

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
المركز الجامعي لعين تموشنت
Centre Universitaire Belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent
Institut des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Electrique



Projet de fin d'études
Pour l'obtention du diplôme de Master en :
Domaine : SCIENCE ET TECHNOLOGIE
Département : GENIE ELECTRIQUE
Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseau électrique
Thème

*Utilisation d'un logiciel pour l'étude de la stabilité
dynamique d'un réseau électrique*

Présenté Par :

- 1) IJA Chitou
- 2) BAGHDADI Abdelnasser

Devant les jurys composés de :

Mr : ZELMAT.S	MCA	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Président
Melle : TOHAMIA	MAA	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Examineur
Mr : BERRACHED.D	MCB	C.U.B.B (Ain Temouchent)	Encadrant

Année universitaire 2017/2018

Résume :

Le but de notre travail est d'étudier les comportements du réseau électrique en présence des plusieurs perturbations. En effet les comportements de ce réseau de transport d'énergie électriques sont très complexes et présentes des problèmes d'instabilité comme par exemple les courts-circuits, l'oscillation en basse fréquence, un à-coup de charge etc. Pour cela la simulation avec le logiciel Power World Simulator 15, l'utilisation des automates et des moyens de protection permet de prédire le comportement de notre réseau et de le ramener dans son régime dynamique stable en cas des perturbations persistantes.

Abstract:

The purpose of our work is to study the behavior of the electrical network in the presence of several disturbances. Indeed the behavior of this power transmission network are very complex and present problems of instability such as short circuits, oscillation at low frequency, an overvoltage etc. For that, the simulation with the Power World Simulator 15 software, the use of the automata and the means of protection makes it possible to predict the behavior of our network and to bring it back in its stable dynamic regime in the event of the persistent disturbances.

الملخص :

الغرض من العمل الذي قمنا به هو دراسة سلوك الشبكة الكهربائية في وجود اضطرابات متعددة. وبالفعل فإن سلوك شبكة نقل الطاقة هذه معقدة للغاية ولهذا يسبب مشاكل عدم الاستقرار مثل ماس كهربائي و تذبذبات التردد المنخفض والشحن الزائد لذلك فإن المحاكاة باستخدام برنامج Power World Simulator 15, واستخدام الأتوماتكية ووسائل الحماية يجعل من الممكن التنبؤ بسلوك الشبكة وإعادتها إلى نظامها الديناميكي المستقر في حالة حدوث اضطرابات مستمرة.

Dédicaces

Je dédie ce mémoire :

A ma mère qui n'a pas cessé de m'encourager et de me soutenir dans les moments difficiles.

A mon père qui sait sacrifier afin que rien ne m'empêche le bon déroulement de ses études.

A mes frères et sœur.

A ma grande famille BAGHDADI

A mon binôme IJA Chitou, avec qui j'ai partagé ce travail, et je lui souhaite tout les bonheurs.

A Mes amis(e) de la promotion à qui je souhaite bonne chance dans leurs vies professionnelles.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin et qui me connaissent.

Mr : BAGHDADI Abdelnasser

Dédicaces

Je dédie ce mémoire :

A ma mère qui n'a pas cessé de m'encourager et de me soutenir dans les moments difficiles.

A mon père qui nous a quittés tôt paix à âme.

A mes frères et sœurs.

A mes oncles.

A ma famille.

A mon binôme BAGHDADI Abdelnasser, avec qui j'ai partagé ce travail, et je lui souhaite tout les bonheurs.

A Mes amis(e) de la promotion à qui je souhaite bonne chance dans leurs vies professionnelles.

A mes amis.

A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin et qui me connaissent.

Mr : IJA Chitou

Remerciements

*Nous remercions **ALLAH** le tout-puissant de nous avoir donné le courage, la volonté et la patience de mener à terme ce présent travail.*

*Nous tenons à exprimer nos respectueuses gratitudee et remercier vivement notre encadrant de projet Mr: **BERRACHED Djelloul**, Docteur au centre universitaire Belhadj Bouchaib Ain-Temouchent, de sa grande aide et de sa contribution, ses conseils et sa disponibilité ont été des facteurs déterminants dans l'accomplissement de notre travail.*

*Nos plus vifs remerciements au président du jury Mr: **ZELMAT Samir**, Docteur au centre universitaire Belhadj Bouchaib Ain-Temouchent, qui a en l'amabilité d'accepter de présider le jury de soutenance.*

*Nous tenons également à remercier l'examinatrice Melle: **TOUHAMI Aicha**, Maître-assistant Classe A au centre universitaire Belhadj Bouchaib Ain-Temouchent, pour avoir accepté d'examiner ce projet de fin d'étude.*

Enfin, nous exprimons nos sincères remerciements à tous ceux qui nous ont apporté leur aide pour l'accomplissement de notre travail, en particulier nos enseignants, collègues, et sur tous nos familles qui nous ont donné encore le courage de poursuivre nos études.

Merci beaucoup

Sommaire

Introduction générale.....	1
Chapitre I : GENERALITE SUR LES STABILITES DU RESEAU ELECTRIQUE	
I Introduction.....	3
I.1 Définition du réseau électrique	3
I.2 La qualité de l'énergie électrique.....	4
I.3 La conduite du réseau	4
I.4 Notion des stabilités	5
I.5 Cause de l'instabilité des réseaux électriques.....	5
I.5.1 La fréquence.....	5
I.5.2 La tension.....	6
I.6 Classement des stabilités.....	7
I.6.1 La stabilité en régime statique	7
I.6.2 La stabilité en régime transitoire	8
I.6.3 La stabilité en régime dynamique.....	8
I.7 Objectif de l'étude de la stabilité	8
I.8 Impacte de l'instabilité.....	9
I.8.1 Au niveau de la génératrice.....	9
I.8.2 Au niveau du réseau.....	9
I.8.3 Au niveau de fonctionnement des turbo-alternateurs.....	10
I.9 Perturbations regissant les réseaux électriques	10
Conclusion.....	12
Chapitre II : STABILITES DYNAMIQUES DES RESEAUX ELECTRIQUES	
II Introduction	13
II.1 Généralités	13
II.1.1 Grandeurs électriques.....	13
II.1.2 Données temporelles	14
II.2 La qualité de l'énergie électrique	14
II.3 Définition de la stabilité dynamique des réseaux électriques.....	15
II.4 Equations d'oscillations décrivant le comportement dynamique de la machine synchrone.....	16
II.5 Etude de la stabilité dynamique des réseaux électriques.....	20
II.5.1 Cause d'instabilité.....	21
II.5.2 Effets de l'instabilité.....	21
II.5.3 Maitrise de l'instabilité.....	21
II.6 Etudes de stabilité.....	22

II.6.1 Machines synchrones.....	22
II.6.2 Stabilité statique.....	23
II.6.3 Stabilité dynamique (transitoire).....	25
II.7 Etude de la stabilité dynamique pour un système multi machine.....	27
II.8 Résolution du problème de la stabilité dynamique.....	29
II.8.1 Méthode d'euler modifié.....	29
I.8.2 Méthode de runge kutta d'ordre quatre.....	34
II.8.3 Les approches à plusieurs pas multi-steps.....	36
II.8.3.1 Méthode d'adams.....	36
II.8.3.2 Méthode de prédictor-correcteur.....	37
Conclusion.....	38
Chapitre III : PRESENTATION DU LOGICIEL POWER WORLD	
III Introduction.....	39
III.1 Présentation du logiciel.....	39
III.2 La nouveauté du logiciel.....	39
III.3 Présentation de l'interface du power world.....	40
III.3.1 Interface générale.....	40
III.3.2 Editeur du réseau.....	41
III.3.3 Création d'un nouveau projet (new case).....	41
III.3.4 Ecoulement de puissance.....	42
III.3.5 Affichage des résultats.....	42
III.4 Stabilité dynamique transitoire.....	44
III.4.1 Affichage des résultats.....	44
III.4.2 Paramètre de calcul.....	45
III.4.3 Calculatrice complexe.....	46
III.4.4 Rubrique d'aide.....	46
III.5 Avantage du logiciel power world (pw).....	46
Chapitre IV: RESULTATS ET APPLICATIONS	
IV.1 Schéma simplifié du réseau à 5 nœuds.....	48
IV.2 Paramètres des alternateurs.....	49
IV.3 Résultats d'analyse du système.....	49
IV.4 Illustration du réseau (ouest algérien).....	51
IV.5 Schéma simplifié du réseau à 11 nœuds.....	52
IV.6 Paramètres des alternateurs.....	53
IV.7 Résultats et analyse des simulations.....	54
Conclusion.....	57
Conclusion générale.....	58

Liste des Figures

Figure (I-1) : les unites centralisees et decentralisees	3
Figure (I-2) : exemple de diagramme de charge preventive	4
Figure (I-3) : organigramme des stabilites.	7
Figure (II-1) : perturbation de tension dans les reseaux.....	15
Figure (II-2) : machine synchrone.....	16
Figure (II-3) : diagramme des angles du synchronisme.....	18
Figure (II-4) : schema de la machine synchrone	23
Figure (II-5) : diagramme vectoriel de l'angle interne δ entre les vecteurs u et e.	23
Figure (II-6) : puissance generee par un alternateur en fonction de l'angle.....	24
Figure (II-7) : puissance du point de fonctionnement de l'alternateur suite a une augmentation de la puissance mecanique	25
Figure (II-8) : instabilite (survitesse), suite a un echelon de puissance mecanique	26
Figure (II-9) : calcul de l'ecoulement de puissance.....	28
Figure (II-10) : organigramme de la methode d'euler modifie	31
Figure (II-11) : organigramme de la methode runge-kutta	35
Figure(III.1) interface generale	40
Figure(III.2) editeur du reseau	41
Figure(III.3) creation d'un nouveau projet (new case).....	41
Figure(III.3.4) Ecoulement de puissance	42
Figure (III.3.5) affichage des résultats.....	42
Figure (III.4) Affichage de Stabilité dynamique transitoire.....	44
Figure (III.4.1).Paramètre de calcule.....	45
Figure(III.4.2) parametre de calcule.....	45
Figure(III.4.3) calculatrice complexe.....	46
Figure (IV-1) : reseau a 5 nœuds.....	48
Figure (IV-2) : reseau ouest algerien.....	52

Figure (IV-3) : courbes de la tension et de l'angle en fonction du temps	54
Figure (IV-4) : courbes de puissance et l'angle en fonction du temps.....	55
Figure (IV-5) : courbes de l'angle en fonction du temps vue de haut.....	55
Figure (IV-7) : courbes de la vitesse en fonction du temps.....	56

Liste des Tableaux

Tableaux (I-1) : differents appareils perturbateurs.....	10
Tableaux (I-2) : differents appareils perturbateurs.....	11
Tableau (IV.1) : les impedances.....	48
Tableau (IV.2) : les valeurs planifiees	49
Tableau (IV.2 .1) : Paramètres des alternateurs.....	49
Tableau (IV.3) : methodes de gauss seidel.....	49
Tableau (IV.4) : methodes de gauss seidel accéléré.....	50
Tableau (IV.5) : methodes de newton raphson.....	51
Tableau (IV.6) : les impedances.....	51
Tableau (IV.7) : les valeurs planifiées.....	53
Tableau (IV.8) :Paramètres des alternateurs.....	53

Introduction Générale

Introduction générale

De nos jours, l'énergie électrique joue un rôle prépondérant dans le développement industriel d'une nation grâce à la facilité de son transport et de sa facilité de transformation en d'autres formes d'énergie et aux énormes possibilités qu'elle fournit en terme de fiabilité. Cependant la fourniture de l'énergie électrique pose un grand nombre de problèmes qui sont liés à la production, au transport et à la modification des échanges à la répartition et la distribution.

Un problème important lié à la sécurité du réseau est celui de la stabilité. Ce problème a tiré l'attention de beaucoup d'ingénieurs, électriciens durant ces dernières années dont le souci est d'assurer la sécurité et la régularité dans l'exploitation des réseaux.

Le comportement d'un réseau de transport d'énergie électrique est défini comme étant l'évolution, à partir d'un état du régime, des grandeurs électriques caractérisant l'état du réseau, à la suite d'une perturbation. Cette évolution peut provoquer une perte du synchronisme de certains machines entraînant la coupure du réseau en sous réseaux où l'équilibre production consommation n'est plus nécessairement assuré. La remise en parallèle de ces sous réseaux est toujours longue car elle ne pourra s'effectuer qu'entre les sous réseaux que l'on est arrivé à resynchroniser et sur chacun des quels on peut limiter la consommation aux possibilités de production.

La perte de synchronisme dans un réseau d'énergie électrique peut se produire :

- Soit par une augmentation lente des angles internes dans les machines par frottement chargées jusqu'à dépassement d'une valeur limite : c'est le problème de la stabilité statique.
- Soit à la suite d'un à-coup de charger brutal dans le réseau c'est le problème de la stabilité dynamique.

C'est cette dernière qui fera l'objet de ce travail.

La stabilité dynamique de réseau électrique est l'aptitude de ce dernier à revenir dans son état de d'équilibre stable, après élimination d'une perturbation, caractérisé par la marche synchrone de tous les générateurs à cause des mouvements brusques d'énergie qui peuvent occasionner des détériorations sur certaines machines.

L'impact d'une perturbation sur le comportement dynamique du réseau est d'autant plus important que cette perturbation est brutale et de durée longue.

Il existe un temps maximum au-delà duquel, la perturbation ne peut durer sans provoquer une perte de stabilité du réseau, c'est le temps critique d'élimination du défaut.

Au cours du régime perturbé, il se produit une modification du transport des puissances entre les différentes machines et le réseau. Il s'ensuit un déséquilibre entre les puissances mécaniques et électriques échangé au niveau de chaque machine provoquant ainsi une variation de l'énergie cinétique du rotor.

