2}hk_3, t_i + h) \\ y_{i+1} = y_i + \frac{h}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \end{cases}$$

L'algorithme de base consiste donc à diviser  $[t_0, t_f]$  en  $N$  intervalles de pas  $h$ , et à exécuter  $N$  fois la séquence (III.21).

**Algorithme de la méthode de Runge-Kutta d'ordre 4[42] :**

Résoudre dans  $[t_0, t_f]$  le système différentielle de n équation :

$$\frac{dy}{dt} = f(y, t) \text{ Avec } y(t_0) = y_0. \text{ Les variables } y_i \text{ et } y_{i+1} \text{ sont notées } u, v.$$

1. Entrer un nombre de pas N, une précision  $\varepsilon$ , un nombre maximal d'interaction  $S_{\max}$ .

Poser:  $h = \frac{t_f - t_0}{N}$ ;  $S=0$ ;  $y_f = y_N = 10^8 y_0$ .

2. Initialisation :

$$S=S+1; v=y_0.$$

3. Resolution :

i=1 à N:

$$t = t_0 + (i - 1)h; u = v.$$

$$k_1 = f(u, v);$$

$$k_2 = f\left(u + \frac{h}{2}k_1, t + \frac{h}{2}\right);$$

$$k_3 = f\left(u + \frac{h}{2}k_2, t + \frac{h}{2}\right);$$

$$k_4 = f(u + hk_3, t + h);$$

$$v = u + \frac{h}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$$

Fin de i.

4. Tests :

Si  $\|v - y_f\| < \varepsilon$  : le résultat est :  $y_f = v$ .

Sinon, si  $S=S_{\max}$  : ne converge pas au bout de  $S_{\max}$  itérations.

Sinon :  $y_f = v$  ;  $N=2N$  ;  $h = (t_f - t_0)/N$  ;  $S=0$  ; retourner à **2**.

Fin de Si.

Les formules de Range-Kutta sont parmi les plus utilisées.

- **Avantage :**

-Elles sont faciles à programmer.

-elles sont en général stables, en tout cas pour les fonctions usuelles.

-la largeur du pas peut être modifiée sans difficulté.

-on peut adapter le pas pour obtenir une précision souhaitée.

Surtout, elles démarrent toutes seules : la connaissance de  $y_0$  suffit à intégrer l'équation différentielle.

- **Inconvénients :**

-elles demandent plus de temps de calcul que d'autres méthodes de précision comparables.

-elles sont mal adaptées à la résolution des équations instables.

Compte tenu de la facilité de leur mise en œuvre, on pourra les utiliser de façon systématique, puis passer à une autre méthode en cas d'instabilité[42].

### IV.1.Introduction :

Dans ce chapitre on va appliquer la méthode des aires égales et la méthode d'Euler modifié pour étudier la stabilité transitoire d'un système de puissance.

### IV.2. Formulation et résolution des équations différentielles

La Figure(IV.1) présente l'organigramme de programmation pour la méthode classique de ST. Les commentaires suivants décrivent chaque étape du processus :

0. Les conditions initiales incluent :

- la sélection du cas d'étude et la méthode d'intégration;
- la définition du défaut par l'utilisateur;
- les calculs des matrices réduites d'avant, de pendant et d'après le défaut;
- les vecteurs de la tension et l'angle interne des générateurs.

1. Le vecteur d'état initial  $x_0$ , de dimension  $2m$ , est constitué par l'angle interne des générateurs et la vitesse synchrone avant le défaut.

2. Pour calculer le vecteur de la puissance mécanique et comparer celle-ci avec celle de l'écoulement, on utilise l'équation

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

(Elles représentent, respectivement, la forme polaire et rectangulaire de la matrice d'admittance calculée pour les périodes avant, pendant et après le défaut). Les valeurs de la tension interne  $E_i$  et de l'angle du générateur  $\delta_i$  proviennent des conditions initiales et les valeurs  $G_{ij}$  et  $B_{ij}$  sont, pour ce cas, les parties réelles et imaginaires de la matrice d'admittance avant le défaut.

3. La précision et le temps de simulation choisis par l'utilisateur définissent les dimensions du vecteur du temps ainsi que de la matrice de résultats, où l'information du vecteur d'état est gardée à chaque pas du temps. De plus, le moment de simulation établit la matrice d'admittance à utiliser  $Y_{pf}$ ,  $Y_f$  ou  $Y_{af}$ .

4. Formuler les équations différentielles  $\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei}$  et  $\frac{d\omega_i}{dt} = \omega_i - \omega_s$  équivaut à appliquer la méthode d'intégration sélectionnée, explicite ou implicite, en considérant le calcul de puissance électrique avec la matrice et le vecteur d'état disponible au moment de l'évaluation.

5. Malgré que l'organigramme ne présente que la méthode d'Euler, l'utilisateur peut sélectionner un autre parmi d'autres méthodes d'intégration.

Chacune de ces méthodes comporte des caractéristiques différentes :

- à un pas ou à pas multiples;
- à pas de temps fixe ou variables;
- implicites ou explicites;
- avec un, deux ou trois pas d'intégration.

**6.** Si la méthode d'intégration est implicite, il résulte un système d'équations non linéaires, qui est résolu par une méthode itérative comme celle de Newton Raphson ou Runge-Kutta.

**7.** Le vecteur d'état est actualisé et enregistré à chaque pas du temps. Le cycle se poursuit jusqu'au moment final de la simulation et les données d'angle, de vitesse et de puissance sont présentées sous forme matricielle et graphique. [39].

