



REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE



MINISTERE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE.

UNIVERSITE *BADJI* MOKHTAR ANNABA.

FACULTE DES *SCIENCES* DE L'INGENIEUR.

DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE.

Polycopié de cours

*Stabilité et dynamique des réseaux
électriques*

Niveau: Master 2

Option: Réseaux Electriques

Enseignante: Benalia Nadia

Semestre 3 Master : Réseaux Electriques

Semestre: 3

UE Fondamentale Code : UEF2.1.1

Matière: Stabilité et dynamique des réseaux électriques

VHS: 45h (Cours: 1h30,TD :1h30)

Crédits: 4

Coefficient: 2

Objectifs de l'enseignement

- Comprendre la physique des phénomènes transitoires en vue d'en limiter l'importance et les effets
- Maîtriser l'analyse en régime transitoire d'un système électrique de puissance et comprendre la problématique de la stabilité.
- Appréhender les aspects techniques et économiques des réglages de la fréquence et de l'amplitude de la tension.
- Rendre l'étudiant apte à élaborer différentes stratégies de sécurité au moyen des logiciels de calcul d'écoulement de puissance, d'étude de la stabilité transitoire et long terme.

Connaissances préalables recommandées:

- Réseaux électriques de transport et de distribution
- simulation des réseaux électriques

Contenu de la matière

I. 1. Notions et définitions ;

- 1.1. Régimes transitoires électromécaniques,
- 1.2. Régimes transitoires électromagnétiques,
- 1.3. Eléments de la liaison machine-système,
- 1.4. Notions de stabilité : statique, dynamique...

II. Propagation des phénomènes transitoires sur les lignes électriques

- II.1 Etude de la propagation d'ondes dans le domaine fréquentiel
- II.2 Propagation d'ondes de surtension en présence d'une injection ou d'une perturbation interne au système

III. Calcul des régimes transitoires des lignes par la méthode des ondes mobiles

IV. Stabilité dynamique, stabilité transitoire, stabilité de tension, stabilité long terme.

V. Étude complète d'une machine connectée à un réseau infini avec AVR et PSS

- Résolution par la méthode du critère à aires égales
- Résolution numérique

VI. Étude du cas à multi-machines

VII. Méthodes d'amélioration de la stabilité: PSS, SVC, TCSC et TCPST

Mode d'évaluation : Contrôle continu: 40% examen 60%

Références Bibliographiques:

- [1] M.Grappe « Stabilité et sauvegarde des réseaux électriques », Edition HERMES, 2003
- [2] YOSHIHIDEHASE, POWER SYSTEMS ENGINEERING, BRITISH LIBRARY CATALOGUING IN PUBLICATION DATA, USA
- [3] ARIEH L. SHENKMAN, TRANSIENT ANALYSIS OF ELECTRIC POWER CIRCUIT HAND BOOK, HOLON ACADEMIC INSTITUTE OF TECHNOLOGY, SPRINGER REVUE, NETHERLANDS, 2005.
- [4] ELECTRIC POWER GENERATION, TRANSMISSION, AND DISTRIBUTION, LEONARD L. GRIGSBY, UNIVERSITY OF CALIFORNIA, DAVIS, 2006.

Préface

Ce cours s'adresse aux étudiants 2^{ème} année master en électrotechnique option réseaux électriques. Il s'agit d'aborder les définitions des différents types de régimes transitoires et les différentes notions de stabilité statiques, dynamique et transitoire.

L'objectif de ce cours est d'apporter un outil d'analyse des réseaux électriques en régime transitoire. Il traite deux parties la première le régime transitoire dans les lignes le second le régime transitoire dans les machines. Le régime transitoire dans les lignes comprend l'étude de la propagation d'onde dans le domaine fréquentiel pour l'onde de tension et de courant. Dans le chapitre 2 on présente les équations de la propagation de l'onde ainsi que les équations télégraphistes et l'influence de certains facteurs sur l'onde.

Le chapitre 3 présente la méthode des ondes mobiles et le diagramme en Z qui permet de déterminer les valeurs spatiotemporelles de la tension et du courant.

La deuxième partie est consacrée à l'étude du régime transitoire d'une machine synchrone.

Le chapitre 5 étudie le régime transitoire d'un système mono machine avec jeux de barre infini en présence d'un AVR et un PSS par la méthode graphique qui est la méthode des aires égales ensuite par des méthodes numériques comme la méthode Runge kutta et la méthode d'Euler.

Le chapitre 6 traite le régime transitoire multi machine, dans cette partie le travail s'effectue en trois étapes d'abord ; la préparation des données ensuite la détermination des calculs préliminaires et en dernier la résolution des équations d'oscillation pour chaque machine.

Le chapitre 7 traite l'amélioration de la stabilité par différents dispositifs Facts comme le SVC qui est un compensateur shunt de la puissance réactive, on utilise aussi le PSS qui est un stabilisateur de puissance qui amortie les oscillations après une perturbation , le TCSC qui est la compensation série et aussi un moyen utilisé pour améliorer la stabilité et ceci par la variation de l'angle interne et enfin en utilisant le TCPST qui est un transformateur déphaseur commandé par thyristor qui contribue à l'amélioration de la stabilité en modifiant l'angle interne .

Sommaire

Chapitre I : Notions et définitions ;

1.1. Régimes transitoires électromécaniques.....	1
1.2. Régimes transitoires électromagnétiques.....	1
1.3. Eléments de la liaison machine-système.....	2
1.4. Notions de stabilité : statique, dynamique.....	4

Chapitre II : Propagation des phénomènes transitoires sur les lignes électriques

2.1 Introduction	6
2.1 Etude de la propagation d'ondes dans le domaine fréquentiel	6
2.2 Propagation d'ondes de surtension en présence d'une injection ou d'une perturbation Interne au système	11

Chapitre III : Calcul des régimes transitoires des lignes par la méthode des ondes mobiles

3.1 Introduction.....	15
3.2 Equations générales de propagation.....	15
3.3 Solutions générales des équations de propagation.....	17
3.4 Le diagramme en Z.....	18

Chapitre IV : Stabilité dynamique, stabilité transitoire, stabilité de tension, stabilité long terme.

4.1 Introduction.....	21
4.2 Stabilité de l'angle du rotor.....	21
4.2.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique).....	22
4.2.3 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).....	22
4.3 Stabilité de tension.....	22
4.3.1 Stabilité de tension aux petites perturbations	23
4.3.2 Stabilité de tension aux Grandes perturbations	23
4.4 La stabilité de fréquence.....	23

Chapitre V : Étude complète d'une machine connectée à un réseau infini avec AVR et PSS

5.1 Introduction.....	24
5.2 Équations mécaniques	24
5.3 Modèle classique d'un système mono-machine versus un jeu de barre infini	28
5.4 Modèle de la régulation de tension (AVR: Automatic Voltage Regulator).....	31
5.5 Les PSS (Power System Stabiliser)	31
5.6 Les Méthodes d'évaluation de la stabilité.....	33
5.6.1 Critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).....	33
5.6.2 Résolution numérique.....	36
5.6.2.1 La méthode de Runge-Kutta.....	36
5.6.2.2 La méthode d'Euler	38

Chapitre VI : Étude du cas à multi-machines

6.1 Introduction	39
6.2 Préparation des données.....	39
6.3 Calculs préliminaires.....	40

6.3 Résolution des équations d'oscillations.....	42
--	----

Chapitre VII : Méthodes d'amélioration de la stabilité: PSS, SVC, TCSC et TCPST

7.1 Introduction.....	43
7.2 Amélioration de la stabilité par les PSS.....	43
7.3 Amélioration de la stabilité par le compensateur shunt SVC.....	45
7.4 Amélioration de la stabilité par le compensateur série TCSC.....	47
7.5 Amélioration de la stabilité par le Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST).....	49
Références.....	51

Chapitre I

Notions et définitions

1.1. Régimes transitoires électromécaniques

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

La gamme de temps de ces phénomènes s'étend environ d'une seconde à plusieurs secondes Figure.1.1. Cette échelle de temps est considérée suffisamment grande pour que les phénomènes soient influencés par la turbine et les systèmes de commande de générateur.

Ce sont des phénomènes lents car ils sont directement liés à l'inertie des machines électriques de production. Ils se manifestent par des oscillations ou des marches asynchrones des alternateurs et sont principalement dus [1] :

- A la variation des grandes charges.
- A une perte de production importante.
- Ouverture de ligne d'interconnexion.
- A la modification de la configuration du réseau suite au fonctionnement des protections sur défaut etc.

1.2. Régimes transitoires électromagnétiques

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

Ces phénomènes génèrent des courants et des couples élevés à l'intérieur des générateurs, sur une échelle de temps typique de plusieurs millisecondes. Ce sont des phénomènes rapides qui durent de quelques millisecondes jusqu'à quelques centaines de secondes. Ils sont indésirables sur le réseau. Au-delà de ce laps de temps, les inerties de la turbine et du générateur sont suffisantes pour empêcher toute variation importante de vitesse de rotor. Ce régime n'est que quasi-stable parce qu'au bout d'un délai de quelques dixièmes de seconde (ou même de seconde), les mécanismes de régulation des machines raccordées aux réseaux commencent à réagir de façon sensible.

Leur élimination nécessite l'intervention rapide et sélective des protections électriques. Ils sont principalement dus [1] :

- Aux courts circuits de tout type.
- A l'action des régulateurs de tension des alternateurs (désexcitation ou surexcitation).
- A la modification de la configuration du réseau suite au fonctionnement des protections sur défaut etc.
- Enclenchement ou déclenchement de grandes charges etc.

Les conséquences de ses défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau. La stabilité transitoire est généralement influencée par les facteurs suivants :

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

Les défauts considérés dans les études de la stabilité transitoire sont généralement les courts circuits triphasés symétriques, malgré leur faible probabilité d'apparition relativement aux autres types de défaut [2]

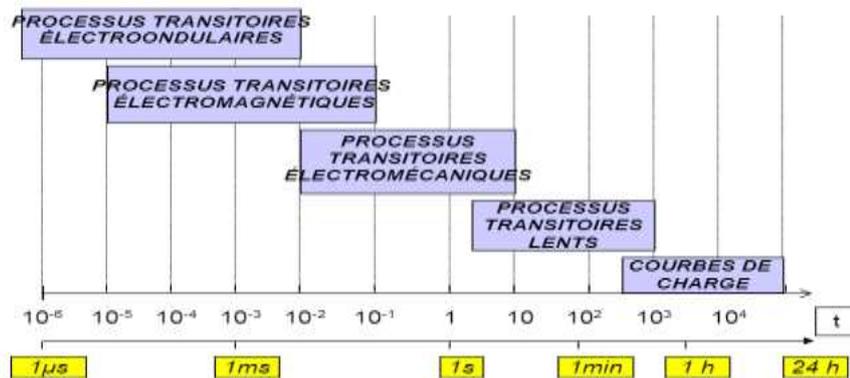


Figure. 1.1. Différents processus transitoires en fonction du temps

1.3. Eléments de la liaison machine-système

Les différents composants d'un réseau électrique sont généralement : les générateurs d'énergie électrique, les lignes de transport, les équipements de compensation d'énergie réactive ainsi que les transformateurs de puissance et les charges électriques.

1.3.1 L'alternateur

Un générateur est représenté par une source de tension constante qui injecte au niveau du nœud auquel il est connecté une puissance active P_g et une puissance réactive Q_g . P_g est constante durant tout le calcul, par contre Q_g varie entre Q_{gmin} et Q_{gmax} afin de maintenir une tension constante aux bornes de l'alternateur. La tension $e(t)$ délivrée par l'alternateur dépend de la vitesse de rotation et de l'excitation. Elle est en série avec une résistance R et une réactance X . C'est le schéma en régime établi Figure 1.2.

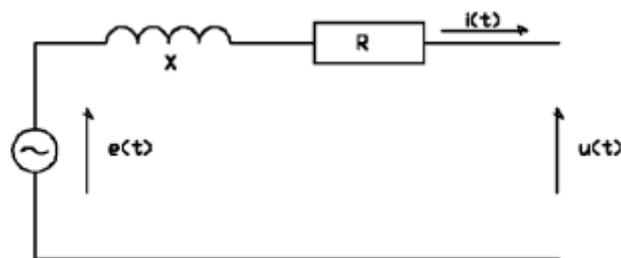


Figure. 1.2 schéma équivalent du générateur

1.3.2 Les lignes électriques

Une ligne électrique est constituée par un faisceau de conducteurs cylindriques aériens ou souterrains parallèles entre eux et au sol. Chaque conducteur est caractérisé par:

- ✓ Sa résistance linéique 'R'.
- ✓ Son inductance linéique 'L'.
- ✓ Sa capacité linéique 'C'.

Les lignes électriques et les câbles sont des systèmes à constantes réparties, c'est à dire que ces grandeurs physiques sont réparties sur toute la longueur de la ligne.

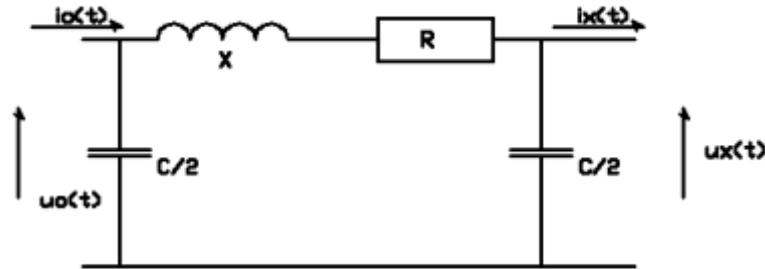


Figure.1.3 schéma équivalent d'une ligne électrique

1.3.2.1 La Matrice d'admittance

Les phénomènes qui régissent le fonctionnement des réseaux électriques peuvent être étudiés par les lois utilisées dans l'étude des régimes permanents. Pour calculer La matrice d'admittance, Les lignes de transmission, les transformateurs et les charge opèrent généralement sous des régimes équilibrés ce qui permet l'utilisation des schémas par phase « monophasés » pour l'étude de ces réseaux avec une très bonne approximation. L'analyse de l'écoulement de puissance fourni un point de départ pour plusieurs d'autres types d'analyses [3].

1.3.2.2 La matrice d'admittance du réseau avant défaut :

La matrice d'admittance du réseau avant défaut doit être calculée de la façon suivante:

- Toutes les impédances doivent être converties en admittances ;
- La diagonale Y_{ii} de la matrice d'admittance est formée par l'addition de toutes les admittances connectées à la barre ;
- Les éléments Y_{ij} sont les valeurs négatives de l'admittance connectée entre la barre et la barre.

1.3.2.3 La matrice d'admittance du réseau pendant le défaut :

La matrice d'admittance du réseau pendant défaut doit être calculée de la façon suivante:

- Prendre la matrice d'admittance avant défaut (déjà calculée) ;
- Mettre des zéro dans toute la ligne et dans toute la colonne qui correspondent à la barre où s'est produit le défaut.

1.3.2.4 La matrice d'admittance du réseau après le défaut

La matrice d'admittance du réseau après défaut doit être calculée de la façon suivante:

- Prendre la matrice d'admittance avant défaut (déjà calculée) ;
- Dans la matrice avant défaut, soustraire les valeurs qui correspondent à la ligne qui a été ouverte pour enlever le défaut.

1.3.3 Le transformateur

Outre la transmission de l'énergie électrique avec modification des tensions, les transformateurs peuvent être utilisés pour contrôler les tensions des nœuds des réseaux. Ce contrôle de tension utilise la variation du nombre de spire des transformateurs. (réglage hors charge ou en charge de la tension). Le transformateur est représenté par sa matrice d'admittance, les grandeurs caractéristiques sont le rapport de transformation qui peut être complexe ou non (selon son indice horaire) et l'impédance de fuites :

$$Z = R + jx \quad (1.1)$$

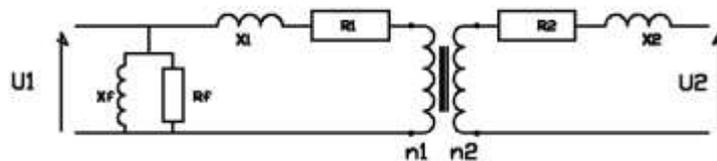


Figure 1.4 schéma équivalent du transformateur

1.3.4 Les charges

Les charges peuvent être modélisées en fonction des puissances actives P et réactives Q appelées et son admittance Y .

$$Y = G - jB \quad (1.2)$$

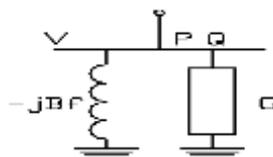


Figure 1.5 schéma équivalent de la charge

1.4. Notions de stabilité statique et dynamique

Le problème de stabilité est en général divisé en deux catégories pour la commodité de l'analyse. Ce sont : stabilité statique et stabilité dynamique. La distinction entre ces deux cas reste assez théorique, car le réseau électrique subit en permanence des à-coups généralement de faible importance, mais qui risquent de devenir dangereux d'autant plus que les décalages permanents entre machines intéressées sont plus importants.

