

République algérienne démocratique et populaire.
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique.
Université Abderrahmane mira de Béjaia.
Faculté de technologie.
Département de l'électrotechnique.



Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme de master en Electrotechnique

Spécialité : Electrotechnique industrielle

Thème :

Analyse de la stabilité transitoire d'un système
de puissance à l'aide des méthodes directes

Travail fait par :

- Arroudj Mohand Said.
- Hadjimi Farida.

Encadré par :

Mr Medjdoub Abdellah.

Les membres du Jury :

- Mme Chekkal S.
- Mr Rahmani.

Soutenu le : 05 octobre 2021.

Table des matières

Table des matières :

Liste des figures :.....	
Liste des symboles :.....	
Liste des abréviations :.....	
Introduction générale :.....	1
Partie I : généralités sur les systèmes de puissance (réseaux électriques) :	3
1.1 Introduction :.....	4
1.2 Définition d'un réseau :.....	4
1.3 Hiérarchisation du réseau électrique :	4
1.3.1 Les différents niveaux de tension :.....	5
1.4 Rôle des réseaux :.....	5
1.5 Modélisation des éléments d'un réseau :.....	5
1.5.1 Le modèle d'un générateur :.....	6
1.5.2 Le modèle des lignes :.....	6
1.5.3 Le modèle d'un transformateur :.....	7
1.5.4 Le modèle d'une charge :	7
1.6 Le système per-unit (P.U) :.....	8
1.7 Analyse de l'écoulement de puissance :.....	8
1.7.1 La classification des jeux de barres :.....	8
1.7.1.1 Jeu de barre de référence (nœud d'équilibre ou de référence) :.....	8
1.7.1.2 Jeu de barre de charge (type PQ) :.....	9
1.7.1.3 Jeu de barre de contrôle (type PV) :.....	9
1.7.2 La matrice admittance nodale :.....	9
1.7.3 Les équations de l'écoulement de puissance :	10
1.7.4 Equations de l'écoulement de puissance et les pertes dans une ligne :	11
1.7.5 Les différentes méthodes numériques pour la résolution du load flow :.....	11
1.7.5.1 La méthode de Gauss Seidel :.....	11
1.7.5.2 Méthode de Gauss Seidel avec accélération :.....	12
1.7.5.3 La méthode de Newton-Raphson :.....	12
1.7.5.3.1 Méthode de calcul :.....	13
1.7.5.4 Méthode découplée rapide :.....	13
1.7.5.5 Comparaison des méthodes :	13
1.8 Conclusion :.....	14

Partie II : Les notions fondamentales sur la stabilité transitoire des systèmes de puissance: 15

2.1	Introduction :.....	16
2.2	La stabilité d'un système de puissance :.....	16
2.3	L'objectif de la stabilité transitoire :	17
2.4	Les formes d'instabilités :.....	17
2.5	Causes de l'instabilité :.....	17
2.6	Effets de l'instabilité :	19
2.6.1	Sur le réseau :.....	19
2.6.2	Sur les machines tournantes :.....	20
2.7	Classification de la stabilité	20
2.7.1	Stabilité angulaire (de l'angle du rotor):.....	21
2.7.1.1	Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoire) :.....	23
2.7.1.2	Stabilité angulaire aux petites perturbations :.....	24
2.7.1.2.1	La stabilité statique :.....	25
2.7.1.2.2	Stabilité dynamique :.....	25
2.7.2	Stabilité de fréquence :	26
2.7.3	Stabilité de tension :	27
2.7.3.1	Les bases de la distinction entre la stabilité angulaire et la stabilité de tension : 29	
2.8	Conclusion :	29

Partie III : revue des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire. 30

3.1	Introduction:.....	31
3.2	Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire :.....	31
3.2.1	La stabilité transitoire à l'aide des méthodes directes (énergétiques) :	31
3.2.1.1	Equation du mouvement :.....	33
3.2.1.1.1	L'analyse de la stabilité avec l'équation du mouvement :.....	35
3.2.1.1.2	Couple d'amortissement :	35
3.2.1.2	Critère d'égalité des aires :.....	36
3.2.1.2.1	Analyse de la stabilité par le critère des aires égales :.....	36
3.2.1.2.2	Critère d'égalité des aires :	39
3.2.1.2.3	Critère d'égalité des aires élargi :.....	42
3.2.1.2.4	Critère d'égalité des aires généralisé :.....	42
3.2.1.2.5	Les avantages de cette méthode :	42

Table des matières :

3.2.1.2.6	Ses inconvénients :	42
3.2.1.3	Méthodes directes de Lyapunov :	42
3.2.1.3.1	Stabilité locale :	43
3.2.1.3.2	Stabilité globale :	43
3.2.1.3.3	Les avantages de la méthode Lyapunov :	43
3.2.1.3.4	Les inconvénients de la méthode Lyapunov :	43
3.2.2	Analyse de la stabilité par les méthodes d'intégration numérique :	44
3.2.2.1	L'intégration numérique par la méthode explicite d'Euler :	44
3.2.2.2	Classification des méthodes d'intégration numériques :	46
3.2.2.3	Les avantages des méthodes d'intégration numériques :	46
3.2.2.4	Les inconvénients des méthodes d'intégrations numériques :	47
3.2.3	Analyse par les méthodes des réseaux de neurones artificiels :	47
3.2.4	L'analyse par les méthodes hybrides :	47
3.3	Conclusion :	48
Partie IV : modélisation et application		49
4.1	Introduction :	50
4.2	La modélisation du système de puissance :	50
4.2.1	Modèle du système mono machine connecté à bus infini SMIB :	50
4.3	Application des méthodes de l'analyse de la stabilité :	51
4.3.1	Analyse du système avant perturbation :	55
4.3.2	Analyse du système après la perturbation :	55
4.3.3	Analyse du système pendant le défaut :	55
4.3.3.1	Analyse de la stabilité transitoire par la méthode des aires égales :	55
	Pour le défaut au point A :	56
	Pour le défaut au point B :	58
4.3.3.1.1	Interprétation des résultats obtenus :	59
4.3.3.2	Analyse de la stabilité transitoire à l'aide de la méthode d'Euler modifiée : ...	60
4.3.3.3	Résultats et interprétations :	64
4.4	Conclusion :	65
Conclusion générale :		66
Références bibliographiques :		67

Liste des figures

Liste des figures :

Figure I.1 : Hiérarchie d'un réseau.	4
Figure I.2 les différents niveaux de tension selon la norme UTE C 18-510.	5
Figure I.3 : modèle d'un générateur utilisé pour l'étude de l'écoulement de puissance. .6	
Figure I.4 : modèle simplifié de la ligne.	6
Figure I.5 : schéma simplifié d'un transformateur monophasé	7
Figure I.6 : modèle de la charge électrique	7
Figure I.7 : réseau à trois nœuds	9
Figure II.1 : réseau électrique à deux nœuds [13].....	18
Figure II.2 : Classification de la stabilité des réseaux électriques.	21
Figure II.3 : schéma unifilaire d'un système à deux machines [10] et [12].	22
Figure II.4 : diagramme de phase ou transfert caractéristique d'un système à deux machines [12].	22
Figure II.5 : caractéristique angle puissance d'un système à deux machines [12].	23
Figure II.6 : variation de l'angle du rotor [16].	24
Figure III.1 : bille roulant sur les parois internes d'un bol [10]	32
Figure III.2 : flux de puissance d'une génératrice synchrone.	33
Figure III.3 : repérage des différents angles et axes [2].	34
Figure III.4 : « Critère des aires égales (CAE). Adaptée de Xue et al. (1992, p. 401) [22].	37
Figure III.5 : Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini [16].	37
Figure III.6 : La relation puissance-angle du rotor [16].	38
Figure III.7 : Variation d'angle de rotor [16].	39
Figure III.8 : critère d'égalité des aires [16].	39
Figure III.8 : courbe (a puissance-angle) et (b variation de l'angle du rotor) suite à un défaut de transmission [16].	41
Figure III.9 : Organigramme classification des méthodes d'intégration.	46

Figure (IV.1) : système mono machine connecté à un bus infini.	50
Figure (IV.2) : système mono machine connecté à un bus infini.	51
Figure (IV.3) : Circuit équivalent du système avant le défaut.....	52
Figure (IV.4) : circuit équivalent du système pour le défaut A.....	52
Figure (IV.5) : circuit équivalent du système pour le défaut au point B.....	53
Figure (IV.6) : circuit équivalent du système après défaut.	54
Figure (IV.7) : la variation des puissances électriques en fonction de l'angle de puissance.....	56
Figure (IV.8) : résultats pour le défaut au point A.....	57
Figures (IV.9) : résultats de l'analyse pour le défaut au point B.....	59
Figure (IV.10) : la variation de l'angle du rotor pour $t_c=0.43$ s.	61
Figure (IV.11) : la variation de l'angle du rotor pour $t=10*t_c$	61
Figure (IV.12) : la variation de l'angle de puissance avec $t=t_c+0.01$ s.....	62
Figure (IV.13) :Variation de l'angle du rotor pour un système amorti avec $t_c=0.49$ s...	62
Figure (IV.14) :la variation de l'angle de puissance avec amortissement pour $t=10*t_c$	63
Figure (IV.15) : la variation de l'angle de puissance avec amortissement pour $t=t_c+0.01$ s.	63
Figure (IV.16) : l'influence du facteur d'amortissement sur la stabilité du système	64

Liste des symboles et des abréviations

Liste des symboles :

P_g : puissance active du générateur.

Q_g : puissance réactive du générateur.

R : résistance.

G : conductance.

L : inductance.

C : capacité.

λ : longueur d'onde.

π : pi ou constante d'Archimède.

Z : impédance.

\bar{Z} : Impédance complexe.

R_t : Résistance du transfo.

X_t : réactance du transformateur.

m : rapport de transformation.

P_{ch} : puissance active de la charge.

Q_{ch} : puissance réactive de la charge.

Z_{ch} : impédance de la charge.

V_{base} : tension de base.

S_{base} : puissance apparente de base.

Z_{base} : impédance de base.

I_{base} : courant de base.

V_i : tension au jeu de barre i .

δ_i : phase de la tension i

P_i : puissance active au jeu de barre i .

Q_i : Puissance réactive au jeu de barre i .

Y : admittance.

V : tension.

I : intensité du courant.

S_{Gi} : puissance apparente générée.

S_{Di} : puissance apparente générée.

y_{ik} : Admittance de la ligne entre les jeux de barres i et k .

t : temps en seconde.

$V_i y_p$: La contribution shunt du courant au jeu de barre i .

y_p : admittance shunt au jeu de barre.

α : coefficient d'accélération de la convergence.

ε : epsilon ≈ 0 .

δ : angle de puissance électrique rad.

δ_G : angle du générateur.

δ_m : l'angle mécanique.

X_L : réactance inductive de la ligne.

X_G : réactance du générateur.

X_M : réactance du moteur.

X_T : réactance de transfert.

T_e : couple électromagnétique.

T_m : couple mécanique.

ω : la vitesse angulaire électrique.

ω_s : vitesse de synchronisme.

J : moment d'inertie de l'ensemble des masses tournantes.

p : le nombre de paires pôles.

ω_{sm} : vitesse angulaire synchrone mécanique.

P_m : puissance mécanique.

P_e : puissance électrique.
 S_n : puissance apparente nominale.
 H : la constante d'inertie
 f : fréquence en hertz.
 P_S : puissance synchronisante.

P_{max} : puissance active maximale.
 h : le pas d'intégration.
 k : représente l'itération.
 E' : tension du générateur.
 X'_d : réactance transitoire du générateur.

Liste des abréviations :

HTB : Haute Tension niveau B.
HTA : Haute Tension niveau A.
BTA : Basse Tension niveau A.
AVR : Automatic Voltage Regulator.
SEP : Stable Equilibrium Point.
UEP : Unstable Equilibrium Point.
FSI : First Swing Instability.
MSI : Multi Swing Stability.

SVC : Static Var Compensator systems.
CC : Court-Circuit.
ST : stabilité transitoire.
PSS : Power System Stabilizer.
PEBS : Potential Energy Boundery Surface.
CEA : Critère d'Égalité des Aires.
HVDC : High Voltage Direct Currant.
SMIB : Single Machine Infinite Bus.

Introduction générale

Introduction générale :

Au cours de ce dernier siècle, l'énergie électrique a connu un considérable essor, et ce depuis le début de la révolution industrielle qui fut l'élément déclencheur d'une ascension fulgurante par rapport à l'intérêt porté à l'égard de cette énergie mais également pour la hausse exponentielle de sa consommation. Aujourd'hui, nos sociétés modernes en sont devenues totalement dépendantes au point où nous ne pouvons plus nous soustraire ou nous dissocier de cette profonde addiction, car en effet, nous dépendons d'elle pour produire, transformer, transporter, communiquer ..., etc.

D'où l'impérativité et l'obligation de satisfaire la demande et le besoin qui sont en continuelle augmentation, sans pour autant oublier d'assurer au même degré d'importance l'offre d'une énergie de qualité, chose qui constitue un déficit majeur à relever vues la croissance et l'expansion de ces réseaux qui se densifient et deviennent de plus en plus complexes, sans tout de même oublier qu'ils sont aussi tout le temps sujets à de nombreuses contraintes et perturbations qui peuvent sérieusement nuire ou affecter leur bon fonctionnement voir même dans les cas extrêmes provoquer des dégâts considérables à la fois sur les réseaux et les équipements ou installations qu'ils alimentent.

C'est pour cela qu'un très grand intérêt est porté à l'étude de ces contraintes et perturbations, pour être capable d'identifier ce qui les occasionne, sinon connaître leurs origines et voir où celles-ci prennent naissance, mais également la façon dont elles affectent et interagissent avec les systèmes de puissance selon leur dangerosité et leur durée dans le temps, tout cela est dans le but d'essayer d'anticiper leur apparition et de pouvoir y remédier pour limiter leurs propagations et être capable de les atténuer ou bien intervenir pour limiter les dégâts qu'elles peuvent causer.

D'où est né le concept même de la stabilité des systèmes de puissance qui consiste à assurer le bon fonctionnement d'un système de puissance dans des conditions optimales même après avoir été soumis aux perturbations, c'est devenu en réalité une véritable préoccupation pour garantir une offre d'un service de qualité.

Pour cela, plusieurs travaux et recherches se sont penchés sur la question pour essayer d'étudier cette stabilité afin de comprendre ce phénomène, mais aussi savoir de quoi dépend-elle?, quelles sont ses caractéristiques?, comment l'apprécier? et comment peut-on l'améliorer?, c'est à quoi nous allons essayer de répondre dans ce travail où nous allons faire appel à différents outils et méthodes pour l'analyse des systèmes de puissance, notamment les méthodes dites énergétiques qui font l'objet de ce travail.

Nous allons essayer d'aborder la question de la stabilité transitoire d'un réseau électrique d'une manière assez simplifiée, en faisant appel au modèle classique mono machine constitué principalement d'une génératrice synchrone, d'un transformateur, d'une ligne ramenée uniquement à leurs réactances respectives et d'un bus infini.

Ce travail compte quatre parties :

-
- La première partie consiste à faire un rappel sur les notions de base et la présentation ainsi que la définition des généralités sur les systèmes de puissance, nous avons également modélisé les différents éléments d'un réseau en vue de l'étude de la stabilité transitoire, puis nous avons terminé par donner un bref aperçu sur l'écoulement de puissance dans un réseau.
 - La deuxième partie, nous allons la consacrer à une présentation assez riche et détaillée de la notion de la stabilité des systèmes de puissance, son objectif, ses formes, ses causes et effets, nous nous sommes également approfondi sur sa classification.
 - La troisième partie, nous l'avons dédiée à la revue de certaines méthodes d'analyse de la stabilité transitoire comme les méthodes de l'intégration numérique ; « Euler modifiée » et celle de « Runge-kutta », sans oublier la méthode directe des aires égales ainsi que d'autres méthodes, nous avons également fait le développement de l'équation du mouvement.
 - La quatrième partie quant à elle est principalement réservée à la modélisation et l'application des méthodes d'analyse de la stabilité sur le modèle classique d'un système mono machine connecté à un bus infini, nous avons d'abord fait une première analyse par la méthode des aires égales ensuite par l'intégration numérique, puis nous avons comparé les résultats.

Au final, nous allons synthétiser nos résultats sous forme d'une conclusion générale pour clore notre travail.

Partie I : généralités sur les systèmes de puissances.

1.1 Introduction :

Dans cette partie, nous allons essayer de regrouper, définir et rappeler tous les outils dont on aura besoin pour mener à bien notre étude, ce chapitre comporte une présentation générale des réseaux électriques, en débutant par le rappel des différents composants que comporte habituellement un système de puissance, puis dans un deuxième lieu nous allons modaliser ces éléments afin d'avoir des bases mathématiques sur lesquelles nous allons bâtir notre analyse, viendront par la suite les différentes analyses auxquelles un réseau électrique est soumis en utilisant différents outils mathématiques dans le but de nous résigner sur son état global à savoir la formation des matrices d'admittances nodales puis l'étude de l'écoulement de puissance, finalement nous allons rappeler quelques méthodes numériques qui permettent la résolution des équations relativement complexes de l'écoulement de puissance et de la répartition des charges dans un système de puissance.

1.2 Définition d'un réseau :

C'est une combinaison d'un ensemble de composants électriques destinés à produire, transporter et distribuer l'énergie électrique depuis la source (on parle du générateur) à la charge (consommateur), cet ensemble comporte différents éléments tels que : des générateurs, des transformateurs, des lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, en outre, un réseau contient également toutes sortes de récepteurs, mais aussi une multitude de moyens de mesure, de contrôle et de protections diverses (foudres, courts-circuits...etc).

1.3 Hiérarchisation du réseau électrique :

Les réseaux électriques sont hiérarchisés en trois parties dont les fonctions sont bien définies, on trouve en premier lieu le réseau de transport qui a pour rôle de conduire l'énergie en très haute tension depuis les centres de production jusqu'aux premières zones de consommation, vient alors en deuxième lieu le réseau de répartition qui alimente directement les gros consommateurs tels que les industries, puis achemine l'énergie au troisième réseau qui est celui de la distribution qui est chargé à son tour de l'approvisionnement des consommateurs en moyenne et basse tension. [1]

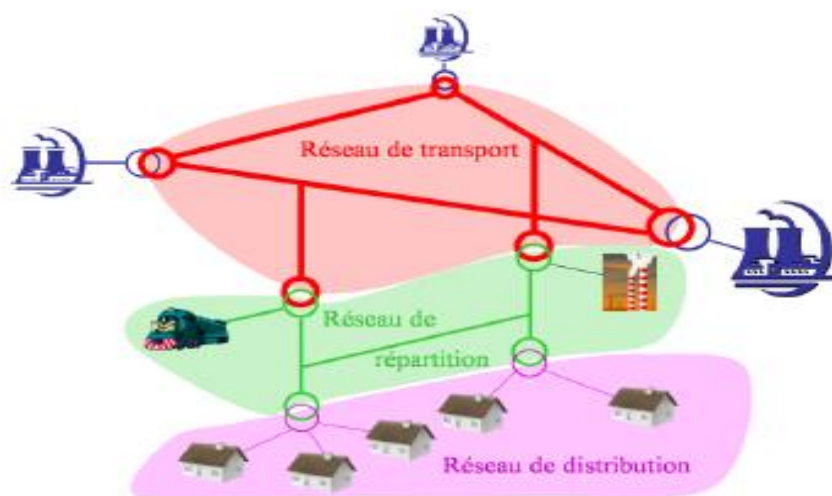


Figure I.1 : Hiérarchie d'un réseau.

La figure **I.1** illustre le découpage des différentes parties d'un réseau électrique, ces réseaux sont délimités par des transformateurs, les lignes viennent par la suite acheminer l'énergie à différents niveaux de tension.

1.3.1 Les différents niveaux de tension :

La norme française des réseaux électriques « UTE C 18-510 » définit clairement les différents niveaux de tension, ils sont indiqués très explicitement dans la figure ci dessous, ainsi les réseaux de transport et de répartition se situent au niveau de la HTB, le réseau de distribution qui se situe quant à lui au niveau de la HTA et de la BTA, est chargé de l'alimentation des clients du type petites et moyennes entreprises ainsi que les secteurs résidentiels.

U < 50 V	50 V < U < 500 V	500 V < U < 1 kV	1 kV < U < 50 kV	50 kV < U < 100 kV	U > 100 kV
TBT	BT		MT	HT	THT
TBT	BTA	BTB	HTA	HTB	

Normes avant 1989
 Normes après 1989

Figure I.2 les différents niveaux de tension selon la norme UTE C 18-510.

1.4 Rôle des réseaux :

De nos jours, l'énergie électrique a pris une très grande place dans la construction et le développement de la société moderne, aujourd'hui, les réseaux sont des artères et des vaisseaux qui érigent continuellement cette société en terme d'énergie et sont des infrastructures vitales et stratégiques, en vrai, notre consommation et notre besoin énergétique ont connu une remarquable croissance à l'aube du vingt et unième siècle depuis le début de la révolution industrielle qui fut le point de départ de ce saut énergétique, de ce fait notre demande ne cesse de s'accroître de manière exponentielle, face à cela les sociétés ont besoin d'une offre plus qualitative et quantitative qui est véhiculée intégralement par les systèmes de puissance, pour cela de très grandes infrastructures et systèmes d'alimentation sont alors mis à disposition des populations pour satisfaire leur demande.

1.5 Modélisation des éléments d'un réseau :

Un réseau électrique est composé principalement : d'une ou plusieurs sources qui assurent l'alimentation du réseau en puissance, de lignes électriques qui font office de vecteurs qui transportent et répartissent l'énergie électrique et de transformateurs qui permettent le changement des niveaux de tension, dans le réseau on trouve aussi des charges qui sont des moyens de consommer et de dissiper l'énergie électrique.

L'intérêt principal de la modélisation est celui d'avoir un modèle mathématique de la ligne à partir duquel on pourrait éventuellement étudier et analyser les comportements dynamiques, statiques, mais aussi transitoires d'un système de puissance afin de nous renseigner sur l'état global du réseau.

1.5.1 Le modèle d'un générateur :

Le générateur est considéré comme le point de départ de l'énergie électrique demandée par l'ensemble des consommateurs contenus dans le réseau,

Représenté par une source de tension constante, qui injecte au nœud auquel il est connecté une puissance active P_g et réactive Q_g , l'offre de ces puissances s'adapte en permanence pour maintenir une tension au nœud i constante,

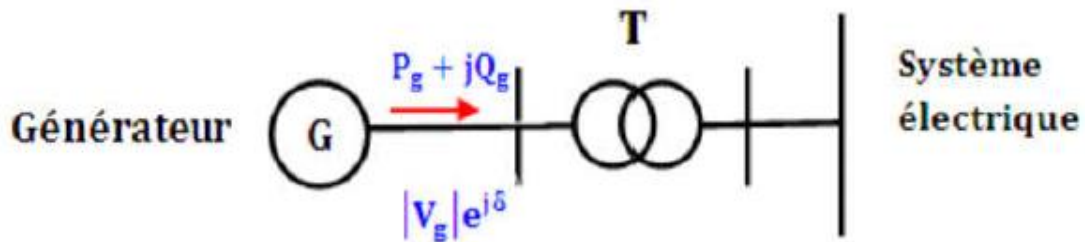


Figure I.3 : modèle d'un générateur utilisé pour l'étude de l'écoulement de puissance.