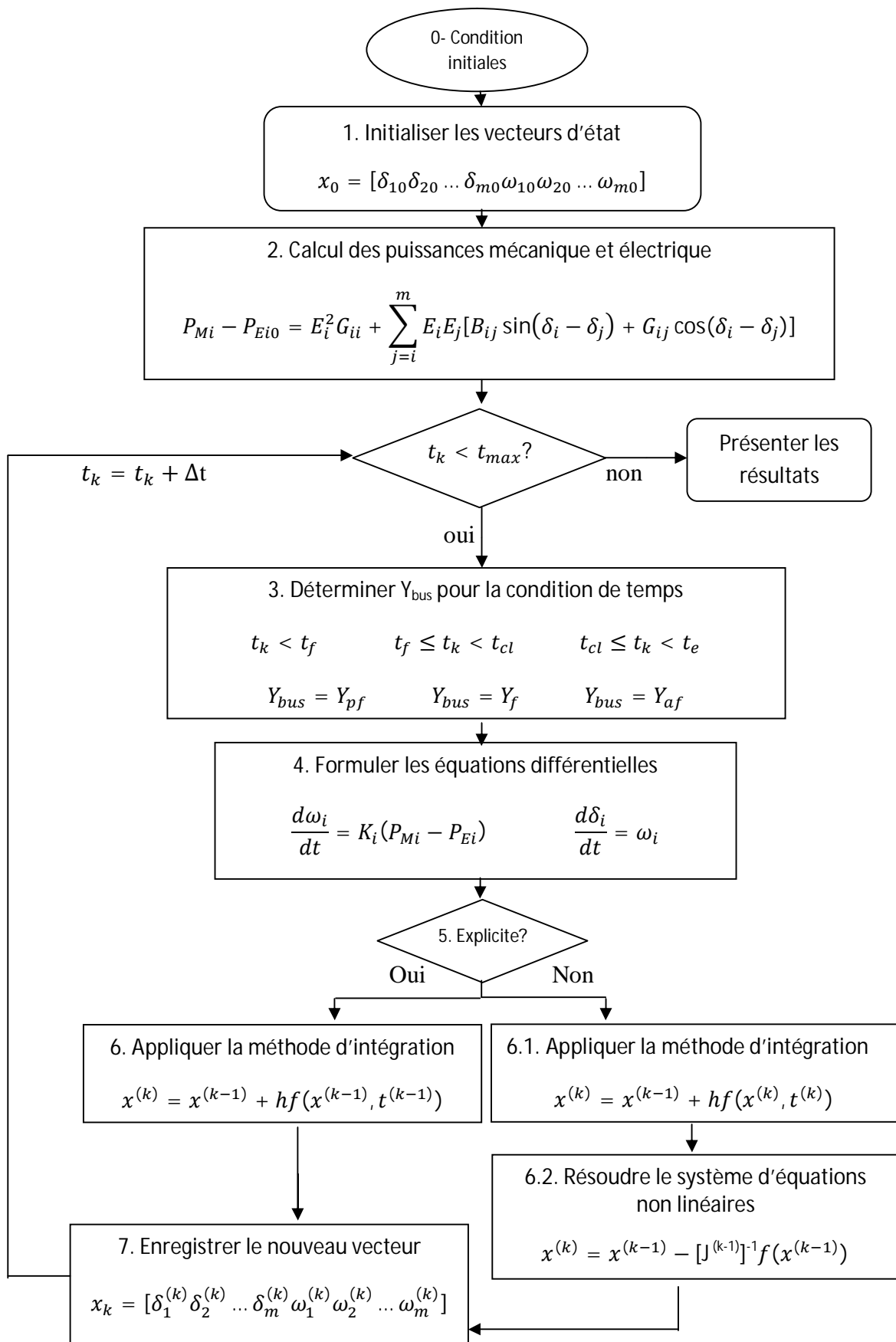


Figure IV.1 : Organigramme de programmation – méthode classique de ST



### IV.3.Méthode des aires égale :

Pour l'analyse de la stabilité d'un système de puissance par la méthode des aires égales, nous allons considérer le système d'alimentation représenté sur la figure (IV.2).

Pour un défaut (court circuit triphasé) au point p situé à l'entrée de la ligne2.Cette analyse consiste à vérifier que suite à un défaut, l'angle de puissance ne va pas dépasser un certain angle de sorte que le générateur ne perde son synchronisme.

Pour ce faire nous allons évaluer cet angle dans trois situations (Avant, pendant et après le défaut).

Le système de la figure (IV.12) est composé d'un générateur relié à un bus infini à travers deux lignes de transmission parallèles.

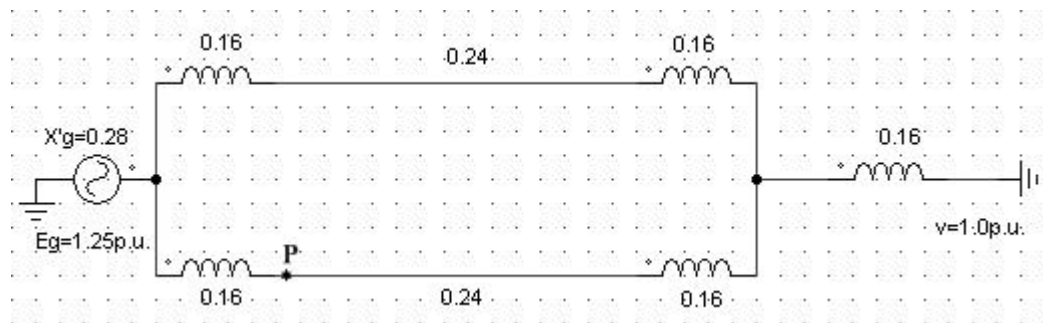


Figure IV.2 : schéma de système de puissance

- L'équation de puissance avant le défaut :