De nombreuses méthodes d'études se sont confrontées à la difficulté double de représentation du réseau de la résolution de ces équations non linéaires. La méthode de RUNGE KUTTA pour l'étude de la stabilité dynamique est appliquée aux grands réseaux d'énergie électrique. Le temps critique d'élimination du défaut est déterminé d'une manière itérative en suivant à chaque fois l'évolution du rotor, ce qui suppose une intégration numérique des équations différentielles dans cette méthode.

Notre travail est subdivisé en quatre chapitres :

- Généralité sur les stabilités des réseaux électrique
- Stabilités dynamiques des réseaux électriques
- Présentation du logiciel Power World
- Résultats et applications

Chapitre 1

Généralité sur les stabilités du réseau électrique

Introduction

L'ensemble des systèmes des réseaux électriques ayant été conçu par l'être humain sont loin d'être parfait. Le trouble de fonctionnement de ces réseaux électriques suite d'une perturbation quelconque et imprévisible engendre l'absence de la stabilité. Cette dernière constitue un facteur le plus important pour le bon fonctionnement du système électrique du point de vue comportement dynamique. Dans ce chapitre l'accent serait mis sur l'énumération de l'ensemble des stabilités du système électro-énergétique lors de court-circuit et surcharge d'une ligne de transport d'énergie électrique.

I.1 Définition du réseau électrique

L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée, donc, en permanence, la production doit s'adapter à la consommation. De ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation constitue un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable. Un réseau électrique peut être de petite puissance ou très puissant (à l'échelle d'un pays). Dans tous les cas, ses caractéristiques s'expriment en termes de grandeurs électriques, disposition spatiale et données temporelles [1].

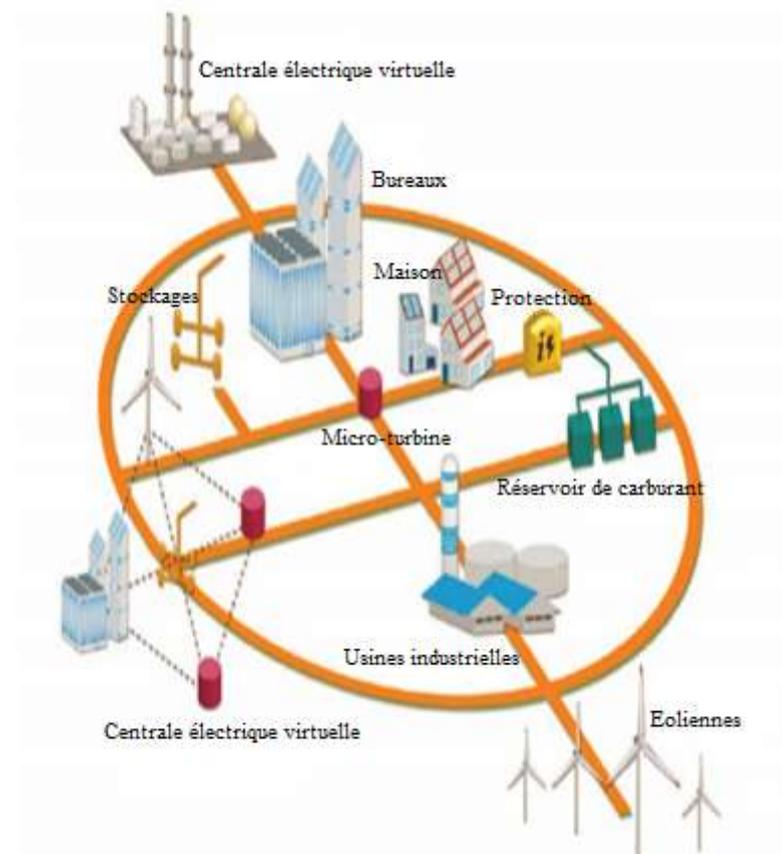


Figure (I-1) : Les unités centralisées et décentralisées[2]

I.2 La qualité de l'énergie électrique

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par un équilibre à grande échelle dans le temps et dans l'espace de l'ensemble du système production, transport et consommation. Mais une analyse plus fine révèle qu'en réalité, il y a en permanence et en tous lieux des événements provoquant des fluctuations qui seront compensées, sauf catastrophiques [1]. Ainsi la notion de qualité de l'électricité apparaît sous l'aspect de :

- la continuité de fourniture de l'énergie électrique
- la forme de l'onde de tension (fréquence, amplitude, durée).

I.3 La Conduite du réseau

Le principe de l'égalité est assuré par une prévision statistique de l'évolution de la charge, seule une gestion rigoureuse et continue permet d'éviter une instabilité, c'est le rôle du dispatching national. Dans la plupart des pays, ce travail se fait la veille pour le lendemain. La préparation de l'exploitation est contractualisée entre les acteurs. C'est lors de la préparation journalière que sont figées les demandes de chacun, que l'accès au réseau de transport est accepté ou refusé, et que sont définies précisément les conditions techniques et économiques de la production électrique et des services de transport de l'énergie [2].

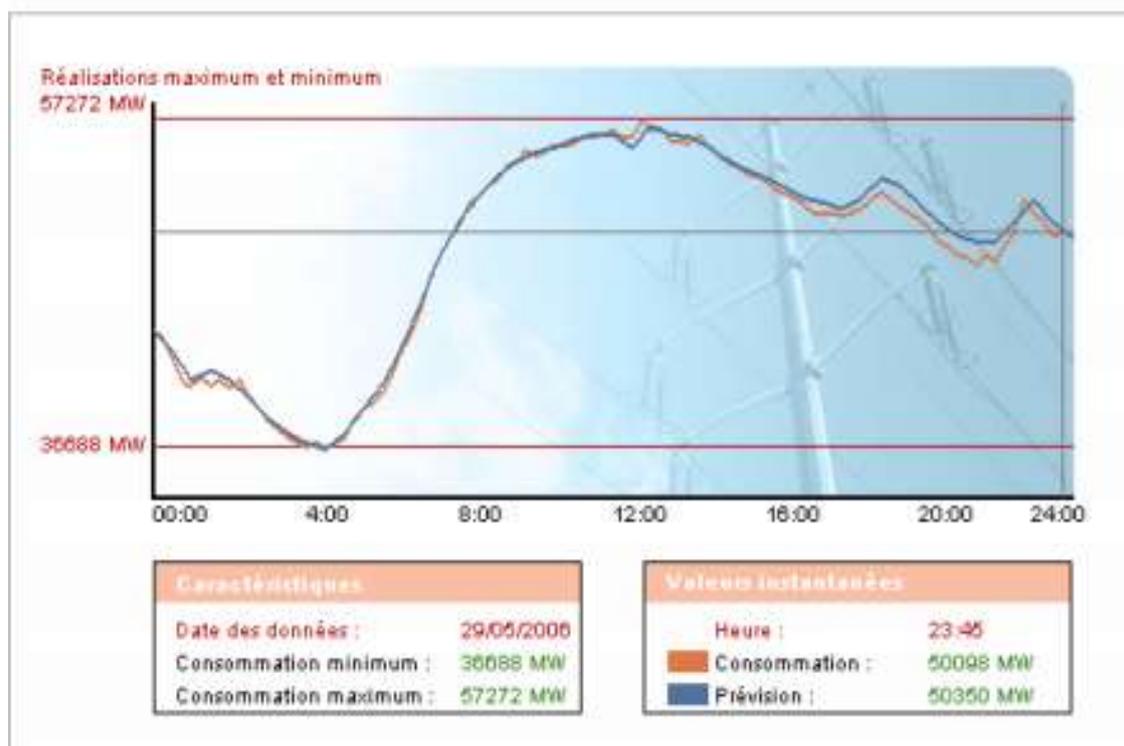


Figure (I-2) : Exemple de diagramme de charge préventive [2]

I.4 Notion des stabilités

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et(ou) électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes. Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique, après quelques oscillations, retrouve un état stable. Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique.

I.5 Cause de l'instabilité des réseaux électriques

Une instabilité généralisée du réseau peut conduire à des dégâts matériels (côté production, transport, distribution et clients) et(ou) à la mise hors tension d'une partie ou de l'ensemble du réseau (blackout).

Les grandeurs électriques variables favorisant l'instabilité sont : la fréquence et la tension

I.5.1 La fréquence

La fréquence d'un réseau interconnecté de transport est essentiellement la même en tout point du réseau ; elle est mesurée et contrôlée en temps réel avec précision afin de la maintenir dans une zone acceptable ($\pm 0,5$ Hz autour de 50 Hz ou 60 Hz selon le pays). Pour des petits réseaux électriques, il n'est pas toujours possible d'assurer une telle précision, en particulier si les moyens de production utilisés sont des machines tournantes (c'est plus facile pour les onduleurs électroniques de puissance) [3].

La raison première du contrôle de la fréquence est de permettre la circulation à travers le réseau d'un courant électrique alternatif fourni par plusieurs générateurs.

Lorsqu'un utilisateur enclenche un appareil, la puissance consommée supplémentaire est prélevée sur l'énergie cinétique de rotation des rotors des générateurs. En l'absence de mesures correctrices, il s'ensuit un ralentissement de toutes les machines synchrones, soit une baisse de la fréquence. Il en va de même lorsqu'une usine de production tombe subitement en panne. Toute variation de fréquence reflète ainsi un déséquilibre entre production et consommation.

Afin de corriger rapidement tout écart de fréquence dans les grands réseaux électriques, chaque gestionnaire de réseau de transport met à disposition dans sa zone une réserve de

puissance active (réserve tournante) qui est rapidement mobilisée en fonction des besoins nécessaires à l'équilibre.

I.5.2 La tension

Le phénomène de l'instabilité de la tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, à l'insuffisance des dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont la limite de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive [4].

L'instabilité de la tension d'un grand réseau est un problème de nature complexe. Plusieurs éléments d'un réseau contribuent à la création d'un scénario propice à une instabilité de tension. Les éléments suivants ont un impact important sur la stabilité de la tension du réseau :

- Les génératrices et le comportement de leurs dispositifs de réglages et de protection.
- Les dispositifs à compensation shunt réglable et fixe.
- Les caractéristiques de la charge.
- Les lignes de transport d'énergie.

I.6 Classement des stabilités

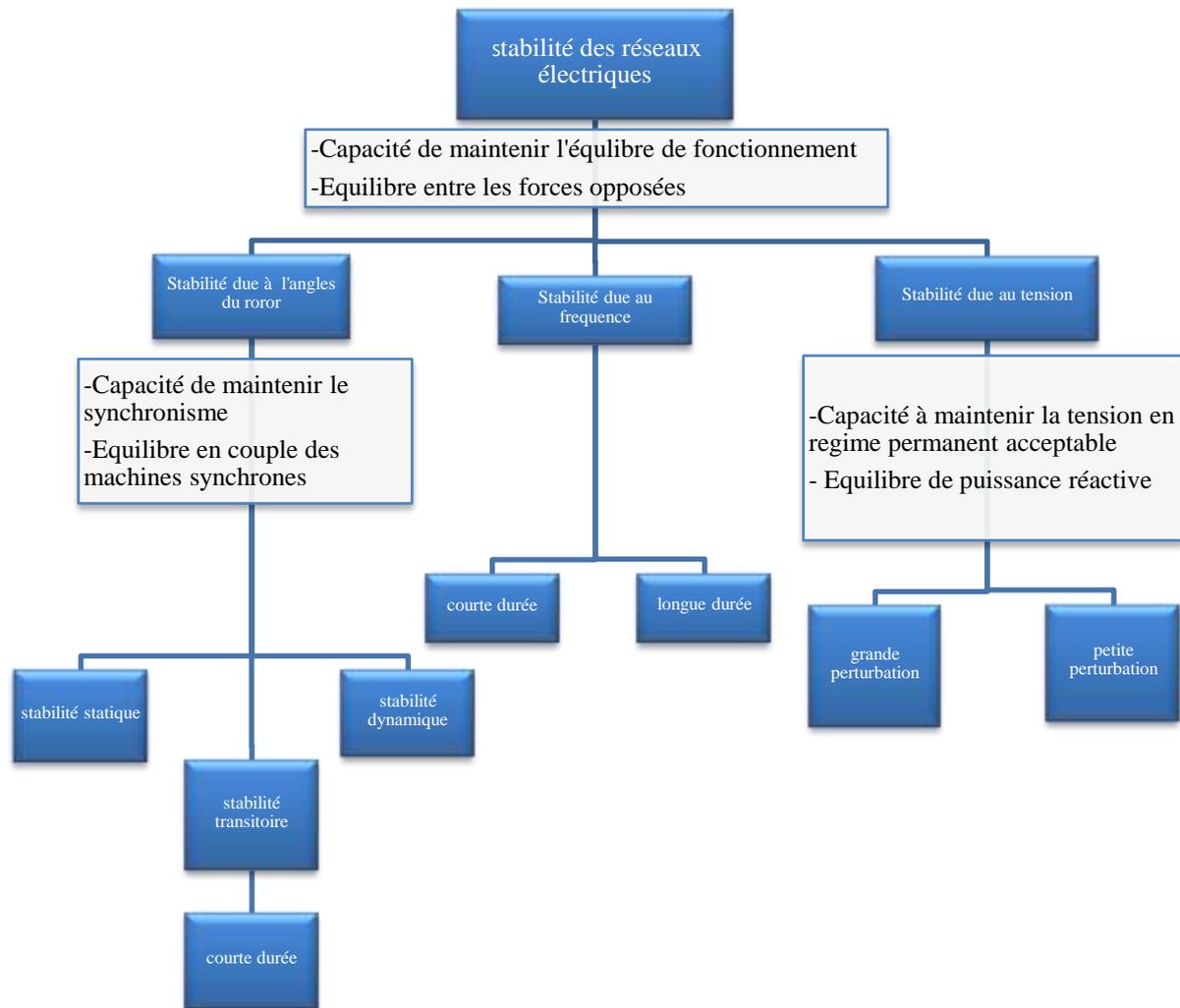


Figure (I-3) : Organigramme des stabilités.