1.4.1 Stabilité statique

L'aptitude du système de garder le synchronisme entre les groupes générateurs et ses usagers pour toutes les charges possibles. Dans ce type d'études on représente les génératrices par leurs impédances synchrones. La stabilité statique d'un alternateur est son aptitude à répondre à une variation lente de la charge. Le fonctionnement n'est stable que si l'angle Interne noté δ reste inférieur à un angle limite proche de 90° .

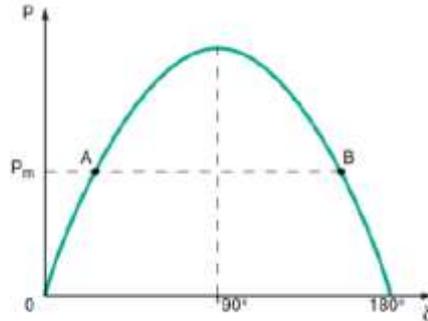


Figure. 1.6 La courbe de stabilité

1.4.2 Stabilité dynamique

L'étude du comportement des rotors des générateurs est le but essentiel de l'analyse de la stabilité dynamique. La rotation des rotors détermine la stabilité du système. Cette rotation est déterminée pour chaque machine de l'inertie et des couples agissant sur son arbre et spécialement des couples : mécanique et électrique. Pendant le travail normal les machines tournent à vitesse synchrone. Les deux couples sont balancés. En cas de perturbation (défaut) un couple non équilibré apparaît. En cas de défaut le couple électrique baisse instantanément à une moindre valeur. L'excès (le surplus) du couple mécanique accélère le rotor. Le calcul de ces couples donne la solution du problème de stabilité dynamique.

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. On a un passage brusque d'une puissance P_1 à P_2 . L'angle passe de δ_1 à δ_2 brusquement. L'inertie amène jusqu'au point D. De celui-ci, la décélération jusqu'au point C finit par stabiliser le phénomène, après éventuellement quelques oscillations Figure .I.7.

Si la différence entre P_1 et P_2 est très importante, l'alternateur accélère du point B au point C, puis jusqu'au point X : à ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue. Il y a perte de synchronisme par survitesse Figure. I.7b.

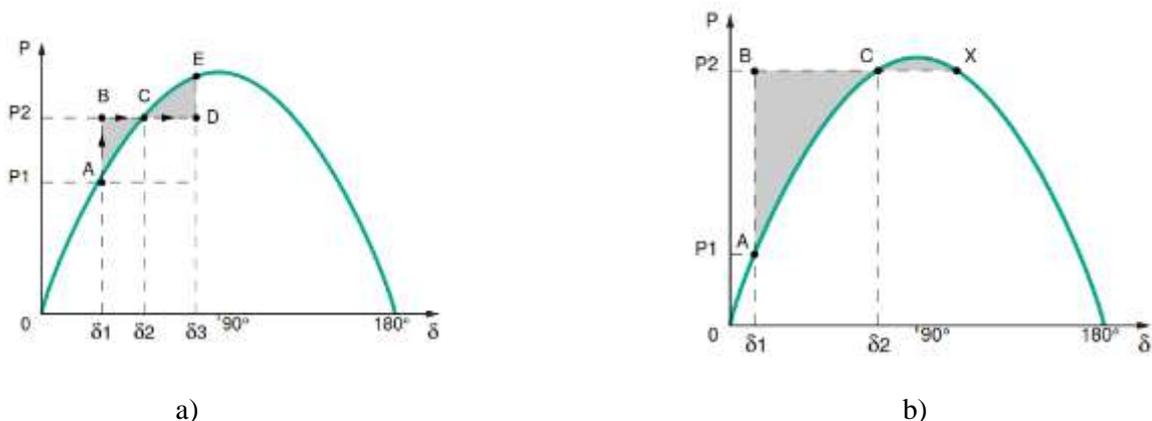


Figure1.7 la courbe de stabilité a)le système se stabilise b)Le système perd sa stabilité

CHAPITRE II

Propagation des phénomènes transitoires sur les lignes électriques

2.1 Introduction

L'analyse des transitoires électromagnétiques dans les réseaux électriques doit considérer que les paramètres de la ligne électriques sont distribués. Les tensions et courants le long de la ligne n'a pas la même valeur sur toute la longueur du conducteur, et leur déplacement se produit à des vitesses finies dont les valeurs dépendent des caractéristiques physiques de la ligne. L'analyse des phénomènes transitoires dans les modèles à paramètres distribués est basé sur le concept de la propagation d'ondes.

2.2 Etude de la propagation d'ondes dans le domaine fréquentiel

Pour faire l'étude du régime transitoire d'une ligne, on utilise :

- La transformation de la place
- Les équations du télégraphiste qui modélisent la contribution de la ligne de transmission
- Les principes des circuits électriques lorsqu'on applique un changement à la source, à la charge ou ailleurs sur la ligne.

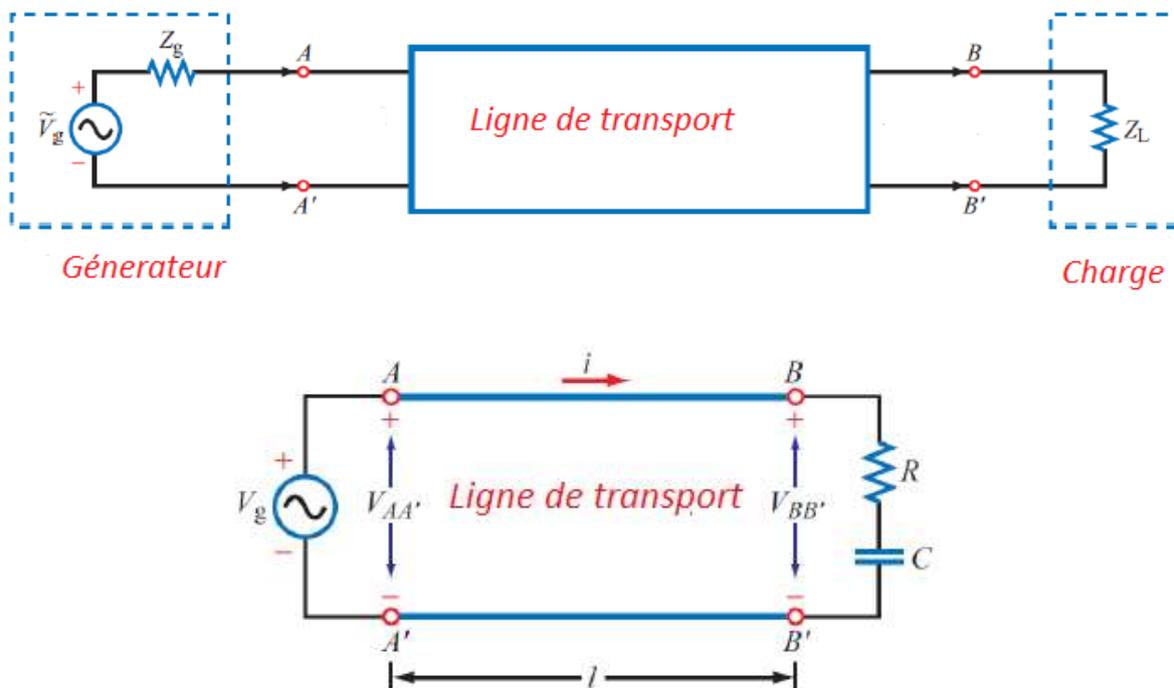


Figure 2.1 .ligne de transport reliant le générateur à la charge

La propagation du courant électrique n'est pas instantanée, mais se fait à la vitesse v qui est fonction des caractéristiques des matériaux utilisés :

$$v = \frac{c}{\sqrt{\mu_r \epsilon_r}} \quad (2.1)$$

où c est la vitesse de propagation électromagnétique dans le vide (« vitesse de la lumière »), soit $c = 3.10^8$ m/s.

Les grandeurs tensions et courants sont alors des fonctions de deux variables : le temps et l'abscisse sur la ligne : $\mathbf{V}(\mathbf{z}, \mathbf{t})$ et $\mathbf{I}(\mathbf{z}, \mathbf{t})$

Pour chaque tronçon $d\mathbf{z}$ de la ligne, il est nécessaire de prendre en compte les effets suivants, dès lors que l'on se trouve en régime variable (source délivrant une fonction quelconque, mais variable dans le temps) :

- effet résistif de chacun des deux conducteurs, car les conducteurs ne sont pas parfaits (résistivité non nulle) et il faut prendre en compte l'effet de peau (densité de courant décroissante au fur et à mesure de l'enfoncement dans le conducteur) : cet effet se traduit par un effet Joule consommateur d'énergie, modélisable par une résistance électrique de valeur $\mathbf{R'dz}$.

- effet conductif de l'isolant séparant les deux conducteurs, car l'isolant n'est pas parfait (conductivité non nulle) et entraîne également une consommation d'énergie par effet Joule, modélisable par une conductance électrique de valeur \mathbf{Gdz} .

- effet inductif de chacun des conducteurs, traduisant l'effet d'auto-induction du segment de conducteur sur lui-même, tendant à freiner les variations du courant (loi de Lenz), cet effet est modélisable par une inductance valeur $\mathbf{L'dz}$.

- effet capacitif mis en évidence par le système composé des deux conducteurs séparés par l'isolant, traduisant la dépendance mutuelle de variation de charge sur chacun des deux conducteurs tendant à freiner les variations de la tension, cet effet est modélisable par un condensateur de valeur \mathbf{Cdz} [4].

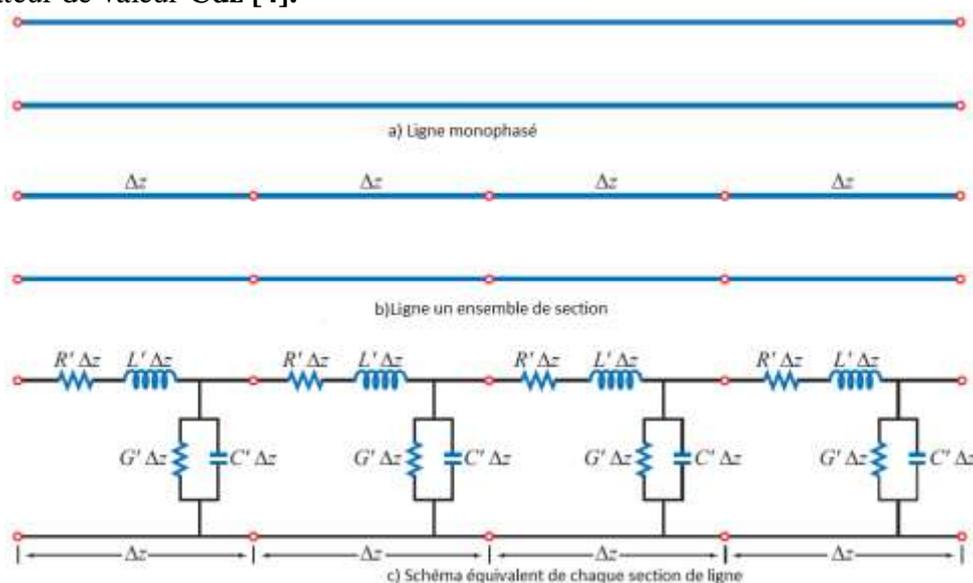


Figure2.2.ligne électrique

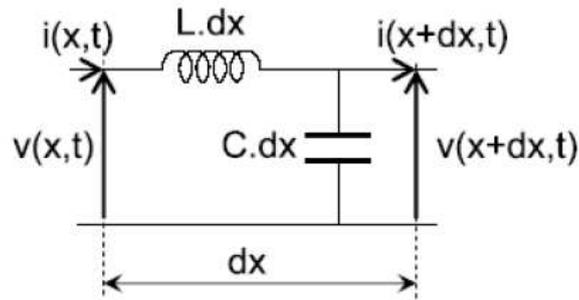


Figure 2.3 schéma équivalent d'une section de ligne

$$V(X, t) = V(X + dX, t) + LdX \frac{\partial i(X, t)}{\partial t} \quad (2.2)$$

$$i(X, t) = i(X + dX, t) + CdX \frac{\partial V(X + dX, t)}{\partial t} \quad (2.3)$$

En approchant la variation de la tension et du courant au premier ordre, on a :

$$V(X + dX, t) = V(X, t) + \frac{\partial V(X, t)}{\partial X} dX \quad (2.4)$$

$$i(X + dX, t) = i(X, t) + \frac{\partial i(X, t)}{\partial X} dX \quad (2.5)$$

A l'aide des relations (2) et (4), on obtient :

$$\frac{\partial V(X, t)}{\partial X} dX + LdX \frac{\partial i(X, t)}{\partial X} = 0$$

ce qui donne

$$\frac{\partial V(X, t)}{\partial X} + L \frac{\partial i(X, t)}{\partial X} = 0$$

En utilisant les relations (3) et (5), cela donne :

$$\frac{\partial i(X, t)}{\partial X} dX + CdX \frac{\partial V(X + dX, t)}{\partial t} = 0$$

Ou encore :

$$\frac{\partial i(X, t)}{\partial X} + C \frac{\partial V(X + dX, t)}{\partial t} = 0$$

On peut écrire :

$$\frac{\partial V(X + dX, t)}{\partial t} \approx \frac{\partial V(X, t)}{\partial X}$$

Ce qui donne

$$\frac{\partial i(X, t)}{\partial X} + C \frac{\partial V(X, t)}{\partial t} = 0$$

Soient donc les deux relations suivantes :

$$\frac{\partial V(X, t)}{\partial X} + L \frac{\partial i(X, t)}{\partial t} = 0 \quad (2.6)$$

$$\frac{\partial V(X, t)}{\partial X} + L \frac{\partial i(X, t)}{\partial t} = 0 \quad (2.7)$$

En dérivant par x la première et par t la deuxième :

$$\frac{\partial}{\partial X} (2.6): \quad \frac{\partial^2 V(X, t)}{\partial X^2} + L \frac{\partial^2 i(X, t)}{\partial t \partial X} = 0$$

$$\frac{\partial}{\partial t} (2.7): \quad \frac{\partial^2 i(X, t)}{\partial t \partial X} + C \frac{\partial^2 V(X, t)}{\partial t^2} = 0$$

cela permet d'éliminer $i(x,t)$ et de trouver une équation différentielle de la tension $v(x,t)$:

$$\frac{\partial^2 V(X, t)}{\partial X^2} - LC \frac{\partial^2 V(X, t)}{\partial t^2} = 0 \quad (2.8)$$

Cette équation de propagation est appelée équation des télégraphistes.

La résolution de cette équation différentielle permettra de déterminer la forme de la tension en tous points de la ligne.

L'équation caractéristique de cette équation différentielle est :

$$r^2 + LC\omega^2 = 0 \quad (2.9)$$

Et ses deux solutions

$$r = \pm j\omega\sqrt{LC} \quad (2.10)$$

La solution générale de l'équation différentielle est donc :

$$\bar{V}(X) = Ae^{-j\omega\sqrt{LC}X} + Be^{+j\omega\sqrt{LC}X} \quad (2.11)$$

Et en multipliant par $e^{j\omega t}$

$$Ae^{j\omega(t-\sqrt{LC}X)} + Be^{j\omega(t+\sqrt{LC}X)}$$

On en déduit alors la tension $v(x,t)$:

$$V(X, t) = A \cos(\omega t - \omega\sqrt{LC}X) + B \cos(\omega t + \omega\sqrt{LC}X) \quad (2.12)$$

On note $\beta = \omega\sqrt{LC}$

$$V(X, t) = A \cos(\omega t - \beta X) + B \cos(\omega t + \beta X) \quad (2.13)$$

On remarque la tension en tous points de la ligne est la somme de deux termes.