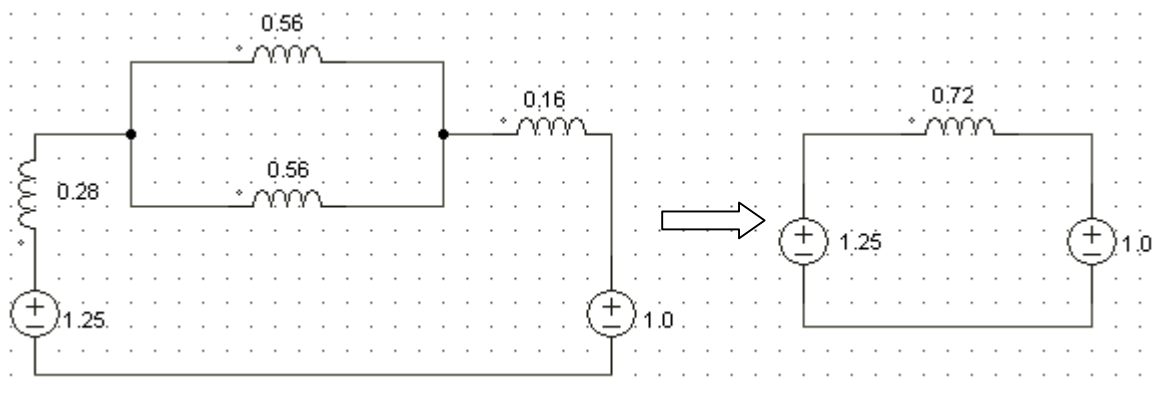


Figure IV.3 : schéma de système de puissance avant le défaut.

D'après la figure(IV.3) on va trouver l'équation de puissance :

$$P_e = \frac{1.25 \cdot 1.0}{0.72} \sin \delta \Rightarrow P_e = 1.736 \sin \delta$$

- L'équation de puissance Pendant le défaut :

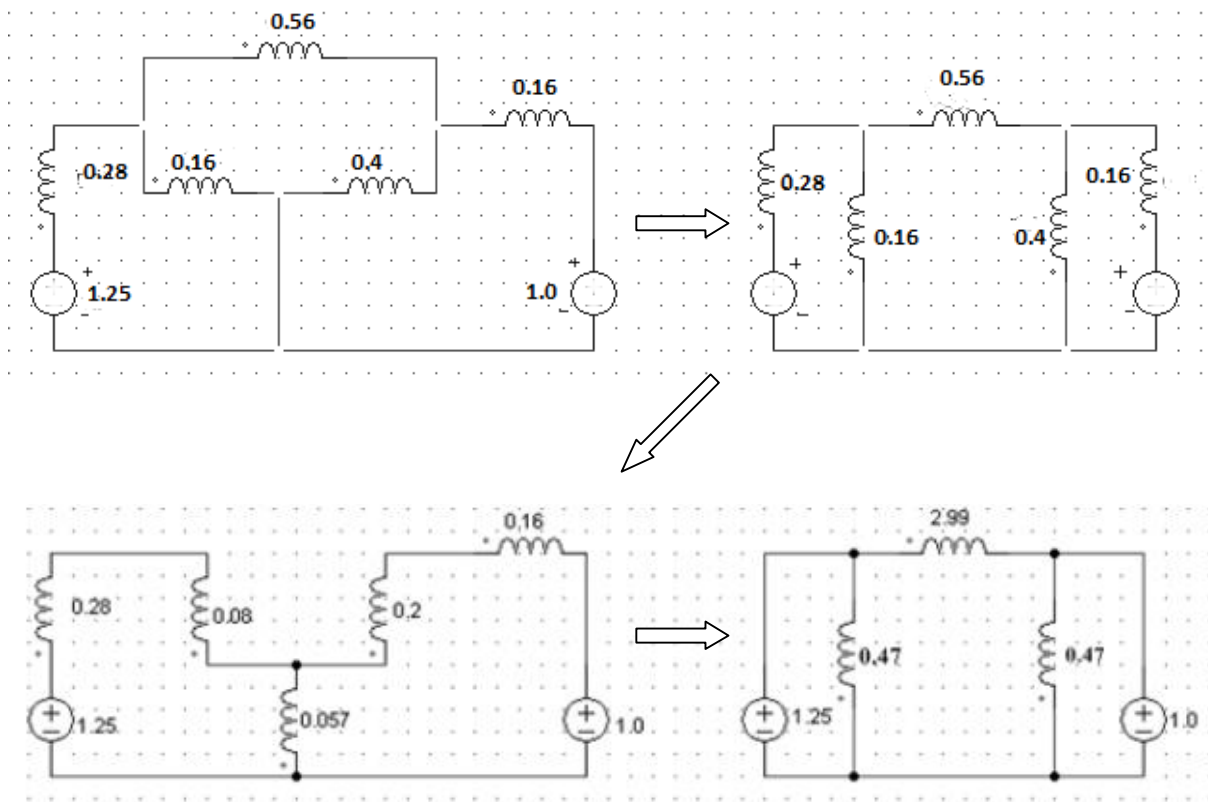


Figure IV.4 : schéma de système de puissance pendant le défaut :

D'après la figure(IV.4) on a :

$$P_e = \frac{1.25 \cdot 1.0}{2.99} \sin \delta \quad \Rightarrow \quad P_e = 0.418 \sin \delta$$

- L'équation de puissance après le défaut :