La stabilité est caractérisée par les fluctuations de puissances transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions et fréquences associées. Il faut distinguer :

I.6.1 La stabilité en régime statique :

Le réseau a un comportement stable, c'est-à-dire que, soumis à des petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial ceci avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre [1].

I.6.2 La stabilité en régime transitoire :

Lorsque l'on passe d'un état stable statique à un autre, suite à une perturbation durable voulue ou non, ce changement d'équilibre s'accompagne d'un régime variable oscillatoire amorti considéré comme acceptable eu à l'égard à des fourchettes prédéfinies de ΔU , Δf , Δt . L'instabilité en régime transitoire est observée lorsque, suite à une perturbation importante, le régime oscillatoire est divergent. Il induit une perte d'alimentation ou un nouvel état stable inacceptable (ex : moteur qui rampe) [1].

I.6.3 La stabilité en régime dynamique :

Le réseau est apte à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et automatismes divers fonction des perturbations envisagées. Les études de stabilité dynamique consistent à :

- envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte d'énergie mécanique, perte de source électrique, variation de charge, contraintes de processus,
- prédire le comportement du réseau face à ces perturbations,
- préconiser les mesures à prendre en exploitation, telles que type de protection, réglage de relais, délestages, configurations... pour éviter les modes de fonctionnement indésirables,

Ces études permettent donc la maîtrise du comportement du réseau considéré, qu'il soit public ou privé, HT ou BT [1].

I.7 Objectif de l'étude de la stabilité

Les études de stabilité sont basées sur l'étude d'un système de puissance durant les périodes transitoires passant par :

- L'analyse du comportement électrique et mécanique des machines entre le moment où la perturbation apparaît et le moment où la perturbation est éliminée et voir si le réseau revient ou non à des conditions normales de fonctionnement,
- Envisager les principaux phénomènes par exemple : court-circuit, perte d'énergie mécanique, perte de source d'énergie électrique, variation de charge,
- Prédire le comportement du réseau face à des perturbations,
- Mesure à prendre en exploitation le type de protection, réglage de relais délestage configuration pour éviter des modes de fonctionnement indésirables,
- La puissance maximale que l'on peut secourir lors d'une perturbation,

- Les valeurs optimales de réglage des éléments du système de protection,
- Les meilleures régulations des machines,

Lorsque l'étude est faite avant la réalisation de l'installation, pour la plus part, ces facteurs peuvent être modifiés [4].

Ainsi a-t-on la certitude que lors des régimes transitoires du réseau et des machines sera conforme à ce qui c'est souhaité.

Chaque étude de la stabilité est un cas particulier lié :

- ✓ Aux types de sources,
- ✓ Aux types de récepteurs,
- ✓ A l'architecture du réseau,
- ✓ Au mode d'exploitation du réseau,
- ✓ Aux causes d'instabilités prises en compte.

I.8. Impact de l'instabilité

I.8.1 Au niveau de la génératrice

En régime transitoire, les échanges de puissances entre machines et réseau donnent percussions de couple, les contraintes mécaniques résultantes peuvent provoquer des défaillances mécaniques (rupture de l'arbre).

Les alternateurs sollicités de par leurs capacités, entraînent une baisse de tension et de fréquence.

Lors de l'élimination des perturbations, le courant absorbé est très important ainsi que les chutes de tension. Les machines trouvent des difficultés à retrouver le fonctionnement stable.

I.8.2 Au niveau du réseau

Dans un réseau électrique, le système de transmission est employé pour transférer la puissance d'un nœud à un autre nœud. Le système de transmission inclut les lignes de transmission et les transformateurs. Ces derniers dispositifs ont des caractéristiques qui influent sur la stabilité et sur l'écroulement de puissance [4].

Les oscillations de puissance à l'origine de courant très élevé dans les liaisons et les transformateurs entraînent des échauffements néfastes à la tenue des matériels. Les chutes de tension, les courants importants occasionnent des fonctionnements des certaines appareils sensibles (exemple : contacteur).

La mise hors circuit des générateurs détruits l'équilibre production-consommation et peut provoquer des retombés graves comme le black-out du réseau en générale.

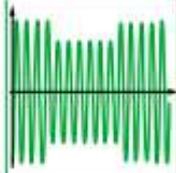
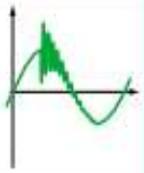
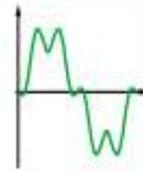
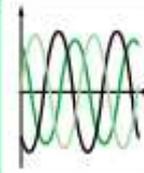
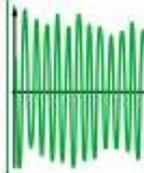
I.8.3 Au niveau de fonctionnement des turbo-alternateurs

Dans le cas des turboalternateurs, les fluctuations des défauts produisent des variations de consommation de vapeur, donc des variations de la puissance mécanique fournissent par turbine. Elles peuvent entre tenir les régimes de fonctionnement instable du réseau électrique par la fluctuation de puissance et des oscillations qui en résultent [4].

I.9 Perturbations régissant les réseaux électriques

Outre le contrôle de la variation de la fréquence afin de la maintenir dans la zone acceptable, les problèmes liés à la tension sont multiples ainsi nous verrons ci-dessous le tableau qui résume la nature et les éléments sensibles aux différentes perturbations.

Tableaux (I-1) : Différents appareils perturbateurs. [5]

Perturbations	Creux de tension	Surtensions	Harmoniques	Déséquilibres	Fluctuations de tension
Formes d'onde caractéristiques					
Origine de la perturbation					
■ Réseau					
<input type="checkbox"/> Défaut d'isolement, rupture du conducteur de neutre...					
<input type="checkbox"/> Manœuvres et ferrorésonance					
<input type="checkbox"/> Foudre					
■ Equipements					
<input type="checkbox"/> Moteur asynchrone					
<input type="checkbox"/> Moteur synchrone					
<input type="checkbox"/> Machine à souder					
<input type="checkbox"/> Four à arc					
<input type="checkbox"/> Convertisseur					
<input type="checkbox"/> Charges informatiques					
<input type="checkbox"/> Eclairage					
<input type="checkbox"/> Onduleur					
<input type="checkbox"/> Batterie de condensateurs					

: Phénomène occasionnel
 : Phénomène fréquent

Tableaux (I-2) : Différents appareils perturbateurs.[5]

Equipements	Sensibilité aux perturbations					
	Creux de tension < 0,5 s	> 0,5 s	Surtensions	Harmoniques	Déséquilibres	Fluctuations de tension
■ Moteur asynchrone						
■ Moteur synchrone						
■ Actionneur						
■ Variateur de vitesse						
■ Charge informatique, commande numérique						
■ Four à induction						
■ Eclairage						
■ Batterie de condensateurs						
■ Transformateur						
■ Onduleur						
■ Disjoncteur						
■ Câble						

Conclusion

Lors de cette analyse le problème des stabilités a été énuméré dans l'intégralité du réseau électrique sur base de variation de la tension et de la fréquence. Le maintien du synchronisme en cas de perturbation transitoire est nécessaire dans l'équilibre du réseau électrique.

Dans le chapitre qui va suivre l'objet de notre étude est la stabilité dynamique des réseaux électriques.

Chapitre II

Stabilité dynamique des réseaux électriques

II Introduction

Un réseau électrique est caractérisé par la présence de multiples sources d'alimentation et de charge, relié par un réseau maillé. Normalement, le réseau doit fonctionner dans le régime stationnaire et dans les limites d'exploitation acceptables. Ce pendant, le réseau est continuellement soumis à des divers aléas qui peuvent perturber son fonctionnement normal. Dans certaines conditions critiques causées par des perturbations, le réseau peut connaître un phénomène d'instabilité dynamique avec des conséquences très graves. Les processus d'instabilité sur les réseaux électriques résultent de phénomènes complexes faisant intervenir de multiples paramètres. Ces phénomènes peuvent revêtir des aspects très différents en fonction des conditions d'exploitations du système production-transport au moment de l'incident. Ces phénomènes trouvent souvent leur origine dans les cascades inopinées d'évènement qui conduisent à des chutes brutales des tensions et qui peuvent laisser peu de temps, seulement quelques minutes parfois, pour prendre les mesures de sauvegarde et de protection nécessaires. Les difficultés inhérentes à l'analyse des différents problèmes associés à l'instabilité résultent du comportement plus ou moins non linéaire de beaucoup de composants du réseau.

Mieux comprendre les problèmes de la stabilité de tension et mieux exploiter les méthodes d'analyse de ces phénomènes pour prendre des actions préventives et correctrices, c'est le souhait de cette partie.

II.1 Généralités

L'énergie électrique est produite en même temps qu'elle est consommée, de ce fait, l'ensemble production, acheminement, utilisation constitue un système complexe appelé réseau électrique qui doit être stable. Un réseau électrique peut être de petite ou grande puissance. Dans tous les cas, ses caractéristiques s'expriment en termes de :

- ✓ grandeurs électriques et données temporelles. [5]

II.1.1 Grandeurs électriques

- La fréquence.
- La tension.
- Les puissances actives et réactives.

II.1.2 Données temporelles

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

II.2 La qualité de l'énergie électrique

Un réseau électrique a en général une stabilité globale qui se manifeste par un équilibre à grande échelle dans le temps de l'ensemble du système production et consommation électrique.

Mais une analyse plus fine révèle qu'en réalité, il y a en permanence et en tous lieux des événements provoquant des fluctuations qui seront compensées, sauf catastrophiques. Ainsi la notion de qualité de l'électricité apparaît sous l'aspect de :

➤ La continuité de fourniture: c'est la disponibilité de l'énergie électrique en un endroit donné qui peut être interrompue par des coupures brèves (< 1 min.) ou longues (> 1 min.).

➤ La forme de l'onde de tension (fréquence, amplitude, durée); dans ce cas les perturbations sont généralement classées en fonction de leur plage de fréquence :

- Phénomènes à haute fréquence (kHz à MHz) :

Surtensions à fronts raides dues à la foudre ou à certaines manœuvres (ex : sectionneurs, interrupteurs, certains disjoncteurs).

- Phénomènes à basse fréquence (50 Hz à kHz) : surtensions de manœuvre.

- Phénomènes autour de la fréquence industrielle (0 à 100 Hz): fluctuations rapides (20 ms à 1 s) ou lentes (supérieures à la seconde) telles que dés équilibre, creux de tension dus à la mise en service de fortes charges ou à un court-circuit dans la distribution [5].

La variation de fréquence peut résulter :

- ✓ d'un court-circuit proche d'une source.
- ✓ d'une très grosse variation de puissance de la source.
- ✓ du passage sur une source de remplacement ou de secours.

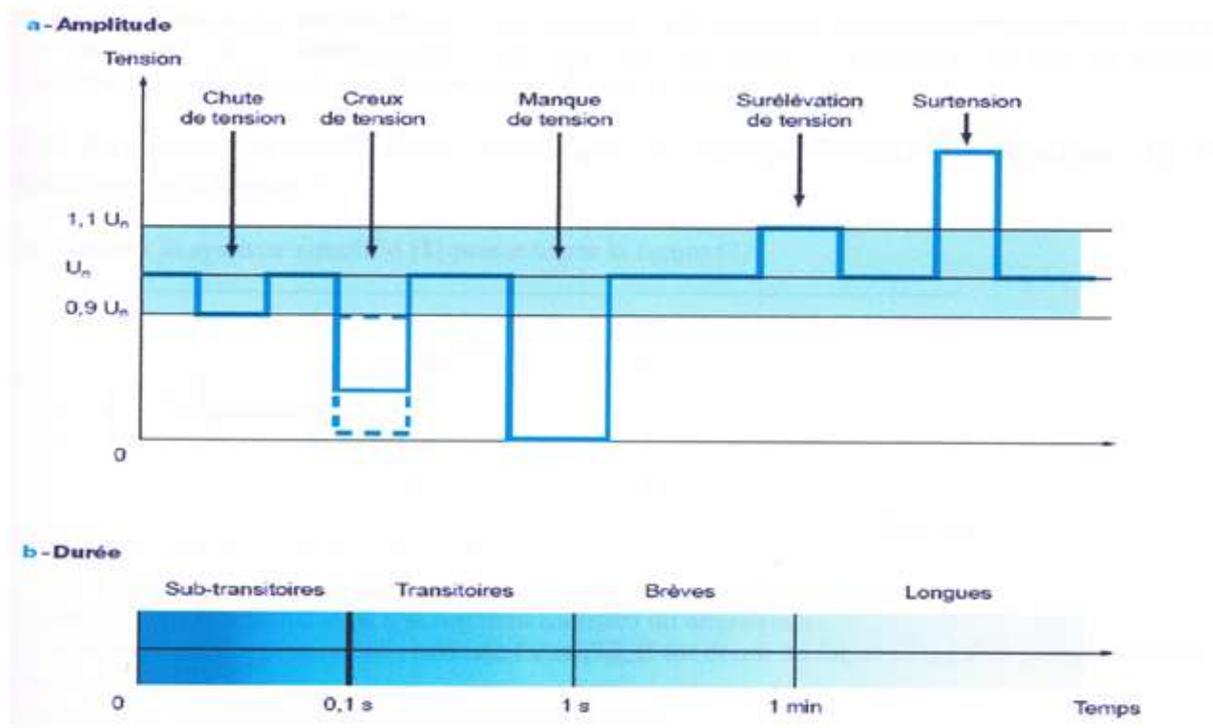


Figure (II-1) : Perturbation de tension dans les réseaux [1]

II.3 Définition de la stabilité dynamique des réseaux électriques

L'énergie électrique n'est pas stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation.

Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et/ou électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes.

Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique, après quelques oscillations, retrouve un état stable.

Dans certain cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique.