En remplaçant $V(X, t)$ par $V(X, P)$;

L'équation de propagation $\frac{\partial^2 V(X, t)}{\partial X^2} - LC \frac{\partial^2 V(X, t)}{\partial t^2} = 0$ devient

$$\frac{d^2 V(X, p)}{dX^2} - LC p^2 V(X, p) = 0 \quad (2.14)$$

L'équation caractéristique de cette équation différentielle est :

$$r^2 - LC p^2 = 0 \quad (2.15)$$

Et ses deux solutions sont :

$$r = \pm p\sqrt{LC} \quad (2.16)$$

La solution de l'équation de propagation est alors :

$$V(X, p) = A(p)e^{-p\sqrt{LC}X} + B e^{+p\sqrt{LC}X} \quad (2.17)$$

$A(p)$ et $B(p)$ sont les constantes d'intégration vis-à-vis de x , mais on peut noter qu'elles peuvent dépendre de p .

En faisant apparaître la vitesse de propagation :

$$V(X, p) = A(p)e^{-p\frac{X}{v}} + B(p)e^{+p\frac{X}{v}} \quad (2.18)$$

On retrouve le fait que la tension est la somme de deux termes, le premier étant un terme de propagation dans le sens des x croissants alors que le deuxième est un terme de propagation dans le sens des x décroissants.

Par l'intermédiaire d'une relation établie durant le calcul de l'équation de propagation :

$$\frac{\partial V(X, t)}{\partial X} + L \frac{\partial i(X, t)}{\partial t} = 0$$

$$\frac{dV(X, p)}{dX} = -L p i(X, p)$$

On peut calculer l'expression du courant en tous points de la ligne :

$$i(X, p) = \frac{1}{Lp} \frac{d}{dX} \left(A(p)e^{-p\frac{X}{v}} + B(p)e^{+p\frac{X}{v}} \right) \quad (2.19)$$

ce qui donne

$$i(X, p) = \left(\frac{A(p)}{R_c} e^{-p\frac{X}{v}} - \frac{B(p)}{R_c} e^{+p\frac{X}{v}} \right) \quad (2.20)$$

En conclusion, les transformées de Laplace de la tension $V(x,p)$ et du courant $I(x,p)$ en tous points de la ligne figure 2.3, caractérisée par une vitesse de propagation v et d'une résistance caractéristique R_c sont :

$$V(X, p) = A(p)e^{-p\frac{X}{v}} + B(p)e^{+p\frac{X}{v}} \quad (2.21)$$

$$i(X, p) = \frac{A(p)}{R_c} e^{-p\frac{X}{v}} - \frac{B(p)}{R_c} e^{+p\frac{X}{v}} \quad (2.22)$$

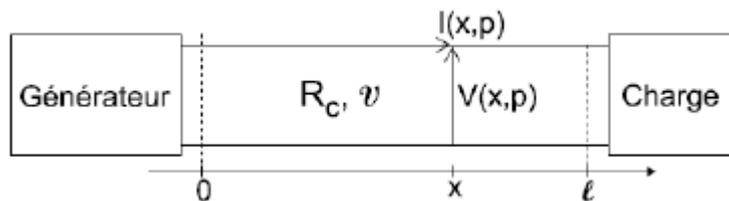


Figure 2.4 : tension $v(x,p)$ et courant $i(x,p)$ en tous points de la ligne

2.3 Propagation d'ondes de surtension en présence d'une injection ou d'une perturbation interne au système

La présence d'ondes se propageant dans les deux sens le long d'une ligne peut être justifié par la présence de points de discontinuité, c'est à dire les points où les ondes rencontrent un des milieux de propagation avec des valeurs caractéristiques différentes telle l'impédance caractéristique et vitesse de propagation. Les cas suivants sont utiles pour analyser le phénomène physique qui se produit lorsqu'une onde rencontre un point de discontinuité.

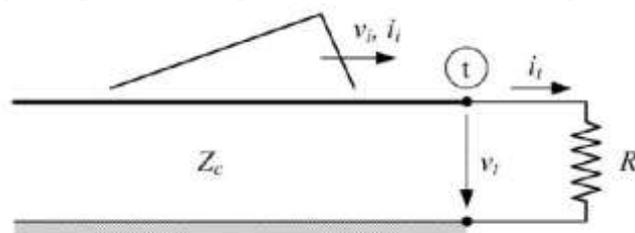


Figure 2.5 Ligne avec charge à l'extrémité

La relation entre la tension et le courant de l'onde incidente est donnée comme suit :

$$v_i = z_c * i_i \quad (2.23)$$

z_c : ou z_0 impédance caractéristique de la ligne sur laquelle l'onde incidente se propage .A l'extrémité de la ligne, la relation entre tension et courant est donnée par la relation suivante :

$$v_t = z_t * i_t \quad (2.24)$$

z_t : L'impédance de la charge placée à l'extrémité de la ligne

Les deux impédances de la charge et de la ligne sont différentes, c'est pour cette raison que l'onde de tension et de courant incidente arrivée au point de discontinuité est réfléchie de ce point vers le début de la ligne.

A l'extrémité de la ligne la relation entre la tension et le courant est :

$$v_t = v_i + v_r \quad (2.25)$$

$$i_t = i_i + i_r \quad (2.26)$$

L'indice i,r,t indiquent respectivement incident, réfléchie et transmis.

L'onde réfléchie retourne le long de la ligne vers la source dans le sens opposé de l'onde incidente et la relation entre courant et tension est comme suit :

$$v_r = -z_c * i_r \quad (2.27)$$

Substituons (2.23),(2.24)et (2.25) dans (2.27) ,on obtient

$$v_r = \Gamma * v_i \quad (2.28)$$

$$i_r = -\Gamma * i_i \quad (2.29)$$

Avec

$$\Gamma = \frac{R_t - Z_c}{R_t + Z_c} \quad (2.30)$$

Γ : Coefficient de réflexion au point de discontinuité qui est dans ce cas l'extrémité de la ligne.

L'onde de tension et de courant au point de discontinuité est obtenue par la superposition de l'onde réfléchie et incidente

$$v_t = (1 + \Gamma) * v_i \quad (2.31)$$

$$i_t = (1 - \Gamma) * i_i \quad (2.32)$$

$(1 + \Gamma)$: c'est le coefficient de réfraction

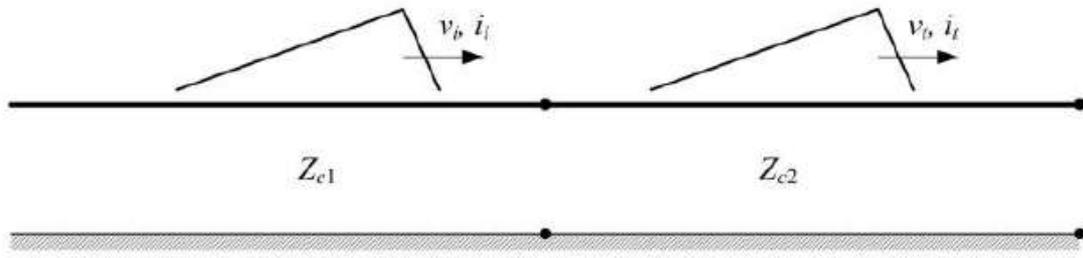


Figure 2.6 point de transition

L'onde se propage sur la ligne 1 et passe par le point de transition pour continuer sa propagation sur la ligne 2 Figure 2. 6. L'onde dépend des caractéristiques de chaque ligne.

Quand l'onde incidente (v_i, i_i) atteint le point de discontinuité, elle génère deux ondes une qui retourne le long de la ligne et qu'on l'appelle onde réfléchie (v_r, i_r) et l'onde qui passe et se propage à travers la ligne 2 c'est l'onde transmise (v_t, i_t) .

Les relations entre tension et courant au point de discontinuité sont données comme suit :

$$v_t = v_i + v_r \quad (2.33)$$

$$i_t = i_i + i_r \quad (2.34)$$

Sachant que :

$$v_i = Z_{c1} * i_i \quad (2.35)$$

$$v_t = Z_{c2} * i_t \quad (2.36)$$

$$v_r = -Z_{c1} * i_r \quad (2.37)$$

En substituant les relations (2.35) ;(2.36) et(2.37) dans (2.33) on obtient les équations :

$$v_r = \Gamma * v_i \quad (2.38)$$

$$v_t = (1 + \Gamma) * v_i \quad (2.39)$$

Avec

$$\Gamma = \frac{Z_{c2} - Z_{c1}}{Z_{c2} + Z_{c1}} \quad (2.40)$$

$$1 + \Gamma = \frac{2}{Z_{c2} + Z_{c1}} \quad (2.41)$$

Γ : Coefficient de réflexion

$1 + \Gamma$: Coefficient de réfraction au point de transition

Quand aux équations de courant on obtient :

$$i_r = -\Gamma * i_i \quad (2.42)$$

$$i_t = (1 - \Gamma) * i_i \quad (2.43)$$

Il est important de garder à l'esprit que l'onde incidente aurait pu se déplacer de la ligne 2 vers 1 et dans ce cas le coefficient de réflexion aurait été :

$$\Gamma' = \frac{Z_{c1} - Z_{c2}}{Z_{c1} + Z_{c2}} \quad (2.44)$$

On peut observer que les expressions des coefficients de réflexion suivent une règle très simple. Lorsqu'une onde incidente atteint un point de discontinuité, le coefficient de réflexion est obtenu à partir de l'impédance équivalente que l'onde voit au point de discontinuité Z_{eq} , et l'impédance de la ligne qui l'a traversé Z_c .

$$\Gamma' = \frac{Z_{eq} - Z_{c1}}{Z_{eq} + Z_{c1}} \quad (2.45)$$

Chapitre III

Calcul des régimes transitoires des lignes par la méthode des ondes mobiles

3.1 Introduction

Le phénomène de propagation d'ondes dans les lignes à haute tension constitue l'un des transitoires du système les plus courts. Cela se produit de la microseconde aux millisecondes. Les ondes mobiles sont associées à la propagation des ondes électromagnétique qui résultent des court circuits dans les lignes de transmission et des coups de foudre ou de commutation dans le réseau électrique. Un changement soudain de la tension a n'importe quel point de la ligne entraîne une propagation d'onde dans les deux directions opposées. L'onde électromagnétique peut être divisée en une onde de tension associée à des phénomènes se produisant dans le champ électrique et une onde de courant associée au champ magnétique. Une caractéristique importante de cette onde est de déplacer les valeurs spécifiques de tension et de courant le long des lignes à vitesse finie.

3.2 Equations générales de propagation

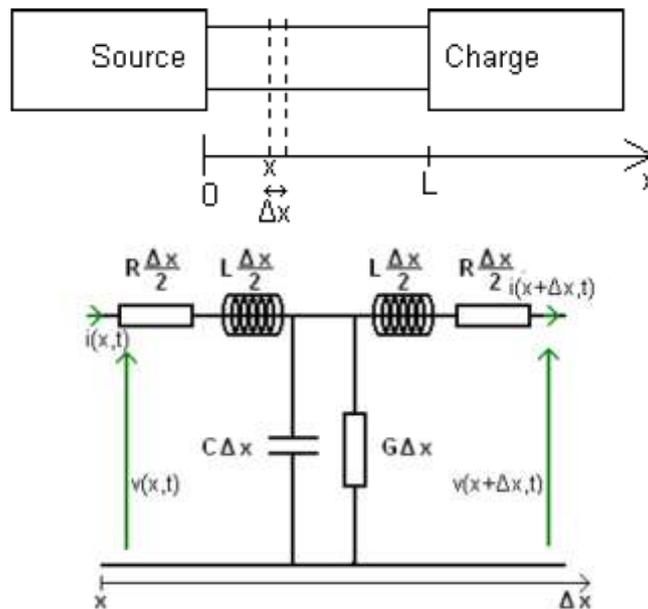


Figure 3.1 Schéma équivalent d'une ligne reliant la source à la charge

D'après les lois de Kirchhoff

$$\text{On pose } \begin{cases} v(x,t) = v \\ i(x,t) = i \end{cases} \quad (3.1)$$

$$(3.2)$$

$$\begin{cases} v(x + \Delta x, t) = v + \Delta v & (3.3) \\ i(x + \Delta x, t) = i + \Delta i & (3.4) \end{cases}$$

$$v + \Delta v = v - R \frac{\Delta x}{2} i - L \frac{\Delta x}{2} \frac{\partial i}{\partial t} - L \frac{\Delta x}{2} \frac{\partial(i + \Delta i)}{\partial t} - R \frac{\Delta x}{2} (i + \Delta i) \quad (3.5)$$

Au premier ordre on obtient

$$v = -R \frac{\Delta x}{2} i - L \frac{\Delta x}{2} \frac{\partial i}{\partial t} - L \frac{\Delta x}{2} \frac{\partial i}{\partial t} - R \frac{\Delta x}{2} i \quad (3.6)$$

Donc

$$v = -R \Delta x i - L \Delta x \frac{\partial i}{\partial t} \quad (3.7)$$

De la même manière on a :

$$i + \Delta i = i - G \Delta x v - C \Delta x \frac{\partial v}{\partial t} \quad (3.8)$$

Donc

$$\Delta i = -G \Delta x v - C \Delta x \frac{\partial v}{\partial t} \quad (3.9)$$

Sachant que :

$$\frac{\Delta v}{\Delta x} \rightarrow \Delta x \rightarrow 0 \frac{\partial v}{\partial t}$$

$$\frac{\Delta i}{\Delta x} \rightarrow \Delta x \rightarrow 0 \frac{\partial i}{\partial t}$$

Donc on peut écrire :

$$\frac{\partial v}{\partial x} = -R i - L \frac{\partial i}{\partial t} \quad (3.10)$$

$$\frac{\partial i}{\partial x} = -G v - C \frac{\partial v}{\partial t} \quad (3.11)$$

En dérivant l'équation (10) par rapport à x et l'équation (11) par rapport au temps

$$\frac{\partial(10)}{\partial x}: \quad \frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = -R \frac{\partial i}{\partial x} - L \frac{\partial^2 i}{\partial x \partial t} \quad (3.12)$$

$$\frac{\partial(11)}{\partial t}: \quad \frac{\partial^2 i}{\partial x \partial t} = -G \frac{\partial v}{\partial t} - C \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \quad (3.13)$$

On obtient:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = R \left(-Gv - C \frac{\partial v}{\partial t} \right) - L \left(-G \frac{\partial v}{\partial t} - C \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \right) \quad (3.14)$$

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} + (RC + LG) \frac{\partial v}{\partial t} + RGv \quad (3.15)$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 i}{\partial t^2} + (RC + LG) \frac{\partial i}{\partial t} + RGi \quad (3.16)$$

Si la propagation se fait sur une ligne sans perte ($R=G=0$) on a alors:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = LC \frac{\partial^2 v}{\partial t^2} \quad (3.17)$$

3.3 Solutions générales des équations de propagation

Pour le cas idéal des lignes sans pertes la solution est comme suit :

$$v(x, t) = F^+ \left(t - \frac{x}{v_p} \right) + F^- \left(t + \frac{x}{v_p} \right) \quad (3.18)$$

F^+ est l'onde σ^+ , qui se propage dans le sens des x croissants avec la vitesse de propagation v_p et qu'on appelle l'onde incidente.

F^- est l'onde σ^- , qui se propage dans le sens des x décroissants avec la vitesse de propagation v_p qu'on appelle l'onde réfléchie.

$$v_p = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (3.19)$$

Et on obtient le courant en divisant la tension par Z_0 :

$$i(x, t) = \frac{F^+ \left(t - \frac{x}{v_p} \right) + F^- \left(t + \frac{x}{v_p} \right)}{Z_0} \quad (3.20)$$

Avec Z_0 impédance caractéristique

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} \quad (3.21)$$

Avec L_0 et C_0 qui représentent respectivement l'inductance et la capacité de la ligne. Les deux ondes ne sont ni déformées ni amorties lorsqu'elles se propagent le long de la ligne. La solution générale de la tension et du courant en tout point le long d'une ligne sans perte est construite par superposition d'ondes qui voyagent dans les deux sens. F^+ et F^- sont déterminées par les conditions aux limites et les conditions initiales.