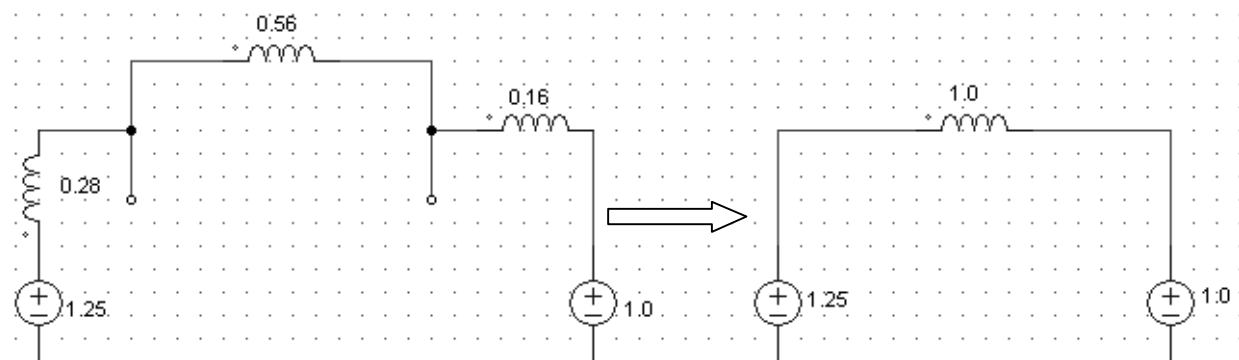


Figure IV.5 : schéma de système de puissance don l'état de défaut

On a :

$$P_e = \frac{1.25 \cdot 1.0}{1.0} \sin \delta \quad \Rightarrow \quad P_e = 1.25 \sin \delta$$

Donc les équations de sortie de puissance dans les trois situations sont :

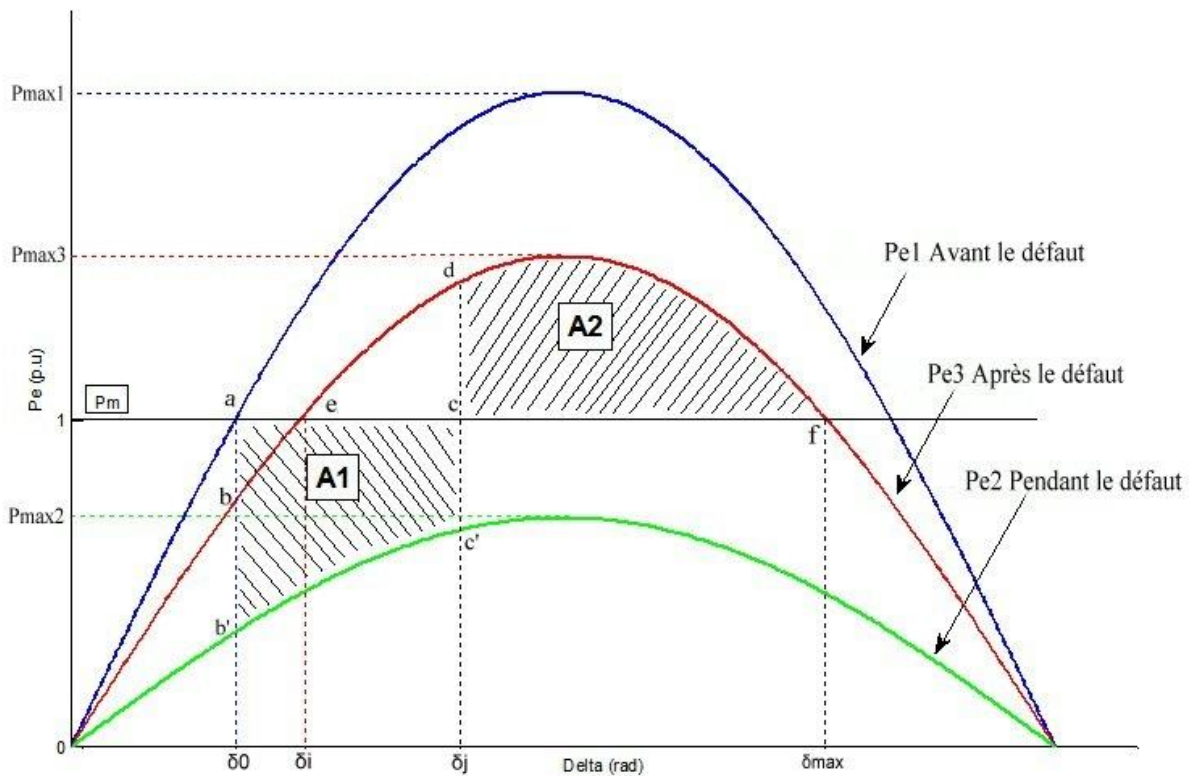
I. Avant le défaut :  $P_e = P_{max1} \sin \delta = 1.736 \sin \delta$

II. Pendant le défaut :  $P_e = P_{max2} \sin \delta = 0.418 \sin \delta$

III. Après le défaut :  $P_e = P_{max3} \sin \delta = 1.25 \sin \delta$

Avec :  $P_{max1} = 1.736 p.u$      $P_{max2} = 0.418 p.u$      $P_{max3} = 1.25 p.u$

La représentation de ces trois équations est donnée sur la figure (IV.6).



**Figure IV.6.**  $P_e$  en fonction de l'angle rotorique avant pendant et après le défaut.

D'après la courbe (IV.6) nous avons :

$$AreaA_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_j} (P_m - P_{e2}) d\delta \quad (IV.1)$$

$$AreaA_2 = \int_{\delta_j}^{\delta_{max}} (P_{e3} - P_m) d\delta \quad (IV.2)$$

Avec :  $P_{e2} = P_{max2} \sin \delta$     et     $P_{e3} = P_{max3} \sin \delta$

Ce qui nous donne :

$$A_1 = P_m(\delta_j - \delta_0) - \int_{\delta_0}^{\delta_j} P_{max2} \sin \delta d\delta = P_m\delta_j - P_m\delta_0 + P_{max2} \cos \delta_j - P_{max2} \cos \delta_0$$

$$A_2 = \int_{\delta_{cc}}^{\delta_{max}} P_{max3} \sin \delta d\delta - P_m(\delta_{max} - \delta_j) = P_{max3} \cos \delta_j - P_{max3} \cos \delta_{max} - P_m\delta_{max} - P_m\delta_j$$

La méthode des aires égales donne :

$$\text{Area } A_1 = \text{Area } A_2 \quad (\text{IV.3})$$

Ce qui implique :

$$P_{max3} \cos \delta_j - P_{max3} \cos \delta_{max} - P_m\delta_{max} + P_m\delta_j = P_m\delta_j - P_m\delta_0 + P_{max2} \cos \delta_j - P_{max2} \cos \delta_0$$