1.5.2 Le modèle des lignes :

Les lignes du réseau électrique sont généralement des lignes triphasées de construction symétrique, les trois phases sont régulièrement permutées afin de garantir l'égalité des paramètres linéiques R, G, C et L ,

Dans le cas où on ramène l'étude d'un problème triphasé à une étude monophasée quasi similaire, si la longueur ne dépasse pas le dixième de la longueur d'onde ($\lambda=6000$ [km]) à une fréquence de 50 [Hz], nous pouvons présenter un schéma monophasé équivalent d'une ligne par le modèle en π . Nous pouvons toutefois négliger l'effet de la conductance G devant celui de la susceptance C . [2]

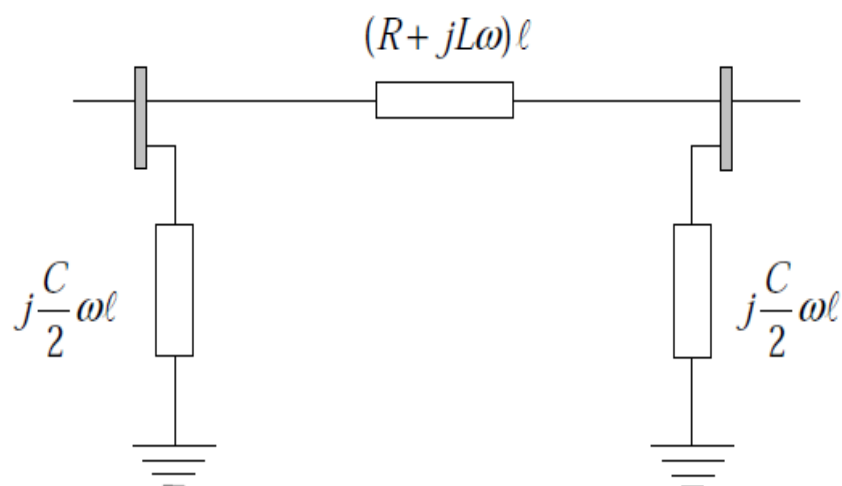


Figure I.4 : modèle simplifié de la ligne.

1.5.3 Le modèle d'un transformateur :

Pour le cas des transformateurs de puissance triphasés qu'on trouve habituellement dans les réseaux, on peut négliger les paramètres de la branche magnétisante sans toutefois occasionner des erreurs de calcul, les grandeurs associées à un transformateur sont :

- le rapport de transformation (m) qui peut d'ailleurs être complexe ou non.
- l'impédance de court-circuit : $\bar{Z} = R_t + jX_t$
- la puissance maximale de transit

Le schéma monophasé équivalent du transformateur se réduit alors à l'impédance de court circuit :

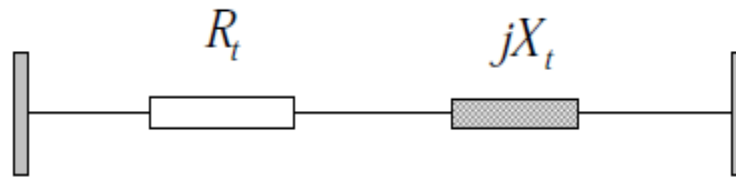


Figure I.5 : schéma simplifié d'un transformateur monophasé

Dans le cas où l'argument du rapport de transformation n'est pas nul, on représente alors le transformateur par une matrice d'admittance qui est dans le cas non symétrique. [2]

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{\bar{Z}|m^2|} & \frac{1}{\bar{Z}m^2} \\ \frac{1}{\bar{Z}\bar{m}} & \frac{1}{\bar{Z}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \end{bmatrix}$$

1.5.4 Le modèle d'une charge :

Les charges constituent des variables dans l'étude d'un réseau électrique, elles peuvent être représentées par les puissances actives P_{ch} et réactives Q_{ch} qu'elles consomment ou par une impédance équivalente Z_{ch} .

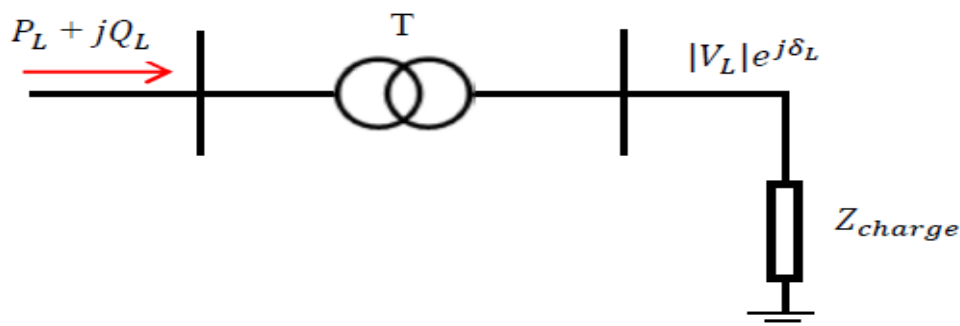


Figure I.6 : modèle de la charge électrique

1.6 Le système per-unit (P.U) :

Pour limiter la confusion et les erreurs de calcul, on utilise un système de grandeurs adimensionnelles [p.u], qui nous permet de nous renseigner sur les amplitudes des grandeurs.

Les grandeurs adimensionnelles sont obtenues en divisant les grandeurs physiques (puissance, tension, intensité, impédance,...) par des grandeurs de référence ou des grandeurs de base arbitrairement choisies.

$$Grandeur[p.u] = \frac{Grandeur\ physique}{Grandeur\ de\ base} \quad (I.1)$$

Dans le cas pratique, la tension de base V_{base} , la puissance de base S_{base} sont données, par –contre l'impédance de base Z_{base} et le courant de base I_{base} peuvent être calculés par :

$$I_{base} = \frac{S_{base}}{V_{base}} \quad et \quad Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} \quad (I.2)$$

1.7 Analyse de l'écoulement de puissance :

Pour l'analyse d'un réseau électrique, il est impératif de se pencher sur la question de l'étude de l'écoulement de puissance, elle nous permet en effet de connaître et de calculer toutes les grandeurs du réseau équilibré en régime permanent à savoir les différents modules et phases des tensions en tout point d'un réseau, ces deux paramètres nous permettront à leur tour de calculer les courants dans les lignes, les puissances actives et réactives transitées ainsi que les pertes occasionnées lors du transport de l'énergie électrique.[3] et [4]

Cette analyse est primordiale pour l'étude, la planification et l'exploitation d'un réseau électrique quelconque.

1.7.1 La classification des jeux de barres :

Il existe quatre grandeurs fondamentales associées à chaque nœud ou jeu de barre i d'un réseau, à compter le module de tension V_i , la phase de tension δ_i , la puissance active injectée P_i , et enfin la puissance réactive injectée Q_i . Pour chaque nœud ou jeu de barre, deux variables doivent être définies au préalable, les deux autres sont à calculer [5].

De ce fait, pour l'analyse de l'écoulement de puissance, les nœuds sont divisés en trois catégories :

1.7.1.1 Jeu de barre de référence (nœud d'équilibre ou de référence) :

Il est choisi parmi les nœuds qui sont directement connectés à un générateur, le rôle de ce nœud est de fournir la puissance nécessaire pour compenser les pertes de transmission, il sert également de référence pour les phases de tension, par convention, ce nœud est identifié comme étant le N°1, où les grandeurs V_i et δ_i sont spécifiées et valent ($V_1 = 1, \delta_1 = 0^\circ$), il est toutefois noté qu'il n'y a qu'un seul nœud de référence dans un réseau. [6]

1.7.1.2 Jeu de barre de charge (type PQ) :

Tous les jeux de barres dont l'injection des puissances active et réactive est connue peuvent être pris pour des jeux de barres de charge, pour ce type de nœud, les puissances Q_i et P_i sont spécifiées, ces jeux de barres représentent 85% des jeux d'un réseau. [6]

1.7.1.3 Jeu de barre de contrôle (type PV) :

Chaque jeu de barre du système dont le module de tension est maintenu constant peut être considéré comme étant un jeu de barre à tension contrôlée ou jeu de barre générateur, ils sont systématiquement connectés à un générateur où P_i et V_i demeurent spécifiées, ce type de jeu de barre représente 15% des jeux d'un réseau. [7]

1.7.2 La matrice admittance nodale :

Nous allons d'abord exprimer puis développer les équations de l'écoulement de puissance en utilisant les admittances nodales pour un réseau à trois nœuds, puis nous allons les généraliser pour un réseau à n nœuds :

Soit le système sur la figure (I.7) :

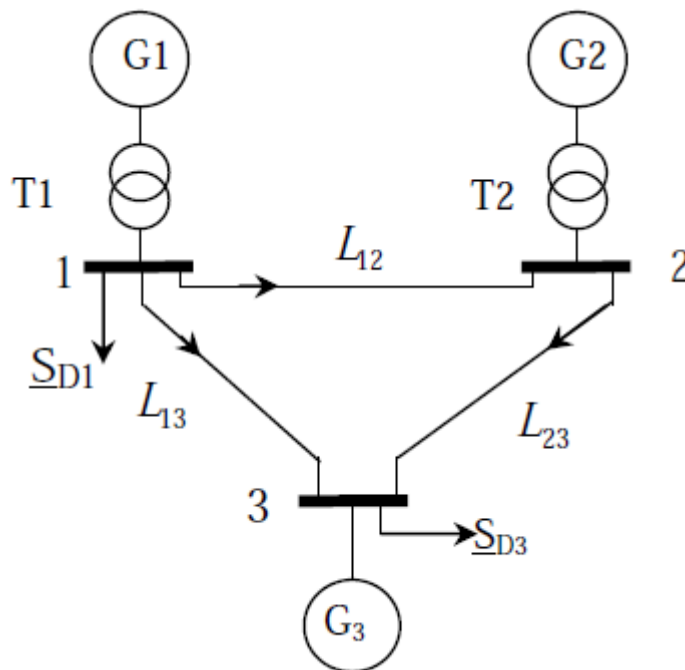


Figure I.7 : réseau à trois nœuds

Supposons que le réseau soit composé d'éléments linéaires, le circuit obéit impérativement à la loi suivante :

$$[I] = [Y].[V] \quad (I.3)$$

Avec :

$[I]$: matrice colonne des injections de courants aux nœuds

$[V]$: matrice colonne des tensions nodales prises par rapport à une référence

$[Y]$: matrice des admittances vue des nœuds du réseau

$$\begin{cases} I_1 = I_{11} + I_{12} + I_{13} \\ I_1 = V_1 y_{11} + (V_1 - V_2) y_{12} + (V_1 - V_3) y_{13} \\ I_1 = V_1 (y_{11} + y_{12} + y_{13}) - V_2 y_{12} - V_3 y_{13} \end{cases} \quad (\text{I.4})$$

En posant :

$$Y_{11} = y_{11} + y_{12} + y_{13} \quad (\text{I.5})$$

$$Y_{12} = -y_{12} \quad (\text{I.6})$$

$$Y_{13} = -y_{13} \quad (\text{I.7})$$

On trouve :

$$I_1 = V_1 Y_{11} + V_2 Y_{12} + V_3 Y_{13} \quad (\text{I.8})$$

De la même sorte nous pouvons trouver les équations des courants nodaux suivantes :

$$I_2 = V_1 Y_{21} + V_2 Y_{22} + V_3 Y_{23} \quad (\text{I.9})$$

$$I_3 = V_1 Y_{31} + V_2 Y_{32} + V_3 Y_{33} \quad (\text{I.10})$$

Ces équations peuvent être retranscrites sous une forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (\text{I.11})$$

Le courant injecté au jeu de barre i peut se mettre sous la forme

$$I_i = \sum_{m=1}^3 Y_{im} \cdot V_m \quad (\text{I.12})$$

Cette équation qui traite un système à trois nœuds peut être généralisée pour n nœuds comme suit :

$$I_i = \sum_{m=1}^n Y_{im} \cdot V_m \quad i = 1, 2, 3 \dots n \quad (\text{I.13})$$

Ce qui donne sous écriture matricielle :

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (\text{I.14})$$

1.7.3 Les équations de l'écoulement de puissance :

Le bilan de puissance au niveau du jeu de barre i d'un réseau électrique à n jeu de barre est équivalent à la différence entre la puissance générée S_{Gi} et la puissance appelée S_{Di} au même jeu de barre.

$$S_i = S_{Gi} - S_{Di} = (P_{Gi} - P_{Di}) + j(Q_{Gi} - Q_{Di}) \quad (\text{I.15})$$

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* \cdot I_i \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (\text{I.16})$$

Le courant I_i peut se mettre sous la forme suivante :

$$I_i = \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_m| \angle(\theta_{im} + \delta_m) \quad (\text{I.17})$$

En remplaçant le courant par son expression de l'équation précédente on obtient :

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i \angle -\delta_i \cdot \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_m| \angle (\theta_{im} - \delta_m) \quad (I.18)$$

En séparant la partie réelle de la partie imaginaire de l'équation précédente, nous aurons les équations de puissances active et réactive au niveau du jeu de barre i :

$$P_i = \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_i| |V_m| \cos(\theta_{im} - \delta_i - \delta_m) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (I.19)$$

$$Q_i = -\sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_i| |V_m| \sin(\theta_{im} - \delta_i - \delta_m) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (I.20)$$

1.7.4 Equations de l'écoulement de puissance et les pertes dans une ligne :

Pour pouvoir potentiellement localiser les lignes surchargées et calculer les valeurs des pertes de puissance, il est impérativement nécessaire de déterminer les valeurs des puissances réparties dans la ligne.

Le courant qui circule entre deux jeux de barre i et k peut être considéré comme étant positif lorsqu'il est dirigé de $i \rightarrow k$, son expression est la suivante :

$$I_{ik} = y_{ik}(V_i - V_k) + V_i y_p \quad (I.21)$$

y_{ik} : Admittance de la ligne entre les jeux de barres i et k

$V_i y_p$: La contribution shunt du courant au jeu de barre i

y_p : Admittance shunt au jeu de barre

De la même façon, le courant qui circule du jeu de barre k vers i est exprimé comme suit :

$$I_{ki} = y_{ik}(V_k - V_i) + V_k y_p \quad (I.22)$$

$$\begin{cases} P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot I_{ik} \\ P_{ik} - jQ_{ik} = V_i^* \cdot (V_i - V_k)y_{ik} + V_i^* V_i y_p \\ P_{ik} - jQ_{ik} = V_k^* \cdot (V_k - V_i)y_{ik} + V_k^* V_k y_p \end{cases} \quad (I.23)$$

1.7.5 Les différentes méthodes numériques pour la résolution du load flow :

1.7.5.1 La méthode de Gauss Seidel :

Elle compte parmi les méthodes itératives les plus simples, on fait appel à GAUSS-SEIDEL pour la résolution d'un ensemble large d'équations algébriques non linéaires, toutefois on l'utilise dans notre cas pour la résolution du problème de l'écoulement de puissance.[4]

La présente méthode consiste à enlever à tour de rôle chacun des nœuds et actualiser leurs tensions en fonction des valeurs disponibles de toutes les tensions des autres nœuds.

Pour le cas de l'étude de l'écoulement de puissance, les solutions recherchées peuvent être déduites de la résolution de l'équation nodale suivante :

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{m=1}^n Y_{im}V_m \quad (I.24)$$

1.7.5.2 Méthode de Gauss Seidel avec accélération :

Cette méthode utilise la même logique que la méthode de Gauss Seidel sans accélération mise à part la valeur calculée qui sera accélérée avant d'être réintroduite dans le calcul de la valeur suivante (prochaine itération), on calcule la valeur accélérée à partir de la formule suivante :

$$V_i^{(k+1)} = V_i^{(k)} + \alpha \times \Delta V_i^{(k+1)} \quad (\text{I.25})$$

La formule du terme $\Delta V_i^{(k+1)}$ qui nous permet de calculer $V_i^{(k+1)}$ est donnée par :

$$\Delta V_i^{(k+1)} = V_i^{(k+1)} - V_i^{(k)} \quad (\text{I.26})$$

Le calcul aura tendance à s'arrêter uniquement si la condition suivante est remplie :

$$\left| \Delta V_i^{(k+1)} \right| \leq \varepsilon \quad (\text{I.27})$$

Sinon, le coefficient α est appelé « coefficient d'accélération de la convergence », ce coefficient est propre à chaque réseau, c'est un facteur optimal qui permet de réduire de manière considérable le nombre d'itérations, ce qui implique directement une diminution du temps de calcul, ce facteur est compris globalement entre 1.4 et 1.8. [8]

1.7.5.3 La méthode de Newton-Raphson :

Le temps par itération pour cette méthode est plus important en comparaison avec celui de GAUSS SEIDEL, cette méthode est caractérisée par un nombre d'itérations très réduit, de ce fait, elle permet de réduire fortement le temps d'exécution du calcul de l'écoulement de puissance même pour les réseaux les plus complexes, par ailleurs elle a besoin d'une grande mémoire de stockage .

Les expressions des puissances actives et réactives pour un nœud i se mettent sous la forme suivante :

$$\left. \begin{aligned} P_i &= \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_i| |V_m| \cos(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \\ Q_i &= - \sum_{m=1}^n |Y_{im}| |V_i| |V_m| \sin(\theta_{im} - \delta_i + \delta_m) \end{aligned} \right\} \quad i=1,2,\dots,n \quad (\text{I.28})$$

Avec :

- i : numéro du nœud
- n : nombre de nœuds
- $i=1$: nœud de référence

1.7.5.3.1 Méthode de calcul :

1. Détermination de la matrice d'admittance Y_{BUS} à partir des données du système
2. Estimation des valeurs initiales $|V_i^{(0)}|$ et $\delta_i^{(0)}$ pour les nœuds de charge et $\delta_i^{(0)}$ pour les nœuds de contrôle.
3. Le calcul de Q_i et P_i qui nous donnera par la suite ΔP et ΔQ .
4. Formation de la matrice jacobienne J
5. Le calcul de J^{-1}
6. Le calcul de :

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{(0)} \\ \Delta Q^{(0)} \end{bmatrix} = [J^{(0)}] \begin{bmatrix} \Delta \delta^{(0)} \\ \Delta |V|^{(0)} \end{bmatrix} \quad (I.29)$$

Obtenir :

$$\Delta \delta_i^{(k)} = \delta_i^{(k+1)} - \delta_i^{(k)} \quad (I.30)$$

$$\Delta |V_i|^{(k)} = |V_i|^{(k+1)} - |V_i|^{(k)} \quad (I.31)$$

7. La répétition du processus jusqu'à la vérification de la tolérance suivante :

$$\max |\Delta P_i^{(k)}| \leq \varepsilon \quad (I.32)$$

$$\max |\Delta Q_i^{(k)}| \leq \varepsilon \quad (I.33)$$

Cette méthode converge avec un nombre réduit d'itérations dans le cas où la taille du réseau est plus petite.

1.7.5.4 Méthode découplée rapide :

Après l'analyse des différentes valeurs numériques des éléments de la matrice jacobienne dans plusieurs réseaux, il s'avère que les éléments J_1 et J_4 sont bien plus importants que ceux de J_2 et J_3 , en se basant aussi sur les découplés (P δ) et (Q V), on suppose que J_2 et J_3 sont nuls, à partir de là, on aura deux systèmes d'équations pour chaque itération.

1.7.5.5 Comparaison des méthodes :

L'évaluation de ces méthodes numériques appliquées pour calculer la répartition de puissances est basée sur les critères suivants :

- Le temps de calcul exigé pour traiter les données d'entrée du système dans l'ordre afin d'obtenir les paramètres nécessaires au calcul itératif.
- La complexité de la programmation et les exigences de stockage.
- Le temps de calcul de la solution itérative.

L'avantage des méthodes de Gauss Seidel programmées en coordonnées cartésiennes et newton-Raphson qui emploient les coordonnées polaires utilisant les matrices d'admittances aux jeux de barres, réside dans la faible densité de la matrice du réseau et de la simplicité technique de solution, qui exige implicitement moins de temps par itération, cependant la compilation des éléments de la matrice jacobienne pour chaque itération demande un temps

de calcul supplémentaire par itération, ce temps augmente proportionnellement avec le nombre des jeux de barres [4].

La méthode de Gauss-Seidel nécessite moins d'opérations arithmétiques, ceci est dû à la faible densité de la matrice du réseau et à la simplicité de la technique de résolution, ce qui exige naturellement moins de temps par itération.

Pour la résolution du problème de la répartition des charges, le taux de convergence de la méthode de Gauss-Seidel est plus lent et exige un plus grand nombre d'itérations contrairement à Newton-Raphson, en somme le nombre d'itération pour Gauss-Seidel dépend de la taille du système tandis que celui-ci est relativement constant pour les autres méthodes, par contre, une augmentation considérable de la rapidité de convergence peut être obtenue par l'application de facteurs d'accélération.

1.8 Conclusion :

Nous avons jugé qu'il est impératif de prendre connaissance et de maîtriser toutes les notions de bases relatives aux systèmes de puissance que nous avons d'ailleurs citées et détaillées dans cette présente partie avant d'envisager l'étude des comportements de ces systèmes face aux défauts et aux perturbations, une fois que ceci est fait, nous pouvons évoquer par la suite les notions de l'étude de stabilité des systèmes et les différentes méthodes qui permettent d'analyser et d'apprécier la stabilité transitoire des réseaux électriques.

Partie II : les notions
fondamentales sur la stabilité
des systèmes de puissances.

2.1 Introduction :

L'étude de la stabilité nous renseigne sur les limites de l'exploitation des systèmes de puissance dans les normes de sécurité, avec cette analyse nous pouvons toutefois identifier les perturbations, le lieu de leur apparition, leurs natures, ce qui leur a donné vie et leurs conséquences sur le réseau de puissance ainsi que sur les machines et charges parrainées, c'est pour ça que nous devons impérativement avoir une bonne maîtrise de toutes les notions qui sont en relation avec la stabilité transitoire, chose que nous allons essayer de faire et développer dans la présente section.

2.2 La stabilité d'un système de puissance :

La stabilité d'un système électrique est similaire à la stabilité de tout système dynamique et repose sur des fondements mathématiques fondamentaux, des définitions précises de la stabilité peuvent être trouvées dans la littérature traitant de la théorie mathématique rigoureuse de la stabilité des systèmes dynamiques, notre intention ici est de donner une définition motivée physiquement de la stabilité du système électrique qui en termes généraux est conforme à des définitions mathématiques précises.

La stabilité d'un système peut être définie comme étant sa propriété à retrouver ou à maintenir un état d'équilibre de fonctionnement ou trouver un autre état acceptable dans les conditions normales, après avoir subi une ou plusieurs perturbations.

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par l'équilibre production-consommation. Cette dernière est caractérisée par les variations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par la tension et la fréquence qui varient dans le temps [9].

De nos jours, aucun réseau n'est à l'abri des perturbations qui peuvent l'affecter et le toucher à tout moment de manière spontanée et imprévisible, ces perturbations et ces incidents peuvent avoir différentes sources ou origines, l'instabilité résultante peut alors prendre plusieurs formes qui dépendent essentiellement de la configuration et du mode de fonctionnement du réseau, suite à cela, la question de la stabilité porte traditionnellement son attention sur la sauvegarde et le maintien du synchronisme car la production de puissance est assurée par le fonctionnement correct des machines synchrones qui repose sur les relations angle-puissance mais également sur la dynamique des angles du rotor.