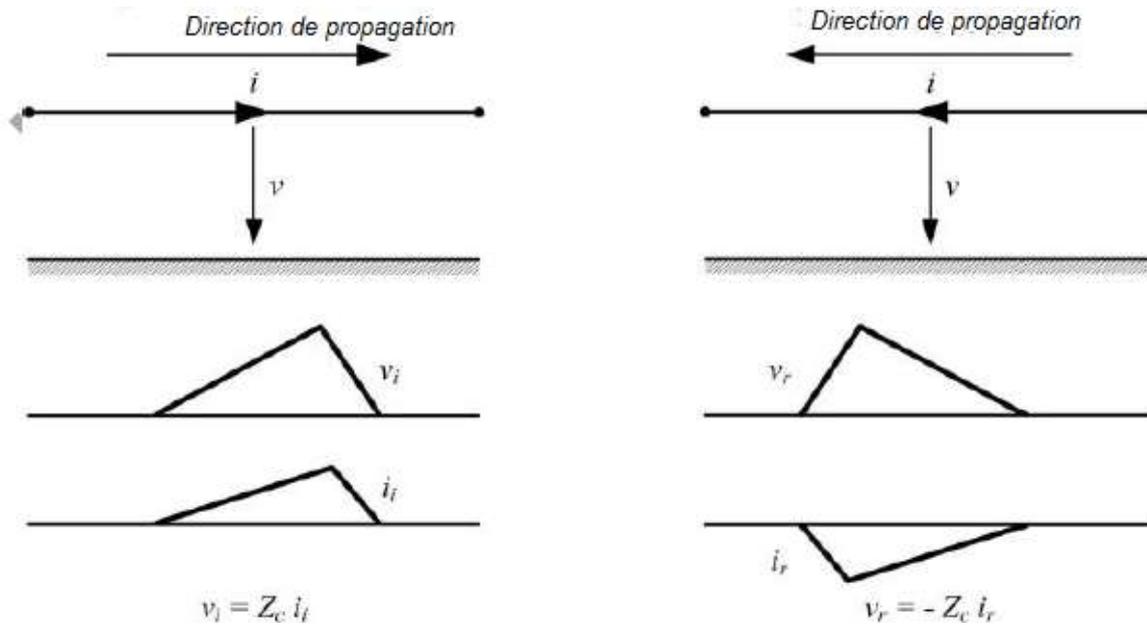


Figure 3.2 Relation entre les ondes de courants et tensions incidentes et réfléchies

Le rapport entre les ondes de courant et de tension est toujours l'impédance caractéristique de la ligne, cependant ce rapport peut être positif ou négatif selon la direction de propagation Fig3.2.

3.4 Le diagramme en Z

C'est la méthode classique pour déterminer la tension $u(x,t)$ à des points discrets le long d'une ligne ou d'un câble. Elle permet de donner la position et la direction de toute onde incidente, transmise ou réfléchi. Elle consiste à additionner toutes les tensions (incidentes et réfléchies) arrivées au point x durant l'intervalle $[0, t]$.

II.4.2.1 Lois physique exploitée pour la détection et la localisation de défaut

La propagation d'une onde le long d'un milieu homogène ne donne lieu à une réflexion que si l'onde rencontre une discontinuité du milieu suite à un changement de sa caractéristique propre. Donc si on injecte une onde le long d'un câble ou d'une ligne, chaque changement de son impédance caractéristique donne lieu à une réflexion. Cette propriété a été exploitée par Bewley pour élaborer sa théorie sur les ondes mobiles.

Considérons une ligne de longueur L , avec les constantes réparties : r ; l ; g ; c

γ est la constante de propagation de la ligne de transmission,

E est l'amplitude de l'onde de tension au niveau de l'extrémité émettrice.

Alors l'amplitude et la phase de l'onde qu'il atteint une section distance x de l'extrémité d'envoi est E^x donné par :

$$E^x = E^{-\gamma x} = E^{-(\alpha + j\beta)x} = E^{-\alpha x} \cdot E^{-j\beta x} \quad (3.22)$$

$e^{-\alpha x}$: Atténuation sur x (α coefficient d'atténuation [neper/km])

$e^{-j\beta x}$: Changement de phase sur x (β angle de phase [rad/ km])

K facteur d'atténuation de la ligne $k = e^{-\alpha L}$

Soit τ est le temps nécessaire à une onde de transiter d'une extrémité la ligne à l'autre et k le facteur d'atténuation correspondant.

Quand une onde incidente franchie une jonction entre deux ligne d'impédance $Z1$ et $Z2$ une partie α sera transmise le reste β , sera réfléchi.

en traversant la 2^{ème} ligne de coefficient d'atténuation k sa valeur sera réduite à $(k - \alpha)$.

Construction du diagramme

- Position des extrémités de lignes proportionnelle au temps de transit de chaque ligne
- Les ondes ne peuvent que diminuer avec le temps
- L'historique des ondes est lisible sur le graphe
- La tension de l'onde à l'arrivée est celle de l'entrée multipliée par le coefficient d'atténuation.

Soient : une ligne de A vers B ouverte en B

- un échelon de tension unitaire 1
- τ temps de transit de la ligne et α le coefficient d'atténuation avec $k = e^{-\alpha}$
- à $t = \tau$ l'onde en B atténuée devient k
- à $t = 2\tau$ l'onde est en A atténuée devient k^2
- Le générateur tend à maintenir l'échelon envoi dans le réseau une tension $(-k^2)$
- à $t = 3\tau$ l'onde est sur B réfléchi sans changement de signe d'amplitude $-k^3$

à $t = 4\tau$ en A $-k^4$ réfléchi avec changement de signe $+k^4$ est ainsi de suite

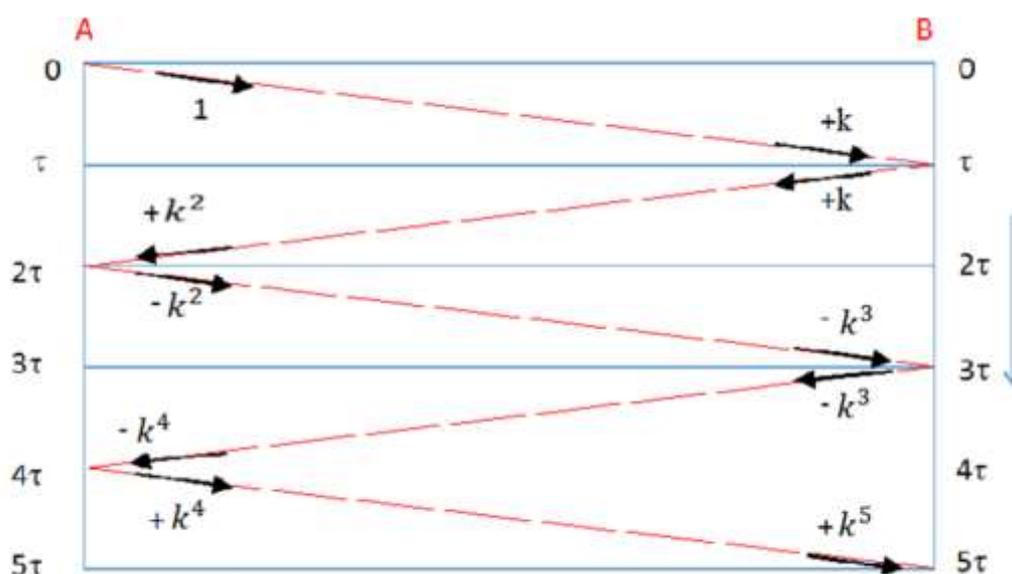


Figure3.3 diagramme en z

A l'extrémité de ligne la tension est double de celle de l'entrée (réflexion totale sans changement de signe) ceci peut aussi être obtenu avec le coefficient d'atténuation ou par la somme des ondes incidente et réfléchie

• A tout instant la tension V_r en B est la somme de toutes les tensions arrivées en B, donc après n réflexion

$$V_r = 2(K - K^3 + K^{-5} - K^4 + \dots + K^{2n-1})$$

$$V_r = 2K \frac{1 - (-K^2)^n}{1 - (K^2)}$$

Quand $t \rightarrow \infty$; $n \rightarrow \infty$

$$V_r = \frac{2K}{1+(K^2)}$$

$$(1 - K^2) > 0 \quad \text{et} \quad (1 + K^2) > 2K \quad \text{donc} \quad \frac{2K}{1-(K^2)} < 1$$

Donc la tension reçue est plus faible que celle émise (à cause de la chute de tension en ligne dû au courant capacitif, la ligne étant ouverte).

Dès que k est proche de l'unité, la réduction est très faible.

La modélisation préliminaire du système triphasé en un circuit équivalent monophasé facilite l'étude des transitoires dans l'ensemble des trois phases.

Le développement de l'expression de la tension en tout point le long du câble dans le domaine temporel est aussi rendu facile.

Ce développement permet de prédire avec précision la fréquence d'oscillation ainsi que le niveau de tension, non seulement à l'extrémité du câble, mais également en tout point le long de celui-ci.

Chapitre IV

Stabilité dynamique, stabilité transitoire, stabilité de tension, stabilité long terme

4.1 Introduction

Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes car un système électrique en fonctionnement peut subir une grande variété de perturbations ou d'incidents, tels que :

- La variation de la charge au cours de la journée.
- La manœuvre d'un ouvrage de couplage.
- Le déclenchement d'une unité de production ou d'une charge.
- La foudre atteignant une ligne.
- Un court-circuit en réseau.

Dans certains cas, il en découle un régime oscillatoire qui peut diverger. Des études sont nécessaires pour éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique car ces phénomènes dynamiques mettent en jeu des constantes de temps très différentes allant de la microseconde à l'heure. Cette caractéristique est d'une grande aide et permet de classer la stabilité des systèmes électriques en plusieurs catégories.

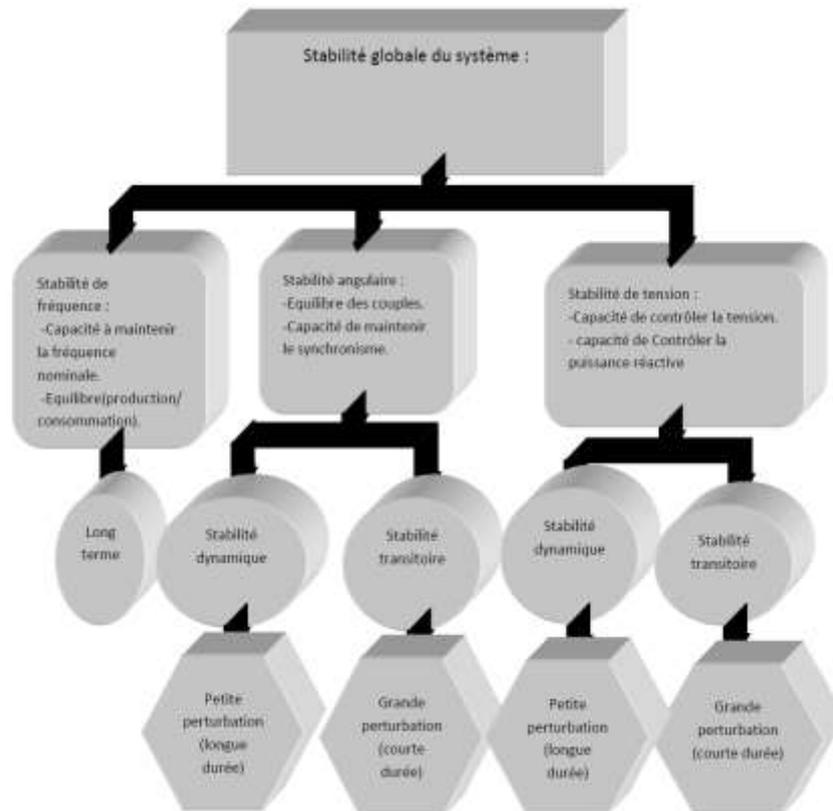


Figure. 4.1. Classification des types de stabilité des réseaux électriques

4.2 Stabilité de l'angle du rotor

La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone du système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs [6,7].

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

4.2.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)

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

La stabilité aux petites perturbations dépend du point de fonctionnement d'équilibre initial du système ainsi que des caractéristiques dynamiques du système. Contrairement à la stabilité transitoire, elle ne dépend pas de niveaux de perturbations, car celles-ci sont arbitraires et infiniment petites [10].

La relation puissance-angle est une relation non-linéaire en sinus. Mais pour des petites perturbations, la variation de puissance reste approximativement proportionnelle à la variation de l'angle δ .

4.2.3 Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire).

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

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas 1, figure 4.2), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes. L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi-oscillations), (cas 2, figure 4.2)). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

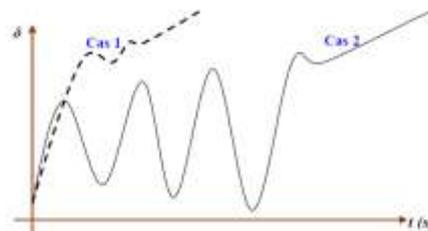


Figure 4.2. Variation d'angle de rotor.

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

4.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension implique une échelle de temps plus longue que la stabilité angulaire. Cette catégorie de stabilité représente la capacité d'un réseau électrique de maintenir la tension de fonctionnement normal dans les limites admissibles à tous les jeux de barres, suite à des perturbations. La stabilité de tension est étroitement reliée à la caractéristique des charges électriques.

Par exemple après la perte d'une ligne d'interconnexion importante, si la demande de puissance réactive des charges n'est pas réduite, les générateurs doivent augmenter leurs puissances générées. Cette augmentation des transits de puissance rend le réseau plus affaibli et, par conséquent, les tensions continuent à baisser. Le mécanisme ci-dessus amène à un effondrement de tension, une des principales causes des black-out dans les réseaux électriques. Enfin, la stabilité de tension peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations [8].

4.3.1 Stabilité de tension aux petites perturbations : se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables après avoir subi des petites perturbations telles que la variation de la charge du système.

4.3.2 Stabilité de tension aux Grandes perturbations : correspond à la capacité du système à maintenir des tensions stables après avoir subi des grandes perturbations telles que perte de production, ou un court circuit.

4.4 La stabilité de fréquence.

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

Le maintien de la fréquence à une valeur nominale dans un système de puissance est lié à l'équilibre global entre les puissances actives produites et consommées (y compris les pertes). Autrement dit, suite à certaines perturbations, l'équilibre global des puissances produites-consommée peut être déséquilibré : ce déséquilibre entraîne alors une variation de fréquence. L'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes peut éventuellement compenser ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence-puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables. Par ailleurs, si le déséquilibre est trop grand, l'écart de fréquence sera significatif avec des graves conséquences (effondrement complet du système), [9].

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

Dans un grand système de puissance et suite à un incident sévère et, par la suite, à l'action de protections (par exemple, un déclenchement de plusieurs lignes de transmission), l'instabilité de la fréquence est généralement associée à l'îlotage où un scénario typique peut avoir lieu. Un ou plusieurs sous-réseaux se retrouvent isolés du reste du système. Les générateurs de chaque sous-réseau résultant essaient de garder le synchronisme entre eux, mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée au sous-réseau. La fréquence décroît ainsi rapidement et l'instabilité produite est donc à court terme. L'instabilité de fréquence peut également se manifester à long terme, lorsqu'elle provient d'une mauvaise réponse en puissance des centrales ou d'une mauvaise coordination entre des régulations et protections [10].

CHAPITRE V

Étude complète d'une machine connectée à un réseau infini avec AVR et PSS

5.1 Introduction :

L'objectif de la stabilité transitoire est de déterminer si les machines atteindront, après une contingence quelconque, la fréquence synchrone pour un point d'équilibre stable ou asymptotiquement stable avec de nouveaux angles de puissance, de nouvelles tensions aux jeux de barres et avec une nouvelle répartition de la puissance sans perdre le synchronisme [11].

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

Ce chapitre se propose de présenter les bagages mathématiques nécessaires pour l'étude de la stabilité d'un réseau électrique. On présente tout d'abord les équations mécaniques qui permettent d'étudier la dynamique du rotor des machines synchrones

5.2 Équations mécaniques

On considère une unité de génération composée d'une machine synchrone triphasée et de son moteur d'entraînement. Selon la deuxième loi de Newton, le couple d'inertie du rotor de la machine synchrone est égal à la résultante du couple mécanique et du couple électrique agissant sur le rotor [11]. L'équation traduisant la deuxième loi de Newton est la suivante :

$$J\ddot{\theta}_m(t) = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t)[N.m] \quad (5.1)$$

où:

J : Moment d'inertie des masses rotatives, $kg.m^2$.

$\ddot{\theta}_m$: Accélération angulaire du rotor, rad/s^2 .

T_m : Couple mécanique fourni par le moteur d'entraînement diminué du couple de ralentissement provoqué par les pertes mécaniques, $N.m$.

T_e : Couple électrique tenant compte de la puissance électrique triphasée du générateur augmenté des pertes électriques, $N.m$.

T_a : Couple net d'accélération, $N.m$.

On peut aussi noter les équations liant l'accélération angulaire du rotor à la vitesse angulaire du rotor et à l'angle mécanique du rotor. Ces équations s'écrivent comme suit :

$$\ddot{\theta}_m(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (5.2)$$

$$\omega_m(t) = \frac{d\theta_m}{dt} \quad (5.3)$$

où :

$\omega_m(t)$: Vitesse angulaire du rotor, rad/s.