Ce chapitre permet de comprendre pourquoi l'instabilité peut apparaître, quelles sont les causes les plus fréquentes et quels sont les effets induits. Il indique quelles sont les précautions à prendre. Il montre comment se déroule une étude et en donne un exemple.

La stabilité se présente sous deux aspects : l'un relevant de la stabilité statique, l'autre relatif à la stabilité transitoire. [1]

Quant à la stabilité statique déjà vu dans le premier chapitre, nous nous contenterons de rappeler qu'il s'agit de l'aptitude d'un système à garder le synchronisme suite à une perturbation de faible amplitude. Son maintien est une condition nécessaire à l'exploitation du réseau.

La stabilité transitoire concernera l'aptitude d'un système à garder le synchronisme suite à une perturbation de grande amplitude. Cette dernière peut engendrer plusieurs conséquences, dont la plus importante est l'affaiblissement des capacités de réseau à retrouver un état de marche synchrone, ce qui affectera directement la continuité du service.

II.4 Equations d'oscillations décrivant le comportement dynamique de la machine synchrone

Considérons le système simplifié présenté suivant : [9]

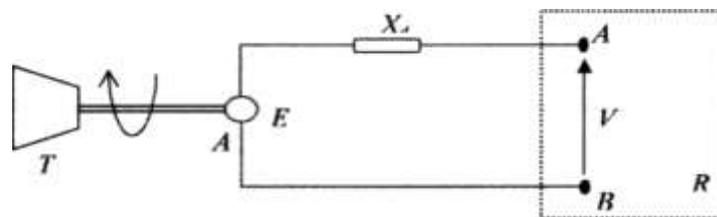


Figure (II-2) : Machine synchrone

Ce système est composé de :

T : une turbine alimentant avec son moment tournant un alternateur.

A : un alternateur synchrone délivrant une f.e.m (E), il est décrit de façon simplifiée par sa tension E et sa réactance X_d .

R : un réseau représenté de façon réduite par sa tension V.

$E = |E| < \delta_1$: tension de l'alternateur.

$V = |V| < \delta_0$: tension du réseau.

Où δ_1 : angle de l'alternateur, δ_0 : angle de phase de la tension V.

Considérons maintenant le système électromécanique composé, de la turbine et de l'alternateur, on peut alors écrire :

$$T_m - T_e = J \frac{\partial \omega_m}{\partial t} + B \omega_n \quad (\text{II-1})$$

Où

T_m : moment tournant de la turbine [Nm],

T_e : moment électromagnétique de charge [Nm],

J : moment d'inertie,

B : coefficient du couple d'amortissement,

ω_m : vitesse de rotation de l'arbre de l'alternateur.

Le couple d'amortissement $B\omega_m$ est causé par les frottements du rotor et par le couple de freinage. Ce couple comparé au couple principal considérée comme négligeable.

$$D'où : T_m - T_e = J \frac{\partial \omega_m}{\partial t} \quad (\text{II-2})$$

En multipliant chaque membre de l'équation par ω_m , on obtient :

$$\omega_m (T_m - T_e) = \omega_m J \frac{\partial \omega_m}{\partial t} \quad (\text{II-3})$$

On sait que :

$\omega_m \cdot T_m = P_m$: puissance mécanique de la turbine.

$\omega_m \cdot T_e = P_e$: puissance électromagnétique.

$$D'où : P_m - P_e = \omega_m J \frac{\partial \omega_m}{\partial t} \quad (\text{II-4})$$

Définition des angles δ et δ_1

On définit δ comme étant la différence de phase entre la tension E de l'alternateur et la tension V du réseau. Dans ce sens δ est mesurée en radians électriques.

$$\delta = \delta_1 - \delta_0 \quad (\text{II-5})$$

δ_1 est défini comme étant l'angle que font deux champs magnétiques tournants à l'intérieur de l'alternateur. Le champ magnétique du stator est physiquement créé par l'effet combiné de la tension triphasé appliquée aux enroulements triphasés du stator, il tourne à la vitesse angulaire ω_s .

$$\omega_s = \frac{2\pi f}{N/2} \text{ [rad/s]} \quad (\text{II-6})$$

Ou:

f: fréquence électrique du système, détectée à la sortie de l'alternateur.

N : nombre de pôles de l'alternateur.

Normalement ces deux champs sont synchrones et tournent à la même vitesse angulaire

($\omega_m = \omega_s$) avec un angle δ'_m fixe qui les sépare, voir Fig (II-3).

Si on néglige l'angle δ_0 on aura :

$$\delta = \delta_1 \quad (\text{II-7})$$

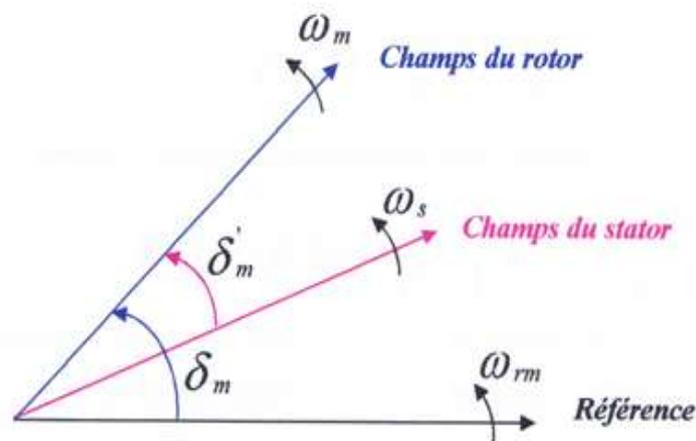


Figure (II-3) : Diagramme des angles du synchronisme

Définition de δ'_m et δ_m :

ω_m : vitesse angulaire de référence [rad/s].

En général on peut écrire :

$$\omega_m = \omega_s + \frac{\partial \delta_m}{\partial t} \quad (\text{II-8})$$

$$\delta'_m = \frac{\delta_1}{N/2} \quad (\text{II-9})$$

En se référant à la Fig (II-3), on peut écrire :

$$\omega_m = \omega_m + \frac{\partial \delta_m}{\partial t} \quad (\text{II-10})$$

En introduire (II.10) dans (II.4) on obtient :

$$P_m - P_e = \omega_m + J \frac{\partial}{\partial t} \left[\omega_m + \frac{\partial \delta_m}{\partial t} \right] \quad (\text{II-11})$$

$$P_m - P_e = \omega_m + J \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{\partial \omega_m}{\partial t} + \frac{\partial \delta_m^2}{\partial t^2} \right] \quad (\text{II-12})$$

Il est plus convenable de mesurer les angles en radians électriques.

On définit alors :

$$\delta = (N/2) \delta_m [\text{rad électrique}] \quad (\text{II-13})$$

Analogiquement :

$$\omega_r = (N/2) \omega_m [\text{rad électrique/s}] \quad (\text{II-14})$$

Introduisons alors (II-13) et (II-14) dans (II-12) on obtient :

$$P_m - P_e = \frac{\omega_m J}{N/2} \left[\frac{d\omega_r}{dt} + \frac{d^2\delta}{dt^2} \right] \quad (\text{II-15})$$

En utilisant la puissance apparente du générateur note S comme base, l'expression (II-15) devient :

$$P_m (\text{pu}) - P_e (\text{pu}) = \frac{\omega_m \cdot J}{(N/2) \cdot S} \left[\frac{d\omega_r}{dt} + \frac{d^2\delta}{dt^2} \right] \quad (\text{II-16})$$

Il est pratique d'utiliser une constante H définie comme suit :

$$H = \frac{\text{Energie cinétique de toutes les partie stournantes à la vitesse } \omega_{\text{sync}}}{S}$$

Avec :

S : puissance apparente nominale triphasée de la machine en [MVA]

$\omega_{\text{sync}} = 2\pi f / (\frac{N}{2})$ [rads/s] : vitesse de synchronisme

f: la fréquence nominale du système

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{\text{sync}}^2}{S} \quad (\text{II-17})$$

Considérons alors le coefficient définit dans l'équation (II-16)

Si : $\omega_m = \omega_{sync}$

$$\frac{\omega_{sync}^2 J}{(N/2).S} = \frac{N/2}{\pi.f(\frac{N}{2})} \cdot \left[\frac{\frac{1}{2}J \omega_{sync}^2}{S} \right] \quad (\text{II-18})$$

$$\frac{\omega_{sync} J}{(N/2).S} = \frac{H}{\pi.f} \quad (\text{II-19})$$

Quoique sous la condition transitoire $\omega_m \neq \omega_{sync}$, on fait alors une approximation

Et l'équation (II-16) devient alors :

$$P_m(\text{pu}) - P_e(\text{pu}) = \frac{H}{\pi.f} \left[\frac{\partial \omega_r}{\partial t} + \frac{\partial^2 \delta}{\partial^2 t} \right] \quad (\text{II-20})$$

De plus considérons que le champ magnétique du stator est pris comme référence Fig (II-3), on peut alors écrire que :

$$\omega_r = \omega_s \text{ donc } : \frac{d\omega_r}{dt} = 0 \quad (\text{II-21})$$

L'expression (II-20) devient alors :

$$P_m(\text{pu}) - P_e(\text{pu}) = \frac{H}{\pi.f} \left[\frac{\partial^2 \delta}{\partial^2 t} \right] \quad (\text{II-22})$$

L'équation différentielle de base pour l'étude de la stabilité dynamique est :

$$\text{Où } : \frac{\partial^2 \delta}{\partial^2 t} = \frac{\pi.f}{H} [P_m(\text{pu}) - P_e(\text{pu})] \quad (\text{II-23})$$

δ : Angle interne de l'alternateur [rad],

H: constante d'inertie [s],

$P_m(\text{pu})$: puissance mécanique de la turbine,

$P_e(\text{pu})$: puissance électrique à la sortie de l'alternateur.

L'expression de l'équation différentielle de la stabilité (II-23) est celle qu'on va utiliser pour l'étude de la performance de n'importe quel système.

II.5 Etude de la stabilité dynamique des réseaux électriques

Cette partie a pour but de fournir des indications générales sur les objectifs assignés aux études, sur leur contenu et surtout de donner des informations sur les causes, effets et remèdes des instabilités dynamiques.

II.5.1 Cause d'instabilité

Les phénomènes électriques : Les phénomènes perturbateurs qui affectent la stabilité d'un réseau sont ceux qui provoquent des variations de la puissance (active et réactive) :

- Variation des caractéristiques des sources :
 - Creux et chutes de tension.
 - Coupures brèves ou longues.
- Variation de charge du réseau, par exemple :
 - A charge nominale, les alternateurs ont une puissance synchronisante faible.
 - A vide un réseau peut devenir capacitif.
- Défauts électriques dont le plus remarquable est le court-circuit franc triphasé [11].

II.5.2 Effets de l'instabilité

- Sur les machines tournantes :

Pendant les phénomènes transitoires, les échanges de la puissance entre machines et entre machines et réseau donnent des à-coups de couple : les contraintes mécaniques résultantes peuvent provoquer des défaillances mécaniques (rupture d'arbres). Les alternateurs sollicités au-delà de leurs capacités, naissent en fréquence et en tension. A l'élimination des perturbations, le courant absorbé est important ainsi que les chutes de tension, d'où une ré-accélération parfois difficile: Certains moteurs rampent ou même calent avec des échauffements anormaux et le réseau a moins de capacité de retrouver un fonctionnement stable sauf délestage rapide de grosses unités.

- Sur le réseau : les oscillations de puissance à l'origine de courants très élevés dans les liaisons et les transformateurs entraînent des échauffements néfastes à la tenue des matériels.

La mise hors circuit du ou des générateurs détruit l'équilibre consommation-production et peut provoquer l'écroulement total du réseau [11].

II.5.3 Maîtrise de l'instabilité

Différentes dispositions permettent d'éviter de franchir la limite d'instabilité ; situées au niveau des générateurs, du réseau et des récepteurs elles ont pour but, soit d'éviter l'instabilité soit de la combattre efficacement à son début.

- Au niveau des générateurs :

- L'utilisation de groupes à très grande inertie mécanique réduit l'influence des variations de charge.
- Au niveau du réseau :
 - Tout ce qui tend à diminuer les impédances des liaisons améliore les chances de retrouver un état stable après un incident.
 - la redondance des sources et la possibilité de délester les récepteurs non prioritaires, minimise la durée et la profondeur des creux de tension.
 - Les délestages par échelon de puissance évitent les grosses perturbations.
 - L'élimination rapide et sélective d'une partie du réseau en court-circuit limite les conséquences fatales (disjoncteurs rapides et limiteurs).
 - Le plan de protection doit être réalisé en envisageant les divers scénarios d'instabilité (choix et réglage des protections).
- Au niveau des récepteurs.
 - contrôle des récepteurs à fonctionnement cyclique ou intermittente [11].

II.6 Études de stabilité

Rappelons que la stabilité dynamique d'un réseau est la faculté pour celui-ci de reprendre un fonctionnement normal à la suite d'une perturbation brutale. Une étude de stabilité consiste donc à analyser le comportement électrique et mécanique des machines entre le moment d'apparition et l'élimination de la perturbation, le réseau revient ou pas à des conditions normales de fonctionnement. Le problème a un double aspect :

- Électrique qui fait intervenir les équations classiques des réseaux (lois de Kirchhoff) qui permettent d'étudier leurs régimes transitoires.
- Mécanique puisqu'il s'agit de savoir si la vitesse des machines est maintenue ou non [9].

II.6.1 Machines synchrones

Les machines synchrones sont fréquentes dans les réseaux industriels. Elles peuvent être installées pour les besoins suivants : [9]

- besoin d'une source électrique complémentaire pour :
 - contrat Effacement Jours de Pointe (EJP), Secours, Pointes.

- compensation d'énergie réactive :

Elles jouent un rôle prédominant dans les phénomènes de stabilité des réseaux.