La préoccupation primaire dans l'évaluation de la stabilité est la réaction ou le réflexe que peut avoir un système de puissance une fois devenu sujet à des perturbations transitoires, toutefois une perturbation peut avoir différentes natures, elle peut être de faible amplitude occasionnée par une fluctuation ou une variation des charges, comme elle peut être de grande amplitude qui prend naissance lors de l'apparition d'un court-circuit ou la perte soudaine et spontanée d'un générateur, face à cela, la réponse du système à l'une de ces perturbations implique une réaction systématique d'une grande partie de son équipement, on cite à titre d'exemple un court-circuit sur un élément critique qui va automatiquement être suivi de son isolement par les relais de protection, ceci provoquera une variation du transfert des puissances, de la vitesse du rotor des machines et des tensions de bus, ces variations

actionneront les régulateurs de tension, ces changements de tension et de fréquence affecteront à leur tour les charges sur le système à des degrés différents en fonction de leurs caractéristiques individuelles. [10]

2.3 L'objectif de la stabilité transitoire :

Son premier objectif consiste à anticiper ou trouver le comportement dynamique des principales variables du réseau qui caractérisent le fonctionnement des générateurs ainsi que de l'angle, la vitesse, le courant, la tension et la puissance, grâce à ces variables nous pouvons déduire la marge de stabilité d'un système et son temps critique d'élimination du défaut.

En d'autres termes, la notion de la stabilité transitoire vise à connaître le temps maximal de l'élimination du défaut qui garantit la stabilité du système. Sinon les études de la stabilité permettent une meilleure compréhension du comportement des réseaux électriques ce qui facilite la mise en point ou l'élaboration d'une politique de planification et d'opération. Elles sont également fondamentales pour la validation de nouveaux circuits qui doivent répondre aux critères établis dans les normes techniques [11].

2.4 Les formes d'instabilités :

On distingue principalement trois principales formes d'instabilité des systèmes de puissance à savoir :

- l'instabilité de l'angle du rotor,
- l'instabilité et l'écroulement de tension,
- l'instabilité de fréquence.

La stabilité de l'angle du rotor est l'aptitude des machines synchrones qui composent le même système de puissance à rester dans le synchronisme une fois affectées par une perturbation,

La stabilité de tension se présente comme étant la faculté du système à maintenir des tensions distinctes et spécifiques dans tous les nœuds pour les conditions normales de fonctionnement après avoir été soumis à une perturbation, pour que la tension reste stable, les machines doivent fonctionner au synchronisme.

La stabilité de fréquence sur le long terme est associée à des phénomènes plus lents, d'une durée plus significative qui accompagnent les troubles d'un système sur les problèmes et différences résultantes entre la production et la consommation de puissances active et réactive, sinon pour la stabilité de fréquence à court terme, le focus est mis sur la synchronisation des oscillations de puissance entre les machines.[12]

2.5 Causes de l'instabilité :

La stabilité d'un réseau est influencée par différents phénomènes électriques qui sont généralement liés à des variations de puissance. La source de l'instabilité peut être à la base une conséquence de l'impact de courant ou de tension produits par des perturbations liées à l'exploitation d'un réseau, mais il existe également d'autres causes plus structurelles pouvant

augmenter le risque d'instabilité telles que les charges à puissance constante ou encore l'interconnexion de plusieurs charges sur un même bus.

Les problèmes de l'apparition du phénomène de l'écroulement de tension sont liés à la difficulté de maintenir la tension au-dessus d'une certaine valeur critique, ce phénomène apparaît généralement dans les réseaux électriques qui sont surchargés, court-circuités ou qui manquent de puissance réactive, les principales causes de l'instabilité de tension sont [13] :

- Une source de production éloignée :

Pour la majorité des cas, les sources se trouvent à une bonne distance des consommateurs, de ce fait le transport de l'énergie réactive est très difficile à cause des pertes importantes, cette difficulté favorise la probabilité d'apparition d'une instabilité de tension.[13]

- Le manque local d'énergie réactive :

L'écroulement de tension est directement la conséquence d'un manque de puissance réactive

Suscitée pour maintenir une valeur acceptable de tension, quand un réseau atteint sa limite de charge, ce dernier ne peut plus satisfaire la demande de puissance réactive par cause de limitation sur production et transport, la limitation de la puissance réactive à la production est due principalement aux contraintes thermiques exercées sur les bobinages statoriques et rotoriques, pour éclaircir ce phénomène, on s'appuie sur l'exemple suivant [13] :

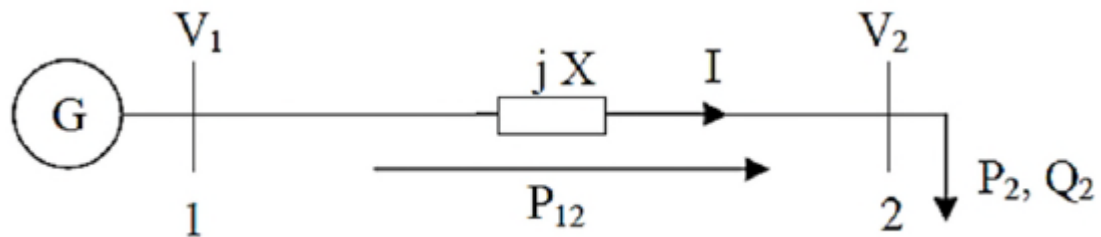


Figure II.1 : réseau électrique à deux nœuds [13].

Pour le nœud 2 :

$$\bar{S}_2 = P_2 + jQ_2 \quad (\text{II.1})$$

$$\bar{S}_2 = V_2 \left[\frac{V_1 \cos \delta + jV_1 \sin \delta - V_2}{jX} \right] \quad (\text{II.1.2})$$

$$\bar{S}_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta + j \left[\frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \right] \quad (\text{II.1.3})$$

Ce qui donne :

$$P_2 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (\text{II.2})$$

$$Q_2 = \frac{V_1 V_2 \cos \delta - V_2^2}{X} \quad (\text{II.3})$$

De même pour le nœud 1 :

$$P_1 = \frac{V_1 V_2}{X} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (\text{II.4})$$

$$Q_1 = \frac{V_1^2 - V_1 V_2 \cos \delta}{X} \quad (\text{II.5})$$

A partir de ces équations on déduit que pour une augmentation de P_2 on doit augmenter l'angle de puissance δ , par conséquent Q_2 diminue ou devient négative à mesure que la valeur du $\cos \delta$ devient de plus en plus faible, dans un autre sens la puissance Q_1 augmentera brusquement d'où résulte une grande différence de puissance (pertes réactives) entre les deux points, chose qui nous permet de conclure que la meilleure solution pour contourner ce problème reste la production locale d'énergie réactive par l'installation de batteries de condensateurs ou de compensateurs synchrones.[13].

- Charge importante :

La surcharge demeure une des principales causes de l'instabilité de tension, ceci est dû à la croissance de la demande de puissance et son transfert, une instabilité peut alors se produire en particulier lorsque la charge est élevée et plus importante que prévue, le risque devient plus significatif aussitôt que la consommation de puissance réactive est également plus importante que prévue.[13]

- Autres causes :

-Variation des caractéristiques des sources de puissance de courts-circuits, des creux et des chutes de tension, coupure brève ou longue et la variation de fréquence.

-Variation de la charge du réseau, par exemple à charge nominale, les alternateurs ont une puissance synchronisante faible et à vide un réseau peut devenir capacitif.

-La manœuvre d'un ouvrage de couplage.

-Les défauts électriques dont le plus remarquable est le court-circuit franc triphasé.

Ces divers phénomènes mettent en jeu des constantes de temps très différentes, pouvant aller de la microseconde à l'heure. [14]

2.6 Effets de l'instabilité :

Plusieurs effets indésirables et néfastes peuvent survenir en cas d'instabilité, on cite à titre d'exemple :

2.6.1 Sur le réseau :

Les oscillations de puissance donnent naissance à des courants très élevés dans les liaisons et les transformateurs, qui entraînent des échauffements néfastes à la tenue des matériels.

Les courants importants à l'origine des chutes de tensions occasionnent des dysfonctionnements d'appareils sensibles.

Lors de la mise hors tension du ou des générateurs, l'équilibre consommation /production se détruit et peut éventuellement provoquer l'écroulement de tout le réseau [14].

2.6.2 Sur les machines tournantes :

Les échanges de puissance entre machines et réseau pendant les régimes transitoires, peuvent donner des défauts de couple : les contraintes mécaniques résultantes peuvent provoquer des défaillances mécaniques comme la rupture de l'arbre par exemple.

Lorsque les alternateurs sont sollicités au delà de leur capacité, ils baissent en fréquence et en tension. Leur régulation en tension et vitesse peuvent entrer en résonance avec une perturbation et là les effets d'instabilité seront amplifiés.

Les chutes de tension et oscillations de fréquence provoquent le ralentissement des moteurs.

Les chutes de tension ainsi que le courant absorbé sont importants lors de l'élimination des perturbations, d'où il est parfois difficile de ré accélérer : certains moteurs rampent ou calent voir parfois accompagnés d'échauffements anormaux et le réseau rencontre des difficultés à retrouver un fonctionnement stable [14].

2.7 Classification de la stabilité

Autrefois la stabilité était définie comme le maintien des machines synchrones du réseau au synchronisme, mais avec le développement continu des réseaux ainsi que la volonté de mettre en place une meilleure fiabilité du système par la mise des moyens de production en commun, cet ancien concept a évolué et ainsi nous avons pu classer la stabilité sous trois types : stabilité de l'angle du rotor (appelée aussi stabilité angulaire), stabilité de la tension et stabilité de la fréquence. [9]

La stabilité des systèmes de puissance est classée de façon à faciliter l'identification des causes d'instabilité, mais aussi pour l'application d'outils d'analyse appropriés et l'élaboration de mesures correctives dans une situation donnée, cependant une forme d'instabilité peut ne pas se produire sous sa forme pure, cela est particulièrement vrai dans les systèmes fortement sollicités pour les événements en cascade, lorsque les systèmes échouent une forme d'instabilité peut finalement conduire à une autre, cependant la distinction entre les différentes formes est importante pour comprendre les causes sous-jacentes du problème afin de développer des procédures de conception et d'exploitation appropriées [15].

Bien que la classification de la stabilité du système soit un moyen efficace et pratique pour traiter les diverses complexités, la stabilité globale du système doit toujours être gardée à l'esprit, les solutions aux problèmes d'une catégorie ne devraient pas se faire au détriment d'une autre, il est essentiel d'examiner tous les aspects du phénomène de stabilité de plus d'un point de vue [15].

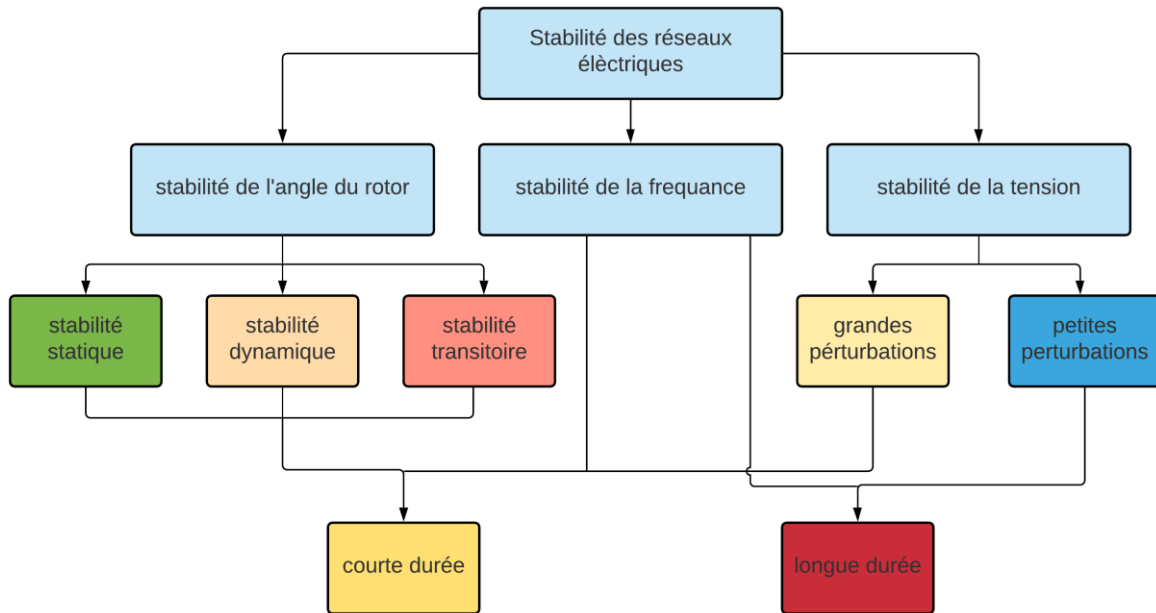


Figure II.2 : Classification de la stabilité des réseaux électriques.

Pour récapituler, la stabilité peut être classifiée selon la nature de la perturbation : stabilité de l'angle du rotor, stabilité de la tension et stabilité de la fréquence. La stabilité peut être classifiée en petite et grande amplitude de perturbation en fonction de l'origine et de l'ampleur du défaut. Par rapport au temps d'évaluation, la stabilité peut être à courte ou à longue durée. [15]

2.7.1 Stabilité angulaire (de l'angle du rotor):

La stabilité de l'angle du rotor se définit comme étant la capacité des machines synchrones interconnectées d'un même système de puissance à garder le synchronisme, afin d'étudier la stabilité angulaire, il est impératif de se pencher sur la question de l'étude des oscillations électromagnétiques intrinsèques de ces systèmes de puissance, le fond du problème réside dans la manière dont varient les sorties des machines tournantes synchrones par rapport à leurs oscillations de rotor.

Pour pouvoir connecter plusieurs machines synchrones, leurs courants et tensions statoriques doivent avoir exactement la même fréquence et la même vitesse mécanique du rotor de chaque machine pour pouvoir dire qu'elles sont synchronisées, pour modifier son couple ou sa puissance de sortie, on agit souvent sur l'entrée du couple mécanique pour faire avancer le rotor vers une autre position par rapport au champ magnétique tournant du stator [10].

Pour mieux comprendre, nous allons étudier l'exemple sur la figure (II.3) :

On considère un système composé de deux machines synchrones reliées par une ligne de transmission ayant une réactance inductive X_L avec une résistance et capacité négligeable, avec la machine 1 comme générateur qui alimente la machine 2 comme l'illustre la figure (II.3) :

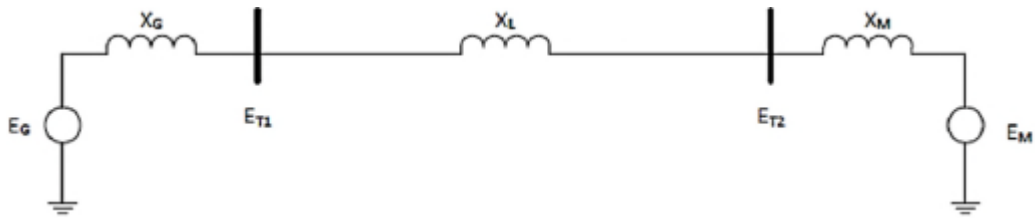


Figure II.3 : schéma unifilaire d'un système à deux machines [10] et [12].

Le transfert de puissance depuis le générateur au moteur est une fonction de séparation angulaire δ entre les rotors des deux machines, cette séparation angulaire est le résultat de trois composantes : l'angle interne du générateur δ_G , la différence d'angle entre les tensions aux bornes du générateur et du moteur, l'angle du moteur [10].

Le diagramme de phase suivant illustre parfaitement les relations entre la tension du générateur et celle du moteur :

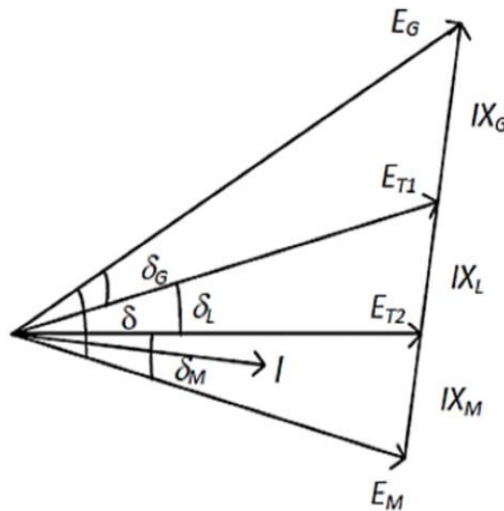


Figure II.4 : diagramme de phase ou transfert caractéristique d'un système à deux machines [12].

La puissance transférée du générateur de réactance X_G au moteur de réactance X_M par l'intermédiaire de la ligne ayant une réactance X_L est donnée par l'équation suivante :

$$P = \frac{E_G E_M}{X_T} \sin \delta \quad (\text{II.6})$$

Avec :

$$X_T = X_G + X_L + X_M \quad (\text{II.7})$$

La figure suivante illustre le tracé de la relation puissance-angle, dans l'étude du schéma équivalent, on s'appuie sur un modèle idéalisé qui fait que la puissance varie comme le sinus de l'angle, de ce fait, avec des modèles de machines qui incluent les effets des AVR (Automatique Voltage Regulator), le comportement de la variation de la puissance prendrait une toute autre forme qu'une sinusoïde, la forme générale serait presque similaire, comme l'équation de puissance est le produit d'une constante et d'un sinus, elle devrait donc atteindre

naturellement sa valeur maximale pour un angle de 90° , sinon elle sera nulle pour 0° , chose qui signifie qu'aucune puissance n'est transférée [10].

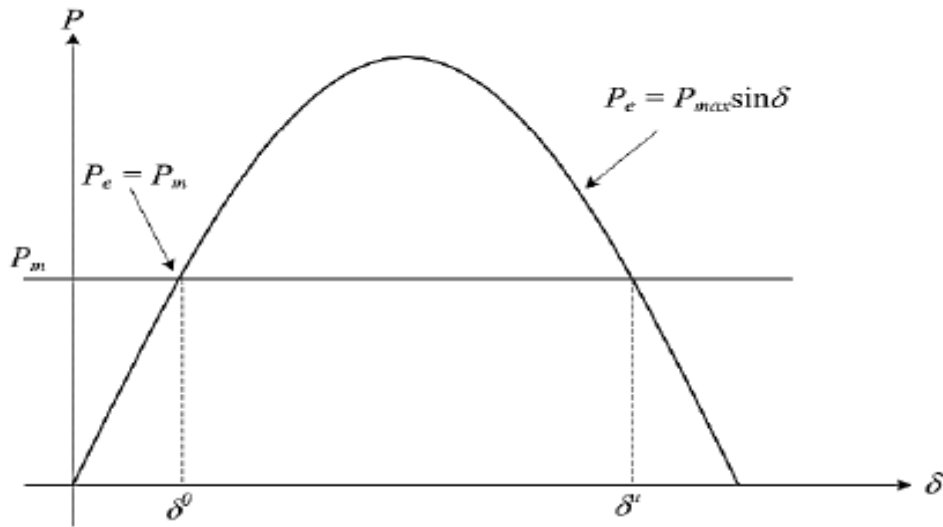


Figure II.5 : caractéristique angle puissance d'un système à deux machines [12].

Les deux points qui suscitent notre attention sont le point de l'équilibre stable δ^0 (SEP : Stable Equilibrium Point), et le point d'équilibre instable δ'' (UEP : Unstable Equilibrium Point), dans les régimes permanents le système repose sur le SEP où l'on peut déduire graphiquement que la puissance mécanique est égale à la puissance électrique, par contre si le système bascule vers le point d'équilibre instable UEP, la puissance mécanique restera toujours équivalente à la puissance électrique, la machine synchrone va progressivement perdre le synchronisme du fait qu'elle est instable.[10]

Dans les régimes permanents, il y a toujours un équilibre qui s'établit entre l'entrée qui n'est rien d'autre que le couple mécanique et la sortie qui est la puissance électrique, chose qui reste valable pour chaque machine avec la vitesse qui demeure constante, ceci dit, si le système est maintenant sujet à une perturbation, cet équilibre va être perturbé et finira par se traduire par une accélération ou une décélération du rotor de la machine en suivant les lois qui régissent le fonctionnement des machines tournantes [12].

Maintenant, si une machine tourne plus vite que l'autre, l'angle du rotor de la machine qui tourne plus vite relatif à l'angle du rotor de la machine qui tourne moins vite va changer, cette même machine peut avoir une perte de synchronisme qui va à son tour perturber le reste des machines du système.[10].

Le comportement d'un réseau face aux problèmes de stabilité angulaire dépend du lieu, de la nature (graduelle ou brusque) et de l'ampleur de la perturbation, suivant le critère de l'ampleur de la perturbation, on distingue la stabilité angulaire à petites perturbations et la stabilité angulaire à grandes perturbations. [10]

2.7.1.1 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (transitoire) :

Elle se définit comme étant la capacité du système à maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère ou de grande amplitude comme c'est le cas lors d'un

court-circuit sur une ligne, une perte d'un générateur de production ou d'une perte d'une partie importante de la charge, la réaction du système dépend de la relation non linéaire couple-angle et implique une grande variation des angles de rotor[10].

La stabilité angulaire aux grandes perturbations dépend à la fois de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial, tout comme elle dépend des caractéristiques dynamiques du système, elle se manifeste juste après par un écart croissant de certains angles du rotor, si maintenant l'instabilité se manifeste dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut, on parle alors de l'instabilité de première oscillation, (FSI : First Swing Instability) elle s'étend de 3 à 5 secondes. (Premier cas sur la figure suivante).

Sinon elle peut se manifester autrement en résultant de l'addition des effets de plusieurs modes d'oscillations lents, excitée par la perturbation et provoquant une variation importante de l'angle du rotor au-delà de la première oscillation, elle est appelée instabilité à multi oscillations (MSI : Multi Swing Stability) ce qui est montré dans le deuxième cas de la figure suivante, sa gamme de temps associée varie de 10 à 20 secondes.[16]

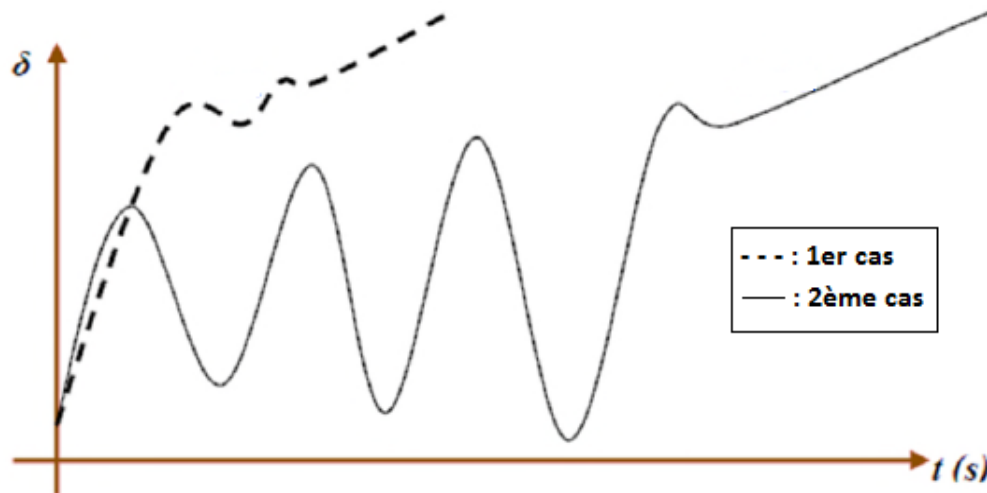


Figure II.6 : variation de l'angle du rotor [16].