θ_m : Angle mécanique du rotor en considérant une référence fixe, rad.

On pose que T_m et T_e sont notés positivement. À l'état d'équilibre, le couple mécanique est égal au couple électrique, le couple net d'accélération résultant est subséquent nul en se basant sur l'équation (5.1). Il s'en suit alors que l'accélération angulaire est nulle. On en déduit que la vitesse angulaire du rotor est constante. Cette vitesse est appelée vitesse synchrone et elle sera notée ω_{sync} . Quand T_m est plus grand que T_e , le couple net d'accélération est positif, l'accélération angulaire est donc positive ; la vitesse du rotor a tendance à augmenter. À l'opposé, si T_m est plus petit que T_e , l'accélération angulaire est négative et la vitesse du rotor diminue.

Comme le souligne [12] , quand une machine fonctionne en mode générateur la puissance mécanique fait tourner l'axe de la machine dans le même sens que la vitesse synchrone comme indiqué dans la figure 5.1

a). Dans ce premier cas, la machine synchrone produit un courant électrique dont la fréquence est déterminée par la vitesse de rotation du rotor. Lorsque la machine fonctionne en mode moteur, c'est de préférence la puissance électrique qui fait tourner l'axe dans le même sens que la vitesse synchrone comme mentionné dans la figure 5.1

b). En d'autres termes, la machine synchrone absorbe un courant électrique dont la fréquence détermine la vitesse de rotation du rotor.

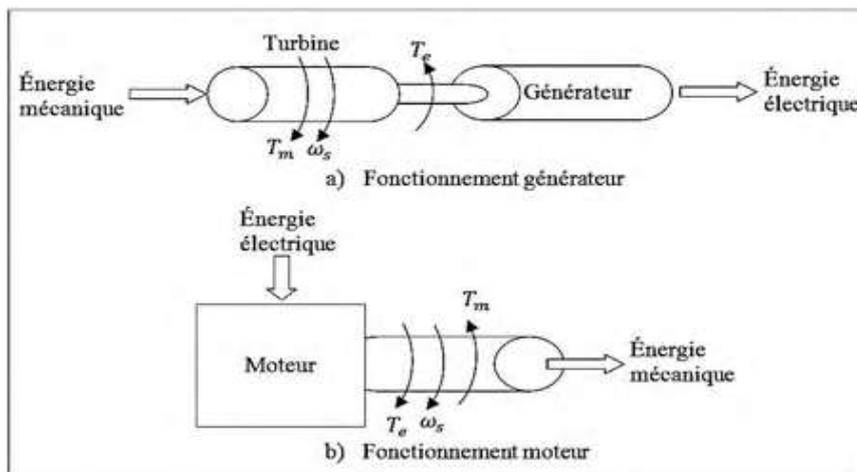


Figure 5.1 Représentation des couples mécanique et électrique versus la vitesse synchrone

Il est plus intéressant de définir une référence tournante synchrone au lieu d'une référence fixe pour mieux tenir compte de la position angulaire du rotor. On pose alors :

$$\theta_m(t) = \omega_{msync}t + \delta_m(t)[rad] \quad (5.4)$$

où :

ω_{msync} : La vitesse angulaire synchrone du rotor, rad/s.

δ_m : La position angulaire du rotor dans le référentiel synchrone, rad.

Sachant que la vitesse synchrone du rotor est une constante et en utilisant l'équation (1.4), on trouve :

$$\frac{d\theta_m}{dt} = \omega_{msync} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (5.5)$$

En dérivant l'équation (5.5) par rapport au temps, on obtient :

$$\frac{d^2\theta_m}{dt^2} = \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad (5.6)$$

Les équations (5.6) et (5.1) nous conduisent à (en N.m) :

$$J \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad (5.7)$$

Sur un réseau électrique, il est plus facile de travailler avec des puissances qu'avec des couples. En outre, vu les grandes valeurs de manière générale des puissances sur les réseaux, il serait aussi plus élégant d'utiliser les valeurs per unit. Il est donc souhaitable de trouver une équation équivalente de l'équation (5.7) tenant compte de ces remarques pertinentes.

Soit S_{nom} la puissance nominale apparente du générateur. En multipliant les membres de l'équation (5.7) par $\omega_m(t)$, puis en divisant par S_{nom} , on obtient en N.m:

$$\frac{J\omega_m(t)}{S_{nom}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \frac{\omega_m(t)T_m(t) - \omega_m(t)T_e(t)}{S_{nom}} = \frac{\omega_m(t)T_a(t)}{S_{nom}} \quad (5.8)$$

Sachant que la puissance est le produit du couple et de la vitesse, l'équation (5.8) s'écrit :

$$\frac{J\omega_m(t)}{S_{nom}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \frac{P_m(t) - P_e(t)}{S_{nom}} = \frac{P_a(t)}{S_{nom}} \quad (5.9)$$

En utilisant la notion de valeur per unit, l'équation (5.9) devient :

$$\frac{J\omega_m(t)}{S_{nom}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m\ p.u.}(t) - P_{e\ p.u.}(t) = P_{a\ p.u.}(t) \quad (5.10)$$

où :

$P_{m\ p.u.}$: Puissance mécanique fournie par le moteur d'entraînement diminuée des pertes mécaniques, per unit.

$P_{e\ p.u.}$: Puissance électrique tenant du générateur augmentée des pertes électriques, per unit.

$P_{a\ p.u.}$: Puissance d'accélération du générateur, per unit.

On introduit la notion de constante d'inertie normalisée qui sera notée H . Cette constante a l'avantage d'avoir une valeur relativement petite contrairement au moment d'inertie des masses rotatives. Elle est le quotient de l'énergie cinétique stockée à la vitesse synchrone et de la puissance apparente nominale du générateur. On a donc en joules/VA ou per unit seconde :

$$H = \frac{\frac{1}{2}J\omega_{msyn}^2}{S_{nom}} \quad (5.11)$$

En exprimant J en fonction de H dans l'équation (5.11), on a :

$$J = 2H \frac{S_{nom}}{\omega_{msyn}^2} \quad (5.12)$$

En remplaçant dans l'équation (5.10) J par la valeur trouvée dans l'équation (5.12), on obtient :

$$2H \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}^2} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m\ p.u}(t) - P_{e\ p.u}(t) = P_{a\ p.u}(t) \quad (5.13)$$

On définit la vitesse angulaire du rotor per unit telle que :

$$\omega_{p.u}(t) = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}} \quad (5.14)$$

L'équation (1.13) devient :

$$\frac{2H}{\omega_{msyn}} \omega_{p.u}(t) \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m\ p.u}(t) - P_{e\ p.u}(t) = P_{a\ p.u}(t) \quad (5.15)$$

Pour un générateur synchrone avec P pôles, l'accélération angulaire électrique α , la vitesse angulaire électrique ω , l'angle de puissance δ et la vitesse électrique synchrone ω_{syn} sont donnés par :

$$\alpha(t) = \frac{P}{2} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} \quad (5.16)$$

$$\omega(t) = \frac{P}{2} \omega_m(t) \quad (5.17)$$

$$\delta(t) = \frac{P}{2} \delta_m(t) \quad (5.18)$$

$$\omega_{syn} = \frac{P}{2} \omega_{msyn} \quad (5.19)$$

La vitesse électrique per unit se trouve à partir de la relation :

$$\omega_{p.u}(t) = \frac{\omega(t)}{\omega_{syn}} = \frac{\frac{2}{P} \omega(t)}{\frac{2}{P} \omega_{syn}} = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{msyn}} \quad (5.20)$$

En utilisant les équations (5.17) à (5.19), on peut ainsi réécrire l'équation (5.15) :

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \omega_{p.u}(t) \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{m p.u}(t) - P_{e p.u}(t) = P_{a p.u}(t) \quad (5.21)$$

L'équation (5.21) est dénommée équation d'oscillation per-unit. Il s'agit de l'équation fondamentale qui détermine la dynamique du rotor et qui permet d'étudier la stabilité transitoire. Les expériences montrent que durant les périodes transitoires, la vitesse du rotor ne varie pas trop comparé à la vitesse synchrone. On en déduit alors que $\omega_{p.u}(t) \approx 1$. Il s'ensuit l'équation suivante :

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{m p.u}(t) - P_{e p.u}(t) = P_{a p.u}(t) \quad (5.22)$$

L'équation (5.22) est une équation différentielle non-linéaire du second ordre. Elle est non linéaire car $P_{ep.u}(t)$ est une fonction non-linéaire de δ comme il sera vu plus loin. Pour faciliter les calculs, on peut décomposer l'équation (5.22) en deux équations non-linéaires du premier ordre en utilisant les équations (5.3) et (5.17) à (5.19) comme suit (en per unit) :

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_{syn} \quad (5.23)$$

Et

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{m p.u}(t) - P_{e p.u}(t) = P_{a p.u}(t) \quad (5.24)$$

Au lieu d'utiliser directement l'équation (5.22) pour l'étude de la stabilité, les équations (5.23) et (5.24) seront utilisées.

5.3 Modèle classique d'un système mono-machine versus un jeu de barre infini :

Un jeu de barre infini est une source de tension idéale qui maintient la fréquence constante, l'angle de phase constant et l'amplitude de la tension constante [13]. Dans les grands réseaux électriques, l'inertie des machines fera en sorte que la tension de la majorité des jeux de barre reste constante pendant des perturbations transitoires. Une machine connectée à une barre infinie par une ligne de transmission peut-être représentée comme montré à la figure 5.2.

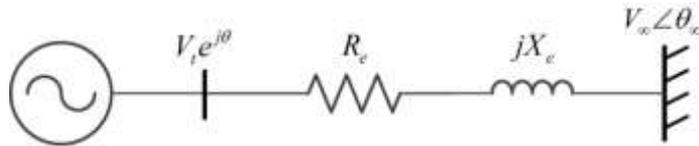


Figure 5.2 Une machine connectée par une ligne à un jeu de barre infini

Comme indiqué dans la section précédente, on se sert des équations (5.22) et (5.24) pour l'étude de la dynamique du rotor. Pour avoir l'angle du rotor dans le temps, on doit avoir les expressions mathématiques des puissances électriques et mécaniques. En utilisant le modèle classique, on va déterminer ces puissances. Les hypothèses formulées par [13] sont utilisées pour faciliter notre étude :

1. La puissance mécanique demeure constante pendant la période transitoire ;
2. La puissance d'amortissement ou asynchrone est négligée ;
3. L'angle mécanique du rotor de la machine synchrone coïncide avec l'angle retard de phase de la tension par rapport à la réactance ;
4. Une source de tension en retard de phase par rapport à la réactance peut représenter une machine électrique ;
5. Si une charge locale est alimentée par la machine, elle peut être représentée par une impédance ou une admittance constante reliée au neutre.

La période qui nous intéresse dans ce mémoire est la première oscillation de l'angle δ dans le domaine du temps, voir figure 3.4. Au début de cette période, on admet qu'une puissance positive est transmise au rotor de la machine et que l'angle augmente. Si l'angle augmente indéfiniment, la machine perd son synchronisme et sa stabilité. Par contre si l'angle atteint un maximum puis se met à décroître, le mouvement résultant sera une oscillation à amplitude constante. C'est la raison pour laquelle, on dit que l'on s'intéresse uniquement à la première oscillation et qu'elle est responsable de la perte ou non de la stabilité.

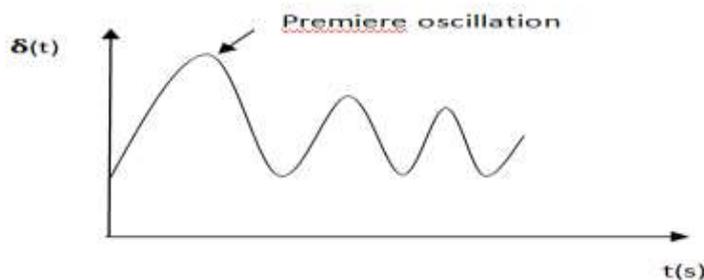


Figure 5.3 la première oscillation de la courbe de l'angle du rotor

On peut redessiner le circuit équivalent du modèle classique de la machine synchrone relié au jeu de barre infini comme indiqué sur la figure 1.5 où X_d est la réactance du jeu de barre infini.

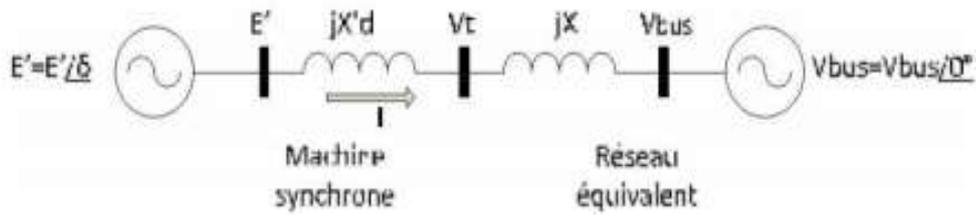


Figure 5.5 Schéma d'une machine synchrone reliée à un jeu de barre infini

La puissance apparente fournie au réseau et exprimée en MVA est donnée par l'équation (5.25) :

$$S_{bus} = V_{bus} < 0^\circ I^* \quad (5.25)$$

Une analyse du réseau permet de voir que le courant I est donnée par l'équation (5.26) :

$$I = \frac{E' - V_{bus} < 0^\circ}{j(X + X'_d)} \quad (5.26)$$

Des équations (5.25) et (5.26), on déduit que la puissance apparente peut s'écrire ainsi :

$$S_{bus} = \frac{V_{bus} E' \sin \delta}{X + X'_d} + j \frac{V_{bus} E'_d \cos \delta - V_{bus}^2}{X + X'_d} \quad (5.27)$$

Étant sous sa forme complexe, la partie réelle de la puissance apparente est la puissance électrique. D'où l'expression de la puissance électrique fournie au réseau comme indiqué par l'équation (1.28) :

$$P_e = P_{bus} = \frac{V_{bus} E'}{X + X'_d} \sin \delta \quad (5.28)$$

Il apparaît clairement que P_e est une fonction sinusoïdale de δ , voir figure 1.6, où sa valeur maximale P_{max} est donnée par l'équation (5.29):

$$P_{max} = \frac{V_{bus} E'}{X + X'_d} \quad (5.29)$$

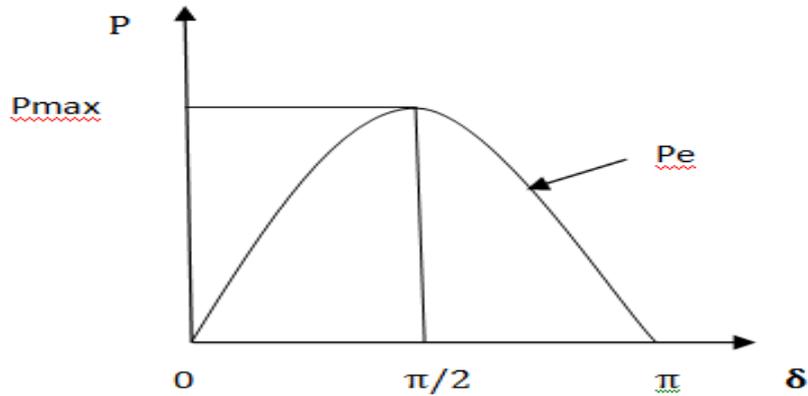


Figure 5.6 La puissance électrique de la machine synchrone
En fonction de l'angle du rotor

5.4 Modèle de la régulation de tension (AVR: Automatic Voltage Regulator)

L'AVR vise à maintenir la tension au nœud de raccordement de la machine constante. Le principe est en général d'agir sur la puissance réactive échangée avec le réseau. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à diminuer, le système d'excitation réagit en fournissant plus de puissance réactive. Si la tension au point de raccordement de la machine tend à augmenter, le système d'excitation réagit en absorbant de la puissance réactive. Ce régulateur est souvent utilisé pour les grands générateurs synchrones qui fonctionnent en mode « support de la tension ».