11.6.2 Stabilité statique

Une machine synchrone peut être représentée par le schéma avec diagramme vectoriel suivant :

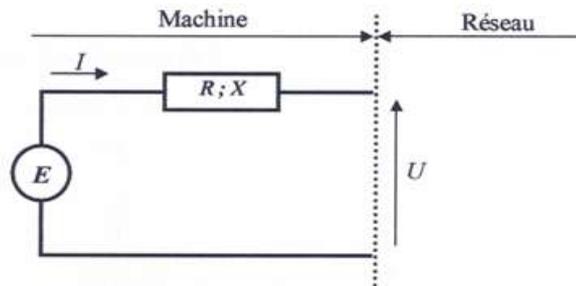


Figure (II-4) : Schéma de la machine synchrone

Avec

R: résistance statorique.

X : réactance directe statorique.

E: f.e.m statorique créée par l'enroulement d'excitation rotorique.

U: tension aux bornes du stator en charge.

Le diagramme vectoriel correspondant quant à lui présente :

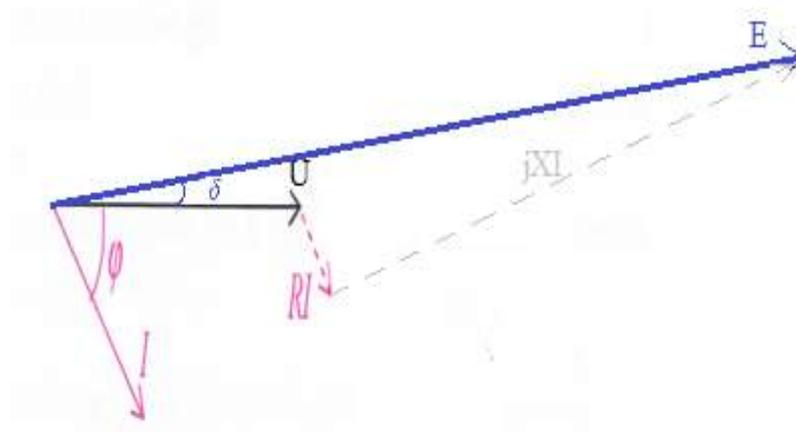


Figure (II-5) : Diagramme vectoriel de l'angle interne δ entre les vecteurs U et E.

Avec :

L'angle interne δ de la machine est défini comme l'angle entre les vecteurs U et E.

Cet angle est égal à celui dont le rotor est décalé par rapport à sa position de fonctionnement à vide (si $I = 0$, $\varphi = 0$),

Et en négligeant R, un calcul rapide montre que la puissance électrique active transmise au réseau se calcule par :

$$P = \frac{E.U}{X} \sin \delta \quad (\text{II-24})$$

Il est clair que la puissance électrique transmise au réseau est limitée à la valeur de $\frac{E.U}{X}$, valeur qui est atteinte pour $\delta = 90^\circ$.

On peut représenter P en fonction de δ :

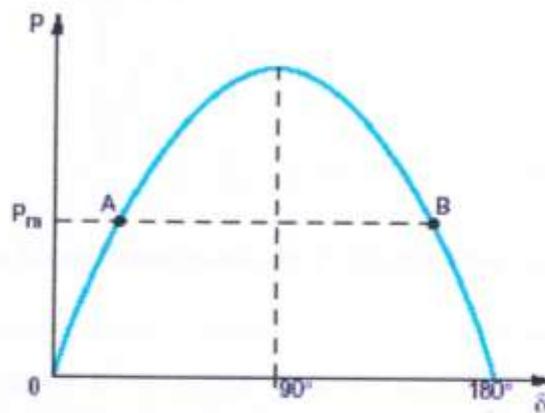


Figure (II-6) : Puissance générée par un alternateur en fonction de l'angle [1]

Sur ce schéma la puissance mécanique P_m , est représentée par une droite horizontale.

Le point de fonctionnement est donné par l'intersection de cette ligne horizontale avec la sinusoïde. [1]

En fait deux points de fonctionnement A et B est :

Partant de A et si, pour une raison quelconque, l'angle δ augmente, la puissance transmise au réseau va augmenter, et donc la machine va ralentir, ce qui fait diminuer l'angle δ , le point de départ est retrouvé: le fonctionnement est stable.

Un raisonnement identique montre que le point B est instable, comme tout point sur la partie rectiligne de la courbe.

En ne supposant plus que $R = 0$, la limite pour l'angle δ , tel que $\text{tg}\delta = \frac{X}{R}$

La stabilité statique d'un alternateur, peut être énoncée selon deux considérations pratiques complémentaires :

- Le fonctionnement n'est stable que si l'angle interne δ reste inférieur à un angle limite proche de 90°
- La puissance active transmise au réseau est limitée. Elle est maximale lorsque la limite de stabilité est atteinte.

II.6.3 Stabilité dynamique (transitoire)

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. Considérons le cas d'un à-coup de puissance sur la turbine : celle-ci passe brusquement d'une puissance fournie P_1 à une puissance fournie P_2

L'augmentation lente de la puissance de P_1 à P_2 ferait passer lentement du point A au point C restant sur la courbe. Mais l'application brusque de cet échelon de puissance n'est pas possible.

[1]

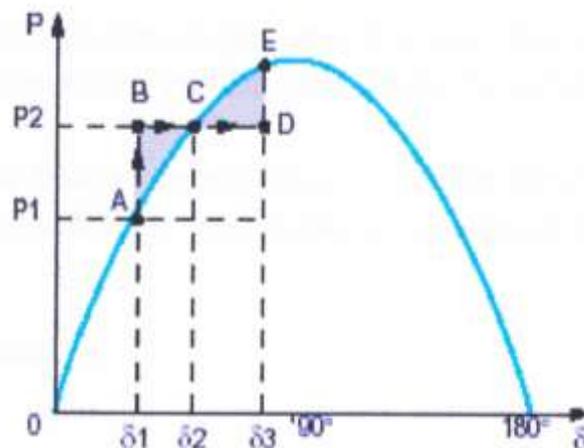


Figure (II-7) : Puissance du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique

Il est en effet impossible, de passer d'un angle δ_1 à un angle δ_2 brusquement. D'où le passage instantané du point A au point B ; ensuite l'angle δ augmente de δ_1 à δ_2 .

Mais en arrivant au point C, la stabilisation n'est pas immédiate, 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.

Concernant la position du point E, elle est définie par la loi des aires: les aires ABC et CDE sont égales.

En conséquence, l'angle interne maximal δ_{\max} peut être supérieur à 90° de façon transitoire. La limite de stabilité dynamique est donc plus élevée que la limite de stabilité statique.

Toutefois, il peut arriver que la différence entre P_1 et P_2 soit tellement importante que la loi des aires ne puisse plus s'appliquer Figure (II-8).

Il n'y a pas de point D qui corresponde à la loi des aires. L'alternateur accélère du point B au point C, puis jusqu'au point X, il y a perte de synchronisme par survitesse : à ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue. [1]

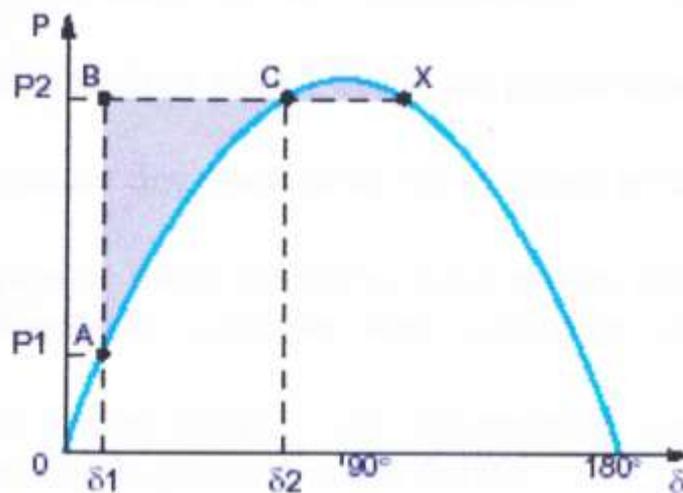


Figure (II-8) : Instabilité (survitesse), suite à un échelon de puissance mécanique [1]

Il en découle deux remarques importantes :

- les risques de pertes de stabilité dynamique sont liés à des changements d'états importants et brusques du réseau ou de la turbine.
- les risques de pertes de stabilité dynamique sont d'autant plus importants que la puissance fournie par la machine synchrone est proche de la limite de stabilité statique.

Cette constatation s'exprime par la notion de puissance synchronisante qui montre que pour une variation donnée de la puissance appelée, la modification de l'angle électrique est d'autant plus faible que l'angle est petit.

$$P_s = \frac{dP}{d\delta} = \frac{E.U}{X} \cos\delta \quad (\text{II-25})$$

A noter qu'en réalité dans le régime transitoire, intervient en plus de X les réactances transitoires des machines.

II.7 Etude de la stabilité dynamique pour un système multi machine

Le critère des aires égales ne peut pas être utilisé directement pour un système de trois ou plusieurs machines. Les phénomènes physiques observés pour un système à deux machines reflètent le cas d'un système multi machine. Mais la complexité du calcul numérique augmente avec le nombre de machines considérées dans l'étude de la stabilité transitoire.

Pour faciliter les calculs numériques du système complexe, les hypothèses suivantes sont prises en considération : [9]

- la puissance mécanique d'entrée de chaque machine reste constante pendant la période entière du calcul.
- La puissance d'amortissement est négligeable.
- Chaque machine doit être représentée par une réactance transitoire constante en série avec la f.e.m interne constante.
- L'angle mécanique du rotor de chaque machine coïncide avec δ qui est l'angle électrique de la f.e.m interne.
- Toutes les charges sont représentées par des admittances constantes reliées à la terre.

Le modèle du système de la stabilité, basé sur ces suppositions est appelé modèle classique de stabilité transitoire.

Dans notre cas on utilise le modèle classique pour l'étude de perturbation du système originare du défaut triphasé.

Une étude pareille exige la connaissance des conditions du système avant défaut et la configuration du réseau pendant et après défaut.

En conséquence dans le cas d'un système multi machine, deux étapes préliminaires sont exigées.

- 1- les conditions d'avant défaut du système sont calculées.
- 2- la représentation du réseau avant défaut est déterminée, ensuite elle est modifiée en considérant le défaut et les conditions de la phase d'après défaut.

De la première étape préliminaire on obtiendra les valeurs des puissances et tensions à chaque accès générateur et de charge, avec tous les angles mesurés par rapport à l'accès bilan.

La f.e.m interne de chaque générateur est calculés en utilisant l'équation suivante :

$$E' = V + jX'_d \cdot I \tag{II-26}$$

Où : V et I est la tension et le courant du générateur.

Chaque charge est représentée par :

$$Y_1 = \frac{1}{|V_1|^2} (P_1 - jQ_1) \tag{II-27}$$

La matrice admittance utilisée pour l'étude de la stabilité permet de calculer la réactance transitoire de chaque générateur et les admittances shunts de charge sont induites dans cette dernière, comme suggéré sur la figure.

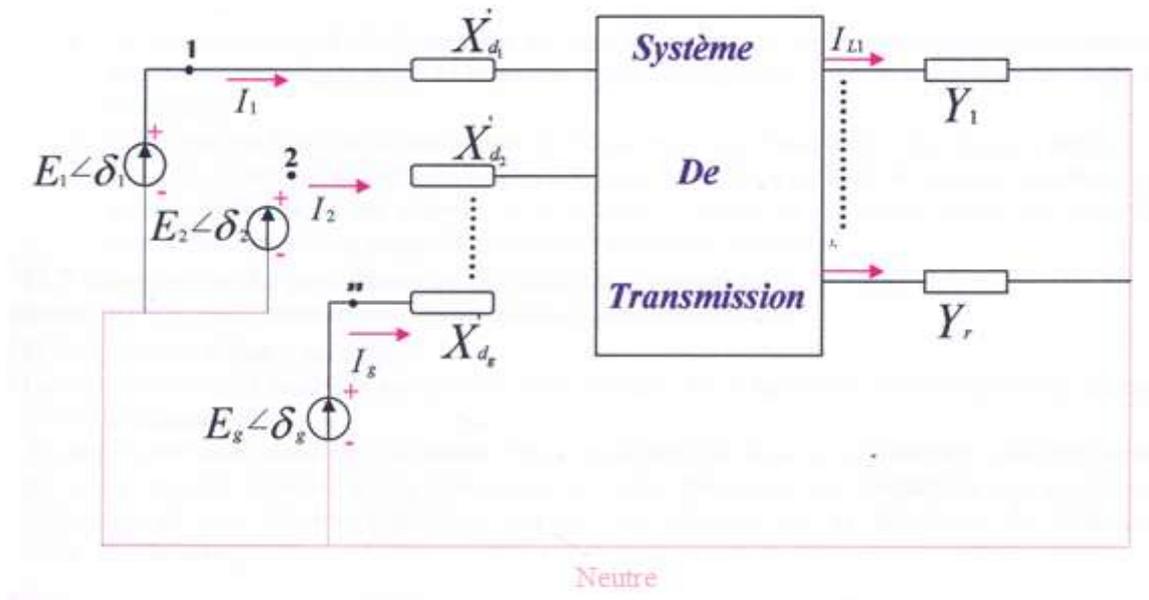


Figure (II-9) : calcul de l'écoulement de puissance [1]

Notons que les courants injectés sont nuls à tous les charges sauf aux accès où il y a des générateurs. La deuxième étape préliminaire détermine la matrice admittance modifiée correspondante aux conditions de défaut et après défaut. Les puissances générées par les machines pendant le défaut et de la phase d'après défaut sont données ou calculées par :

$$P_{ei} = \text{réelle}(E_i^* \cdot I) \quad (\text{II-28})$$

Où E_i , ($i = \frac{1}{g}$) et g est le nombre de machines sont les F.E.M internes des machines dont les modules restent constants pendant la période transitoire.

$$P = E_i^2 \cdot G_{ii} + \sum_{j=0}^g E_i E_j Y_{ij} \cos(\theta_j - \delta_i + \delta_j) \quad (\text{II-29})$$

$$\text{Telque } i = \frac{1}{g}$$

$$\text{Avec } G_{ii} = \frac{1}{Z_{ii}}$$

On peut écrire l'équation de mouvement de chaque rotor de la machine pour la phase en défaut et après défaut :

$$\left(\frac{2H_i}{\omega_s}\right) \cdot \left(\frac{d^2\delta_i}{dt^2}\right) = P_{mi} - P_{ei}, \quad (\text{II-30})$$

$$\text{Avec } i = \frac{1}{g}$$

La solution dépend de l'endroit et de la durée du défaut. Ce modèle est valable lorsque la période de temps transitoire d'étude ne dépasse pas les deux secondes.