Les conséquences de ces défauts sont souvent dramatiques et peuvent même effondrer le réseau. Cette stabilité se manifeste par les grandes variations aperiodiques des angles du rotor et dépend de la relation non linéaire couples-angles ainsi que l'amplitude des perturbations, le point de fonctionnement initial et aussi les caractéristiques dynamiques du système [14] et [9].

2.7.1.2 Stabilité angulaire aux petites perturbations :

La stabilité angulaire aux petites perturbations est la capacité d'un système à garder le synchronisme une fois soumis à des petites perturbations qui peuvent être des fluctuations normales, de faible amplitude, des grandeurs électriques ou mécaniques soit par exemple : une faible variation de la charge. Ces phénomènes se manifestent souvent par deux formes, soit une augmentation de l'angle du rotor, chose qui est due au manque de couple de synchronisation, sinon par des oscillations du rotor d'amplitude croissante causées par un faible couple d'amortissement.

Dans les systèmes de puissance, la stabilité angulaire aux petites perturbations est associée à un faible amortissement des oscillations, le problème de l'instabilité aperiodique a été largement essuyé par l'utilisation des régulateurs de tension de générateurs action continue, cependant ce problème peut toujours survenir lorsque les générateurs fonctionnent avec une excitation constante quand ils sont soumis aux actions de limiteurs d'excitation (limiteurs de courant de champ).[15]

Les problèmes de stabilité de l'angle du rotor pour les faibles perturbations peuvent être de nature locale ou globale, les problèmes locaux impliquent une petite partie du système et sont souvent associés aux oscillations de l'angle du rotor d'une seule centrale électrique par rapport au reste du système électrique, de telles oscillations sont appelées oscillations de mode local, l'amortissement de ces dernières dépend de la puissance du système de transmission vue par la centrale électrique, des systèmes de contrôle d'excitation et des générateurs. Les problèmes d'ordre global sont causés par des interactions entre de grands groupes de générateurs et ont des effets généralisés, ils impliquent des oscillations d'un groupe de générateurs dans une zone qui fluctue avec un autre groupe de générateurs d'une toute autre zone, leurs caractéristiques sont très complexes et significativement différentes de celles des oscillations du mode local, les caractéristiques de charges en particulier ont un effet majeur sur la stabilité interzones. [15]

On en distingue :

2.7.1.2.1 La stabilité statique :

Le système entre dans le régime permanent et se stabilise après avoir surmonté le régime transitoire dû à la perturbation, l'évaluation de la stabilité statique du réseau est nécessaire afin d'effectuer une étude sur le système, ce dernier n'est stable que si les contraintes de fonctionnement sont respectées, cet état est dit l'état instable ou l'état d'urgence. Lorsqu'un réseau se trouve dans cet état, 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.

Lorsque les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées, une des parties du réseau se sépare du système tandis que le reste continue de fonctionner. Dans ce cas, des opérations de restauration nous permettent de ramener tout le réseau à l'état normal [17].

2.7.1.2.2 Stabilité dynamique :

C'est la faculté du système à garder le synchronisme sous l'influence de petites perturbations, ces perturbations peuvent être le fruit d'une faible variation de charge, l'instabilité résultante peut alors se manifester sous deux formes, soit une augmentation continue de l'angle du rotor du fait d'un manque de couple de synchronisation ou des oscillations du rotor dues au manque de couple d'amortissement [10].

A cause d'un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges, il arrive parfois que des petites oscillations des angles rotoriques apparaissent sur les signaux, par conséquent, un alternateur, une partie ou même tout le réseau peuvent être déstabilisés. [9]

Celle-ci ne dépend pas quant à elle des niveaux de perturbation contrairement à la stabilité transitoire, car celle-ci sont spontanées et insignifiantes. Les oscillations qui sont dans la gamme de fréquence de 0.2 à 2 Hz peuvent être la conséquence des petites perturbations dans le système, cependant elles peuvent aussi se manifester spontanément dans certains cas [16].

Toutefois, ces oscillations entravent la transmission de puissance et peuvent même des fois occasionner des pertes de synchronisme ou un effondrement complet du système, c'est pour cela que les systèmes doivent être bien amortis pour que les oscillations soient atténuées dès leur apparition [10].

Pour une amélioration de la stabilité angulaire aux petites perturbations nous pouvons agir en faisant varier une grandeur électrique :

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

Sinon on peut toutefois dynamiquement moduler la grandeur qui est le signal supplémentaire injecté à l'entrée de l'AVR (Automatic Voltage Regulator) par le stabilisateur de puissance (PSS :Power System Stabilizer), il agit à travers le régulateur sur le couple électromagnétique de manière à renforcer sa composante d'amortissement [16].

2.7.2 Stabilité de fréquence :

La stabilité de fréquence se définit par la faculté du système à maintenir une fréquence qui est suffisamment proche de la valeur nominale suite à une grave perturbation, elle est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active consommée et celle produite d'un système de puissance.

Cet équilibre peut être mis en mal suite à certaines perturbations, ce qui provoque alors une variation de fréquence et c'est l'énergie électrique stockée dans des pièces tournantes des machines synchrones ainsi que dans d'autres machines électriques tournantes qui viendra compenser ce déséquilibre, si ce déséquilibre n'est pas trop flagrant, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance en réduisant ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables, par ailleurs , si la perturbation est grande, l'écart de fréquence sera significatif avec de graves conséquences sur le réseau à savoir l'effondrement complet du système[17].

Suite à un incident sévère dans un grand système de puissance, après l'action de protection, l'instabilité de fréquence est souvent associée à l'ilotage où ce phénomène a de fortes probabilités de se manifester, alors un ou plusieurs sous réseaux essayent de maintenir le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée, la fréquence décline alors et l'instabilité résultante est de court terme.

L'instabilité de fréquence peut tout aussi s'inviter sur le long terme quand elle est le fruit d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre les régulations et protections [16].

Durant une instabilité de fréquence, les amplitudes de tension peuvent fluctuer de manière significative, en particulier pour des conditions d'ilotage avec un délestage de charge à basse fréquence qui décharge le système, les changements d'amplitude de tension qui peuvent être plus élevés en pourcentage que les changements de fréquence affectent le déséquilibre charge-génération, une haute tension peut provoquer un déclenchement indésirable du générateur par une perte mal conçue ou coordonnée des relais d'excitation ou des relais volts/hertz, dans un système surchargé, une basse tension peut provoquer un fonctionnement indésirable des relais d'impédance.[15]

Ce type de stabilité (stabilité de fréquence) est contrôlé avec précision dans les réseaux électriques interconnectés, afin de permettre la circulation d'un courant électrique alternatif fourni par plusieurs générateurs à travers le réseau. [13]

2.7.3 Stabilité de tension :

Le fonctionnement des réseaux de transport et de production d'énergie électrique est devenu un sérieux problème de nos jours, la consommation de l'énergie électrique ne cesse d'augmenter et les conditions d'environnement sont devenues très contraignantes, par conséquent les réseaux d'énergie électrique s'accroissent et deviennent de plus en plus maillés, ajoutée à cela l'utilisation des lignes de grandes capacités de transport afin de garantir le transport d'énergie. Ce qui donne naissance à une structure très compliquée qui n'est pas sans conséquences, telle que la difficulté à maintenir un profil de tension acceptable. [14]

La stabilité de tension du réseau est alors caractérisée par sa capacité à maintenir la tension aux bornes de la charge dans les limites spécifiées pour le fonctionnement normal, ou après avoir subi une ou plusieurs perturbations, elle dépend alors de la capacité d'un système à maintenir ou à restaurer un certain équilibre entre l'offre et la demande de puissance, son instabilité se manifeste souvent par un déclin progressif des valeurs de la tension à différents nœuds [16].

Après avoir subi une perturbation de cette nature, certaines charges peuvent restaurer leurs puissances consommées avant défaut, c'est-à-dire aux consommations nominales comme les moteurs asynchrones, les charges dont la tension est régulée automatiquement, des chauffages réglés par thermostats, et comme pour chaque réseau, il existe une puissance maximale transmissible qui dépend de certains critères relatifs aux systèmes, par conséquent si la puissance que restaure les charges est plus significative que la puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des charges va systématiquement contraindre le réseau à augmenter sa puissance réactive délivrée, chose qui fera baisser progressivement la tension jusqu'à certaines valeurs inacceptables.

L'instabilité de tension se manifeste généralement lorsqu'une perturbation cause une augmentation de la demande en puissance réactive au-delà de celle que peut délivrer le réseau,

d'autres facteurs peuvent aussi accentuer ou contribuer à l'instabilité de tension d'un système, on cite :

- Augmentation de la charge
- Panne de générateur, perte d'une charge importante
- Perte de source de puissance réactive (condensateurs, compensateurs, machine synchrone).

Ces phénomènes ont une influence significative auprès de la production, ainsi que de la transmission de puissance réactive donc auprès de la stabilité de tension, pour éviter cela et pour une amélioration de cette stabilité, on fait recours aux mesures suivantes :

- Régulation de tension secondaire.
- Nouvelle répartition des générateurs.
- Planification du fonctionnement des générateurs et des nœuds de contrôle.
- Contrôle systématique des condensateurs et des compensateurs de puissance.

Cette dernière provoque de nombreuses pannes généralisées sur les systèmes de puissance et a été identifiée comme l'une des principales causes des blackouts dans les réseaux électriques, elle résulte globalement de l'incapacité du système production-transport à fournir la puissance demandée par la charge. Elle se manifeste sous forme d'une décroissance monotone de la tension, selon l'amplitude de la perturbation.

Le temps de l'instabilité de tension peut s'étendre de quelques secondes à plusieurs minutes, de ce fait l'instabilité de tension peut être prise pour un phénomène de court et de long terme en fonction de sa durée, pour l'instabilité de tension à court terme, l'effondrement de tension survient directement suite à la perturbation, pour ce cas les charges et les dispositifs qui ont des caractéristiques spéciales de puissance réactive tels que les moteurs asynchrone, sont souvent impliqués dans l'accentuation du phénomène, ces moteurs consomment juste après perturbation plus d'énergie réactive pour garantir leurs stabilité vis-à-vis de leurs charges, sinon pour l'instabilité de tension sur le long terme, elle se développe lors d'un manque graduel de puissance réactive d'une partie du système, elle implique quant à elle des éléments ayant une action plus lente tels que les régulateurs en charge automatiques.

Il est à noter que l'instabilité de tension est généralement accompagnée d'une instabilité de l'angle du rotor, et que l'une peut impliquer l'autre, elle peut aussi être classée en deux catégories :

- Stabilité de tension aux grandes perturbations : l'enjeu dans ce cas est de garantir une tension de fonctionnement normal aux nœuds, la stabilité est déterminée alors par les caractéristiques du système et des charges et par l'interaction entre les différents dispositifs de commande de tension du système.
- Stabilité de tension aux petites perturbations : pour ce cas, les caractéristiques des charges et des dispositifs de commande déterminent la capacité du système à maintenir de sa tension requise [16].

2.7.3.1 Les bases de la distinction entre la stabilité angulaire et la stabilité de tension :

Il est important d'admettre que la distinction entre la stabilité de l'angle du rotor et celle de la tension n'est pas basée sur un faible couplage entre les variations de puissance active /angle et de la puissance réactive/amplitude de tension, en fait le couplage est fort pour les conditions de contraintes et la stabilité angulaire avec celle de la tension, elles sont affectées par la puissance active avant la perturbation ainsi que par le flux de puissance réactive, au lieu de ça, la distinction est basée sur l'ensemble spécifique des forces opposées qui subissent un déséquilibre soutenu et la principale variable du système dans lequel l'instabilité qui en résulte est apparente.[15]

2.8 Conclusion :

Tout au long de ce chapitre, nous avons su nous familiariser avec les différentes notions de base de la stabilité transitoire, à commencer par la définition de la stabilité d'un système de puissance l'explication de l'intérêt de l'étude de la stabilité transitoire, puis en décrivant brièvement les formes de cette stabilité, nous avons donné un aperçu sur les causes et les différents effets de l'instabilité sur les systèmes de puissance, enfin pour clôturer ce chapitre nous avons cité et décrit la classification des différentes stabilités des réseaux électriques à savoir la stabilité de fréquence, de tension et de l'angle du rotor.

Partie III : revue des méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

3.1 Introduction:

L'évaluation de la stabilité transitoire d'un réseau électrique est d'une importance capitale, du fait des raisons multiples telles que le retard dans la construction de nouveaux ouvrages, la dérégulation du marché d'électricité ou encore l'interconnexion des réseaux électriques qui obligent les conducteurs des réseaux électriques à les faire fonctionner près ou parfois même à la limite de leur stabilité. Pour ce faire, une variété d'approches qui nous permettent d'évaluer la stabilité transitoire d'un réseau d'énergie électrique a été proposée et qu'on peut classer en plusieurs catégories distinctes : les méthodes d'intégration numériques dites également méthodes indirectes, les méthodes énergétiques ou directes, les méthodes graphiques aussi appelées critère des aires égales, l'analyse par la méthode des neurones artificiels et enfin les méthodes hybrides. Dans ce chapitre, notre attention sera portée sur la définition de ces différentes méthodes, leurs avantages ainsi que leurs inconvénients.

3.2 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire :

Pour l'analyse d'un système de puissance dans l'état transitoire, il existe différentes méthodes, toutes visant à réaliser plusieurs objectifs tels que :

- L'amélioration de la capacité de transfert des lignes
- L'amélioration du temps critique d'élimination des défauts
- L'amortissement des oscillations après la perturbation

L'intérêt est porté dans ce mémoire sur ce type de stabilité.

Parmi ces différentes méthodes trois d'entre elles se détachent :

1. Analyse en planification qui tient compte : du temps de réponse des protections, du type de conducteurs, du niveau de tension et de la qualité des régulateurs de tension et de vitesse.
2. Analyse en mode préventif : elle met en œuvre les méthodes numériques appelées également méthodes indirectes et les méthodes directes (énergétiques).
3. Analyse en mode curatif : elle aboutit à la modification de la caractéristique des lignes et au contrôle du transit de puissance dans les lignes.

3.2.1 La stabilité transitoire à l'aide des méthodes directes (énergétiques) :

A cause de la multitude des inconvénients et l'inefficacité des méthodes classiques, des méthodes non conventionnelles ont été développées, notamment les méthodes directes basées sur le critère de la stabilité de Lyapunov. Les méthodes directes permettent l'évaluation de la stabilité transitoire sans la résolution des équations différentielles contrairement aux méthodes de simulation.

Cette approche a reçu une attention considérable depuis les récents travaux de Magnusson and Aylett qui ont utilisé la fonction de l'énergie transmise pour l'évaluation de la stabilité. [10]

Pour décrire l'approche par l'énergie transitée, on considère une bille qui glisse sur les parois internes d'un bol traduisant ainsi une équation qui décrit l'énergie transitoire du système comme le montre la figure (III.1) ci-dessous [10] :

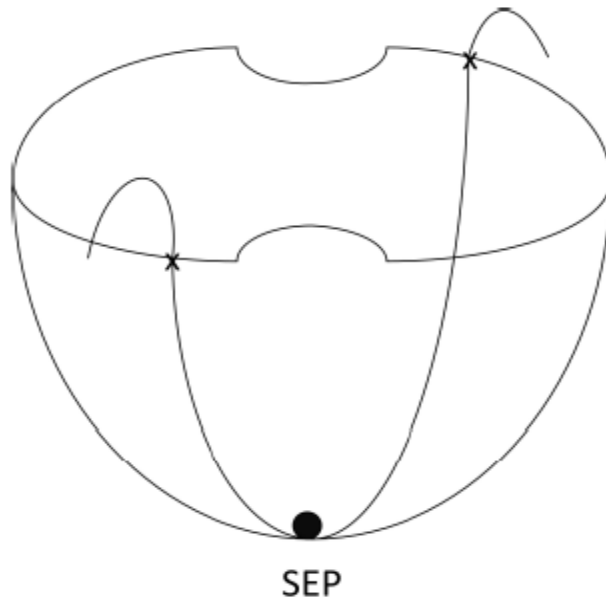


Figure III.1 : bille roulant sur les parois internes d'un bol [10]

La surface interne du bol représente la zone de stabilité tandis que tout ce qui est en dehors du bol est une zone d'instabilité, sinon les bords du bol représentent l'élévation maximale de δ^S et procure ainsi à la bille son maximum d'énergie potentielle pour parcourir la trajectoire causée par l'énergie du défaut.

Initialement la bille est au fond du bol, on dit alors que la bille est dans le point d'équilibre stable (SEP : Stable Equilibrium Point), maintenant si la bille est perturbée, la perturbation procure une certaine énergie cinétique à la bille ce qui la fait bouger du SEP dans un sens quelconque, le point d'arrêt de cette bille sera déterminé par la valeur de l'énergie cinétique initialement injectée, si la bille convertit toute son énergie cinétique en énergie potentielle avant d'atteindre le bord, celle-ci glisse et revient finalement au SEP, par contre si l'énergie cinétique initialement injectée est trop grande, celle-ci pourrait éjecter la bille du bord et la fait entrer de ce fait dans la zone d'instabilité et ne peut plus retourner au SEP , la surface interne du bol représente la surface de l'énergie potentielle, ses limites représentent l'énergie potentielle du bord de bol (PEBS : Potential Energi Boundery Surface). [10]

L'application de la méthode de la fonction de l'énergie transitée à un système de puissance est conceptuellement similaire à la méthode de la bille dans le bol dans un hyperspace (n-dimensional space, espace multi dimensionnel) .

Initialement, le système opère au point d'équilibre au régime permanent, si toutefois une perturbation survient, l'équilibre est perturbé et par conséquent les machines synchrones accélèrent, le système de puissance gagne de l'énergie cinétique et potentielle lors de la perturbation causant l'éloignement du système du point SEP, après élimination de la perturbation, la totalité de l'énergie cinétique est convertie en énergie potentielle, pour éviter

l'instabilité, le système doit être en mesure d'absorber toute l'énergie cinétique à la fois, quand les forces du générateur tentent de restaurer le système en le ramenant à de nouvelles positions d'équilibre, pour une configuration donnée de réseau avant-perturbation, le système peut alors absorber une quantité maximale ou critique de l'énergie transitée, pour cette raison, pour l'évaluation la stabilité transitoire il faut que :

- Les fonctions qui décrivent adéquatement l'énergie transitée responsable de la séparation d'une ou plusieurs machines synchrones du reste du système
- Pour estimer l'énergie critique, il faut que la machine perde son synchronisme.
- Les méthodes directes conviennent à l'opération en ligne de l'évaluation de la sécurité dynamique parce qu'elles demandent uniquement de simples opérations mathématiques, contrairement aux méthodes numériques qui exigent la résolution des équations différentielles. Les méthodes directes requièrent la résolution des équations différentielles au point où la perturbation fût éliminée, de ce fait il reste toujours quelques difficultés pour l'application des méthodes directes pour un large système de puissance. [10]

3.2.1.1 Equation du mouvement :

On fait souvent appel à l'équation du mouvement pour faire la description de la dynamique des rotations pour les machines synchrones, d'ailleurs on utilise celle-ci dans l'analyse de la stabilité transitoire pour caractériser notamment cette dynamique, lors d'un fonctionnement normal, la position relative des axes du rotor et l'axe résultant est fixée, maintenant si le système est soumis à une perturbation, le rotor aura tendance à décélérer ou bien accélérer tout en respectant une rotation synchronisée avec l'entrefer, l'équation décrivant le mouvement relatif est appelée équation du mouvement.[18]

Considérons une génératrice synchrone développant un couple électromagnétique T_e qui correspond à une puissance P_e , ayant également ω_s comme vitesse si le couple qui entraine celle-ci est T_m , sans perturbation on aura au régime permanent :

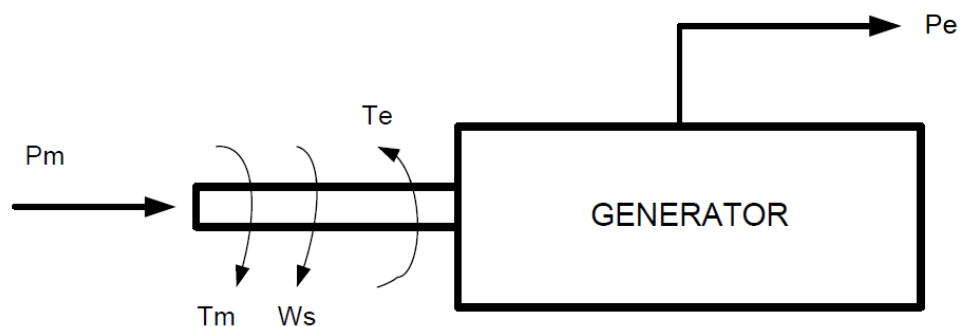


Figure III.2 : flux de puissance d'une génératrice synchrone.

L'angle de la roue polaire de la génératrice est défini par la différence des deux angles mesurés durant la marche à vide et en charge, par rapport à un axe tournant à la vitesse de synchronisme ω_s , l'angle mécanique δ_m quant à lui qui définit cette position est lié à l'angle

électrique δ par la relation : $\delta = P \cdot \delta_m$, où P est le nombre de paires de pôles de la génératrice [2].

Soit ω la vitesse angulaire électrique du système d-q lié au rotor et ω_s celle d'un axe x lié au champ tournant statorique, les angles θ et θ_s désignent respectivement les décalages angulaires respectifs des axes d et x par rapport à l'axe fixé comme référence en radian électrique.

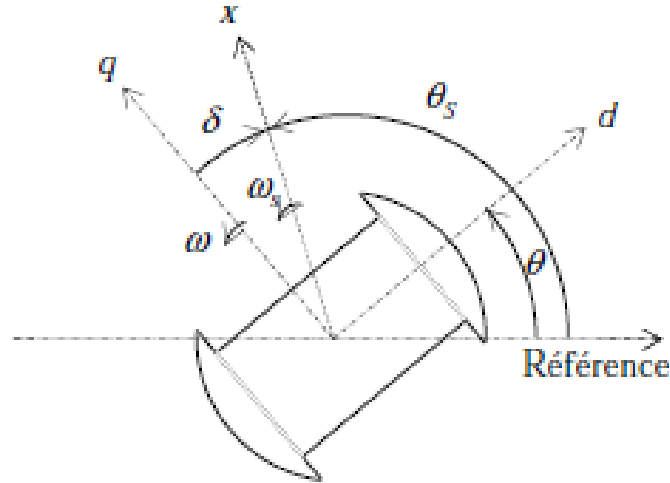


Figure III.3 : repérage des différents angles et axes [2].

A présent nous pouvons écrire la position du rotor par rapport à une référence :

$$\theta_m = \omega_{sm} t + \delta_m \quad (\text{III.1})$$

$$\theta = \omega_s t + \delta \quad (\text{III.2})$$

Avec :

- $\delta = p \delta_m$ et $\theta = p \theta_m$ (III.3)

- $\frac{d\theta}{dt} = \omega$ (III.4)

En partant de l'équation mécanique d'une machine synchrone :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (\text{III.5})$$

En multipliant par $\omega_{sm} \approx \omega_m$ on trouve :

$$J \omega_{sm} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (\text{III.6})$$

Nous pouvons aussi l'écrire sous la forme suivante :

$$\frac{1}{S_n} \left(\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \right) \frac{2}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S_n} \quad (\text{III.7})$$

$$\frac{2H}{\omega_{sm}} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = \frac{P_m - P_e}{S_n} \quad (\text{III.8})$$

Où :

- J : moment d'inertie de l'ensemble des masses tournantes.
- p : le nombre de pôles.
- ω_{sm} : la vitesse angulaire synchrone mécanique.
- P_m : la puissance mécanique.
- P_e : la puissance électrique.
- S_n : puissance apparente nominale.
- $H = \frac{1}{S_n} \left(\frac{1}{2} J \omega_{sm}^2 \right)$ qui est la constante d'inertie qui définit le rapport d'énergie cinétique stockée à la vitesse de synchronisme sur la puissance de base.