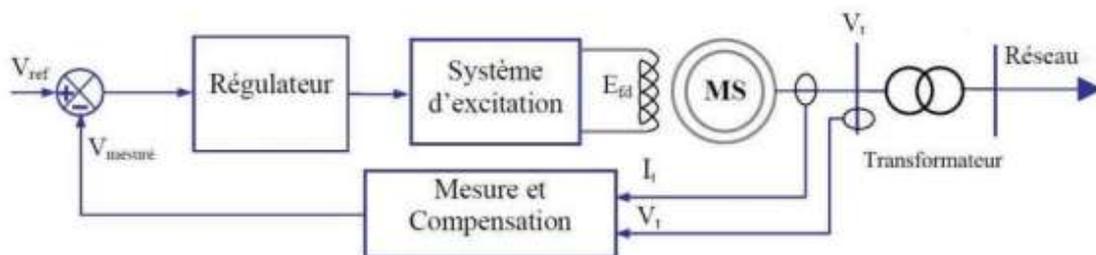


Figure5.7 régulateur de tension automatique

5.5 Les PSS (Power System Stabiliser) :

La régulation par le stabilisateur de réseau électrique (PSS : "Power System Stabilizer") a été beaucoup adoptée pour amortir l'oscillation des réseaux électriques en basse fréquence [14,15]. L'idée de la régulation par PSS est d'introduire un amortissement additionnel à l'oscillation du rotor de l'alternateur en commandant le système d'excitation afin d'améliorer la caractéristique d'amortissement des réseaux électriques et d'amortir l'oscillation en basse fréquence. Donc, pour fournir l'amortissement additionnel, le PSS doit produire un composant de couple électromagnétique en phase avec la déviation de la vitesse de rotor de l'alternateur. L'idée théorique pour un PSS peut être montrée à l'aide du schéma fonctionnel de la Figure 5.8.

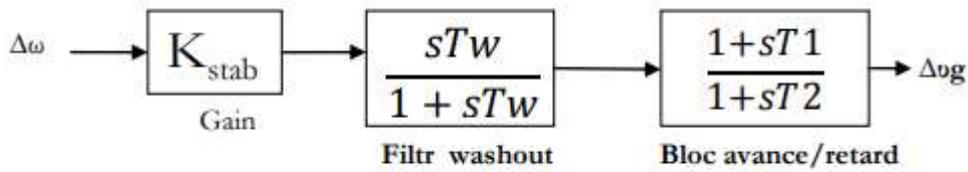


Figure5.8 PSS Typique

Le bloc "Gain" représente la quantité d'amortissement introduit par le PSS et est déterminé par la constante K_{stab} . Le bloc "filtre washout" représente un filtre passe-haut qui permet aux signaux reliés aux oscillations du réseau électrique de passer facilement. Le bloc " Bloc avance/retard " représente une compensation d'avance de phase pour le retard de la phase entre l'entrée de l'exciteur et le couple électromagnétique de l'alternateur. Idéalement, la quantité d'amortissement de l'alternateur K_{stab} doit être mise à une valeur correspondant à l'amortissement désiré maximal.

Le branchement du Pss et de l'AVR dans le système s'effectue comme suit :

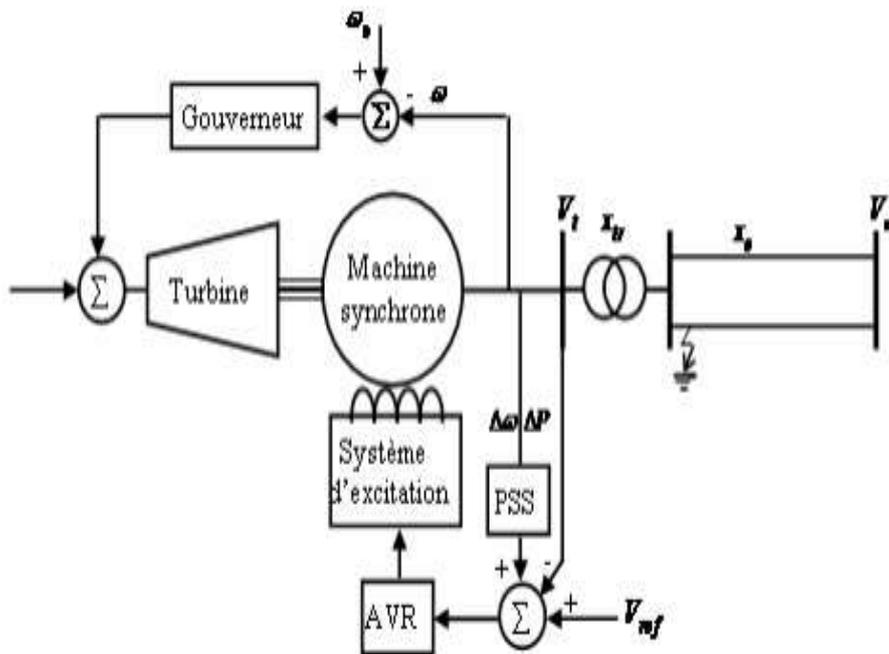


Figure5.9 Schéma simplifié d'une machine synchrone connectée à un jeu de barres infini (SMIB)

5.6 Les Méthodes d'évaluation de la stabilité :

La nécessité de faire fonctionner les réseaux électriques près de leurs limites de stabilité. Plusieurs approches permettant l'évaluation de la stabilité transitoire ont été proposées dans la littérature :

- Méthodes indirectes d'intégration numérique (simulation dans le temps) ;
- Méthodes directes énergétiques ;

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

5.6.1 Critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion)

Le concept de stabilité transitoire peut être expliqué par une approche graphique simple, à savoir le critère des aires égales (en anglais, Equal Area Criterion). Cette approche regroupe l'équation du mouvement et la courbe ($P-\delta$) traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor. Ce critère est basé sur le principe de la conservation de l'énergie cinétique c'est-à-dire pour un alternateur, la méthode est basée sur l'effet que l'énergie accumulée lors de l'accélération du rotor doit être égale à celle fournie pendant le freinage. Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini via deux lignes de transmission, Figure 5.5.

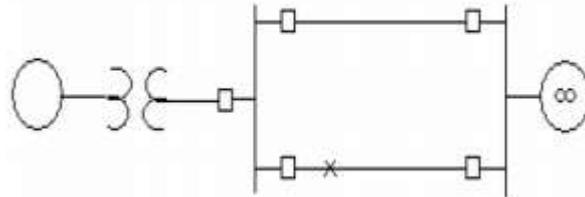


Figure 5.10 Système mono machine jeu de barres infini via 2 lignes parallèles

Considérons un défaut, sur la ligne de transmission, appliqué au système précédent disparaissant après quelques instants du système. Ceci va modifier l'écoulement de puissance et, par conséquent, l'angle de rotor δ Traçant la courbe ($P-\delta$) en tenant compte de ce défaut,

En dessous de cette courbe, nous pouvons considérer deux zones :

- La première zone (zone A1, zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_{cri}) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$

- La deuxième zone (zone A2 zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe au dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$

Si le rotor peut rendre dans la zone A2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A2 ne permet pas de restituer

toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu' a la perte de synchronisme.

La relation entre les aires des zones (A1et A2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

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

$$\frac{H}{f\pi} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (5.30)$$

On peut l'écrire

$$\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \frac{f\pi}{H} (P_m - P_e) \quad (5.31)$$

Par multiplication $2 \frac{d\delta}{dt}$ nous aurons :

$$2 \frac{d\delta}{dt} \frac{d^2\delta}{dt^2} = 2 \frac{f\pi}{H} (P_m - P_e) \frac{d\delta}{dt} \quad (5.32)$$

Ou :

$$\frac{d}{dt} \left[\left(\frac{d\delta}{dt} \right)^2 \right] = 2 \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) d\delta/dt \quad (5.33)$$

$$d(d\delta/dt)^2 = 2 \frac{\pi f}{H} (P_m - P_e) d\delta \quad (5.34)$$

$\delta_e = \frac{p}{2} \delta_m$ angle électrique du rotor qui est reliée à l'angle mécanique

On intègre :

$$(d\delta/dt)^2 = 2 \frac{\pi f}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e) d\delta \quad (5.35)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \sqrt{2 \frac{\pi f}{H} \int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e) d\delta} \quad (5.36)$$

$\frac{d\delta}{dt}$: La vitesse du rotor par rapport la vitesse de synchronisme

$\frac{p}{2}$: Nombre de paire de pole de la machine

Pour que le système soit stable, cette vitesse doit être égale à zéro à un certain moment après la perturbation.

Nous avons donc comme critère de stabilité :

$$\int_{\delta_0}^{\delta} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (5.37)$$

Dans le cas où la machine opérant au point d'équilibre δ_0 , la puissance mécanique P_{m0} est égale à la puissance électrique P_{e0} Figure 5.10. Considérant une augmentation brusque de la puissance mécanique de P_{m0} à P_{m1} cette croissance soudaine de la puissance mécanique entraîne une accélération du rotor, la puissance d'accélération du rotor est positive et l'angle de puissance δ augmente.

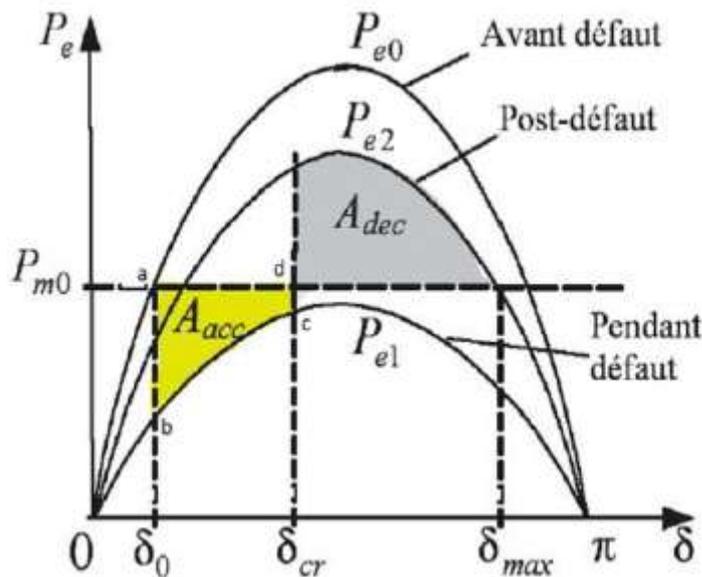


Figure 5.11 Caractéristique puissance-angle rotorique avant, durant et après le défaut

Avec l'augmentation de δ la puissance électrique augmente jusqu'au point d , où le couple opposé développé est suffisant pour arrêter cette accélération. L'énergie stockée dans le rotor durant l'accélération est donnée par :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{cr}} (P_m - P_e) d\delta = \text{Aire } abc = \text{Aire } A_1 \quad (5.38)$$

A la diminution de l'accélération du rotor (point d), une décélération du rotor commence avec une diminution de l'angle de puissance. L'énergie stockée dans le rotor durant cette période de décélération est :

$$\int_{\delta_{cr}}^{\delta_{max}} (P_e - P_m) d\delta = \text{Aire } bde = \text{Aire } A_2 \quad (5.39)$$

La stabilité est maintenue seulement si l'aire A_2 est au moins égale à A_1 . Dans cette condition le générateur ne perd pas le synchronisme, dans le cas contraire, l'angle rotorique s'évolue sans cesse et le générateur perd sa stabilité.

5.6.2 Les méthodes numériques

5.6.2.1 La méthode de Runge-Kutta :

C'est une méthode d'analyse numérique d'approximation de solutions d'équations différentielles. Cette méthode repose sur le principe de l'itération, c'est-à-dire qu'une première estimation de la solution est utilisée pour calculer une seconde estimation, plus précise, et ainsi de suite. Il s'agit de méthodes de résolution numérique d'équations différentielles du premier ordre avec condition initiale. Pour un système de deux équations différentielles.

Calcul de la première estimation des dérivés :

Dans cette étape, les premières estimations des dérivées pour la machine i^{th} ($i = 1, 2, \dots, m$) sont calculés comme:

$$\left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(1)} = \omega_{i0} - \omega_s \quad (5.40)$$

$$\left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(1)} = \frac{\omega_s}{2H_i} [P_{mi} - P_{ei}^{(0)}] \quad (5.41)$$

Avec ces premières estimations des dérivées, les valeurs de δ_i et ω_i ($i = 1, 2, \dots, m$) sont mises à jour comme:

$$\delta_i^{(1)} = \delta_{i0} + \frac{1}{2} \Delta t \left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(1)} \quad (5.42)$$

$$\omega_i^{(1)} = \omega_{i0} + \frac{1}{2} \Delta t \left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(1)} \quad (5.43)$$

Calcul de la deuxième estimation des dérivés :

Les secondes estimations des dérivés sont calculées comme suit:

$$\left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(2)} = \omega_i - \omega_s \quad (5.44)$$

$$\left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(2)} = \frac{\omega_s}{2H_i} [P_{mi} - P_{ei}^{(1)}] \quad (5.45)$$

Avec ces secondes estimations des dérivées, les valeurs de δ_i et ω_i ($i = 1, 2, \dots, m$) sont mises à jour comme:

$$\delta_i^{(2)} = \delta_{i0} + \frac{1}{2} \Delta t \left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(2)} \quad (5.46)$$

$$\omega_i^{(2)} = \omega_{i0} + \frac{1}{2} \Delta t \left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(2)} \quad (5.47)$$

Calcul de la troisième estimation des dérivés :

Les troisièmes estimations des dérivés sont calculées comme :

$$\left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(3)} = \omega_i^{(2)} - \omega_s \quad (5.48)$$

$$\left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(3)} = \frac{\omega_s}{2H_i} [P_{mi} - P_{ei}^{(2)}] \quad (5.49)$$

Avec ces troisièmes estimations des dérivées, les valeurs de δ_i et ω_i ($i = 1, 2, \dots, m$) sont mises à jour comme :

$$\delta_i^{(3)} = \delta_{i0} + \frac{1}{2} \Delta t \left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(3)} \quad (5.50)$$

$$\omega_i^{(3)} = \omega_{i0} + \frac{1}{2} \Delta t \left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(3)} \quad (5.51)$$

Calcul de la quatrième estimation des dérivés :

La quatrième estimation des dérivés est calculée comme suit:

$$\left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(4)} = \omega_i^{(3)} - \omega_s \quad (5.52)$$

$$\left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(4)} = \frac{\omega_s}{2H_i} [P_{mi} - P_{ei}^{(3)}] \quad (5.53)$$

Après l'obtention des quatrièmes estimations, nous sommes maintenant en mesure de calculer δ_i et ω_i ($i = 1, 2, \dots, m$).

Calcul des valeurs finales :

Les valeurs finales sont calculées comme suit:

$$\delta_{i1} = \delta_{i0} + \frac{\Delta t}{6} \left[\left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(1)} + 2 \left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(2)} + 2 \left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(3)} + \left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|^{(4)} \right] \quad (5.54)$$

$$\omega_{i1} = \omega_{i0} + \frac{\Delta t}{6} \left[\left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(1)} + 2 \left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(2)} + 2 \left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(3)} + \left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|^{(4)} \right] \quad (5.55)$$

Et ainsi on refait les calculs jusqu'au dernier point de l'intervalle d'étude.

5.6.2.2 La méthode d'Euler :

Une procédure numérique pour résoudre par approximation des équations différentielles du premier ordre avec une condition initiale. C'est la plus simple des méthodes de résolution numérique des équations différentielles.

Cette méthode se résume en deux étapes :

La première étape c'est la prédiction et la deuxième étape c'est la correction.

Étape prédication :

$$\delta_i^{(1)} = \delta_{i0} + \left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|_{t=t_0} = \delta_{i0} + \Delta t(\omega_{i0} - \omega_s) \quad (5.56)$$

$$\omega_i^{(1)} = \omega_{i0} + \left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|_{t=t_0} = \omega_{i0} + \Delta t \frac{\omega_s}{2H} (P_{mi} - P_{ei}^{(0)}) \quad (5.57)$$

Etape correction :

$$\left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|_{t=t_0+\Delta t} = \omega_i^{(1)} - \omega_s \quad (5.58)$$

$$\left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|_{t=t_0+\Delta t} = \frac{\omega_s}{2H} (P_{mi} - P_{ei}^{(1)}) \quad (5.59)$$

Avec les nouvelles valeurs dérivées ci-dessus obtenues, les valeurs finales de δ_i et ω_i à $t = t_0 + \Delta t$ (notées comme δ_{i1} et ω_{i1} respectivement) sont calculés comme :

$$\delta_{i1} = \delta_{i0} + \frac{\Delta t}{2} \left[\left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|_{t=t_0} + \left. \frac{d\delta_i}{dt} \right|_{t=t_0+\Delta t} \right] \quad (5.60)$$

$$\omega_{i1} = \omega_{i0} + \frac{\Delta t}{2} \left[\left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|_{t=t_0} + \left. \frac{d\omega_i}{dt} \right|_{t=t_0+\Delta t} \right] \quad (5.61)$$

Et ainsi on refait les calculs jusqu'au dernier point de l'intervalle d'étude.