On simplifie  $P_m\delta_j$  et on trouve:

$$(P_{max3} - P_{max2}) \cos \delta_j = P_m(\delta_{max} - \delta_0) + P_{max3} \cos \delta_{max} - P_{max2} \cos \delta_0$$

D'où

$$\cos \delta_j = \frac{P_m(\delta_{max} - \delta_0) + P_{max3} \cos \delta_{max} - P_{max2} \cos \delta_0}{P_{max3} - P_{max2}} \quad (\text{IV.4})$$

L'angle de compensation critique est donnée par :

$$\delta_j = \cos^{-1} \left[ \frac{P_m(\delta_{max} - \delta_0) + P_{max3} \cos \delta_{max} - P_{max2} \cos \delta_0}{P_{max3} - P_{max2}} \right] \quad (\text{IV.5})$$

Les angles  $\delta_0$  et  $\delta_{max}$  sont donnés par :

$$\delta_0 = \sin^{-1} \left( \frac{P_m}{P_{max1}} \right) \quad \delta_{max} = \pi - \sin^{-1} \left( \frac{P_m}{P_{max3}} \right)$$

Dans notre application, nous avons :

$$P_{max1} = 1.736p.u; \quad P_{max2} = 0.418p.u; \quad P_{max3} = 1.25p.u; \quad P_m = 1.0p.u$$

- Détermination de l'angle de puissance initial ( $\delta_0$ ) :

$$1.736 \sin \delta_0 = 1.0 \Rightarrow \sin \delta_0 = 0.576 \Rightarrow \delta_0 = 0.6139 \text{ rad} = 35.17^\circ$$

- Détermination de l'angle de puissance final ( $\delta_i$ ) :

$$1.25 \sin \delta_i = 1.0 \Rightarrow \sin \delta_i = 0.8 \Rightarrow \delta_i = 0.9273 \text{ rad} = 53.13^\circ$$

- Détermination de l'angle de puissance max ( $\delta_{max}$ ) :

$$\delta_{max} = \pi - \delta_i = 2.2143 \text{ rad} \Rightarrow \delta_{max} = 2.2143 \text{ rad} = 126.87^\circ$$

Nous déterminons l'angle de compensation critique  $\delta_j$  à partir de l'équation (IV.5), ce qui nous donne :

$$\delta_j = 52.31^\circ \Rightarrow \delta_j = 0.9152 \text{ rad}.$$

Cet angle étant inférieur à  $\frac{\pi}{2}$ , le point  $\delta_i$  est un nouvel état d'équilibre et stable.

- **Interprétation des résultats de la figure IV.6 :**

Avant la suppression du défaut, l'angle interne a évolué du point (b') au point (c') et le rotor a absorbé une énergie cinétique proportionnelle à la surface  $A_1$  figure (IV.6). A l'instant  $t_1$  de l'élimination du défaut, l'angle interne ne varie pas, par contre, la puissance évolue du point (c') au point (d). Dans ce cas  $P_e > P_m$ , donc la vitesse du rotor va diminuer mais l'angle interne va augmenter jusqu'à ce que les surfaces  $A_1$  et  $A_2$  soient égales. La surface  $A_1$  correspond à l'énergie cinétique absorbée par le rotor lors du défaut et  $A_2$  à sa restitution du système après élimination du défaut. Au point (f), la vitesse du rotor arrive à la vitesse synchrone, à ce moment nous avons :  $A_1 = A_2$

#### IV.4. Résolution des équations par la méthode d'Euler modifié :

Pour évaluer la stabilité du système considéré (Figure IV.2), nous allons appliquer à l'équation de stabilité l'algorithme d'Euler modifié pour les deux cas : pendant et après le défaut.

- **Situation pendant le défaut:**

Pendant le défaut le système est régi par l'équation dynamique suivante :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 39.2699 (P_m - 0.418 \sin \delta)$$

- **Situation après le défaut:**

Après le défaut le système est défini par l'équation de stabilité dynamique suivante :

$$\frac{d^2 \delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 39.2699 (P_m - 1.25 \sin \delta)$$

Avec les conditions initiales suivantes :

$$\delta_0 = 35.19^\circ = 0.6139 \text{ rad},$$

$$t_0 = 0 \text{ sec},$$

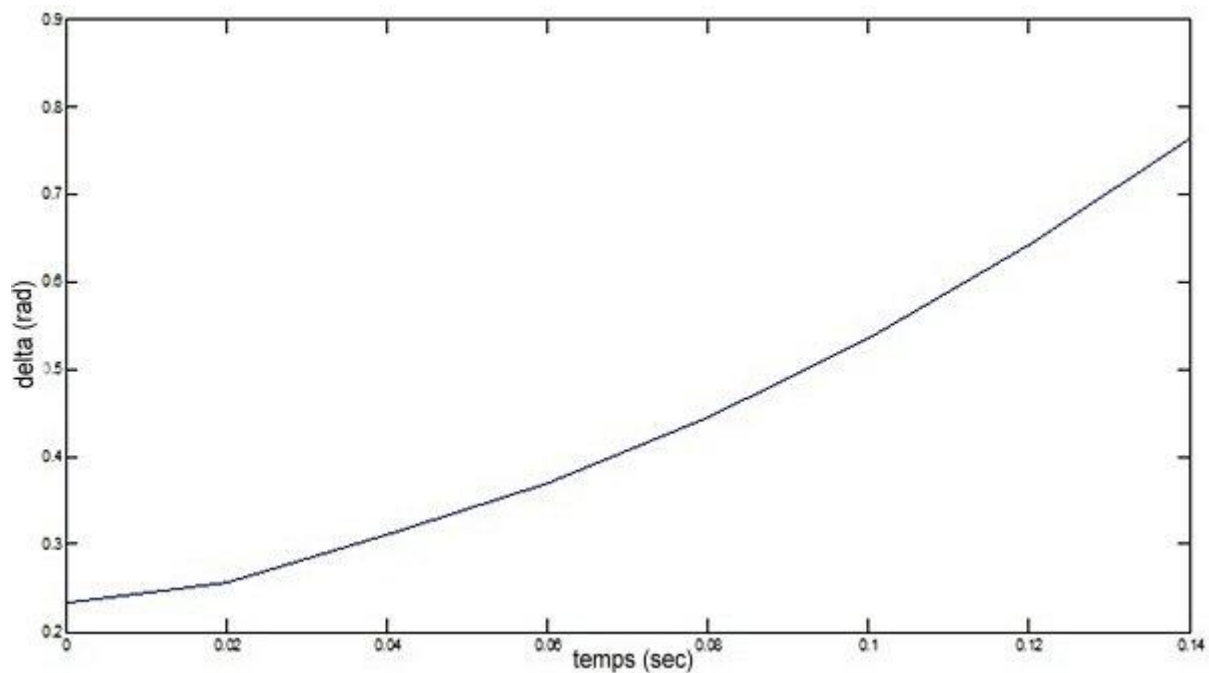
$$\omega_0 = 314.1592 \text{ rad/sec}.$$