En pu, le couple est égal à la puissance, comme ω_{sm} et δ_m sont tous les deux mécaniques, il en résulte l'équation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m - P_e) \text{ avec } \omega_s = 2\pi f \quad (\text{III.9})$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{2\pi f}{2H} (P_m - P_e) \quad (\text{III.10})$$

Comme toutes les grandeurs évoluent en fonction du temps alors l'équation de la machine synchrone au régime permanent s'écrit comme suit :

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \omega(t) - \omega_s \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_s}{2H} (P_m(t) - P_e(t)) \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

3.2.1.1.1 L'analyse de la stabilité avec l'équation du mouvement :

On commence par l'équation du mouvement et celle de la puissance synchronisante [18] :

$$\begin{cases} \frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m(pu) - P_e(pu) = Pa \\ P_s = P_{max} \cdot \cos\delta_0 \end{cases} \quad (\text{III.12})$$

On introduit alors une petite perturbation $\Delta\delta$:

- La dérivation est de : $\delta = \delta_0 + \Delta\delta$.
- Avec une simplification de la fonction non linéaire de l'angle de puissance δ .
- L'équation du mouvement avec $\Delta\delta$:

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\Delta\delta}{dt^2} + P_m \cos\delta_0 \Delta\delta = 0 \quad (\text{III.13})$$

3.2.1.1.2 Couple d'amortissement :

Quand il y a une différence de la vitesse angulaire entre le rotor et le champ de l'entrefer, un couple induit sera mis en place au rotor pour essayer de minimiser la différence des deux vitesses [18].

- On introduit une puissance d'amortissement par un couple d'amortissement :

$$P_d = D \frac{d\delta}{dt} \quad (\text{III.14})$$

- On introduit cette puissance d'amortissement dans l'équation du mouvement.
- L'écriture de l'équation caractéristique :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + D \frac{d \Delta \delta}{dt} + P_S \Delta \delta = 0 \quad (\text{III.15})$$

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + 2\zeta \omega_n \frac{d \Delta \delta}{dt} + \omega_n^2 \Delta \delta = 0 \quad (\text{III.16})$$

- La solution de l'équation suivante :

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} + 2\zeta \omega_n \frac{d \Delta \delta}{dt} + \omega_n^2 \Delta \delta \quad (\text{III.17})$$

- Les racines de l'équation (III.17) sont :

$$\Delta \delta = \frac{\Delta \delta_0}{\sqrt{1-\zeta^2}} e^{-\zeta \omega_n t} \sin(\omega_d t + \theta) \quad (\text{III.18})$$

$$\delta = \delta_0 + \frac{\Delta \delta_0}{\sqrt{1-\zeta^2}} e^{-\zeta \omega_n t} \sin(\omega_d t + \theta) \quad (\text{III.19})$$

3.2.1.2 Critère d'égalité des aires :

3.2.1.2.1 Analyse de la stabilité par le critère des aires égales :

Cette méthode permet de calculer l'angle critique sans résoudre les équations différentielles en se basant sur l'utilisation des concepts d'énergie. Ensuite on n'a qu'à effectuer une seule intégration numérique du système en défaut pour déterminer le temps critique. [19].

Cette méthode est réservée pour un système mono machine. C'est une méthode graphique qui permet de conclure sur la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles. [20].

L'angle critique du défaut peut être déterminé en utilisant les courbes d'oscillation avant, pendant et après le défaut, il est obtenu par la résolution d'une équation trigonométrique simple. [21].

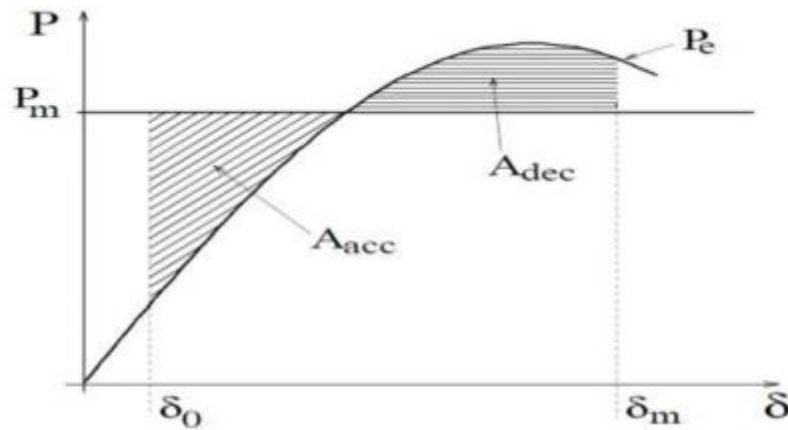


Figure III.4 : « Critère des aires égales (CAE). Adaptée de Xue et al. (1992, p. 401) [22].

Pour utiliser le critère des aires égales dans l'analyse de la stabilité transitoire dans les systèmes multi machines, on remplace ces derniers par une machine équivalente reliée à un nœud infini. En s'appuyant sur l'interprétation graphique de l'énergie stockée dans la masse rotorique, cette méthode nous permet de résoudre l'équation non linéaire du mouvement (Swing équation) graphiquement et nous donne par la suite une compréhension claire pour déterminer le temps critique d'élimination du défaut et la marge de stabilité.[23]

Ce principe est basé sur le concept de la conservation de l'énergie cinétique, c'est-à-dire pour un alternateur, la méthode est basée sur le fait que pendant l'accélération du rotor, l'énergie accumulée doit être égale à celle fournie pendant le freinage. [22]

Ce critère regroupe l'équation du mouvement et la courbe (P-δ), qui représente traditionnellement la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle du rotor.

Dans le but d'expliquer cette approche, on prend un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission. Ce générateur est modélisé par une source de tension idéale en série avec une réactance transitoire (modèle classique). Quant à la réactance équivalente, elle représente la ligne et le transformateur. [16]

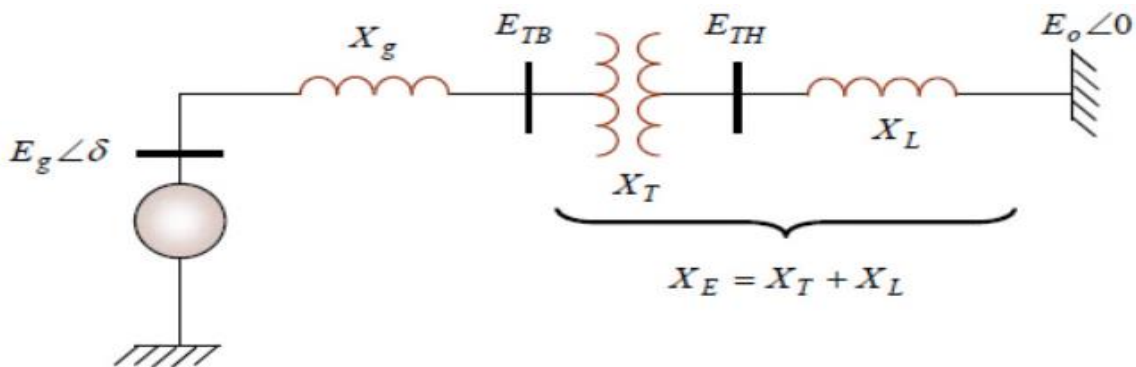


Figure III.5 : Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini [16].

La Relation (P-δ) :

La puissance produite par le générateur P_e , à l'équilibre, est donnée par la relation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_T + X_L} \sin \delta \quad (\text{III.20})$$

Où :

δ : l'angle de rotor, ici appelé angle de puissance, c'est le déphasage entre la tension interne du générateur E_g et la tension du jeu de barre infini E_0 . L'équation est représentée graphiquement dans la figure qui suit :

D'après le graphe, on réalise que P_e est une fonction sinusoïdale de δ , où sa valeur maximale P_{max} est donnée par l'équation qui suit :

$$P_{max} = \frac{E_g E_0}{X_g + X_T + X_L} \quad (\text{III.21})$$

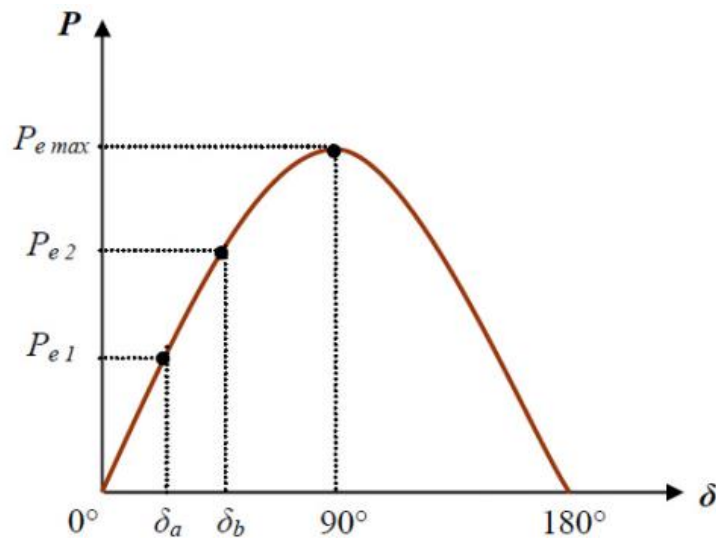


Figure III.6 : La relation puissance-angle du rotor [16].

Lors de l'équilibre, la puissance électrique P_e et la puissance mécanique appliquée pour l'angle correspondant à δ_a sont égales. Une variation de la puissance mécanique peut être entraînée par un changement brusque sur la charge du générateur, par conséquent une variation de la puissance électrique également, par exemple P_{e1} et P_{e2} . Dans ce cas le rotor va donc accélérer pour faire augmenter l'angle de puissance de δ_a à δ_b , pour pouvoir fournir à la charge une puissance supplémentaire. Toutefois, l'accélération du rotor ne peut pas être arrêtée instantanément, et il faudra un couple opposé suffisant pour arrêter cette accélération quand le rotor dépassera l'angle δ_b , malgré que la puissance développée pour l'angle δ_b est suffisante pour la charge.

Le rotor sera ralenti par l'énergie supplémentaire qui diminuera également l'angle de puissance. Les oscillations de l'angle du rotor résultant vont s'amortir suivant l'inertie et l'amortissement du système, et la machine restera stable (1^{er} cas de la figure suivante), ou elles vont diverger et dans ce cas la machine sera instable et perdra le synchronisme avec le système (2^{ème} cas de la figure suivante). [16]

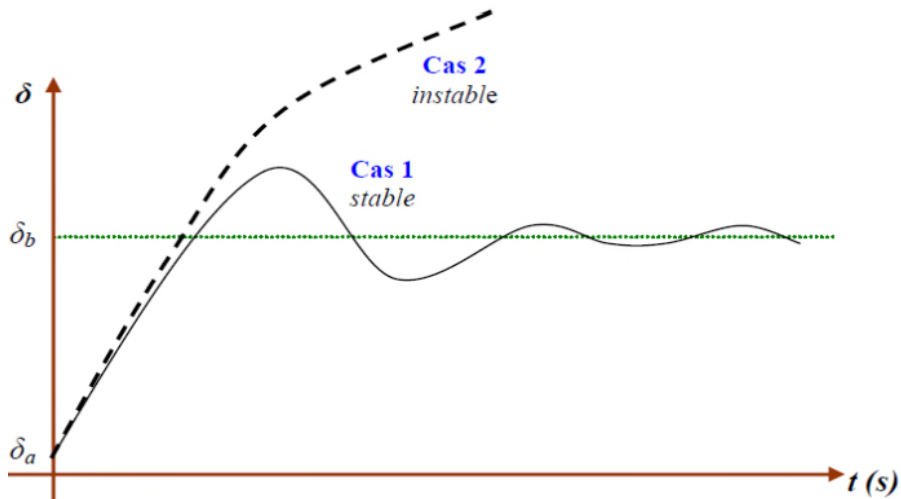


Figure III.7 : Variation d'angle de rotor [16].

3.2.1.2.2 Critère d'égalité des aires :

Prenons en considération un défaut, sur la ligne de transmission par exemple, qu'on applique au système précédent et qui disparaît au bout de quelques périodes du système. De ce fait, l'écoulement de puissance va être modifié ainsi que l'angle δ par conséquence. En tenant compte de ce défaut, on retrace la courbe (P - δ) :

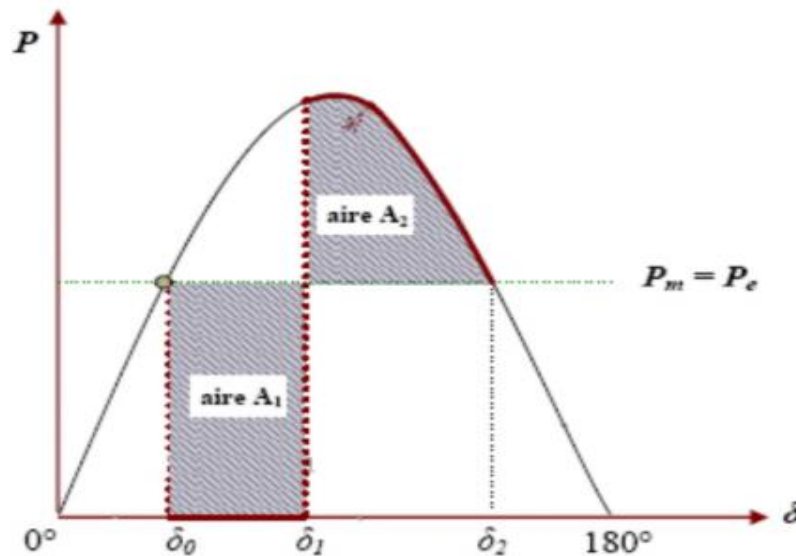


Figure III.8 : critère d'égalité des aires [16].

Sur cette courbe on considère deux zones :

La zone d'accélération A_1 , elle se situe en bas de la droite horizontale qui correspond au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 δ_1) qui eux correspondent respectivement à l'apparition et à la disparition du défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$.

La zone de décélération A_2 , elle se situe en haut de la droite horizontale et commence après l'élimination du défaut, elle est caractérisée par la décélération du rotor $P_m < P_e$.

Le générateur retrouve sa stabilité si le rotor rend toute l'énergie cinétique acquise dans la première zone dans la zone A_2 . Sauf que dans le cas où la zone A_2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte du synchronisme.

On explique la relation entre les aires des zones (A_1, A_2) et la stabilité transitoire mathématiquement comme suit :

D'abord on rappelle la relation qui donne l'équation du mouvement du générateur qui est :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (\text{III.10})$$

Où :

- H : la constante d'inertie
- ω_0 : vitesse de synchronisme
- P_m : puissance mécanique fournie au générateur.
- P_e : puissance électrique du générateur

En multipliant cette équation par $2 \frac{d\delta}{dt}$, en intégrant par rapport au temps et en changeant les variables, on obtient :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + cte = \int_{\delta_0}^{\delta_2} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad (\text{III.20})$$

- δ_0 : l'angle de rotor, initial, à l'instant d'application de défaut.
- δ_2 : l'angle du rotor à la fin de la période transitoire.

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

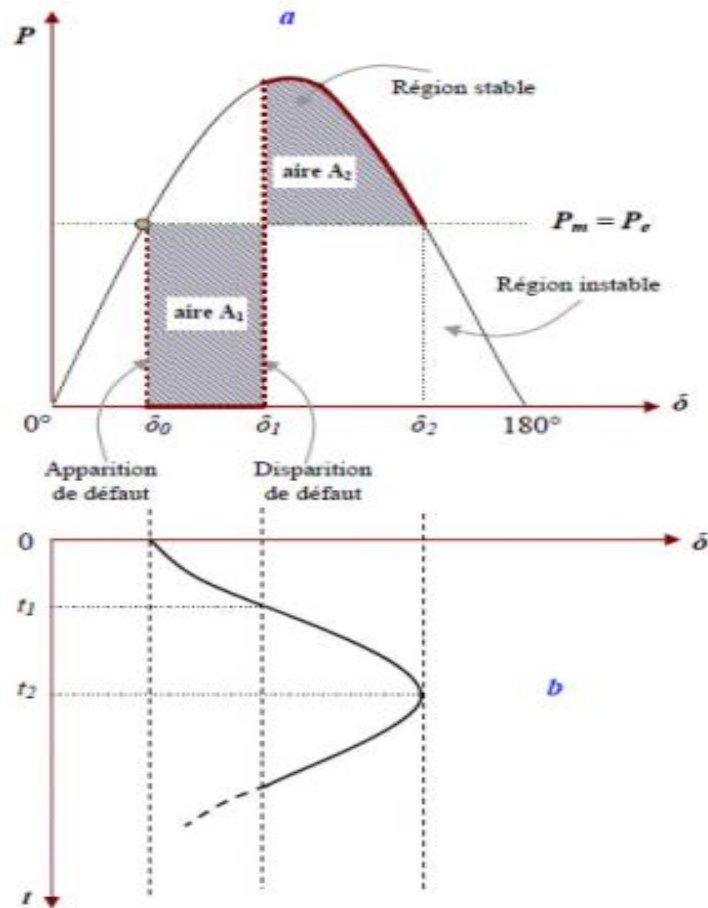


Figure III.8 : courbe (a puissance-angle) et (b variation de l'angle du rotor) suite à un défaut de transmission [16].

Après élimination de défaut, l'angle δ arrête de varier et le générateur retrouve sa vitesse de synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$

Par conséquent l'équation s'écrira comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{III.21})$$

$$\rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (\text{III.22})$$

Où : δ_1 l'angle de rotor à l'instant du défaut.

$$\rightarrow A_1 - A_2 = 0 \quad (\text{III.23})$$

Ainsi, on peut traduire la limite de la restauration de la stabilité transitoire, mathématiquement, par l'égalité des aires de la zone A_1 et la zone A_2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (CEA).

Par conséquent, la stabilité transitoire peut être améliorée par les contrôleurs de stabilité par diminution de la zone d'accélération A_1 ou en augmentant la zone de décélération A_2 , et pour effectuer cela, il faudra soit, augmenter la puissance électrique ou diminuer la puissance mécanique.

De plus, un système statique d'excitation avec tension maximale élevée et d'un régulateur de tension qui possède une action puissante et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire. Enfin, on obtient une amélioration significative de stabilité transitoire avec des systèmes très rapides et de détection des défauts et disjoncteurs. [16]

3.2.1.2.3 Critère d'égalité des aires élargi :

Lorsqu'un système multi machines subit une perturbation, il se divise en deux sous-ensembles, l'un comprend l'ensemble des machines dites critiques, et l'autre le reste des machines. Cette méthode a également été utilisée pour évaluer la stabilité transitoire des réseaux incluant des lignes HVDC devenues indispensables vu leurs avantages (moindre coût, faible pertes, connexion asynchrone et renforcement de la stabilité) [24].

3.2.1.2.4 Critère d'égalité des aires généralisé :

Cette méthode est basée sur une transformation mathématique exacte d'un réseau multi machines à un réseau mono machine équivalent. Elle permet la définition des indices d'évaluation de la stabilité transitoire et donne ainsi la possibilité de mesurer le degré de stabilité ou d'instabilité du réseau. Elle est très efficace dans le calcul des indices de stabilité, très simple et facile à utiliser pour l'analyse de la sensibilité. Ceci la rend très attractive pour la détermination des actions de contrôle en temps réel. [25]

3.2.1.2.5 Les avantages de cette méthode :

- Cette méthode d'analyse de la stabilité transitoire est simple, directe et n'exige pas la résolution des équations d'oscillation du système.
- Elle est très simple à implémenter et donne rapidement une estimation des régions de stabilité.

3.2.1.2.6 Ses inconvénients :

- Elle ne montre aucune amélioration induite par le couple amortisseur sur les régions de la stabilité.
- Elle ne permet pas de prendre en considération un système plus complet (système de régulation) [22].

3.2.1.3 Méthodes directes de Lyapunov :

Cette méthode dit que : si l'énergie totale d'un système décroît avec le temps, alors le système tend à se ramener vers un point d'équilibre stable. Cette fonction énergie, dans la théorie de la stabilité, est formalisée à l'aide des fonctions dites de Lyapunov. La méthode consiste donc à trouver une fonction représentative de l'énergie du système ayant les propriétés données dans la définition suivante : [26]

Définition :

Soit $X \neq X_0$ un point d'équilibre. Une fonction de Lyapunov est une fonction telle que :

V est une fonction définie positive

$$V(X_0) = 0 \quad (\text{III.24})$$

$$V(X) > 0 \text{ si } X \neq X_0 \quad (\text{III.25})$$

\dot{V} existe et est une fonction semi-définie négative

$$\dot{V}(X_0) = 0 \quad (\text{III.26})$$

$$\dot{V}(X) > 0 \text{ si } X \neq X_0 \quad (\text{III.27})$$

Une interprétation pratique de cette définition est de trouver une fonction qui puisse être assimilée à un potentiel. La principale difficulté réside justement dans l'obtention de cette fonction de Lyapunov, car il n'existe pas de méthode générale permettant d'obtenir une telle fonction pour tout système. En pratique différentes fonctions de Lyapunov sont proposées en fonction de la classe du système étudié.[26]

La fonction de Lyapunov est la base de l'étude de la stabilité des systèmes par la méthode directe de Lyapunov.

3.2.1.3.1 Stabilité locale :

Si dans un domaine $D \in \mathbb{R}^n$, il existe une fonction de Lyapunov, $V(X)$, alors le point d'équilibre X_0 est stable. Si en plus \dot{V} est définie localement négative, alors X_0 est localement asymptotiquement stable.

3.2.1.3.2 Stabilité globale :

Si dans \mathbb{R}^n , il existe une fonction de Lyapunov $V(X)$, tel que $V(X) \rightarrow \infty$ quand $\|X\| \rightarrow \infty$, alors le point d'équilibre X_0 est stable. Si en plus \dot{V} est globalement définie négative, alors X_0 est globalement asymptotiquement stable.

Il est important de noter que les théorèmes précédents sont basés sur des conditions suffisantes mais pas nécessaires, ce qui rend cette méthode restrictive. Plusieurs expressions de Lyapunov peuvent être trouvées pour un même système.[26]

3.2.1.3.3 Les avantages de la méthode Lyapunov :

- La possibilité de définir des marges de la stabilité.
- Les méthodes nous procurent un gain en temps de calcul par élimination de la phase de simulation après défaut qui est la plus laborieuse.
- Rapidité et économie.

3.2.1.3.4 Les inconvénients de la méthode Lyapunov :

- La difficulté d'obtention de la fonction de Lyapunov pour des modélisations détaillées du système électrique. Absence de procédure générale de construction.
- Difficulté de calcul de la limite du domaine de façon efficace et programmatique.

- Dans la construction de la fonction de Lyapunov on utilise le modèle simplifié de la machine généralement la force électromotrice et la puissance mécanique sont supposées constantes.
- Dans la construction de la fonction de Lyapunov on a besoin d'obtenir la condition initiale et le temps critique.

3.2.2 Analyse de la stabilité par les méthodes d'intégration numérique :

Lors de l'analyse de la stabilité transitoire d'un système, les méthodes d'intégration numériques appelées également méthodes classiques, sont les plus exactes et auxquelles recourt toute compagnie d'électricité lorsqu'elle a besoin d'effectuer des études en temps différé [19].