Nous avons discuté le problème de la stabilité transitoire pour un système multi machine.

- Pour le rendre moins complexe nous avons utilisé le modèle simplifié de la machine synchrone.
- Le critère principal de la stabilité est que les machines synchrones doivent maintenir le synchronisme jusqu'à la fin de la période transitoire qui dure environ une à deux secondes au maximum.
- Ce critère est basé sur la résolution de l'équation d'oscillation qui nous donne l'angle δ en fonction du temps. Si cette réponse oscillatoire du système pendant la période transitoire qui suit la perturbation est amortie et le système s'établit en un temps fini à de nouvelles conditions opératoires normales, on dit que le système est stable.

II.8 Résolution du problème de la stabilité dynamique

II.8.1 Méthode d'Euler modifié

La méthode d'Euler modifiée est utilisée pour résoudre deux équations différentielles du premier ordre simultanément.

En appliquant cette méthode à un réseau multi machines dont tous les évolutions des angles de déphasage et des vitesses angulaires peuvent être obtenues par la résolution de l'équation différentielle suivante :

$$\frac{d^2 \delta_i}{dt^2} = \frac{\pi f}{H_i} [P_{mi} - P_{ei}(t)] \quad (\text{II-31})$$

Se traduit par le système d'équations différentielles du premier ordre suivant :

$$\begin{cases} \frac{\partial \delta_i}{\partial x} = \omega_i(t) - 2\pi f \\ \frac{\partial \omega_i}{\partial x} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}(t)) \end{cases} \quad (\text{II-32})$$

Où :

P_{mi} : est la puissance mécanique appliquée au rotor (elle reste constante pendant tout le calcul)

Pour un réseau de n alternateurs ou ces derniers sont représentés dans leur forme la plus simple, il est nécessaire de résoudre 2n équations simultanées.

$$\begin{cases} \delta_i^0(t + \Delta t) = \delta_i^0(t) + \left. \frac{\partial \delta_i}{\partial t} \right|_{(t)} \Delta t \\ \omega_i^0(t + \Delta t) = \omega_i^0(t) + \left. \frac{\partial \omega_i}{\partial t} \right|_{(t)} \Delta t \end{cases} \quad (\text{II-33})$$

Δt : Pas d'intégration.

La valeur de la tension est :

$$E_i(t + \Delta t) = |E_i(t)| < \delta_i^{(0)}(t + \Delta t) \quad (\text{II-34})$$

L'équation finale des angles de déphasages et des vitesses angulaires sont obtenue par les équations suivantes :

$$\begin{cases} \delta_i^1(t + \Delta t) = \delta_i^1(t) + \left(\frac{\left. \frac{\partial \delta_i}{\partial t} \right|_{(t)} + \left. \frac{\partial \delta_i}{\partial t} \right|_{(t+\Delta t)}}{2} \right) \Delta t \\ \omega_i^1(t + \Delta t) = \omega_i^1(t) + \left(\frac{\left. \frac{\partial \omega_i}{\partial t} \right|_{(t)} + \left. \frac{\partial \omega_i}{\partial t} \right|_{(t+\Delta t)}}{2} \right) \Delta t \end{cases} \quad (\text{II-35})$$

Avec : $i = \frac{1}{m}$

$$\text{Où : } \begin{cases} \left. \frac{d \delta_i}{dt} \right|_{(t+\Delta t)} = \omega_i^0(t + \Delta t) - 2\pi f \\ \left. \frac{d \omega_i}{dt} \right|_{(t+\Delta t)} = \frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}^{(0)}(t + \Delta t)) \end{cases} \quad (\text{II-36})$$

Et la valeur de la tension finale est :

$$E_i'(t + \Delta t) = |E_i'(t)| < \delta_i^{(1)}(t + \Delta t) \quad (\text{II-37})$$

Le calcul se répète jusqu'à la valeur maximale du temps de simulation.

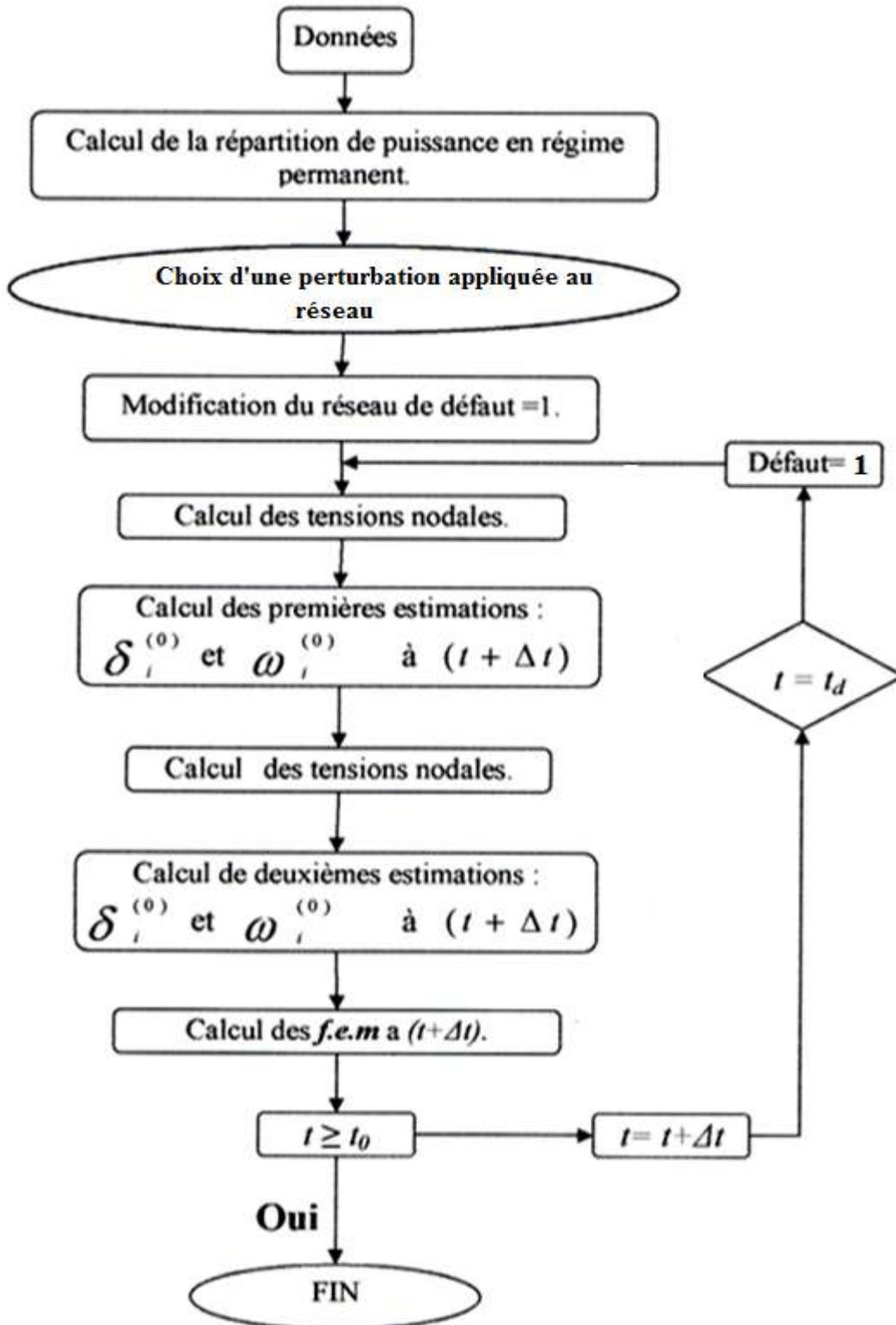


Figure (II-10) : Organigramme de la méthode d'Euler modifié

I.8.2 Méthode de Runge Kutta d'ordre quatre

Les méthodes de Runge-Kutta sont bien utilisées dans la pratique, car elles présentent plusieurs avantages (leur bonne précision, facilité de programmation, stabilité de la solution, modification simple du pas et la connaissance de $y(0)$ suffit pour intégrer l'équation différentielle). L'inconvénient de cette méthode se résume au temps de calcul lent. [5]

Ces méthodes se basent essentiellement sur le développement de la fonction en série de Taylor avec le nombre de termes limités. Dans la plupart des cas, la méthode de Runge-Kutta utilisée est celle d'ordre 4.

Formule de Runge-Kutta d'ordre 4

La méthode de Runge-Kutta est une méthode dite à pas unique, c'est-à-dire qu'elle résout des équations dont les solutions $Y(X_{i+1})$ sont seulement fonction du résultat précédent $Y(X_i)$ et de $f(Y_i, X_i)$.

- cette méthode consiste à subdiviser un intervalle $[a, b]$ en N sous-intervalles de longueur égale $h = (b-a)/N$ délimités par conséquent par les points $X_n = a + nh$, sachant n de 0 à N .
- pour chaque abscisse X_n , on calcule une valeur approchée Y , de la vraie valeur $Y(X)$ de la fonction Y .

$$y_{i+1} = y_i + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (\text{II-38})$$

Avec :

$$\begin{cases} k_1 = hf.(x_i, y_i) \\ k_2 = hf.\left(x_i + \frac{h}{2}, y_i + \frac{1}{2}k_1\right) \\ k_3 = hf.\left(x_i + h + \frac{h}{2}, y_i + \frac{1}{2}k_2\right) \\ k_4 = hf.\left(x_i + h, y_i + \frac{1}{2}k_3\right) \end{cases}$$

Commentaires

- Le calcul de Y_{i+1} nécessite alors 4 évaluations de la fonction f , et par suite pour les fonctions compliquées le temps de calcul devient important.
- Il est à noter qu'une méthode de Runge-Kutta d'ordre m quelconque égale en précision avec une méthode de Taylor du même ordre.

• Les méthodes de Runge-Kutta sont les méthodes préférées des ingénieurs, mais on ne peut pas dire pour autant quelles sont les meilleures. En effet, à chaque problème, une méthode optimale de résolution. Les méthodes de Runge-Kutta échouent notamment lorsque le système présente à la fois des dynamiques rapides et lentes.

Intérêt de la méthode

Les formules de type Runge-Kutta, en particulier la formule d'ordre 4, sont parmi les plus utilisées. Les avantages de ces formules sont qu'elles sont faciles à programmer, elles sont en générale stables et la largeur du pas peut être modifiée sans difficultés. De plus, elles se «démarent» toute seules : la connaissance de $Y(0)$ suffit à intégrer l'équation différentielle.

Cependant, elles demandent nettement plus de temps de calcul que les autres méthodes de précision comparable, et l'erreur locale est difficile à estimer.

Dans l'application de la méthode de Runge-Kutta du quatrième ordre d'approximation, la variation des angles de déphasages et les vitesses angulaires des machines sont :

$$\begin{cases} \Delta\delta_i(t + \Delta t) = \frac{1}{6}[k_{1i} + 2k_{2i} + 2k_{3i} + k_{4i}] \\ \Delta\omega_i(t + \Delta t) = \frac{1}{6}[2L_{1i} + 2L_{2i} + 2L_{3i} + L_{4i}] \end{cases} \quad (\text{II-39})$$

Avec : $i = \frac{1}{n}$

Et la solution du système d'équation (III.2) est exprimée par les expressions suivantes :

$$\begin{cases} \Delta\delta_i(t + \Delta t) = \delta_i(t) + \frac{1}{6}[k_{1i} + 2k_{2i} + 2k_{3i} + k_{4i}] \\ \Delta\omega_i(t + \Delta t) = \omega_i(t) + \frac{1}{6}[2L_{1i} + 2L_{2i} + 2L_{3i} + L_{4i}] \end{cases} \quad (\text{II-40})$$

Les valeurs de K_{1i} et L_{1i} sont données par :

$$\begin{cases} k_{1i} = [\omega_i(t) - 2\pi \cdot f] \cdot \Delta t \\ L_{1i} = \left[\frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}(t)) \right] \Delta t \end{cases} \quad (\text{II-41})$$

$\omega_i(t)$ et $P_{ei}(t)$ représentent respectivement la vitesse et la puissance électrique de l'alternateur au temps t .