La résolution des équations de stabilité qui régissent le système pendant et après le défaut avec l'algorithme d'Euler modifié donne les tableaux (IV.1),(IV.2) et les figures (IV.7),(IV.8).

- **Pendant le défaut :**

|                   |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| t (sec)           | 0.00    | 0.02    | 0.04    | 0.06    | 0.08    | 0.10    | 0.12    | 0.14    |
| $\delta$ (rd)     | 0.6139  | 0.6375  | 0.6924  | 0.7513  | 0.8260  | 0.9163  | 1.0223  | 1.1440  |
| $\delta$ (degré)  | 35.1917 | 36.5445 | 39.6917 | 43.0681 | 47.3501 | 52.5267 | 58.6031 | 65.5796 |
| $\omega$ (rd/sec) | 314.945 | 315.337 | 315.730 | 316.123 | 316.515 | 316.908 | 317.301 | 317.694 |

**Tableau IV.1** : résultats de la méthode d'Euler modifié pendant le défaut.

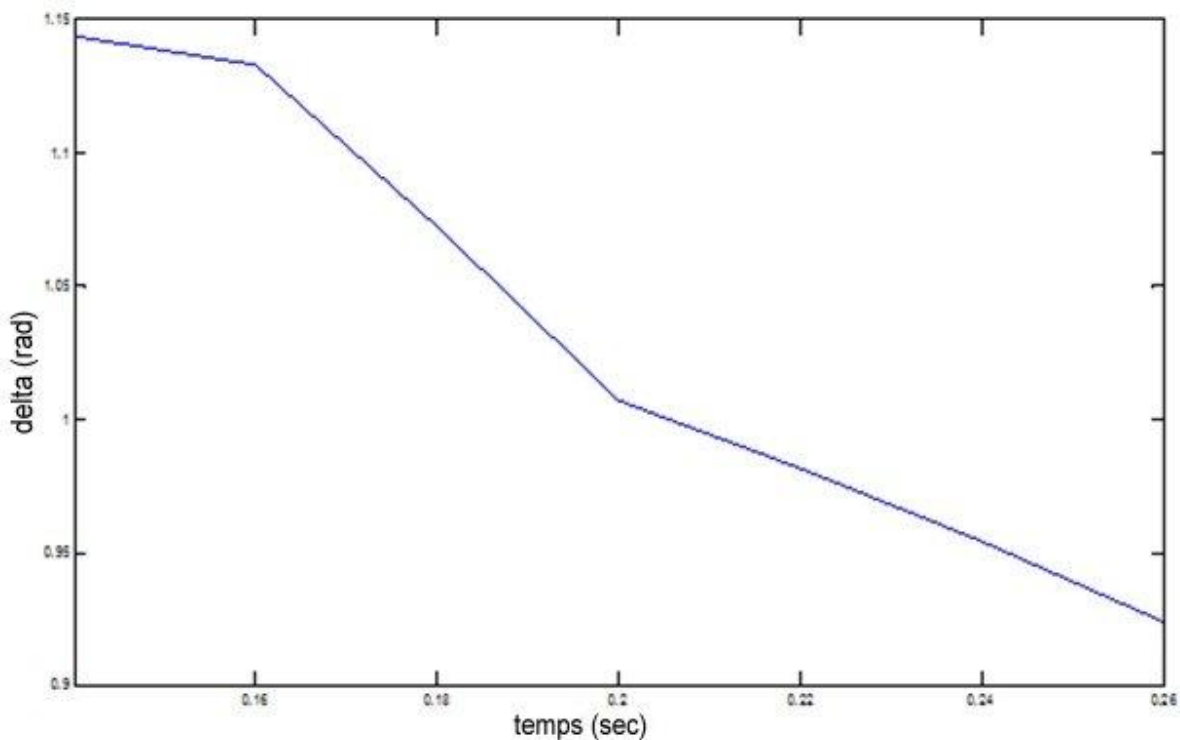


**Figure IV.7** : Variation de l'angle delta en fonction du temps pendant le défaut.

- **Après le défaut**

|                   |          |          |          |          |          |          |          |
|-------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| t (sec)           | 0.14     | 0.16     | 0.18     | 0.2      | 0.22     | 0.24     | 0.26     |
| $\delta$ (rd)     | 1.1440   | 1.1332   | 1.0724   | 1.0074   | 0.9819   | 0.9542   | 0.9244   |
| $\delta$ (degré)  | 65.5796  | 64.9275  | 61.4436  | 57.7197  | 56.2587  | 54.6716  | 52.9642  |
| $\omega$ (rd/sec) | 314.0508 | 313.6170 | 313.5628 | 313.5086 | 313.4544 | 313.4002 | 313.3459 |

**Tableau IV.1** : résultats de la méthode d'Euler modifié après le défaut.



**Figure IV.8 :** Variation de l'angle delta en fonction du temps après le défaut.

#### **Interprétation des résultats :**

La figure (IV.7) représente le cas de l'équation dynamique pendant le défaut entre 0 et  $t_f$  (0.14 sec), on remarque que l'évolution de l'angle rotorique évolue continuellement, on déduit donc qu'on est en présence d'instabilité.