Ces méthodes permettent d'inclure dans le modèle mathématique les caractéristiques dynamiques des générateurs et des charges, le système de régulation de vitesse et de tension, les moyens et les systèmes de contrôle avancés, et de prendre en considération les actions des circuits de protection. Elles permettent également d'évaluer la sévérité d'une perturbation par le calcul de son temps critique de l'élimination de défaut. Cependant, ces techniques permettent d'utiliser les méthodes d'intégration numériques pour la résolution des équations différentielles et algébriques décrivant le comportement dynamique du système.

L'analyse de la stabilité transitoire requiert la solution des équations différentielles non linéaires, en général il n'existe pas de solution analytique, cependant des techniques sont en mesure d'obtenir des solutions approximatives pour de telles équations différentielles avec des méthodes numériques, il faut donc recourir aux techniques de calcul numérique appelées simulation numérique, parmi ces méthodes auxquelles on fait souvent appel pour la résolution de l'équation du mouvement [18] :

- La méthode du point par point.
- La méthode d'Euler modifiée.
- La méthode de Rung-kutta.

L'approche de cette méthode se déroule en trois étapes essentielles, il faut étudier en premier lieu le système avant le défaut (écoulement de puissance), ensuite étudier l'évolution des paramètres du réseau lors du défaut et enfin étudier l'évolution de ces paramètres après l'élimination du défaut. [26]

Les méthodes d'intégration numériques permettent la résolution des systèmes d'équations différentielles n'ayant pas de solution analytique évidente.

Un système d'équations différentielles est habituellement présenté comme suit :

$$\dot{x}=f(x, t) \quad \text{(III.28)}$$

Avec une condition initiale : $x_{t=0} = x_0$

3.2.2.1 L'intégration numérique par la méthode explicite d'Euler :

Cette méthode approche le système d'équation du mouvement comme suit :

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (\text{III.29})$$

Où :

- h : le pas d'intégration.
- k : représente l'itération.
- $x^{(k)}$: 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, on obtient la première itération donnée par la relation suivante :

$$x^{(1)} = x^{(0)} + hf(x^{(0)}, t^{(0)}) \quad (\text{III.30})$$

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

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

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k)}, t^{(k)}) \quad (\text{III.31})$$

Il faut souligner que pour cette équation, la fonction $[hf(x^{(k)}, t^{(k)})]$ dépend de $x^{(k)}$. Donc après l'intégration numérique, le système d'équations différentielles devient un système d'équations non linéaires. Dans ce cas il va falloir utiliser une autre méthode pour le résoudre comme celle de R-K, et on appelle ce type de méthodes, les méthodes implicites.

On cite également les méthodes qui ne se servent que de l'information disponible au moment $t^{(k)}$ pour calculer la solution $t^{(k-1)}$ pouvant être soit explicites ou implicites et elles sont appelées les méthodes à un pas.

Ci-dessous, on présente quelques exemples de ces méthodes :

1. Trapézoïdale implicite :

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{2} f(x^{(k)}, t^{(k)}) + f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}) \quad (\text{III.32})$$

2. Euler Cauchy explicite :

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + hf(x^{(k-1)} + \frac{h}{2} f(x^{(k-1)}, t^{(k-1)}), t^{(k-1)} + \frac{h}{2}) \quad (\text{III.33})$$

3. Runge Kutta d'ordre 4 explicite:

$$x^{(k)} = x^{(k-1)} + \frac{h}{6} (K_1 + 2K_2 + 2K_3 + K_4) \quad (\text{III.34})$$

Avec :

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

Ainsi, on peut classer généralement les méthodes numériques qui permettent la résolution des équations différentielles en tant que méthodes implicites, explicites, à un pas ou à pas multiples.

3.2.2.2 Classification des méthodes d'intégration numériques :

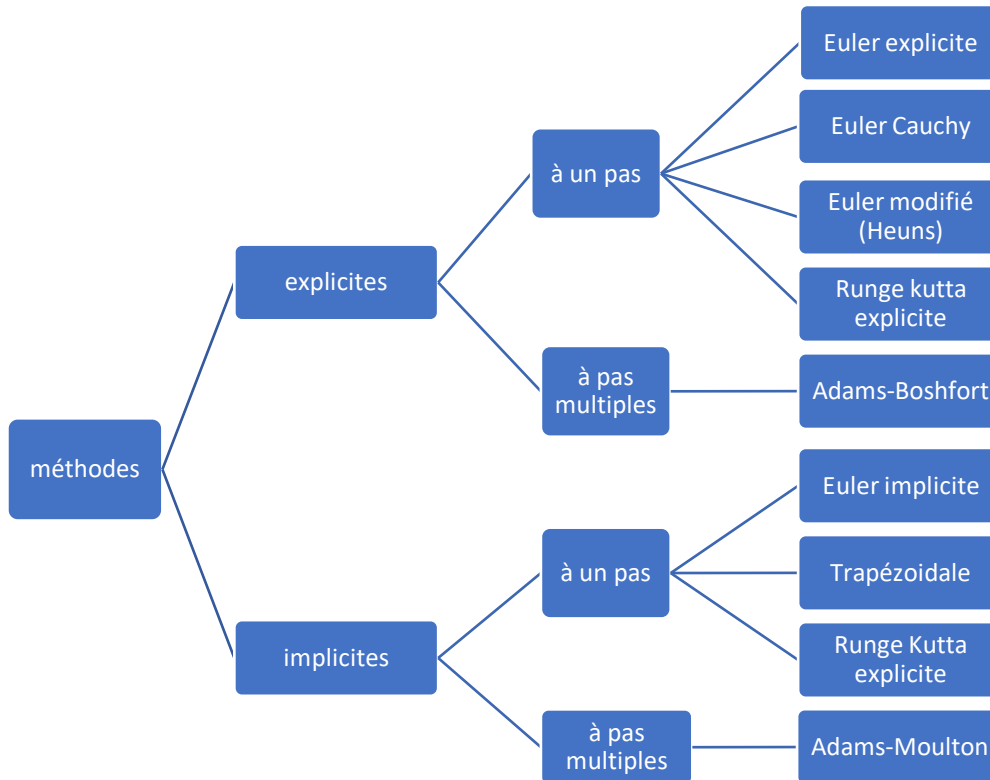


Figure III.9 : Organigramme classification des méthodes d'intégration.

Ces méthodes emploient l'intégration numérique des équations différentielles qui décrivent le réseau dans l'espace d'état. Les algorithmes d'intégration numériques les plus utilisés parmi la grande variété qui existe sont ceux d'Euler, Euler modifié et Runge Kutta. Les équations différentielles qui décrivent le comportement du système sont discrétisées en une forme quasi-linéaire. L'avantage principal de cette méthode est de pouvoir considérer les modèles très complets (saturation, saillance, organes de régulation...). Il en résulte une grande précision. Toutefois, comme cette méthode demande un temps de calcul assez important, elle reste inadaptée pour une évaluation en ligne de la stabilité. [28]

3.2.2.3 Les avantages des méthodes d'intégration numériques :

Elles donnent des informations importantes sur les phénomènes transitoires, notamment le comportement de leurs paramètres saillants et l'évolution temporelle du système (angles des rotors, vitesse, puissance ...etc.)

Elles peuvent s'accommoder à n'importe quelle modélisation (quelque soit le nombre d'équations différentielles qui représentent l'équipement), et n'importe quel scénario de stabilité.

Elles peuvent atteindre le degré de précision escompté, sous l'hypothèse d'une bonne modélisation et de valeurs correctes des paramètres du système.

3.2.2.4 Les inconvénients des méthodes d'intégrations numériques :

Elles ne fournissent pas de marge de stabilité pouvant nous renseigner à quelle distance le système se trouve à l'instabilité et pouvant faciliter le calcul de sensibilité.

Toutefois, il est nécessaire de souligner les progrès effectués en programmation dans le but de rendre les méthodes d'intégration numériques plus rapides comparées à leurs débuts [29].

3.2.3 Analyse par les méthodes des réseaux de neurones artificiels :

Durant ces dernières années, plusieurs méthodes d'analyse de la stabilité transitoire ont été mises en œuvre, mais les résultats que donnent ces dernières sont loin d'être ceux espérés, cela revient à la difficulté d'application de ces méthodes en temps réel et c'est pour cette raison que les réseaux de neurones artificiels, ont été mis à profit.

Ces méthodes sont basées sur des mesures directes des paramètres du système (écoulement de puissances dans les lignes de transport, puissances des générateurs et des charges, angle interne des générateurs ...etc.)

Le principe de base de ces méthodes, est d'extraire l'information désirée des données d'entrée en la traitant à travers plusieurs couches constituées de neurones. Dans chaque couche, une représentation interne de l'entrée est générée puis utilisée comme sortie vers la couche suivante. L'avantage de cette méthode est l'évaluation en ligne de la stabilité transitoire.

La généralisation de l'application de ces approches, reste difficile pour évaluer avec précision la stabilité transitoire dans des grands réseaux d'énergie électrique. Mais elles restent tout de même très efficaces, surtout pour classifier les perturbations selon leur degré de sévérité [30].

3.2.4 L'analyse par les méthodes hybrides :

Lorsqu'il s'agit d'un réseau détaillé, beaucoup de difficultés sont rencontrées lors de la construction de la fonction de Lyapunov, c'est pour ça que les chercheurs ont taché de mettre en place des méthodes hybrides qui essaient de combiner entre les méthodes directes et indirectes en utilisant les avantages de chacune.

Cette alternative proposée est simple et s'effectue comme suit :

En premier lieu, utiliser les méthodes directes avec des modèles simplifiés du réseau d'énergie électrique afin de classifier les différentes perturbations. Ensuite pour une étude plus précise des perturbations dites critiques, on utilise la méthode de l'intégration numérique avec des modèles détaillés.

Pour trouver les indices de stabilité, des chercheurs ont incorporé la méthode de la fonction d'énergie dans la méthode d'intégration numérique. Cette méthode consiste à évaluer l'énergie du système le long de la trajectoire donnée par la simulation numérique et propose un critère d'arrêt permettant de minimiser le temps de calcul. Tandis que d'autres chercheurs

proposent d'utiliser la fonction d'énergie de la machine critique seule pour déterminer un indice de stabilité [30].

3.3 Conclusion :

Tout au long de ce chapitre nous avons fait le tour des différentes méthodes d'analyse de la stabilité transitoire en commençant par les méthodes directes connues aussi sous le nom des méthodes énergétiques, nous avons d'ailleurs cité et défini au préalable quelques méthodes telles que le critère d'égalité des aires et la méthode de Lyapunov, ensuite nous avons présenté les méthodes d'analyse numériques dites également les méthodes d'intégration indirectes en expliquant toutefois l'utilité, les avantages ainsi que les inconvénients de chacune de ces méthodes. Sans ainsi oublier de citer l'équation du mouvement que nous avons détaillée vers la fin de ce chapitre, maintenant que nous avons rassemblé tous les outils nécessaires pour l'analyse de la stabilité transitoire d'un système de puissance, nous pouvons passer à l'incontournable étape de la modélisation, de l'application et de la simulation de ces méthodes sur un système donné.

Partie IV : modélisation et application.

4.1 Introduction :

Dans cette partie, nous allons principalement faire l'analyse de la stabilité transitoire du modèle classique d'un système mono machine connecté à un bus infini (SMIB) par différentes méthodes, par la méthode directe énergétique des aires égales pour pouvoir à la fois déterminer et déduire l'intervalle de stabilité du système en question en calculant les valeurs de l'angle et du temps critique, par la suite nous allons résoudre l'équation du mouvement par la méthode d'intégration numérique (Euler modifiée) afin d'étudier l'influence des différents paramètres du système et pouvoir conclure sur sa stabilité, en fin nous allons interpréter et comparer les différents résultats obtenus.

4.2 La modélisation du système de puissance :

Afin de pouvoir analyser la stabilité d'un système électrique, nous adoptons toujours des modèles mathématiques qui décrivent le comportement et la variation de ces systèmes dans le temps, pour cette application, nous allons étudier le modèle classique d'un système mono machine connecté à un bus infini SMIB : (Single Machine Infinite Bus).

4.2.1 Modèle du système mono machine connecté à bus infini SMIB :

On considère le système sur la figure (IV.1) :

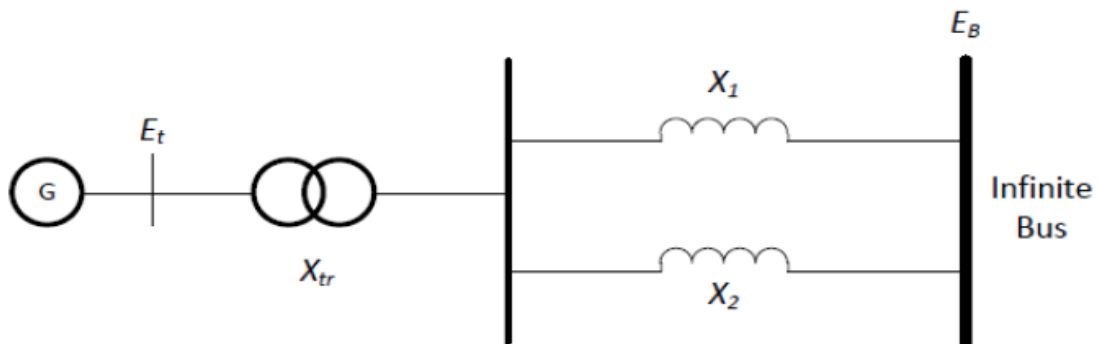


Figure (IV.1) : système mono machine connecté à un bus infini.

Le générateur est représenté par le modèle classique, qui ignore la saillance du rotor, pour étudier la stabilité transitoire, seule la réactance transitoire X'_d est considérée, de plus, les effets du régulateur de vitesse sont négligés.

La tension du générateur est notée E' , celle du bus infini E_B , l'angle de puissance de la machine δ .

Quand le système subit une perturbation, l'amplitude de E' reste constante comparée à sa valeur d'avant perturbation, elle change uniquement lorsque la vitesse du rotor du générateur s'écarte de la vitesse synchrone ω_s .

La puissance électrique à la sortie du générateur est :

$$P_e = \frac{E'E_B}{X_T} \sin\delta = P_{max} \sin\delta$$

$$P_{max} = \frac{E' E_B}{X_T}$$

L'équation du mouvement du système peut alors être écrite comme suit :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_{max} \sin \delta$$

Où :

- P_m : la puissance mécanique qui entraine la machine, en p.u
- P_{max} : la puissance électrique maximale délivrée, en p.u
- H : La constant d'inertie, en MW.s/MVA.
- δ : l'angle du rotor, en elec.rad
- t : le temps, en s.

4.3 Application des méthodes de l'analyse de la stabilité :

Soit le système montré sur la figure (IV.2) :

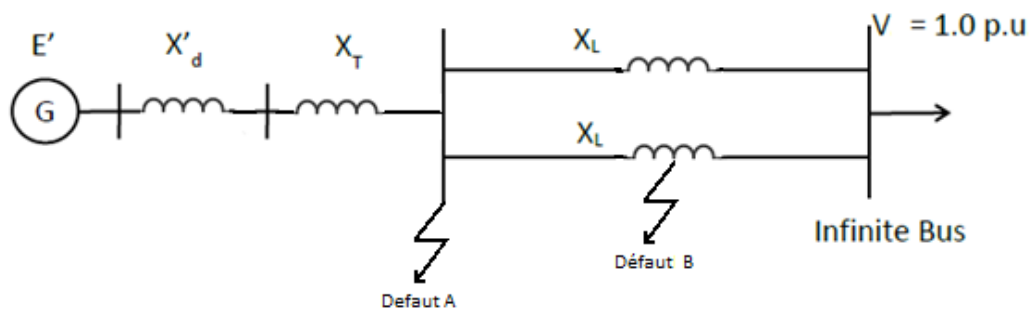


Figure (IV.2) : système mono machine connecté à un bus infini.

Nous allons étudier la stabilité transitoire de ce système face à un défaut triphasé qui survient en deux points différents (A et B).

- Pour le point A : le défaut est aux bornes du générateur.
- Pour le point B : le défaut est au milieu de la seconde ligne.

Les données :

$$\begin{array}{llll} X'_d = 0.3 \text{ p.u} ; & X_L = 0.3 \text{ p.u} ; & X_T = 0.2 \text{ p.u} ; & P_e = 0.8 \text{ p.u} ; \\ Q = 0.074 \text{ p.u} ; & V = 1 \text{ p.u} ; & H = 5 ; & F = 60 \text{ Hz} ; \end{array}$$

Premièrement, nous devons calculer les réactances équivalentes du système de puissance avant, pendant et après le défaut ce qui donne en s'appuyant sur les circuits équivalents :

- Circuit équivalent avant défaut :

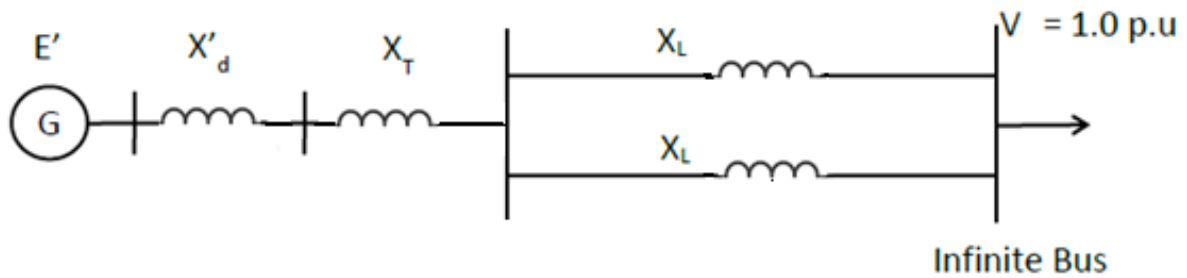


Figure (IV.3) : Circuit équivalent du système avant le défaut.

- Le calcul de la réactance de transfert d'avant défaut :

$$X_{1 \text{ équivalente}} = \frac{X_L \times X_L}{X_L + X_L} + X_T + X'_d$$

$$X_{1 \text{ équivalente}} = 0.15 + 0.2 + 0.3$$

$$X_{1 \text{ équivalente}} = 0.65 \text{ p.u. : réactance du système avant le défaut.}$$

- Le calcul de E' :

$$E' = V + jIX_{1 \text{ équivalente}}$$

$$S = \sqrt{Q^2 + P_e^2} = 0.8034 \angle 5.2848^\circ \rightarrow S^* = 0.8034 \angle -5.2848^\circ$$

$$I = \frac{S^*}{V^*} = \frac{0.8034 \angle -5.2848^\circ}{1 \angle 0^\circ} = 0.8034 \angle -5.2848^\circ = 0.7999 - j0.07407$$

Ce qui donne :

$$E' = 1 + j(0.7999 - j0.07407)0.65 = 1.1700 \text{ pu.}$$

- Circuit équivalent pendant le défaut A :

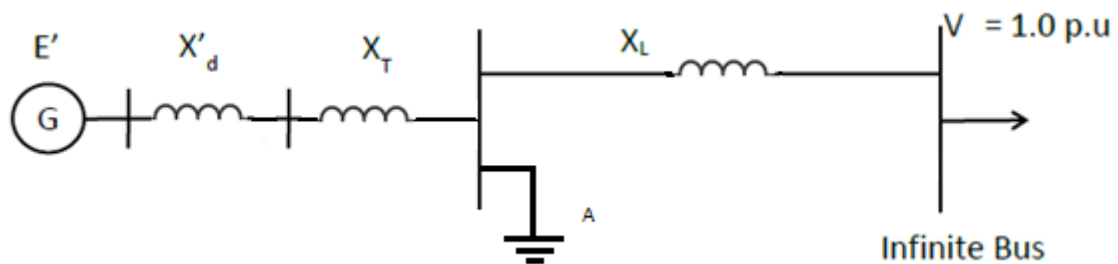


Figure (IV.4) : circuit équivalent du système pour le défaut A.

Pour le défaut A :

$$P_{e \text{ défaut A}} = 0$$

La réactance de transfert :

$$X_{2A} = 0$$

- Circuit équivalent pendant le défaut B:

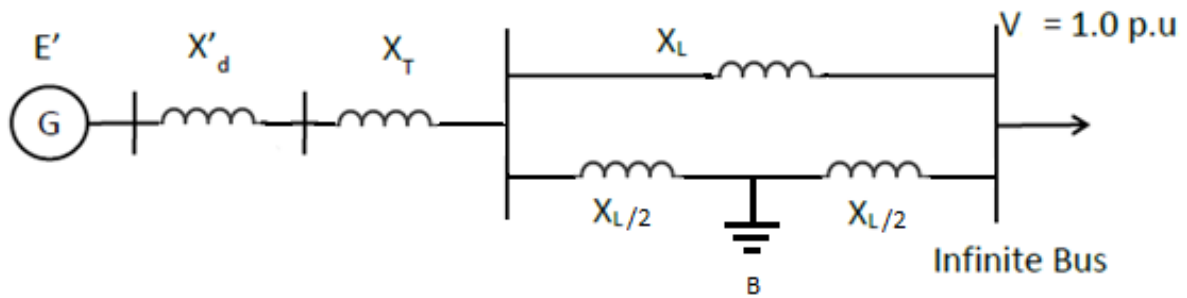
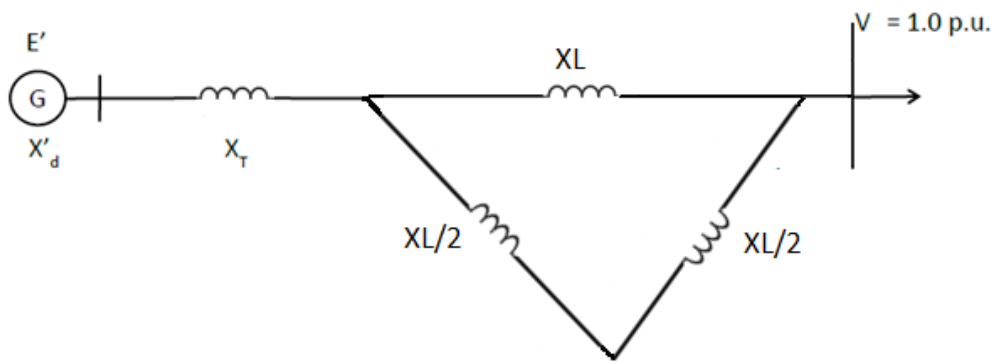


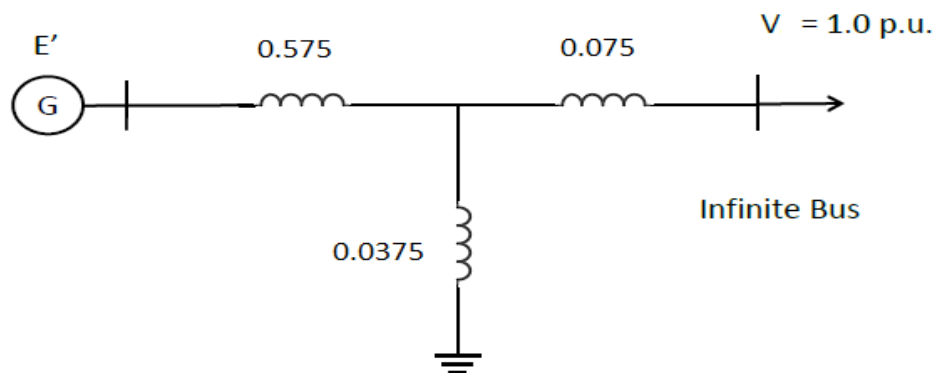
Figure (IV.5) : circuit équivalent du système pour le défaut au point B.