Les valeurs calculées K_{1i} et L_{1i} permettent de déterminer les nouvelles valeurs des f.e.m E_i ,

par :

$$E_i^{(1)} = |Ei| < \delta_i(t) + \frac{k_{1i}}{2} \quad (\text{II-42})$$

Les valeurs K_{2i} et L_{2i} ; sont :

$$\begin{cases} k_{2i} = \left[\omega_i + \frac{L_{1i}}{2} - 2\pi \cdot f \right] \cdot \Delta t \\ k_{2i} = \left[\frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}^{(1)}(t)) \right] \cdot \Delta t \end{cases} \quad (\text{II-43})$$

$P_{ei}(1)$: puissance de l'alternateur quand l'angle vaut $\delta_i(t) + K_{1i}/2$

K_{2i} et L_{2i} nous permettent de déterminer les nouvelles valeurs des f.e.m qui sont représentées sous la forme suivante :

$$E_i^{(2)} = |Ei| < \delta_i(t) + \frac{k_{2i}}{2} \quad (\text{II-44})$$

Les valeurs de K_{3i} et L_{3i} sont :

$$\begin{cases} k_{3i} = \left[\omega_i + \frac{L_{2i}}{2} - 2\pi \cdot f \right] \cdot \Delta t \\ k_{3i} = \left[\frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}^{(2)}(t)) \right] \cdot \Delta t \end{cases} \quad (\text{II-45})$$

Avec : $P_{ei}(2)$: puissance de l'alternateur quand l'angle vaut $\delta_i(t) + K_{2i}/2$ et :

$$E_i^{(3)} = |Ei| < \delta_i(t) + \frac{k_{3i}}{2} \quad (\text{II-46})$$

Les valeurs de K_{4i} et L_{4i} sont données par :

$$\text{Avec : } \begin{cases} k_{4i} = \left[\omega_i + \frac{L_{3i}}{2} - 2\pi \cdot f \right] \cdot \Delta t \\ k_{4i} = \left[\frac{\pi f}{H_i} (P_{mi} - P_{ei}^{(3)}(t)) \right] \cdot \Delta t \end{cases}$$

$P_{ei}(3)$: puissance de l'alternateur quand l'angle vaut $\delta_i(t) + K_{3i}$

$$E_i^{(4)} = |Ei| < \delta_i(t) + \frac{k_{4i}}{2} \quad (\text{II-47})$$

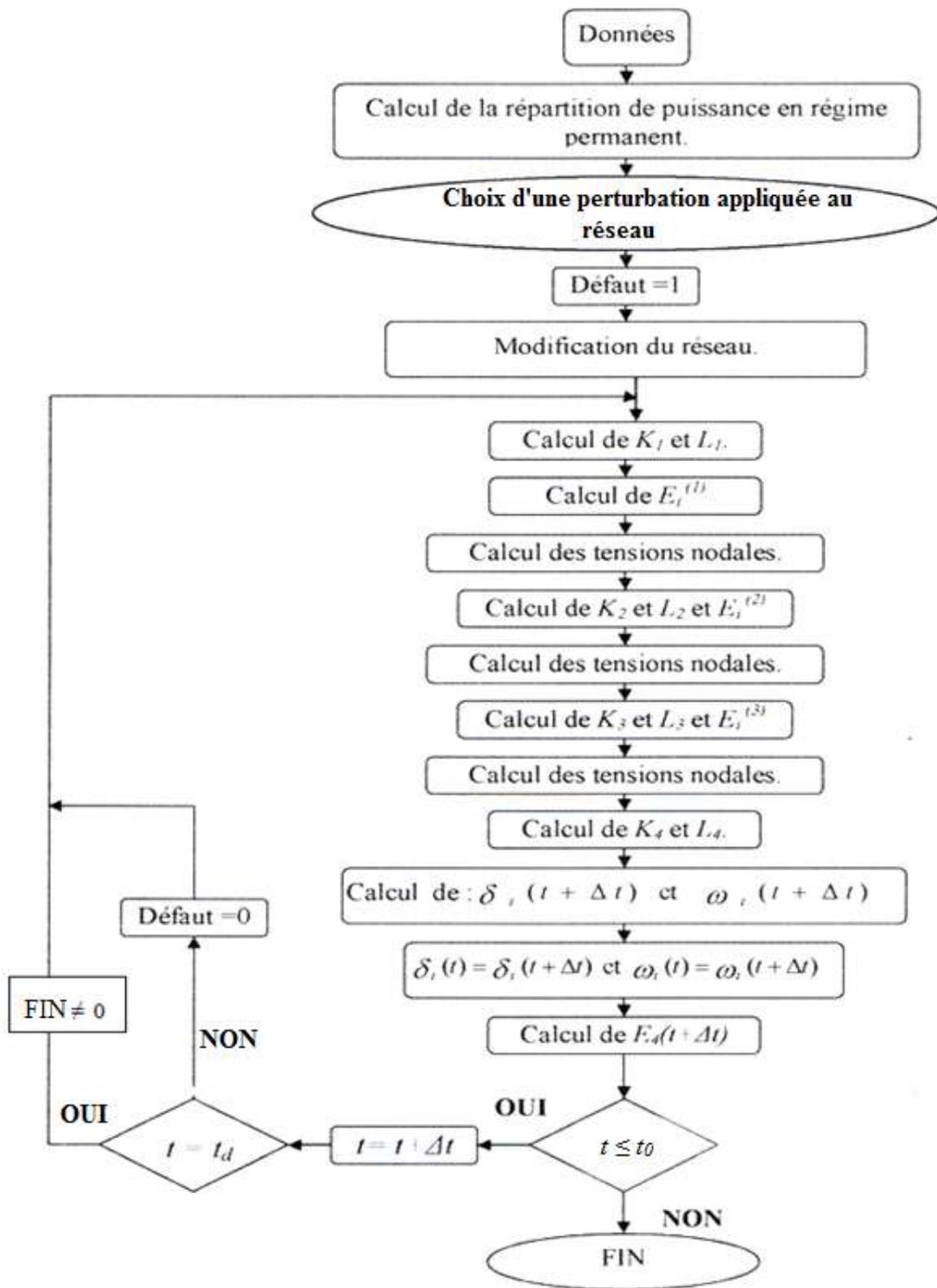


Figure (II-11) : Organigramme de la méthode Runge-Kutta

II.8.3 Les approche à plusieurs pas multi-steps

Ces méthodes sont basées sur l'interpolation polynomiale d'ordres 1,2, 3 ou 4. Ces méthodes sont appelées méthodes à pas multiples (pas liés) par opposition aux méthodes précédentes qui sont des méthodes à pas unique. [5]

II.8.3.1 Méthode d'Adams

Cette méthode est l'une des catégories à pas multiples. Elle peut être classée en formule ouvertes ou formule fermées.

Formule d'Adams ouvertes : (Adams-Bashforth)

On prend la formule la plus couramment utilisée est celle d'ordre 4.

$$y_{i+1} = y_i + \frac{\Delta t}{24}((55.f_i) - (59.f_{i-1}) + (37.f_{i-2}) - (9.f_{i-3})) + O(\Delta t)^5 \quad (\text{II-48})$$

Avec :

$O(\Delta t)^5$: l'erreur.

Formule d'Adams fermées:(Adams-moulton)

La formule la plus couramment utilisée est celle d'ordre 4.

$$y_{i+1} = y_i + \frac{\Delta t}{24}((9.f_{i+1}) + (19.f_i) - (5f_{i-1}) + (f_{i-2})) + O(\Delta t)^5 \quad (\text{II-49})$$

Avec :

$O(\Delta t)^5$: L'erreur.

Pour la résolution du système d'équations différentielles (II-30) on utilise l'équation (II-48).

D'après l'expression (II-48), on constate que la solution nécessite la connaissance au préalable des dérivées $f_i, f_{i-1}, f_{i-2}, f_{i-3}$. On utilise pour cela une méthode à pas unique. En générale, afin d'initier le processus, on applique la méthode de Runge-Kutta.

L'identification entre les éléments de la solution (II-38) et ceux du système d'équations (II-32) nous donnent les relations de f_{i-n} qui correspondent à $(d\delta_i/dt)(t-n\Delta t)$ et $(d\omega_i/dt)(t-n\Delta t)$ pour n variant de 0 à 3.

Alors que Y_{i+n} correspond à $\delta_i, (t+j\Delta t)$ et $\omega_i (t+j\Delta t)$ pour j variant de 0 à 1.

Donc, les solutions du système d'équations (II-32) sont exprimées par l'équations suivantes :

$$\begin{cases} \delta_i(t + \Delta t) = \delta_i(t) + \frac{\Delta t}{24} \cdot \left[55 \cdot \frac{d\delta_i(t)}{dt} - 59 \cdot \frac{d\delta_i(t-\Delta t)}{dt} + 37 \cdot \frac{d\delta_i(t-2\Delta t)}{dt} - 9 \cdot \frac{d\delta_i(t-3\Delta t)}{dt} \right] \\ \omega_i(t + \Delta t) = \omega_i(t) + \frac{\Delta t}{24} \cdot \left[55 \cdot \frac{d\omega_i(t)}{dt} - 59 \cdot \frac{d\omega_i(t-\Delta t)}{dt} + 37 \cdot \frac{d\omega_i(t-2\Delta t)}{dt} - 9 \cdot \frac{d\omega_i(t-3\Delta t)}{dt} \right] \end{cases} \quad (\text{II-50})$$

II.8.3.2 Méthode de prédicteur-correcteur

C'est la combinaison des deux méthodes précédentes (formule d'Adams ouverte et d'Adams fermées) constitue la méthode de prédicteur-correcteur. Il suffit de trouver une valeur estimée $y_{i+1}^{(0)}$ proche de la valeur finale y_{i+1} . Le prédicteur $y_{i+1}^{(0)}$ est obtenu par une formule ouverte de même ordre. Cette valeur $y_{i+1}^{(0)}$ est introduite dans la méthode à formule fermée. Ceci permet d'accélérer la convergence vers la solution. Ainsi, on profite des avantages liés à la méthode d'Adams : temps de calcul réduit.

Prédicteur : formule d'Adams ouvertes au 4^{ème} ordre :

$$Y^{(0)}_{i+1} = y_i + \frac{\Delta t}{34} (55 \cdot f_i - 59f_{i-1} + 37 \cdot f_{i-2} - 9 \cdot f_{i-3}) \quad (\text{II-51})$$

Au pas précédent, on a $y_i^{(0)}$ qui est la valeur du prédicteur (modificateur)

$$Y^{(0)}_{i+1} = y^{(0)}_{i+1} - \frac{251}{720} (y_i - y^{(0)}_i) \quad (\text{II-52})$$

Correcteur : obtenu à partir de la formule d'Adams fermée (au 4^{ème} ordre par exemple):

$$\begin{cases} y_{i+1}^{(0)} = y_i + \frac{\Delta t}{34} (55 \cdot f_i - 59f_{i-1} - 1 + 37 \cdot f_{i-2} - 2 - 9 \cdot f_{i-3} - 3) \\ f_{i+1}^{(0)} = f(y_{i+1}^{(0)}, t_{i+1}) \end{cases} \quad (\text{II-53})$$

Les valeurs y_1 , y_2 et y_3 peuvent être calculées à partir des formules de Runge-Kutta. Étant donné que $y_3^{(0)}$ n'existe pas, la valeur y_4 est calculée à partir des équations (II-51) et (II-52) et $y_4^{(0)}$ va initialiser les calculs d'itérations formule (II-53). À partir de y_5 , on estime $y_5^{(0)}$ par l'équation (II-51), puis $y_5^{(0)}$ par la formule (II-52) Cette valeur est injectée dans la formule (II-53) pour amorcer les itérations.

Conclusion

Les méthodes mathématiques et analogiques qui ont été utilisées permettent d'étudier le dynamisme du réseau électrique en présence des perturbations provenant de la source, du réseau ou même de la charge.

L'analyse de la stabilité dynamique de ce chapitre pour un système électro-énergétique lors du régime transitoire en défaut nous a permis de tirer des conditions limites pour lesquels le système garde sa stabilité.

Chapitre III

Présentation du logiciel Power World

Introduction

Le logiciel est conçu pour simuler les phénomènes des stabilités des systèmes électro-énergétique, le Power World est aussi plus accessible et variant, avec des algorithmes puissants assurant la précision des résultats et la minimisation du temps de calcul.

Power World a été conçu entièrement en langage de la P.O.O ; Programmation Orienté Objet (Delphi), ce qui nous a permis d'avoir une large accessibilité sur tous les paramètres de calcul et de la simulation du défaut sur les réseaux électro-énergétique. Ce logiciel est de la version Power World Simulator 15.

III.1 Présentation du logiciel

Ce logiciel permet :

1) L'illustration du fonctionnement et la résolution de certaines méthodes d'analyse des stabilités à savoir :

- Méthode de Gauss Seidel.
- Méthode de Gauss Seidel accélérée.
- Méthode de Newton Raphson.
- Méthode découplée.
- Méthode découplée rapide.

- **Remarques importantes :**

- ✓ Il s'agit dans ce logiciel d'introduire un ensemble des données concernant : le nombre des nœuds, leurs types, leurs tensions, afin de trouver des solutions aux problèmes précédents.
- ✓ En cas d'entrées incorrectes, il sera demandé à l'utilisateur de réintroduire ces données.