Pour vérifier si notre système retrouve sa stabilité, nous avons analysé l'équation dynamique du système après le défaut entre  $t_f$  et  $nt_f$ .

Le résultat de l'analyse nous a donné la figure(IV.8) qui représente un système qui va se stabilisé à un certain  $nt_f$ .

#### **IV.5.Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons étudié la stabilité transitoire 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).

La méthode d'intégration numérique permet d'inclure dans le model d'étude les différentes composantes des réseaux et par la suite une évaluation précise de la stabilité transitoire, et elle donne des réponses simple (stable ou instable).

Bien que les méthodes énergétiques donnent un aperçu utile dans les phénomènes de stabilité transitoire, elles doivent être perfectionnées pour être utilisées dans des applications pratiques.



## Conclusion générale

La première étape de notre travail est consacrée à la description des systèmes de puissance tant sur le plan constitution que fonctionnement. La deuxième étape traite des différentes techniques d'analyse et d'évaluation de la stabilité des réseaux électriques,

Suite à cette étude, nous pouvons conclure que l'une des conditions principale de la planification et l'exploitation efficace du réseau électrique est d'assurer la stabilité de ce dernier, en gardant stable :

- La tension,
- La fréquence,
- L'angle de transport.

Dans, l'étude comparative sur les méthodes d'analyse de la stabilité des réseaux électriques, nous nous sommes intéressés en particulier à la stabilité transitoire. Comme nous avons pu le constater tout le long de cette étude, l'évaluation de la stabilité transitoire constitue un sujet d'actualité et revêt une importance primordiale dans l'exploitation et la planification des réseaux électriques.

Afin d'atteindre cet objectif, nous sommes passés par plusieurs étapes :

Après avoir rappelé les différentes classifications et définitions de la stabilité, nous avons fait de même pour les méthodes utilisées dans la littérature pour l'évaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques, afin d'étudier le phénomène de stabilité transitoire.

Vu la complexité du sujet, l'évaluation de la stabilité transitoire est réalisée sur un simple réseau à bus infini en utilisant la méthode classique d'intégration numérique, plus exactement la méthode d'Euler modifié et ce on réalisant sous environnement MATLAB un programme qui permet de calculer l'angle de rotor critique  $\delta_j$ , et la méthode énergétique qui est la méthode des aires égales. Par la suite une comparaison est faite entre la méthode d'intégration numérique (Euler modifié) et la méthode énergétique basée sur la méthode des aires égales.

Nous pourrions recommander comme suite de ce travail, entre autres, d'appliquer ces techniques pour les grands réseaux électriques, de compléter l'étude en utilisant d'autres algorithmes.

## Liste des Références

- [1] S. Ben Derradji, Calcul Des Protections D'un Départ Hta (30 Kv), Université Kasdi Merbah – Ouargla, Année 2013/2014.
- [2] G.Jean B.De Metz-Noblat, Stabilité Dynamique Des Réseaux Electriques Industriels, Chapter Cahier Technique N185, Janvier1997.
- [3] P. Bornard, Conduite D'un Système De Production-Transport, Edf.
- [4] A. Ouloulade, Contribution A L'etude De La Stabilité Des Alternateurs Raccordés Au Réseau Interconnecté De La Ceb : Application Au Cas Des Alternateurs De La Centrale De Nangbeto, Mémoire D'ingénieur De Conception.
- [5] Do Minh Thang, Approche Probabiliste Pour L'évaluation De La Fiabilité Du Système Electrique Intégrant Des Energies Renouvelables Peu Prévisibles, Université Lille 1 Science Et Technologies.
- [6] M. Zellagui, Étude Des Protections Des Réseaux Électriques Mt (30 & 10 Kv), Université Mentouri Constantine, 2010.
- [7] H. Hussain Al Marhoon, A Practical Method For Power Systems Transient Stability And Security, University Of New Orleans, May 2010.
- [8] O. Mammeri, Différentes Méthodes De Calcul De La Puissance Réactive Dans Un Nœud A Charge Non Linéaire En Présence D'un Système De Compensation De L'énergie, Université De Batna, 2011/2012.
- [9] J.L. Lilien, Transport Et Distribution De L'énergie Electrique, Institut D'électricité Montefiore Université De Liège, 2006.
- [10] V. Knazkins, Stability Of Power Systems With Large Amounts Of Distributed Generation, Thèse Doctorat, Stockholm, Sweden 2004
- [11] P.Kundur, J.Paserba, V.Ajjarapu, G.Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D.Hill, A.Stankovic, C.Taylor, T.V.Cutsem Et V. Vittal, Definition And Classification Of Power System Stability, Ieee/Cigre Joint Task Force On Stabilitytermsand Definitions, Ieee Trans. Power Syst., Vol. 19, No. 3, Pp. 1387-1401, 2004.
- [12] G.Carpinelli., Novel Facts Controllers For Power System Stability Enhancement, Thèsedoctorat, Faculté Des Sciences & Techniques Xix Cycle, University Napoli Federicoii, Novembre, 2006.
- [13] C.Corroyer Et P.Duveau, Protection Des Réseaux De Transport Et De Répartition, Techniques De L'ingénieur, Traité Génie Electrique D4 805.