- Le calcul de la réactance de transfert :

Le circuit équivalent peut être transformé comme suit :



Après la transformation du triangle en étoile et l'addition des réactances en série, on obtient le schéma suivant :



A présent nous devons retransformer à nouveau l'étoile en triangle pour trouver la réactance de transfert entre le générateur et le bus infini et c'est celle que l'on désigne comme la réactance équivalente :

$X_{2B} = 1.8 \text{ p.u.}$: réactance du système pendant le défaut.

- Circuit équivalent après le défaut :

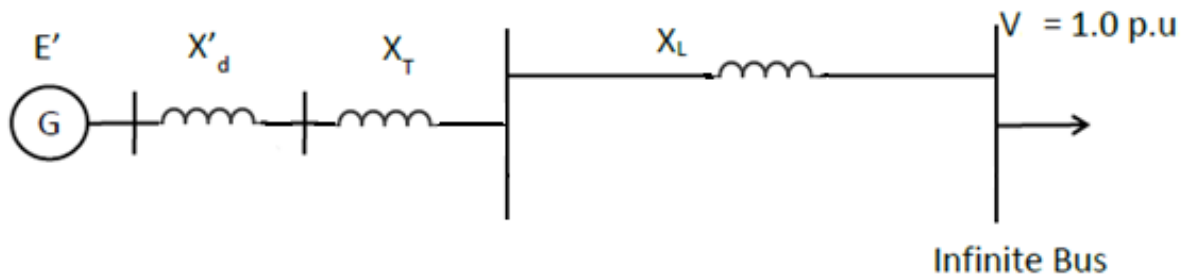


Figure (IV.6) : circuit équivalent du système après défaut.

Le calcul de la réactance de transfert d'après défaut :

$$X_{3\text{équivalente}} = 0.8 \text{ p.u} \quad : \text{réactance du système après défaut.}$$

Les résultats obtenus:

- Avant la perturbation :

$$P_{e \text{ avant}} = \frac{E'V}{X_{1\text{équivalente}}} \sin\delta = \frac{1.1700 \times 1}{0.65} \sin\delta$$

$$P_{e \text{ avant}} = 1.8 \sin\delta$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 37.69911 (P_m - 1.8 \sin\delta) \text{ avec } \frac{\pi f}{H} = 37.69911$$

- Pendant la perturbation

- (Cas 2 : défaut au point A) :

$$P_{e \text{ pendant A}} = 0$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} P_m = 37.69911 P_m$$

- (cas 1 : défaut au point B) :

$$P_{e \text{ pendant B}} = \frac{E'V}{X_{2\text{équivalente}}} \sin\delta = \frac{1.1700 \times 1}{1.8} \sin\delta$$

$$P_{e \text{ pendant B}} = 0.65 \sin\delta$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 37.69911 (P_m - 0.65 \sin\delta)$$

- Après perturbation :

$$P_e = \frac{E'V}{X_{3\text{équivalente}}} \sin\delta = \frac{1.1700 \times 1}{0.8} \sin\delta$$

$$P_{e \text{ après}} = 1.4625 \sin\delta$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) = 37.69911 (P_m - 1.4625 \sin\delta)$$

4.3.1 Analyse du système avant perturbation :

Avant la perturbation, l'équilibre établi entre la puissance électrique et mécanique nous permet d'écrire la relation suivante :

$$P_m = P_{e \text{ avant}} = 0.8 p.u$$

Donc :

$$P_m = 0.8 = 1.8 \sin \delta$$

D'où on peut tirer la valeur de : $\delta_0 = \arcsin \frac{0.8}{1.8}$

$$\delta_0 = 26.3877^\circ = 0.46055 \text{ rad}$$

L'angle de puissance du système avant la perturbation est de 26.3877° .

4.3.2 Analyse du système après la perturbation :

Après la perturbation, l'équilibre nouvellement établi entre les puissances électrique et mécanique suite à la correction du défaut par la suppression de la ligne défectueuse peut se traduire par l'expression suivante :

$$P_m = P_{e \text{ après}} = 0.8 p.u$$

Donc :

$$P_m = 0.8 = 1.4625 \sin \delta$$

D'où on peut tirer la valeur de : $\delta_i = \arcsin \frac{0.8}{1.4625}$

$$\delta_i = 33.1620^\circ = 0.5787 \text{ rad}$$

L'angle de puissance du système après la perturbation est $\delta_i = 33.1620^\circ$.

4.3.3 Analyse du système pendant le défaut :

Pour cette étape, il existe plusieurs méthodes qui permettent l'étude et l'analyse de la stabilité des systèmes de puissance qui subissent des déséquilibres ou des perturbations, l'une de ces méthodes les plus répandues et les plus communément utilisées pour effectuer cette analyse est la méthode des aires égales, elle se distingue principalement par la simplicité de son application et la fiabilité de ses résultats.

4.3.3.1 Analyse de la stabilité transitoire par la méthode des aires égales :

La méthode repose sur le principe de calculer un angle de stabilité qui va remplir une condition mathématique à savoir l'égalité de deux surfaces limitées par les différentes fonctions et droites.

Premièrement nous allons tracer les trois courbes sinusoïdales de la puissance électrique (avant, pendant et après défaut), ainsi que le tracé de la droite de la puissance mécanique qui est parallèle à l'axe des abscisses,

Deuxièmement nous allons faire la projection sur l'axe des abscisses des intersections entre les courbes des puissances électriques (avant et après les défauts) et celle de la droite de la puissance mécanique ce qui donne les points suivants :

$$\begin{cases} \delta_0 = 26.3877^\circ = 0.46055 \text{ rad} \\ \delta_i = 31.1620^\circ = 0.5787 \text{ rad} \\ \delta_k = \pi - \delta_i = 180 - 33.1620^\circ = 2.5628 \text{ rad} \\ \delta_j = ? \end{cases}$$

Pour le défaut au point A :

Nous devons calculer la valeur de l'angle δ_{jA} qui nous permettra de remplir la condition de l'égalité des deux surfaces d'accélération et de décélération comme le montre la figure suivante :

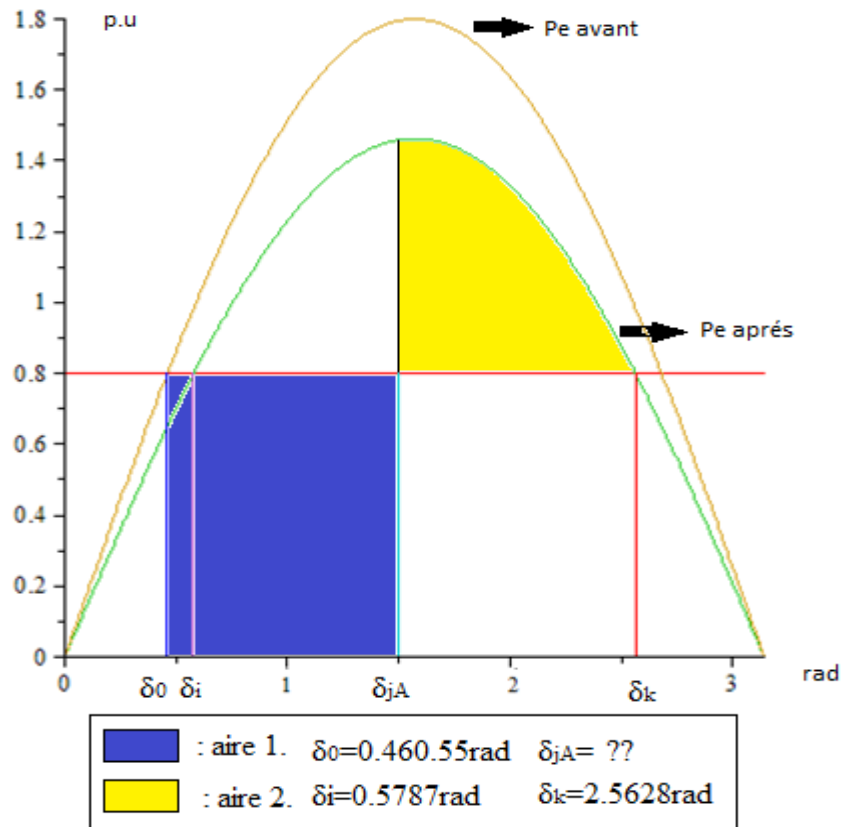


Figure (IV.7) : la variation des puissances électriques en fonction de l'angle de puissance.

- Le calcul de l'aire d'accélération :

$$\text{aire1} = \int_{\delta_0}^{\delta_{jA}} (0.8 - 0) d\delta$$

$$\text{aire1} = 0.8\delta \Big|_{\delta_0}^{\delta_{jA}}$$

$$\text{aire1} = 0.8\delta_{jA} - 0.3684$$

- Le calcul de l'aire de décélération :

$$\begin{aligned} \text{aire2} &= \int_{\delta_{jA}}^{\delta_k} (1.4625 \sin \delta - 0.8) d\delta \\ \text{aire2} &= -0.8\delta \Big|_{\delta_{jA}}^{\delta_k} - 1.4625 \cos \delta \Big|_{\delta_{jA}}^{\delta_k} \\ \text{aire2} &= 0.8\delta_{jA} + 1.4625 \cos \delta_{jA} - 0.8256 \end{aligned}$$

- Le calcul de δ_{jA} :

$$\begin{aligned} \text{aire 1} &= \text{aire 2} \\ 0.8\delta_{jA} - 0.3684 &= 0.8\delta_{jA} + 1.4625 \cos \delta_{jA} - 0.8256 \\ \cos \delta_{jA} &= \frac{0.45761}{1.4625} \\ \delta_{jA} &= 71.7847^\circ = 1.2529 \text{ rad} \end{aligned}$$

Pour vérifier il suffit de remplacer : $\text{aire1} = \text{aire2} = 0.63392 \text{ u.a}$

La figure (IV.8) illustre les résultats que nous avons obtenus :

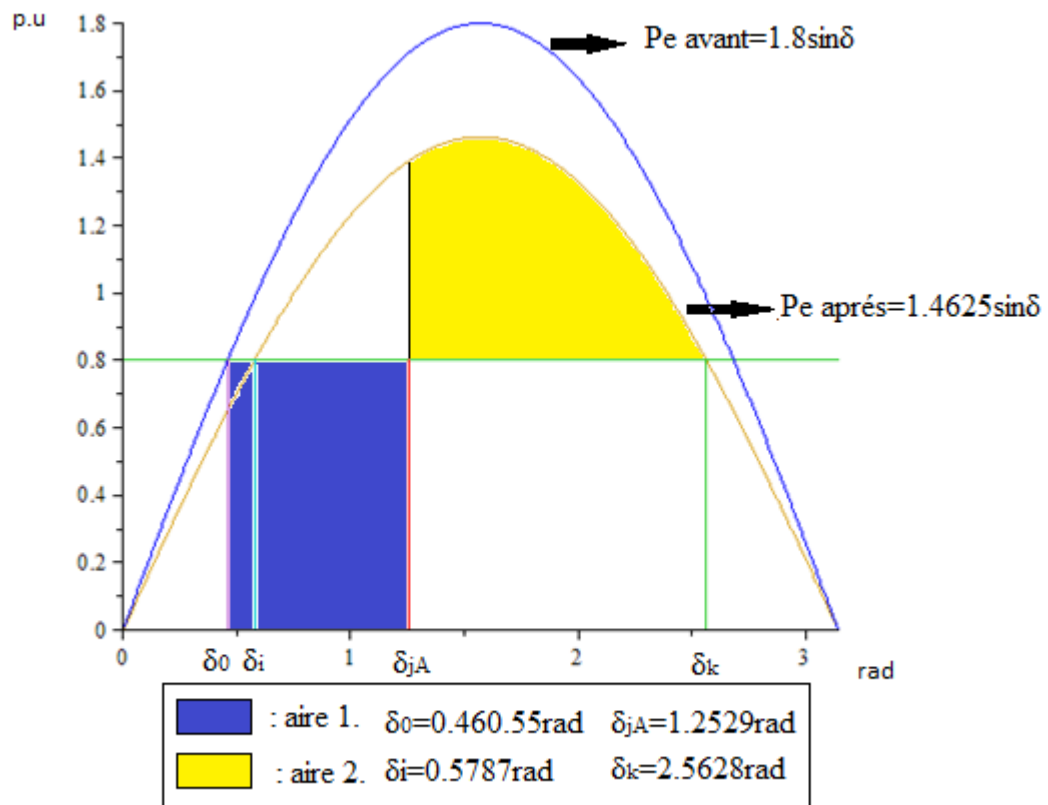


Figure (IV.8) : résultats pour le défaut au point A.

- Le calcul du temps critique de l'élimination du défaut Critical Clearing Time:

Pendant le défaut l'équation s'écrit comme suit :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H} P_m \quad \text{avec } P_e = 0$$

Après l'intégration de la relation on obtient :

$$\delta = \frac{\pi f}{H} P_m \frac{t^2}{2} + (\text{cte} = \delta_0 \text{ d'apres les conditions initiales})$$

Ce qui donne :

$$t = \sqrt{\frac{2H(\delta - \delta_0)}{\pi f P_m}}$$

Donc pour : $\delta = \delta_c$ on deduit le $t = t_c$:

$$t_c = \sqrt{\frac{2H(\delta_c - \delta_0)}{\pi f P_m}}$$

En remplaçant par les valeurs numériques on obtient :

$$t_{cA} = \sqrt{\frac{4 \times 5(1.2529 - 0.46055)}{3.14 \times 60 \times 0.8}} = 0.229 \approx 0.23 \text{ seconde.}$$

Pour le défaut au point B :

- Le calcul de l'aire d'accélération :

$$\text{aire1} = \int_{\delta_0}^{\delta_{jB}} (0.8 - 0.65 \sin \delta) d\delta$$

$$\text{aire1} = 0.8\delta \Big|_{\delta_0}^{\delta_{jB}} + 0.65 \cos \delta \Big|_{\delta_0}^{\delta_{jB}}$$

$$\text{aire1} = 0.8\delta_{jB} + 0.65 \cos \delta_{jB} - 0.9633$$

- Le calcul de l'aire de décélération:

$$\text{aire2} = \int_{\delta_{jB}}^{\delta_k} (1.4625 \sin \delta - 0.8) d\delta$$

$$\text{aire2} = -0.8\delta \Big|_{\delta_{jB}}^{\delta_k} - 1.4625 \cos \delta \Big|_{\delta_{jB}}^{\delta_k}$$

$$\text{aire2} = 0.8\delta_{jB} + 1.4625 \cos \delta_{jB} - 1.0687$$

- Le calcul de δ_{jB} :

$$\text{aire 1} = \text{aire 2}$$

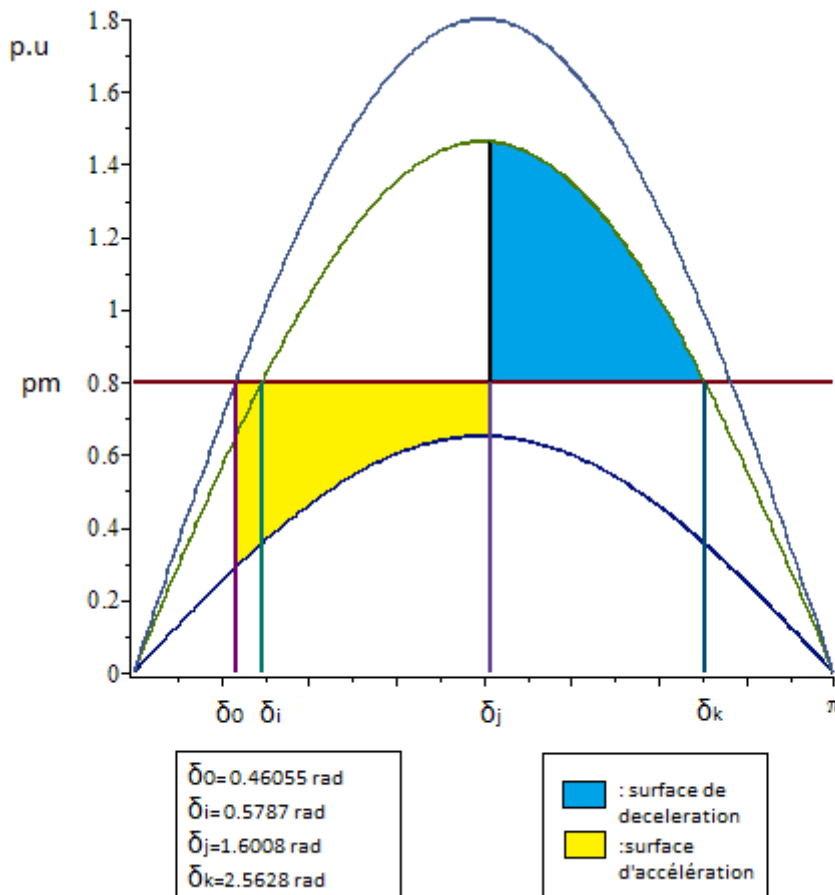
$$0.8\delta_{jB} + 0.65 \cos \delta_{jB} - 0.9633 = 0.8\delta_{jB} + 1.4625 \cos \delta_{jB} - 1.0687$$

$$0.8125 \cos \delta_{jB} = 0.1054$$

$$\cos \delta_{jB} = 0.1297$$

$$\delta_{jB} = 91.7197^\circ = 1.6008 \text{ rad}$$

Maintenant nous allons illustrer nos résultats sur la figure suivante pour montrer et vérifier que les deux aires ou surfaces sont bien égales :



Figures (IV.9) : résultats de l'analyse pour le défaut au point B.

4.3.3.1.1 Interprétation des résultats obtenus :

- Pour le défaut au point (A), la valeur de l'angle critique est : $\delta_{jA} = 71.78^\circ$, le temps critique de l'élimination du défaut est de $t_c = 0.23 \text{ s}$ ce qui signifie que si l'on parvient à éliminer le défaut avant t_c , le système maintiendrait toujours sa stabilité.
- Pour le défaut au point (B) l'intervalle de stabilité du système est compris entre $\delta_0 = 26.3877^\circ$ et $\delta_{jB} = 91.7197^\circ$, ce qui veut dire que le système ne perdra pas son synchronisme du moment que l'on élimine le défaut avant que l'angle de puissance ne dépasse $\delta_{jB} = 91.7197^\circ$.
- On note aussi que la stabilité du système ne dépend pas seulement de ses paramètres, mais elle dépend également du point de l'apparition du défaut, car comme le montre

nos résultats, la plage de stabilité d'un même système pour un même défaut en deux points différents n'est pas la même.

- La marge de stabilité rétrécit considérablement à mesure que le défaut s'approche du générateur.

4.3.3.2 Analyse de la stabilité transitoire à l'aide de la méthode d'Euler modifiée :

Nous faisons souvent appel aux méthodes numériques pour la résolution des équations différentielles non linéaires qui n'acceptent pas généralement des solutions analytiques qui sont d'ailleurs quasi inexistantes, ceci dit, ces solutions numériques peuvent nous aider à trouver des approximations de la solution réelle.

Nous utilisons également ces méthodes afin de pouvoir déterminer le temps critique de l'élimination du défaut, en d'autres termes, la résolution par les méthodes numériques nous permet de calculer avec précision le temps maximal dont nous disposons afin de remédier à un éventuel défaut ou perturbation sans pour autant perdre le synchronisme du système.

Comment choisir le temps critique ? :

En effet la principale difficulté dans l'application de cette méthode est bien le choix du temps critique pour analyser la variation de l'angle de puissance en fonction du temps, mais aussi parvenir à trouver sa valeur à $t=t_c$ et vérifier que celui-ci converge vers l'angle de stabilité δ_i .

Pour faire, on suppose un temps critique dans un intervalle de simulation, puis on le fait varier en fonction des résultats, si la réponse diverge, alors on choisit un nouveau t_c inférieur au premier, sinon si la réponse converge, on augmente graduellement la valeur du t_c , on réitère par la suite l'opération jusqu'à ce que l'on parvienne à trouver le vrai temps critique.

Les résultats obtenus avec Matlab :

- Avec un $t_c=0.43$ s, sans amortissement, la réponse du système est la suivante :

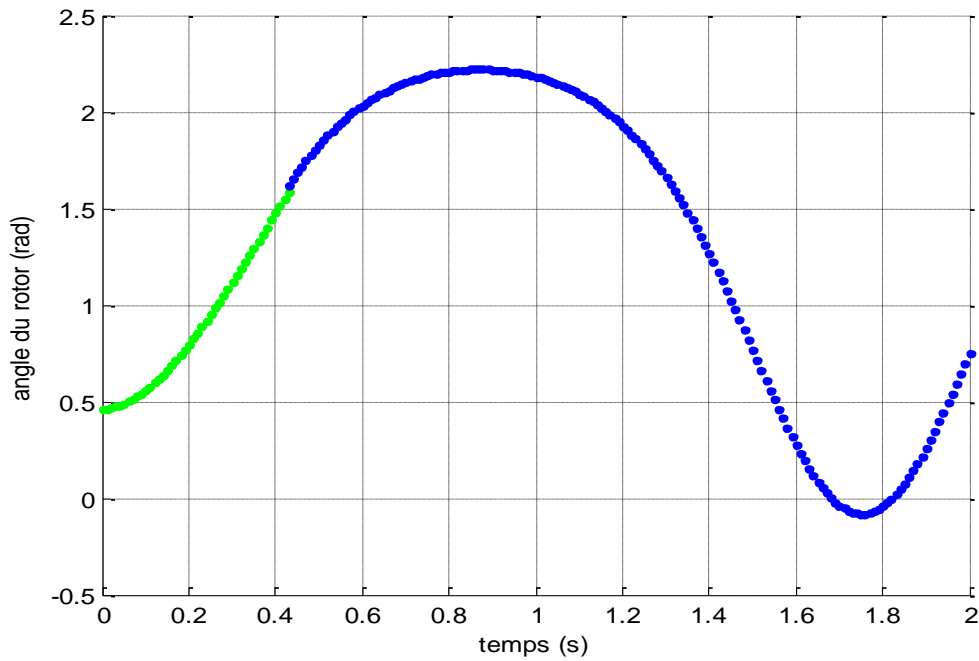


Figure (IV.10) : la variation de l'angle du rotor pour $t_c=0.43$ s.