Chapitre VI

Étude du cas à multi-machines

6.1 Introduction

Pour l'étude du modèle classique d'un système multi-machine, les hypothèses formulées pour le système mono-machine versus un jeu de barre infini sont toujours considérées. On tient compte que de la première oscillation (first swing). On peut obtenir un réseau électrique n-machine, comme représenté à la figure 6.1, où chacune des machines est une machine synchrone. Le nœud de référence est le nœud 0 et les m autres nœuds sont reliés aux n-machines. Ce schéma montre aussi la réactance interne de la n-ième machine (x''_{dn}) et sa tension interne E''_n . Les tensions initiales $E''_1, E''_2, \dots, E''_n$ sont déterminées par les conditions précédant les perturbations, puis un calcul d'écoulement de puissance est réalisé. Les amplitudes des tensions sont maintenues constantes pendant la période transitoire.

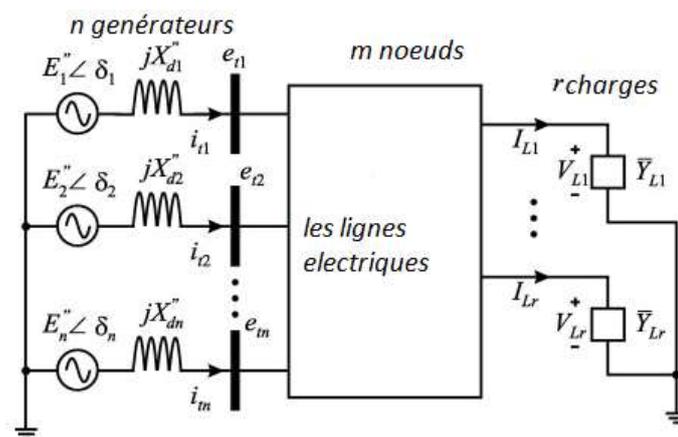


Figure 6.1 Système multi machine

L'étude de la stabilité transitoire doit se faire en trois étapes bien distinctes :

- 1) la préparation des données,
- 2) les calculs préliminaires ;
- 3) la résolution des équations d'oscillation.

6.2 Préparation des données

Pour bien analyser la stabilité transitoire, il est important d'avoir toutes les données découlant premièrement du calcul d'un écoulement de puissance. L'écoulement de puissance permet d'obtenir les valeurs de la tension, de l'intensité, toutes deux en module et en argument, et les puissances active et réactive dans les jeux de barre du réseau électrique triphasé à l'état d'équilibre.

Les données nécessaires aux calculs de l'écoulement de puissance les caractéristiques des jeux de barres, les caractéristiques des lignes de transport et les caractéristiques des transformateurs.

En tenant compte des données des lignes et des transformateurs, la matrice d'admittance Y_{bus} est formée en mettant sur la diagonale principale de la matrice la somme des admittances correspondant à la barre en question ; et les éléments autres que la diagonale sont l'opposé de la somme des admittances connectées entre les barres intéressées.

Pour le calcul de l'écoulement de puissance, on utilise les méthodes itératives les plus connues pour la résolution des systèmes d'équations non-linéaires :

- La méthode de Newton-Raphsen
- La méthode Gauss-Seidel.

Dans la préparation des données, on tient compte en un second temps des données du système. Il s'agit de la constante d'inertie H , de la réactance transitoire de l'axe direct x'_d de tous les générateurs et des impédances des lignes de transport aux conditions initiales et pour les périodes post-défaut.

Finalement, on se soucie du type de défaut et de sa localisation. Ceci influe sur le temps de défaut et la durée maximale pour obtenir une solution[16].

6.3 Calculs préliminaires

Pour préparer les données dans le cas de l'étude de stabilité d'un réseau électrique, des calculs préliminaires doivent être faits pour déterminer les états dynamiques du réseau. Ces calculs se font en respectant cinq étapes bien distinctes.

1. Tous les calculs se font en prenant une base commune. De manière générale, on choisit une base de 100 MVA ;
2. Les charges sont converties en des impédances ou des admittances équivalentes. Les données nécessaires se trouvent en se référant aux caractéristiques des charges sur le réseau électrique.
3. Les tensions internes $E_i < \delta_i$ des générateurs sont calculées à partir des caractéristiques des charges, des puissances apparentes de génération et des tensions des barres. Les angles internes peuvent être calculés à partir des tensions pré-transitoires $V < \alpha$ en utilisant l'équation (6.1). L'angle δ_0 s'obtient en ajoutant α à δ' pour tenir compte des valeurs initiales des angles et des vitesses :

$$E < \delta' = \left(V + \frac{Qx'_d}{V} \right) + j \left(\frac{Px'_d}{V} \right) \quad (6.1)$$

$$\delta_0 = \delta' + \alpha \quad (6.2)$$

4. On calcule la matrice d'admittance Y du réseau pour les trois périodes : avant-défaut pendant défaut et après-défaut. Pour la période avant-défaut, toutes les impédances sont converties en admittances. Sur la diagonale Y_{ii} , on met la somme de toutes les admittances connectées à la barre i . Les éléments Y_{ij} sont l'opposé de la somme des admittances connectées

entre les barres i et j . Pour la période pendant-défaut, la matrice d'admittance est recalculée en tenant compte de la matrice d'admittance trouvée antérieurement. Les seules modifications apportées sont la mise à zéro de toute la ligne et de la colonne correspondant à la barre où le défaut a été localisé. Finalement pour la période après-défaut, en se référant toujours à la matrice d'admittance avant-défaut, on soustrait les valeurs correspondant à la ligne qui a été ouverte pour dégager le défaut ;

5. La dernière étape des calculs préliminaires consiste à éliminer tous les nœuds sauf ceux renfermant les barres internes des générateurs. Ainsi, on va obtenir une nouvelle matrice d'admittance Y du réseau réduit. Cette réduction va s'opérer en utilisant un outil mathématique très connu et adéquat : la réduction de Kron. On élimine tous les nœuds où il n'y a pas d'injection de courant sauf les nœuds où se trouvent les barres internes des générateurs. La réduction du réseau peut être exprimée à partir des équations (3.42) et (3.43).

$$I = YV \quad (6.3)$$

Ou :

$$I = \begin{bmatrix} I_n \\ -\frac{I_n}{0} \end{bmatrix} \quad (6.4)$$

Les matrices Y et V sont partitionnées en conséquence pour avoir :

$$\begin{bmatrix} I_n \\ -\frac{I_n}{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{nn} & 1 & Y_{nr} \\ -\frac{Y_{rn}}{Y_{rr}} & 1 & Y_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_n \\ -\frac{V_n}{V_r} \end{bmatrix} \quad (6.5)$$

Le développement de l'équation 6.5 donne :

$$\begin{cases} I_n = Y_{nn}V_n + Y_{nr}V_r \\ 0 = Y_{rn}V_n + Y_{rr}V_r \end{cases} \quad (6.6)$$

En isolant V_r , on peut réécrire I_n comme suit :

$$I_n = (Y_{nn} - Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn})V_n \quad (6.7)$$

La matrice réduite recherchée est la matrice $(Y_{nn} - Y_{nr}Y_{rr}^{-1}Y_{rn})$ de dimension $(n \times n)$ où n est le nombre de générateurs du réseau.

Toutefois, on doit préciser que cette méthode a ses limites. La réduction de Kron présentée dans les équations (6.3) à (6.7) ne peut être utilisée si et seulement si les impédances sont considérées constantes. Dans le cas contraire, les barres doivent être conservées et la réduction du réseau est applicable uniquement aux nœuds n'ayant pas d'injection de courant.

6.4 Résolution des équations d'oscillation

Une fois toutes ces données compilées, il faut résoudre les équations mécaniques du réseau électrique afin de trouver la vitesse angulaire de chaque machine ainsi que les angles internes avant, pendant et après défaut.

En effet, la puissance électrique P_{ei} de la machine i est la partie réelle du produit de la tension et du conjugué du courant de la machine i . Ceci se traduit par l'équation :

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \quad (6.8)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

En remplaçant Y_{ij} par sa valeur, on obtient l'équation (6.9) :

$$P_{ei} = E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \quad (6.9)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

Ou :

δ_i : Angle interne de la machine i .

B_{ij} : Élément de la i -ème ligne et la j -ème colonne de la matrice d'admittance Y_{ij} , la susceptance.

G_{ij} : Élément de la i -ème ligne et la j -ème colonne de la matrice d'admittance Y_{ij} , la conductance.

E_i : Tension interne de la machine i .

En se rapportant aux équations du mouvement et l'équation (6.9), on trouve les relations suivantes :

$$\frac{2H_i}{\omega_{syn}} \frac{d\omega_i}{dt} = P_{mi} - \left[E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \right] \quad (6.10)$$

Et

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_{syn} \quad (6.11)$$

Où ω_{syn} est la vitesse synchrone du rotor, δ_i l'angle du rotor de la machine i et H_i la constante d'inertie de la machine i .

Il est important de souligner aussi que la puissance mécanique est considérée constante et elle est calculée à l'instant précis précédant la contingence. Elle est supposée égale à la puissance électrique, donc donnée par la relation :

$$P_{mi} = \left[E_i^2 G_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n E_i E_j [B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)] \right] \quad (6.12)$$

$i = 1, 2, \dots, n$

Chapitre VII

Méthodes d'amélioration de la stabilité: PSS, SVC, TCSC et TCPST

7.1 Introduction

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régimes permanents, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée ;
- le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voir supprimer, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter des flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages. Les dispositifs FACTS peuvent aussi être utilisés pour la segmentation de lignes de transport afin d'accroître leur capacité. De part leurs temps de réponse, trop faibles, les FACTS possèdent de nombreuses qualités en régimes dynamiques. Ils permettent en particulier ;
- d'accroître la réserve de stabilité transitoire ;
- d'amortir les oscillations de puissance ;
- de supporter de manière dynamique la tension. Les dispositifs FACTS ont également une action bénéfique sur les niveaux des courants de court circuit ainsi qu'en cas de résonance hypo synchrone.[17]

7.2 Amélioration de la stabilité par les PSS

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (PSS)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (AVR). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations. La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase. Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique. Un choix adéquat des paramètres des PSS engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système [18]

Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus juste et au bon moment. Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants :

- Supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation ; c.-à-d. assurer la stabilité transitoire du système.
- Maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ainsi qu'aux modes interrégionaux sans effets négatifs sur les autres modes.
- Minimiser la probabilité d'effets défavorable
-

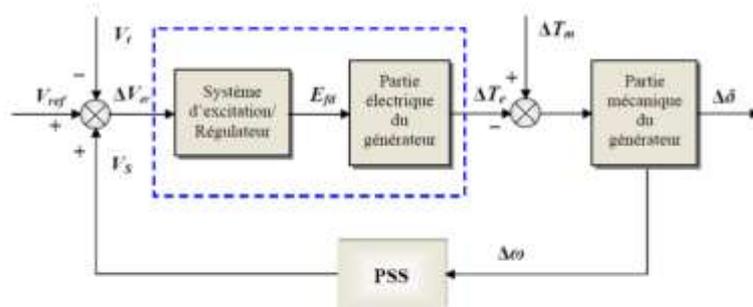


Figure 7.1 Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système.

Le système d'excitation est équipé de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (AVR), Figure 7.2. Ces derniers sont très important pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie ou absorbée selon les besoins des charges. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et ramène la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation.

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau [19].

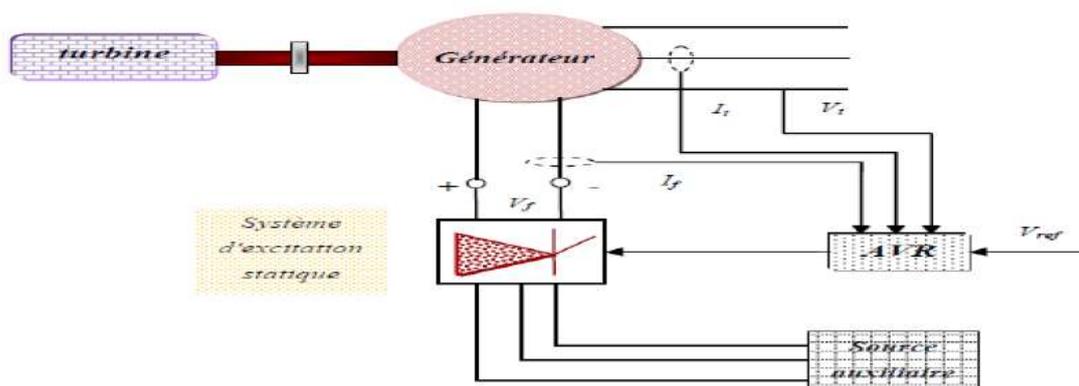


Figure 7.2 Structure d'un système d'excitation statique avec son AVR .

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs, Figure 7.3 :

- Un bloc d'amplificateur.
- Un bloc de filtre passe-haut "filtre washout".
- Un bloc de compensation de phase.
- Un limiteur.

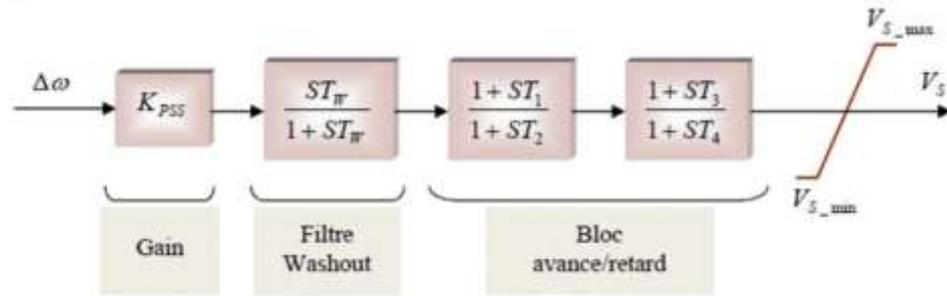


Figure7.3 Modèle d'un PSS avance/retard.

a. L'amplificateur :

Il détermine la valeur de l'amortissement introduit par le *PSS*. Théoriquement, sa valeur (K_{PSS}) doit correspondre à l'amortissement maximal [20]. Généralement, K_{PSS} varie généralement de 0.01 à 50[21].

b. Le filtre passe-haut "filtre washout":

Il élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.2 Hz) présentées dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique) : le *PSS* ne réagit donc que lorsqu'il y a des variations de vitesse. La constante de temps de ce filtre ($T\omega$) doit être suffisamment grande pour permettre aux signaux. Généralement, ($T\omega$) varie de 1 à 20 secondes. Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur ($T\omega$) fixée à 10 secondes [22].

c. Le filtre compensation de phase :

L'origine de l'amortissement négatif est, comme nous l'avons vu, associée au retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur (ΔT_e) et l'entrée du système d'excitation (ΔV_e). Pour mieux garantir la stabilité du système, deux étages (au moins) de compensations de phase sont nécessaires.

d. Le limiteur :

Le *PSS* est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire) [23]. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de ± 0.02 à 0.1 per-unit [24].

7.3 Amélioration de la stabilité par le compensateur shunt SVC

L'objectif principal de la compensation shunt est l'accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour le rendre plus compatibles avec la charge.

En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour augmenter la capacité de transfert des lignes électriques ainsi que le maintien de la tension aux nœuds. En régime transitoire, les dispositifs shunt permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance et réduction des oscillations de tension (flicker).

Vers la fin des années 60, plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers avaient l'avantage d'éliminer les parties mécaniques et d'avoir un temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués essentiellement d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par le dispositif. En effet, tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau via le point de raccordement Figure 7.4.