- [14] Alkhatib H, Etude De La Stabilité Aux Petites Perturbations Dans Les Grands Réseaux Electriques Optimisation De La Régulation Par Une Méthode metaheuristique thèse De Doctorat, Université Paul Cézanne D'aix-Marseille, 2008.
- [15] Groupe Sonelgaz, Guide Technique De Distribution, Document Technique De Groupe Sonelgaze, 1984.
- [16] S.M .Sadeghzadeh, Amélioration De La Stabilité Transitoire Et De L'amortissement Des Oscillations D'un Réseau Electrique A L'aide De Smes Et De Sssc, Institut National Polytechnique De Grenoble, 1998.
- [17] N. Bendecheche, Influence Combinée Des Upfc Et Des Pss Sur La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques, Mémoire De Magister, Université Ferhat Abbas – Setif, 2011.
- [18] Custemt.V., Systèmes Electriques De Puissance, Institut Montefiore, Université De Liège, 2002.
- [19] Ieee/Pes, Power Systems Stability Subcommittee Special Publication, Voltage Stability assessment: Concepts, Practices And Tools, Technical Report, Sp101pss, Aug. 2002.
- [20] J.C.Passelegue, Interactions Des Dispositifs Facts Dans Les Grands Réseaux Electriques, Thèse De Doctorat, Institut Nationale Polytechnique De Grenoble, 1998.
- [21] P. Zhang And H. Coonik A, Coordinated Synthesis Of Pss Parameters In Multi-Machine Power Systems Using The Method Of Inequalities Applied To Genetic Algorithms, Ieee Transactions On Power Systems, Vol. 15, No. 2, Pp. 811-816, May 2000.
- [22] L. G. Leonard, Power System Stability, Taylor & Francis Group, Llc, 2006
- [23] Pares Kandar Gholipour Shahraki, Apport De L'upfc A L'amélioration De La Stabilité transitoire Des Réseaux Electriques, 2003.
- [24] J.P.Barret, P.Bornard And B.Meyer, Simulation Des Réseaux Electriques, Eyrolles, 1997.
- [25] M.Ouldcheikhna Et S.Ghiboub, L'impact De Compensateur Shunt (Svc) Sur La Stabilité Des Réseaux Electriques, Ingénieur D'état En Electrotechnique, Université De Biskra, Juin 2009.
- [26] H.Saadat, Power System Analysis, Mcgraw-Hill Companies, 1999.
- [27] B.Boussahoua, Evaluation De La Stabilité Transitoire Des Réseaux D'énergie Electrique Par Les Méthodes Energétiques, Mémoire De Magistère, Université Djillali Liabes Sidi Bel Abbes, Juillet 2004.

- [28] M.Crappe, Stabilité Et Sauvegarde Des Réseaux D'énergie Electrique, Ed. Bermesscience Publication, Lavoisier, 2003.
- [29] M. Pavella, D. Ernst, D. Ruiz-Vega, Transien Tstability Of Power Systems. Ed. Kluwer Academic Publishers. Boston/Dordrecht/London 2000.
- [30] R. Z. Miñano, Optimal Power Flow Withstabilityconstraints, Université De Castilla-La Mancha, Albacete, Thèse De Doctorat, 2010.
- [31] M. A. Pai, Power System Stability Analysis By The Direct Method Of Lyapunov, 1982.
- [32] H. Sakaguchi, A. Ishigame, S. Suzaki, Transient Stability Assessment For Power System Via Lure's Type Lyapunov Function, Ieee, Pp. 0-7803-8718-/04, 2004
- [33] M. El Hawary, J.Momoh, Electric Systems, Dynamics, And Stability With Artificial Intelligence Applications, Marcel Dekker 2000.
- [34] Brogan W.L., Et Al., Control Systems, The Electric Engineering Handbook, Crc Press Llc, Boca Raton, 2000.
- [35] Zitouni.F, Amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques Par L'utilisation Des Systèmes Facts, Mémoire De Magister, Université Ferhat Abbas Setif, 2010.
- [36] E. Gholipour Shahraki, Apport De L'upfc A L'amélioration De La Stabilité Transitoire Des Réseaux Electriques, Thèse De Doctorat, Faculté Des Sciences & Techniques, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
- [37] S. Daiboun, Renforcement De La Stabilité Transitoire Par L'utilisation Des Facts, Mémoire De Magistère, Département D'électrotechnique Université De Skikda 2005.
- [38] Göran, Andersson. Modelling And Analysis Of Electric Power Systems. Eth Zürich, September 2008.
- [39] Apraez.A, Étude Comparative De Méthodes De Simulation De La Stabilité Transitoire, Avril 2012.
- [40] Jérémy Cochoy, Méthodes Numériques Rock4 Pour La Résolution D'équations Différentielles Et Etude De L'algèbre Pré-Lie Sous-Jacente, Février 2011.
- [41] [https://Media4.Obspm.Fr/Public/M2r/Cours/Chapitre3/Souschapitre2/Section2/Page1/Sction3\\_2\\_2\\_1.Html](https://Media4.Obspm.Fr/Public/M2r/Cours/Chapitre3/Souschapitre2/Section2/Page1/Sction3_2_2_1.Html) A 01.01
- [42] J.Pierre, Méthodes De Calcule Numérique2-Fonctions, Equations Aux Dérives, Paris Hermès Science Publication, 2011.

# **CHAPITRE I**

---

## **GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES**

---

# **CHAPITRE II**

---

## **STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES**

---

# **CHAPITRE III**

---

## **LES METHODES D'ANALYSE DE LA STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES**

---

# **CHAPITRE IV**

---

## **APPLICATION ET RESULTATS**

---



# **INTRODUCTION GENERALE**

# **CONCLUSION GENERALE**

**REFERENCES**  
**BIBLIOGRAPHIQUES**

# **LISTE DES FIGURES ET DES TABLEAUX**

# **LISTE DES ABREVIATIONS**

# **TABLE DES MATIERES**