- Simulation avec $t=10*t_c=4.3$ s :

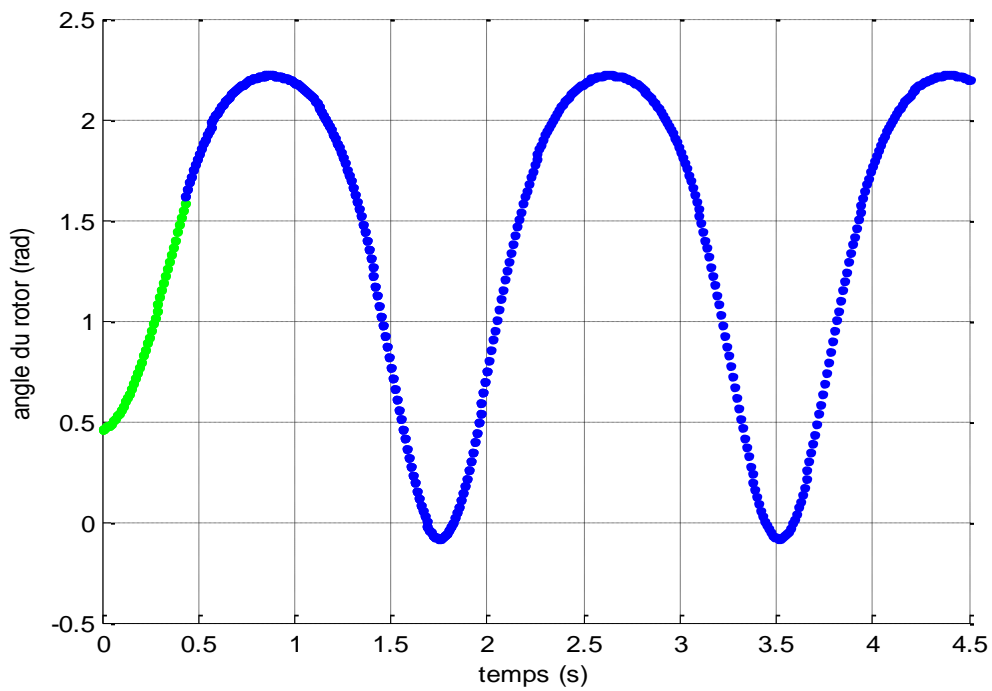


Figure (IV.11) : la variation de l'angle du rotor pour $t=10*t_c$.

Pour vérifier la précision du temps critique trouvé, nous allons faire la simulation avec un $t_c=0.43s+0.01s$ et ceci pour confirmer si le système maintient toujours le synchronisme et si la valeur de l'angle de puissance converge toujours ou bien elle diverge:

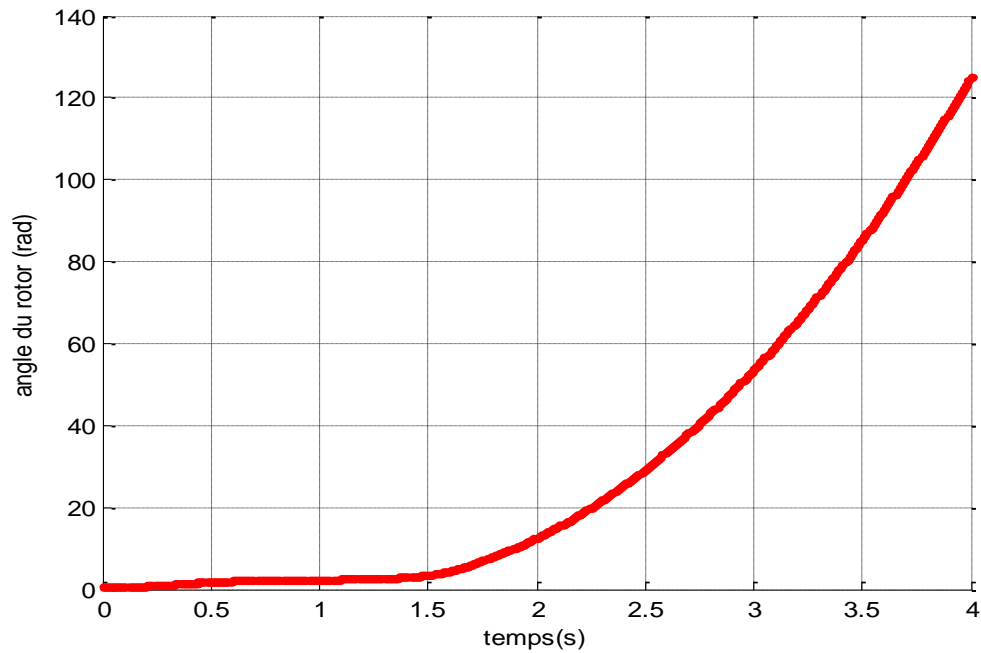


Figure (IV.12) : la variation de l'angle de puissance avec $t=t_c+0.01s$.

Maintenant nous allons simuler le système avec amortissement et relever les résultats :

- Avec amortissement : $t_c=0.49s$, $d=0.01$.

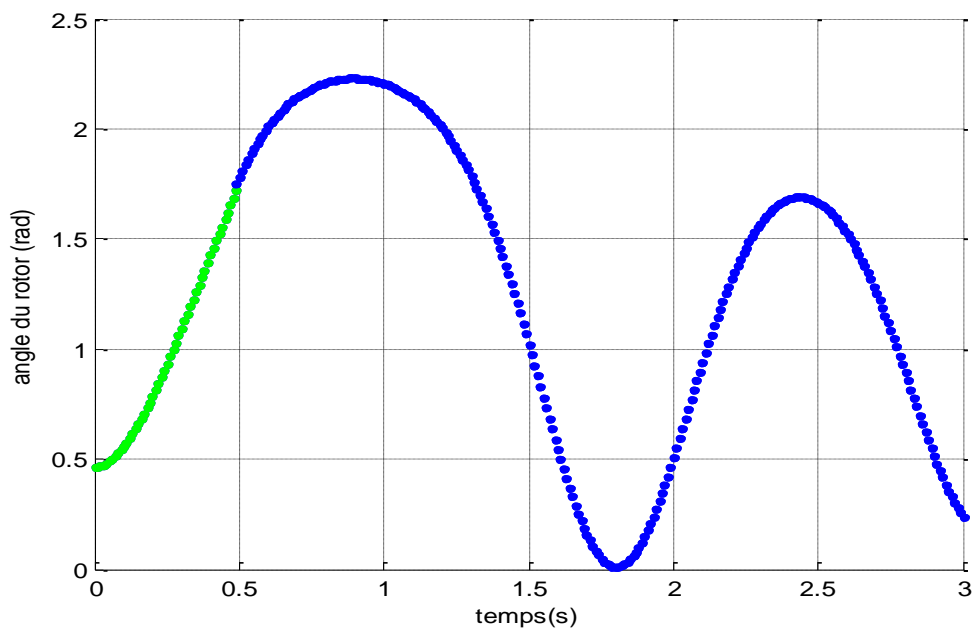


Figure (IV.13) : Variation de l'angle du rotor pour un système amorti avec $t_c=0.49s$

- Simulation pour $t=10*t_c$, $d=0.01$:

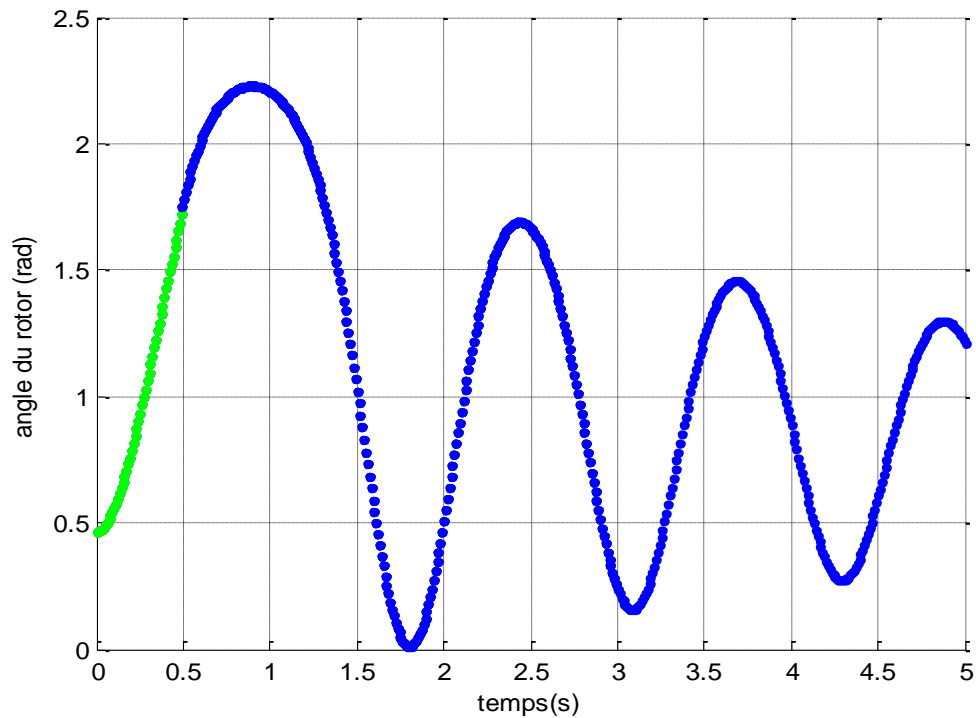


Figure (IV.14) : la variation de l'angle de puissance avec amortissement pour $t=10*t_c$

- Simulation du système avec un $t=t_c+0.01s$:

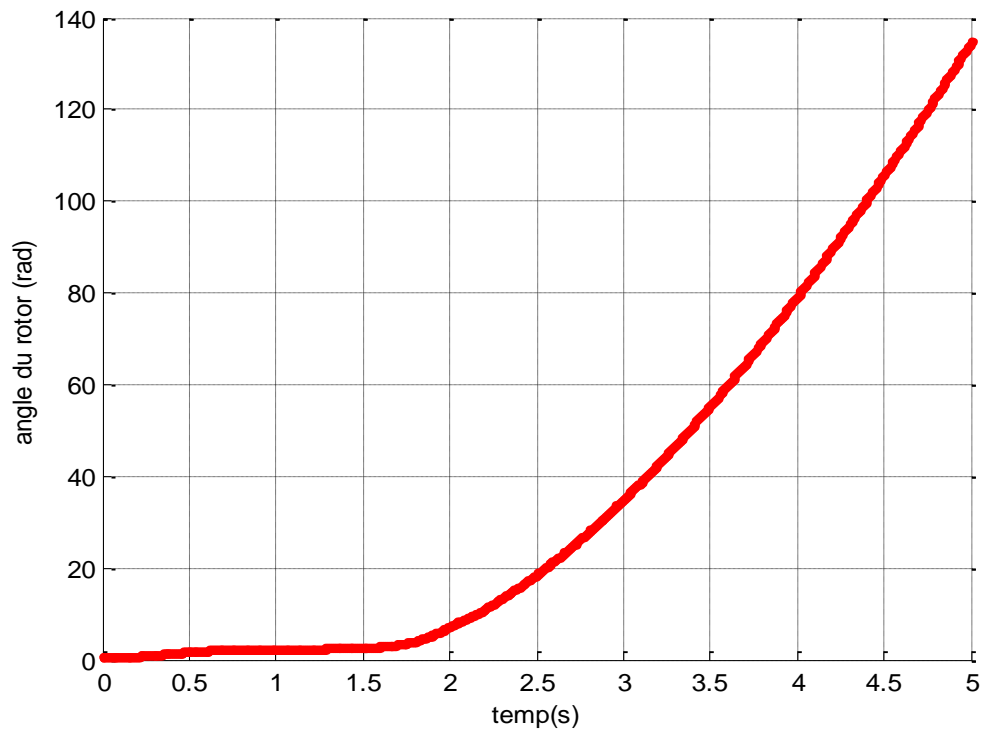


Figure (IV.15) : la variation de l'angle de puissance avec amortissement pour $t=t_c+0.01s$.

Pour vérifier la précision du temps critique trouvé, nous avons fait la simulation avec un $t_c=0.49s+0.01s$ et ceci pour confirmer si le système maintient toujours le synchronisme et si la valeur de l'angle de puissance converge toujours ou bien elle diverge.

Simulation pour démontrer l'influence de l'amortissement sur le temps critique et la stabilité du système :

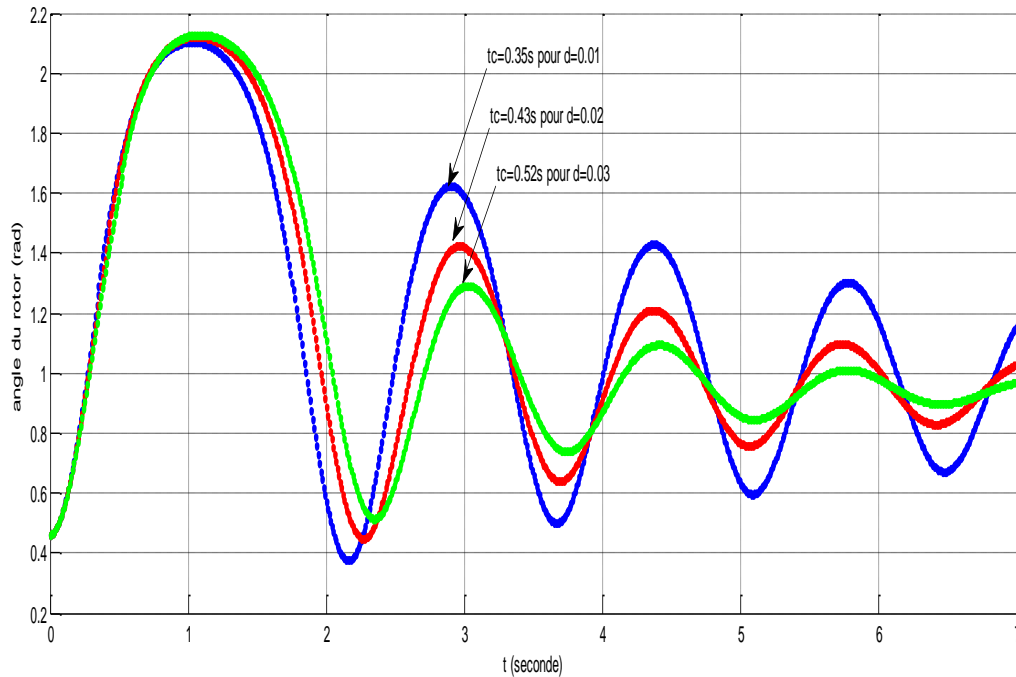


Figure (IV.16) : l'influence du facteur d'amortissement sur la stabilité du système .

D'après la figure ci-dessus nous pouvons conclure que plus l'amortissement est important, plus le système est stable.

4.3.3.3 Résultats et interprétations :

Les résultats obtenus sont les suivants :

	Angle critique δ_c (rad)	Temps critique t_c (s)
méthode des aires égales défaut A	1.25291	0.23
méthode des aires égales défaut B	1.6008	/
Euler modifiée défaut B, d = 0	1.6	0.43
Euler modifiée défaut B, d = 0.01	1.7	0.49

Tableau des résultats obtenus par les deux méthodes.

- Les limites de stabilité du système étudié obtenues par la méthode des aires égales pour le défaut au point A sont définies par l'angle critique $\delta_c = 1.25291$ rad et le temps critique $t_c=0.23$ s.
- L'angle critique du système pour le défaut au point B est : $\delta_c = 1.6008$ rad.
- Les limites de stabilité du système calculées par la méthode de l'intégration numérique d'Euler modifiée pour le défaut au point B sont définies par l'angle critique $\delta_c = 1.6$ rad et le temps critique $t_c=0.43$ s.
- La plage de stabilité pour le défaut au point B augmente si le système est amorti, avec $d=0.01$: $t_c=0.49$ s et $\delta_c = 1.7$ rad.
- $t_{cA} < t_{cB}$, $\delta_{cA} < \delta_{cB}$: plus le défaut est proche de la source, plus l'intervalle de stabilité est petit.

4.4 Conclusion :

Au cours de ce chapitre, nous avons d'abord présenté et défini le modèle d'un réseau mono machine connecté à un bus infini, par la suite nous avons étudié le problème avec deux méthodes, la première est celle des aires égales, la seconde est la méthode d'intégration numérique d'Euler modifiée que nous avons utilisé afin de résoudre l'équation du mouvement, vu que la première ne le permettait pas.

L'intervalle de stabilité du système calculé par la méthode des aires égales pour le défaut au point A est compris entre $\delta_0 = 0.46055$ rad et $\delta_{cB} = 1.2529$ rad, avec un $t_c=0.23$ s.

L'intervalle de stabilité du système pour le défaut au point B est compris entre $\delta_0 = 0.46055$ rad et $\delta_c = 1.6008$ rad, ce qui veut dire que le système en question gardera toujours sa stabilité du moment que l'angle du rotor ne dépasse pas les 1.6008 rad, ou bien si l'on élimine le défaut avant de dépasser le $t_c=0.39$ s.

Nous avons également remarqué que la plage de stabilité du système augmente considérablement quand celui-ci est amorti, en d'autres termes, plus le facteur d'amortissement est important plus le système dispose d'un plus grand intervalle de stabilité, la constante d'inertie aussi est un paramètre très important, car plus celle-ci est grande plus le système est stable.

On conclut que la stabilité transitoire dépend de plusieurs facteurs comme les paramètres d'un système, la nature du défaut mais également le point de défaut, car comme le démontre clairement nos résultats, plus la perturbation est proche de la source, plus la marge de stabilité du système est petite.

Conclusion générale

Conclusion générale :

Suite à ce travail, nous avons réalisé que l'analyse et l'étude de la stabilité transitoire d'un système de puissance font office d'un outil assez important pour la planification, l'exploitation ainsi que la gestion des réseaux électriques, il contribue considérablement à l'amélioration de leur qualité et nous permet également de connaître les limites de stabilité de ces réseaux afin de prévenir l'apparition de défaut, sinon apporter des actions une fois perturbé et ce, pour éviter les dégâts que peuvent induire la manifestation de tels défauts sur l'ensemble du système.

Nous avons consacré la première partie de ce travail au rappel des généralités sur les systèmes de puissance, à commencer par la définition et la modélisation des différents éléments d'un réseau, par la suite, nous avons rappelé certaines notions relatives à l'études des réseaux électriques à savoir la classification des jeux de barres ainsi que les bases de l'analyse de l'écoulement de puissance.

La deuxième partie est quant à elle dédiée à la présentation et à la définition de la notion de la stabilité transitoire des réseaux dans toutes ses formes.

Une fois que nous avons su maîtriser l'ensemble de ces notions, nous nous sommes orientés vers l'étude des différents outils de l'analyse de la stabilité transitoire, chose que nous avons faite au cours de la troisième partie en faisant la présentation de quelques méthodes d'analyse de la ST.

Pour compléter et enrichir cette étude, nous avons adopté le modèle classique d'un système mono machine connecté à un bus infini afin le soumettre à nos études et faire l'analyse de sa stabilité transitoire pour connaître son comportement une fois affecté par une perturbation, nous avons adopté deux approches, la première consiste à faire l'analyse de sa stabilité par une méthode dite directe ou énergétique qui est celle de l'égalité des aires, la seconde est celle de l'intégration numérique d'Euler modifiée qui est une méthode complémentaire dans le sens où elle nous a permis de poursuivre notre étude après avoir atteint les limites de l'applicabilité de la première,

Les résultats de notre application nous permettent de conclure que la stabilité transitoire d'un système de puissance dépend de plusieurs facteurs à savoir, ses paramètres internes comme sa constante d'inertie, son facteur d'amortissement ainsi que la nature du défaut ou de la perturbation qui l'affecte, mais elle est également liée au point d'apparition du défaut, d'ailleurs nous avons réalisé que plus le défaut est proche de la source, plus le temps critique et l'angle critique du rotor sont petits.

Références bibliographiques

Références bibliographiques :

- [1] Marie-Cécile Alvarez-Hérault. Architecture des réseaux de distribution du futur en présence de production décentralisé. Sciences de l'ingénieur Institut National Polytechnique de Grenoble, 2009. Français.fftel-00471172v1f
- [2] Manasina Ruffin mémoire DEA Ecole Supérieure Polytechnique Université d'Antsirananana
- [3] Benchikh Abdelhak « etude de l'coulement de puissance sur un reseau electrique en presence des systèmes FACTS »
- [4] Khaled Chikhi contribution a l'analyse de la qualité de l'énergie electrique dans le cas de la stabilité de tension 2007
- [5] M. Rahali, « Contribution à l'étude de la répartition optimale des puissances actives dans un réseau d'énergie électrique ». Thèse de Doctorat, Université de UST Oran, 1996.
- [6] Sayah Samir, « Application de l'intelligence artificielle pour le fonctionnement optimal des systèmes électriques », Thèse de doctorat, Université de SETIF 1, 2009.
- [7] Khoudour & G. Traikia mabrouk «Evaluation de la stabilité de la tension d'un réseau électrique à l'aide d'une nouvelle technique d'indice de stabilité », Thèse de l'ingénieur, Université M'sila, 2008,
- [8] Stagg, G.W. and El-Abiad, A.h., « Computer methode in Power System Analysis ». McGraw Hill, 1968
- [9] <https://docplayer.fr/10417340-Introduction>
- [10] Al Marhoon et Hussain H., A Practical Method for Power Systems Transient Stability and Security, 2011, University of New Orleans Theses and Dissertations.
- [11] Abdel-Aziz, Fouad A.,Vittal V. , Power System Transient Stability Analysis Using the Transient Energy Function Method, 1992, Université de Californie , Prentice Hall.
- [12] Kundur, P., Power System Stability and Control, 1994, McGraw-Hill, Inc., New York,
- [13] Benabid R., Septembre 2007, Optimisation Multi-objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Electriques, Université Amar Telidji Laghouat
- [14] Manasina Ruffin : 2014 contribution a l'étude de la stabilité et la stabilisation des resaux électriques industrielles Thèse préparée au Groupe de Recherche en Electrotechnique et Electronique de Nancy+
- [15] Kundur and al, definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions 2004
- [16] Alkhatib H., Etude de la stabilité transitoire aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques, 2008, Université Paul Cézanne - Aix-Marseille III, Marseille. <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00408160v2>

-
- [17] Sadeghzadeh , 1998
- [18] S. Padhi, B.P.Mishra Department of Electrical Engg., OEC Department of Electronics & Telecomm Engg., DRIEMS IOSR Journal of Engineering (IOSRJEN) Vol. 05, Issue 01 (January. 2015), ||V1|| PP 34-39 Solution of Swing equation for Transient Stability Analysis in Dual-machine System.
- [19] Bousahoua A, « Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les méthodes énergétiques », mémoire magister, ENP, juillet 2004.
- [20] Vega et Pavella 2000 : Daniel Ruiz Vega, Mania Pavella, « Stabilité transitoire : évaluation et commande » Stabilité et sauvegarde des réseaux électrique pp 51-95 2000.
- [21] Hadi Saadat, « Power system analysis » Milwaukee School of Engineering, International Edition 2004.
- [22] Xue et al. (1992, p. 401) : SUPRÊME H., Mémoire d'obtention de la maîtrise en génie électrique, école de technologie supérieure, Novembre 2012, Université du Québec, Montréal.
- [23] A.R. Bergen et V. Vittal, Power System Analysis. 2nd Edition, Prentice Hall, 2000.
- [24] S. K. Tso et S. P. Cheung, "Fast prediction of transient stability margin in system with SVC control and HVDC link", IEEE catalogue N°95TH9130, pp. 456-461, 1995
- [25] A. F. Rahimi, "A generalised equal-area criterion: a method for on line transient stability analysis", IEEE, pp. 684-688, 1990
- [26] Diane Leblanc, thèse doctorat : contribution à l'étude de la stabilité et la stabilisation des réseaux électriques industriels p25,26, Université de Lorraine.
- [27] Kandil, N., Algorithmes pour accélérer la simulation en stabilité transitoire, 1999, Thèse d'état, Université de Montreal.
- [28] Apraez C., Etude comparative de méthode de simulation de la stabilité transitoire, avril 2012, Université du Québec.
- [29] Merzough H., Etude de la stabilité transitoire d'un réseau avec intégration des sources renouvelables, juin 2018.
- [30] Ahmed Gherbi, Bruno François et Mohamed Belkacemi « méthodes pour l'analyse de la stabilité transitoire des SEE » état de l'art. Canada.