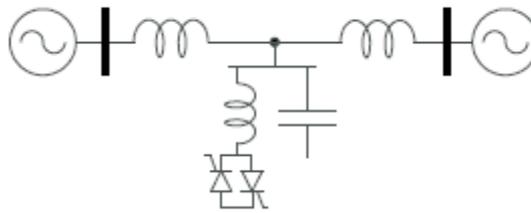


Figure 7.4 Compensation shunt par SVC au milieu de la ligne

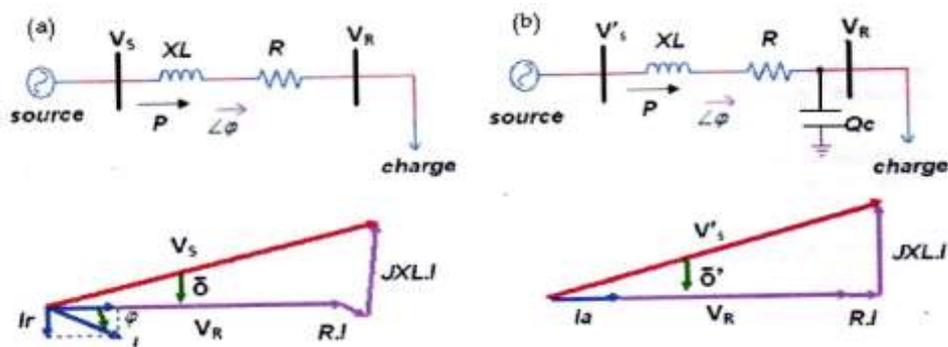


Figure 7.5 Principe de compensation shunt dans un réseau
(a) sans compensation, (b) avec compensation

Dans le cas théorique où la compensation est répartie sur toute la longueur de la ligne, le degré de compensation shunt d'une ligne est défini comme étant le rapport de la valeur absolue de la susceptance du compensateur par unité de longueur (B_{sh}) sur la susceptance de capacité de ligne par unité de longueur (B_c):

$$K_{sh} = \frac{B_{sh}}{B_c} \quad (7.1)$$

L'impédance caractéristique virtuelle de la ligne s'écrit :

$$Z'_0 = \frac{Z_0}{\sqrt{1 - K_{sh}}} \quad (7.2)$$

Sa puissance naturelle virtuelle est :

$$P'_0 = P_0 \sqrt{1 - K_{sh}} \quad (7.3)$$

On constate aussi que la longueur électrique de la ligne est également modifiée avec compensation shunt:

$$\delta'_0 = \delta_0 \sqrt{1 - K_{sh}} \quad (7.4)$$

La compensation réactive shunt est un bon moyen pour contrôler l'impédance caractéristique, dans le but de maintenir un niveau de tension acceptable sur les lignes de transport d'électricité. Par contre, elle ne constitue pas un bon moyen pour augmenter la puissance maximale transportable. Pour augmenter cette puissance, il faut diminuer δ ; pour diminuer δ , il est nécessaire d'augmenter K_{sh} .

En pratique, la compensation shunt passive est utilisée principalement pour maintenir la tension à toutes les barres du réseau à un niveau proche de la tension nominale, et ce pour les différents niveaux de charge du réseau. Il est clair que les équipements de compensation ne sont pas distribués de façon uniforme le long de la ligne comme le sont les inductances et les condensateurs du circuit équivalent d'une ligne. La compensation est localisée dans des postes qui sont répartis à des endroits stratégiques sur la ligne. Puisque la compensation n'est pas répartie d'une façon uniforme, il est impossible de maintenir la tension à sa valeur nominale en tout point de la ligne. Il est donc important de bien sélectionner les endroits où la compensation shunt est installée pour éviter que la tension s'écarte trop de sa valeur nominale.

7.4 Amélioration de la stabilité par le compensateur série TCSC

La réactance des lignes est une des limitations principales de la transmission de courant alternatif à travers les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite il y a plusieurs dizaines d'années afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne. Les dispositifs FACTS de compensation série sont des évolutions des condensateurs série fixes. Ils agissent généralement en insérant une impédance capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive. Ils modifient ainsi la réactance effective de la ligne figure (7.1). La tension insérée est proportionnelle et perpendiculaire au courant dans la ligne.

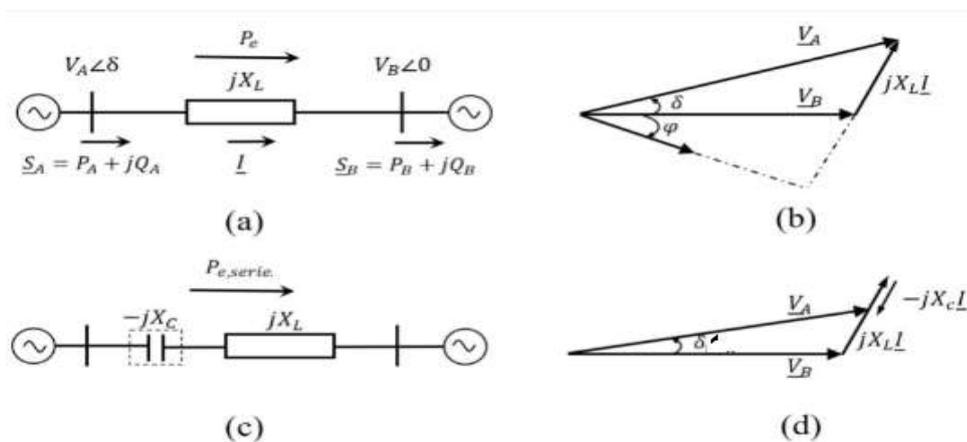


Figure 7.7 influence de la compensation série sur la réactance de la ligne

a) ligne sans compensation, b) diagramme vectoriel de la ligne sans compensation
 c) ligne avec compensation, d) diagramme vectoriel de la ligne avec compensation
 L'emplacement de la compensation série diminue la réactance totale de la ligne :

$$x_e = x_L - x_C \quad (7.5)$$

Et par conséquent la puissance transmise augmente aussi :

$$P_e = \frac{V_A * V_B}{x_L - x_C} \sin \delta \quad (7.6)$$

V_A et V_B : la tension aux jeux de barres A et B

x_L : réactance de la ligne

x_C : réactance du condensateur

δ : angle interne

$$K = x_L / x_C \quad (7.7)$$

K : degré de compensation

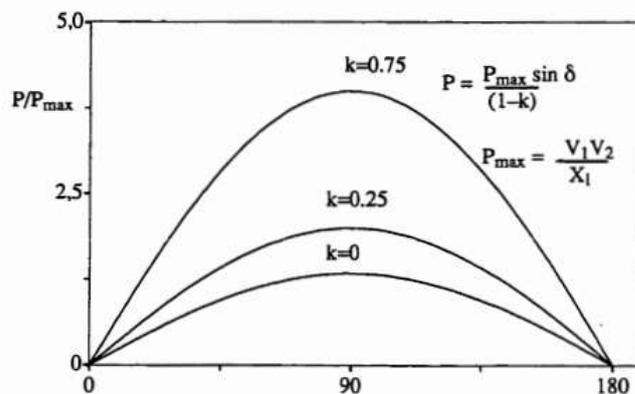


Figure 7.8 dépendance de $P(\delta)$ pour différents degré de compensation

L'augmentation du degré de compensation influe énormément sur la puissance transmise ainsi que la marge de stabilité.

La puissance réactive injectée par la capacité dépend du degré de compensation

$$Q = 2 \frac{V^2}{x_L} \frac{K}{(1-K)^2} (1 - \cos \delta) \quad (7.8)$$

En pratique on utilise un condensateur série commandée par thyristors TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) est formé d'une inductance commandée par thyristors en parallèle avec un condensateur [25]. Ce montage permet un réglage continu sur une large gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Les montages peuvent varier selon les fabricants. La figure 7.9 illustre le schéma du TCSC.

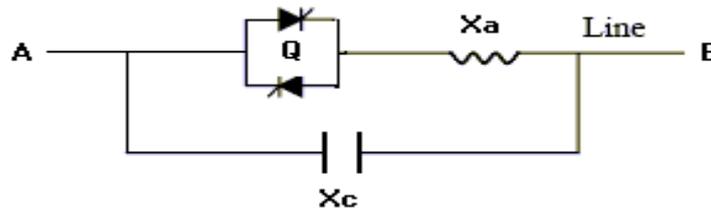


Figure 7.9 schéma du TCSC.

Les Applications du TCSC :

Les principales applications du condensateur série commandé par thyristors sont :

- L'augmentation du transit de puissance sur les lignes,
- La compensation du déséquilibre des courants de charge,
- L'amélioration de la stabilité dynamique,
- L'amortissement des oscillations de puissance,
- La réduction des risques de résonance hyposynchrone,
- L'interconnexion des réseaux.
- La stabilisation de la tension.

7.5 Amélioration de la stabilité par le Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST):

IEEE définit le TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer) comme étant un transformateur déphaseur ajusté par thyristor afin de fournir un angle de phase rapidement variable. Transformateur déphaseur commandé par thyristor TCPST, est le premier équipement FACTS combiné Figure 7.10.

Plusieurs variantes de déphaseurs ont été développées. Elles permettent d'obtenir des tensions injectées de phases différentes. Le principe du régulateur de phase consiste à modifier l'angle de transport δ de la ligne dans laquelle il est placé en contrôlant la phase du nœud i auquel il est connecté. De ce fait, il permet de contrôler les transits de puissance active dans les lignes. Les dispositifs déphaseurs ont des effets bénéfiques pour les problèmes dynamiques tels que l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance.

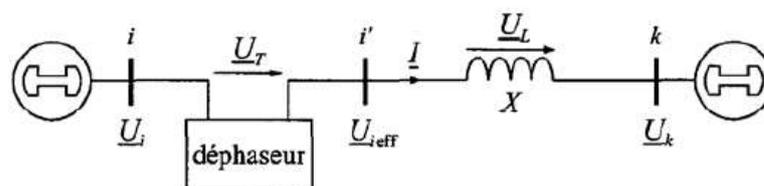


Figure 7.10 Régulateur de phase dans une ligne reliant deux générateurs

Les deux principaux types de déphaseurs sont le régulateur de phase contrôlé par thyristor TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator) et le transformateur déphaseur contrôlé par thyristor TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer). D'autres dispositifs, basés sur des convertisseurs à thyristors GTO, peuvent remplir les fonctions de déphaseurs.

Le TCPST insère une tension UT en quadrature avec la tension Ui . L'amplitude de la tension U_{ieff} n'est alors plus égale à celle de Ui et le transit de puissance est modifié comme suit Figure.7. 11.

$$P_{ik} = \frac{U^2}{X} \left(\sin \delta + \frac{U}{U_T} \cos \delta \right) \quad (7.9)$$

La Figure 1.12 illustre le schéma de principe d'un TCPST. Le transformateur auxiliaire étant dans ce cas couplé en triangle. La tension en quadrature est obtenue à partir de la tension composée des deux autres phases.

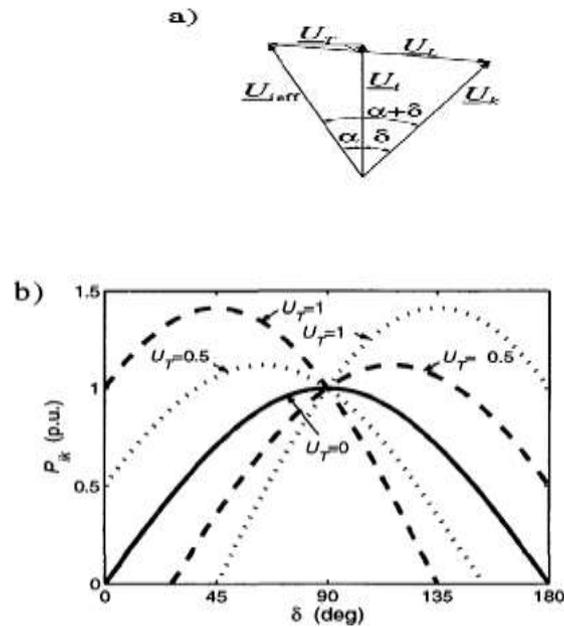


Figure 7. 11 Transformateur déphaseur commandé par thyristors TCPST :
a) diagramme des tensions, b) puissance transmise.

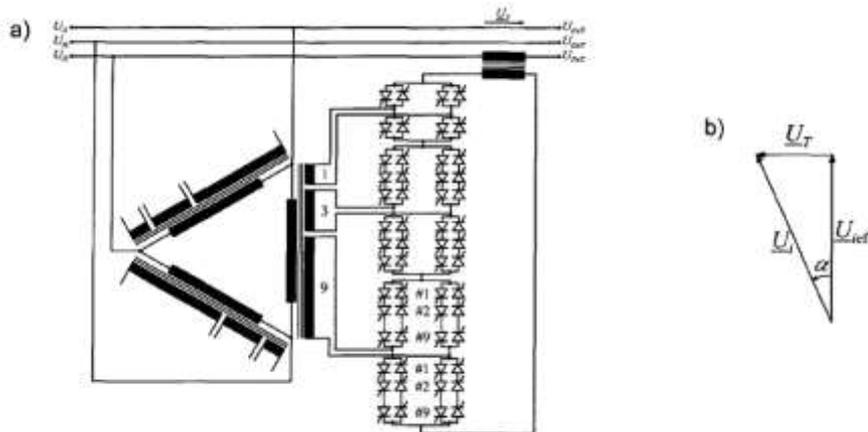


Figure 7.12 Schéma du transformateur déphaseur commandé par thyristors[26].

Références

- [1] H. ALKHATIB ,Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques: Optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique .Université Paul Cézanne Aix Marseille III - Diplôme de Doctorat en Génie Electrique 2008.
- [2] M. Crapp, Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique, Bermes science publication, LAVOISIER, 2003.
- [3]A.L.Nammour, Analyse des réseaux électriques, Faculté des sciences de technologie, université de constantine 1, 2010.
- [4]I. Sirot ,A. Fromentel ,Canaux de Transmission I Propagation Guidée de Transmission Fibres Optiques ,2013.
- [5] D.grenier, Electromagnetisme et transmission des ondes, Département de génie électrique et de génie informatique 2017.
- [6] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziaargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T.V. Cutsem et V. Vittal, Definition and classification of power system stability, IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions, IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 3, pp. 1387-1401, 2004.
- [7] H. Elkhatib, Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique, Université de Paul Cezanne D'aix, Thèse de Doctorat, 2008.
- [8]N.Bendecheche , Influence combinée des UPFC et des PSS sur la stabilité transitoire des réseaux électriques,Thèse de doctorat, Université Ferhat Abbas– Setif 1, Faculté de Technologie, 12 décembre 2013.
- [9]G.Andersson, Modeling and analysis of Electric Power Systems, Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.
- [10]T.V Custem , Systèmes électriques de Puissance II. Cours ELEC 047, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège,2002.
- [11]Glover, J. Duncan, Power system analysis and design. Australia ; Toronto, Ont.2008 ; Thomson.
- [12]I.J Nagrath, Modern power system analysis. New Delhi, Inde: New Delhi, Inde : Tata McGraw-Hill1989.
- [13]P.M.Anderson, A. A. Fouad, Power system control and stability, Rev. printin. Coll. IEEE Press power systems engineering series. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, xiii, 464 p.
- [14] P. Kundur, Power System Control and Stability, New York: McGraw-HILL, Inc., 1993.
- [15] K. SAOUDI, Stabilisateurs intelligents des systèmes électro-énergétiques, Thèse de Doctorat 2014 Université Ferhat Abbas Setif1.
- [16] H.Supreme , Analyse et classement des contingences d'un réseau électrique pour la stabilité transitoire, Montréal, le 28 novembre 2012.
- [17] M. Zeroual, Optimisation et contrôle de l'écoulement des puissances actives par système FACT . Thèse de doctorat, Université Mohamed Boudiaf, Oran 2015.
- [18] M. ZITOUNI Fares,2010 ,Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques par l'utilisation des Systèmes FACTS, Mémoire de Magister de université Ferhat Abbas Setif UFAS (ALGERIE).

- [19] Kundur, Prabha. 1994. Power System Stability and Control. Coll. " EPRI Power System Engineering ". New York: McGraw-Hill Professional, 1176 p.
- [20] E. Gholipour Shahraki, Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des Réseaux électriques, Thèse de doctorat, Faculté des Sciences & Techniques, Université Henri Poincaré, Nancy-I, 2003.
- [21] P.M. Anderson , "Power System Control and Stability", Iowa State University Press, Ames, 1977.
- [22] D. Ghouraf , A. Naceri, "Commande par PSS pour améliorer la stabilité du système électro-énergétique", Acta électrotechnique , 1/11/2013.
- [23] B. Pal , B. Chaudhuri , "Robust Control in Power Systems", Springer Science Media, Inc, 2005.
- [24] R.J. Fleming, M.A. Mohan, K. Parvatisam, Selection of parameters of stabilizers in multi machines 1981.
- [25] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, Understanding FACTS: Concepts and Technology of AC Transmission Systems IEEE Press, N.Y., 2000, ISBN 0-7803-3455-8.
- [26] Bouaoud Zoubir , Répartition des puissances dans les réseaux électriques en introduisant les dispositifs FACTS , Magister en Electrotechnique, Université Djilali Liabes de Sidi-Bel-Abbes.