III.2 La nouveauté du Logiciel

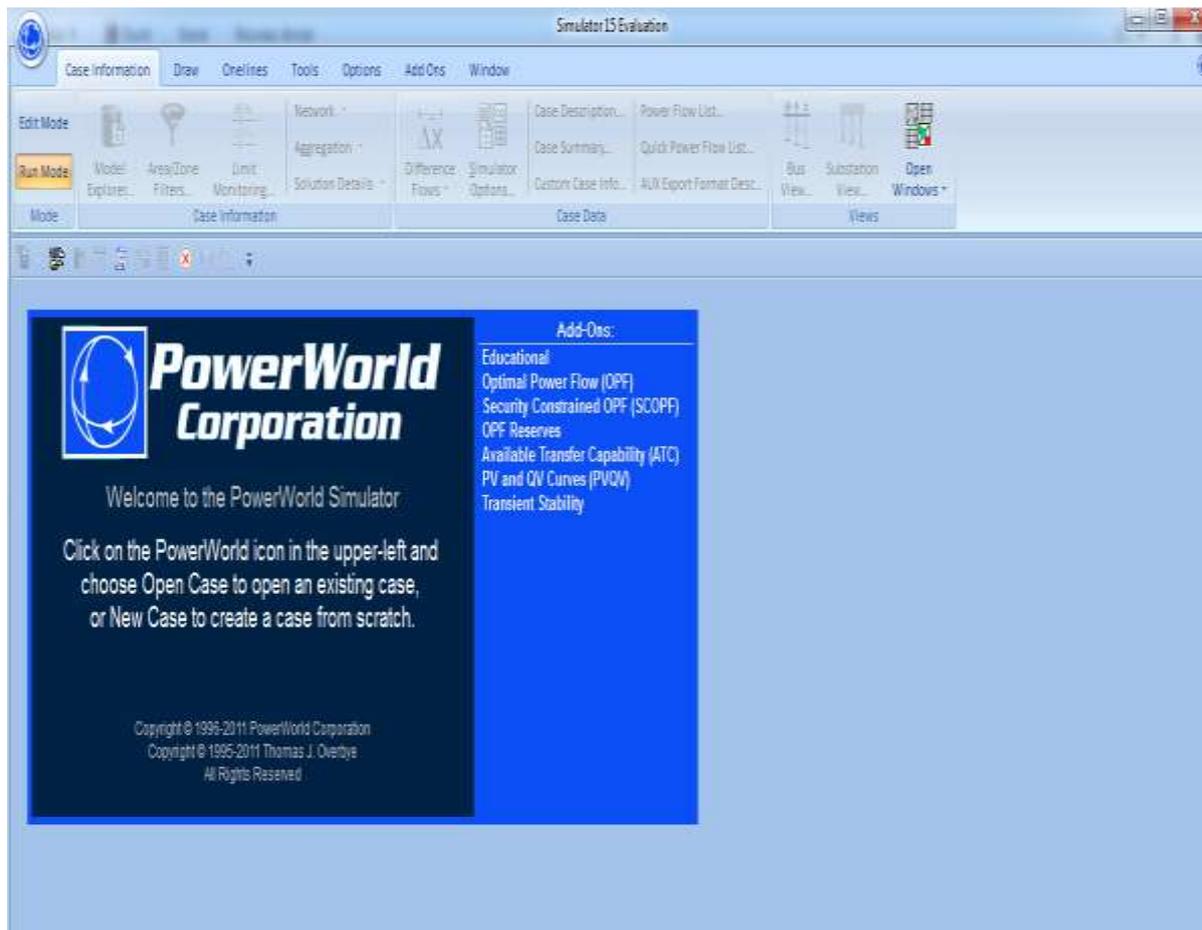
Une interface simple est accessible avec un affichage des résultats.

L'édition des données complexes consiste à mettre la partie réel dans la case de la résistance R et la partie imaginaire dans la case de la réactance X (inductive et capacitive).

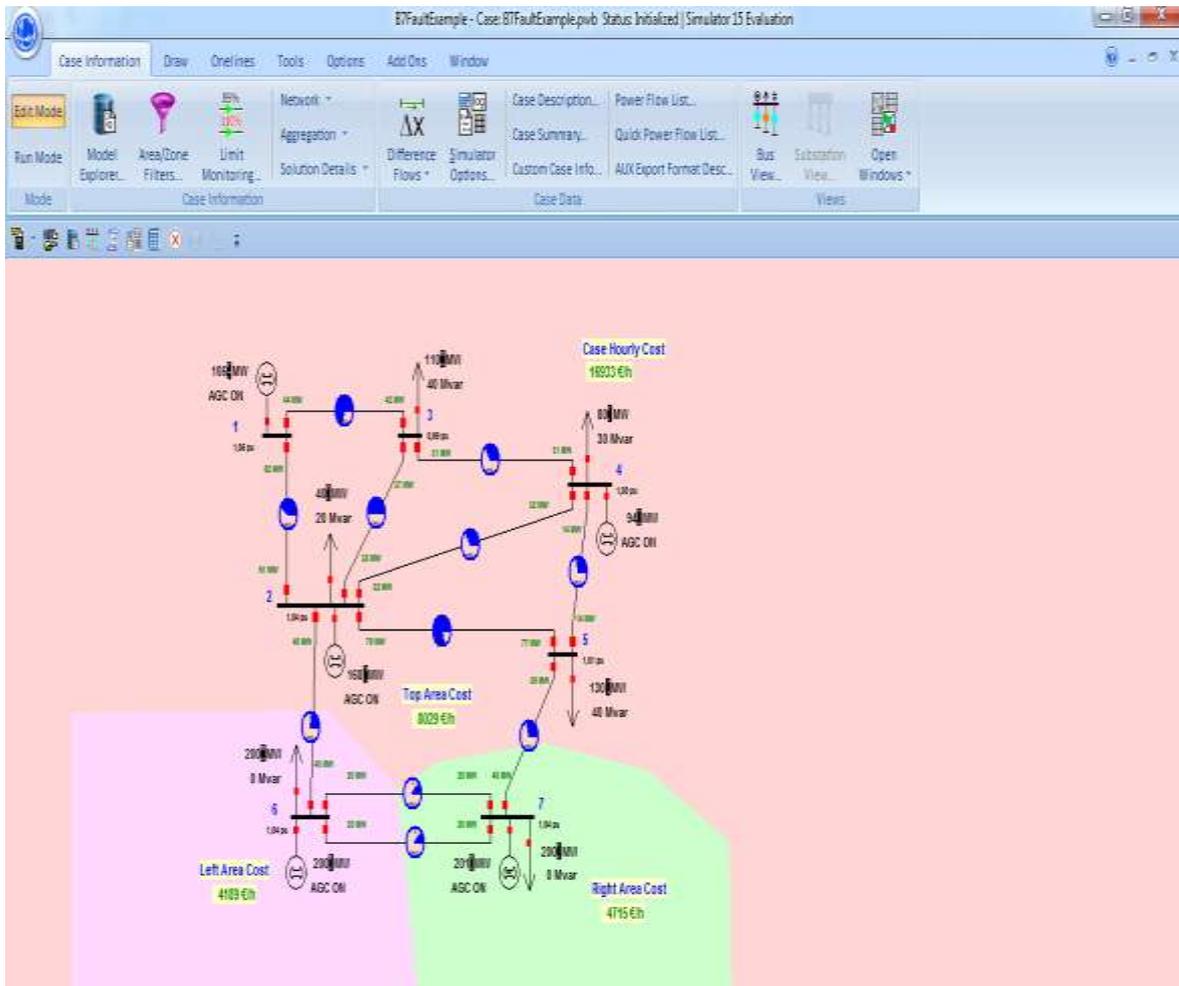
III.3 Présentation de l'interface du Power World

III.3.1 Interface générale

Cette interface donne une vue générale sur les différents boutons qui se trouvent sur le Power World, et qui permet de naviguer en toute liberté sur les différents fonctions et phases de calcul et simulation.



III.3.2 Editeur du réseau



III.3.3 Création d'un nouveau projet (new case)

Cette fenêtre apparaît en cliquant sur le bouton Nouveau fichier qui représente les trois tableaux suivants :

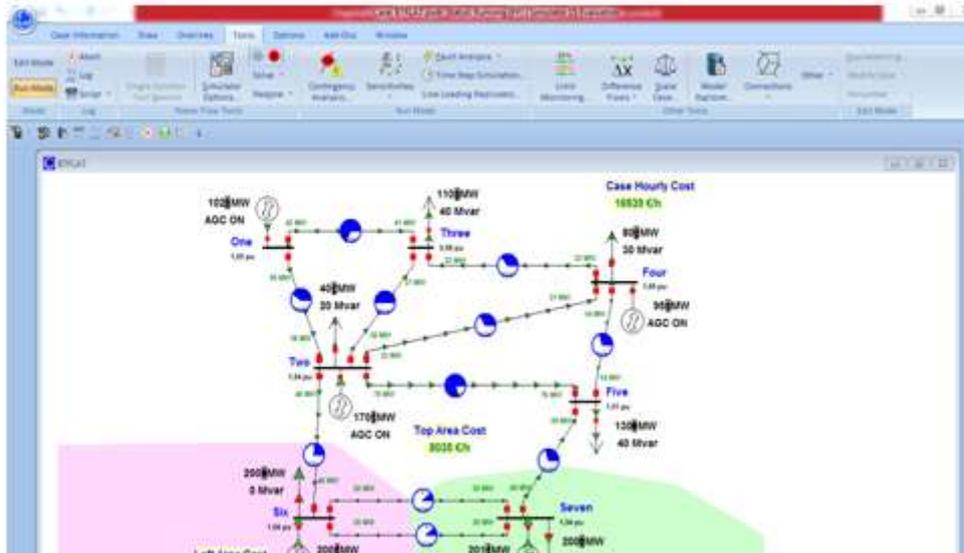
Tableau planifié : pour entrer les différentes tensions et puissance.

Générateur : pour les différentes données concernant l'alternateur.

Liens : pour les impédances.



III.3.4Ecoulement de puissance



III.3.5Affichage des Résultats

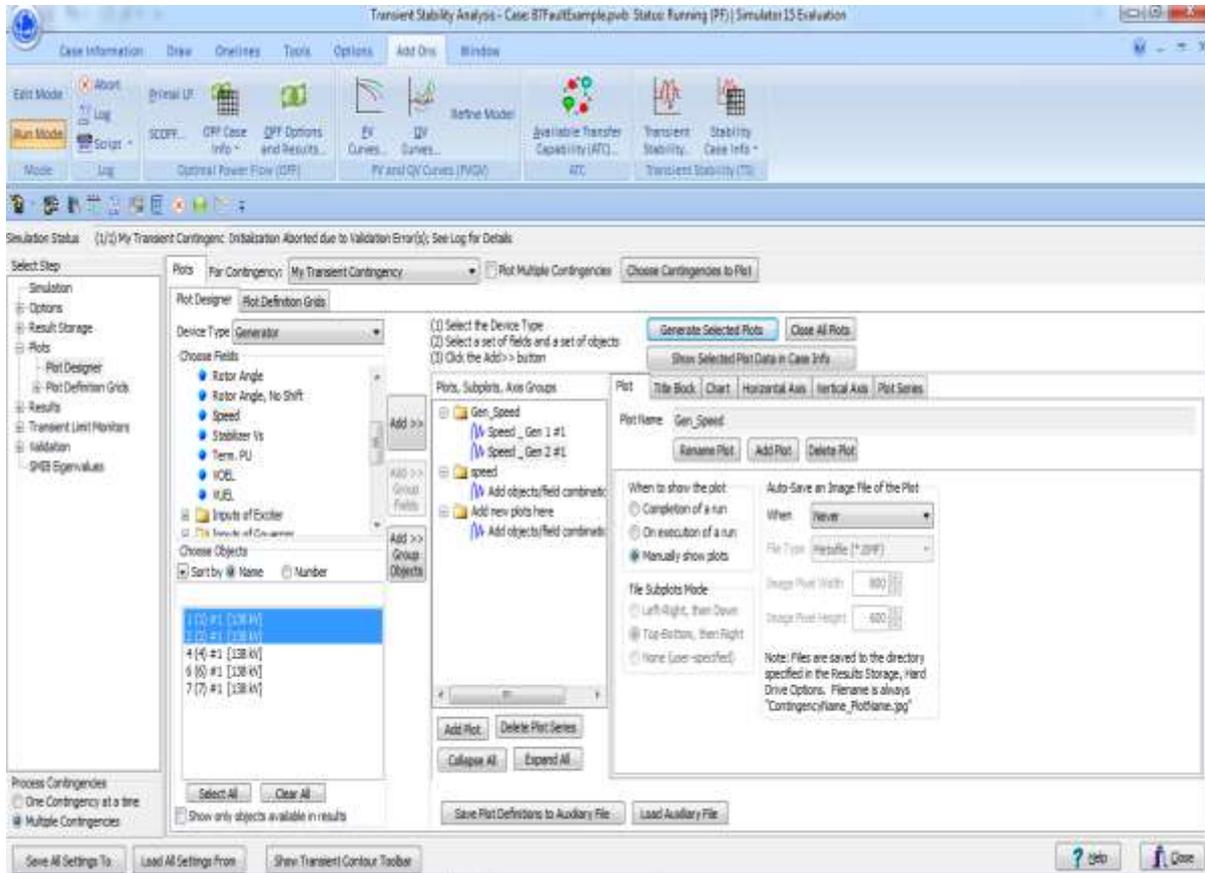
The screenshot displays a table of results for a power flow analysis. The table includes columns for Number, Name, Area Name, Item-VY, PU Vlt, Volt (V), Angle (Deg), Load MW, Load Mvar, Gen MW, Gen Mvar, Switched Shunts Pvar, Act D Shunt MVA, Act B Shunt Pvar, and Area Name.

Number	Name	Area Name	Item-VY	PU Vlt	Volt (V)	Angle (Deg)	Load MW	Load Mvar	Gen MW	Gen Mvar	Switched Shunts Pvar	Act D Shunt MVA	Act B Shunt Pvar	Area Name
1	Top	Top	130,00	1,00000	144,300	0,20			300,67	4,18		0,00	0,00	1
2	2	Top	130,00	1,04000	142,528	4,22	40,00	30,00	167,70	24,18		0,00	0,00	1
3	3	Top	120,00	0,98267	136,698	10,88	110,00	40,00				0,00	0,00	1
4	4	Top	130,00	1,00000	138,300	5,44	80,00	30,00	68,70	20,36		0,00	0,00	1
5	5	Top	130,00	1,00004	138,917	-0,41	0,00	40,00				0,00	0,00	1
6	6	Left	130,00	1,04361	143,838	2,81	200,00	0,00	200,83	-4,38		0,00	0,00	3
7	7	Right	130,00	1,04000	143,520	0,00	200,00	0,00	200,66	31,29		0,00	0,00	3

Cette dernière donne l'accès sur les calculs des différentes méthodes itératives (Gauss Seidel, Gauss Seidel accélère, ...etc) et variationnelles (Newton Raphson, Découplée, découplée rapide). On peut voir les différentes matrices jacobéennes et l'inverse de la matrice J^{-1} .

III.4 Stabilité dynamique transitoire

III.4.1 Affichage des Résultats

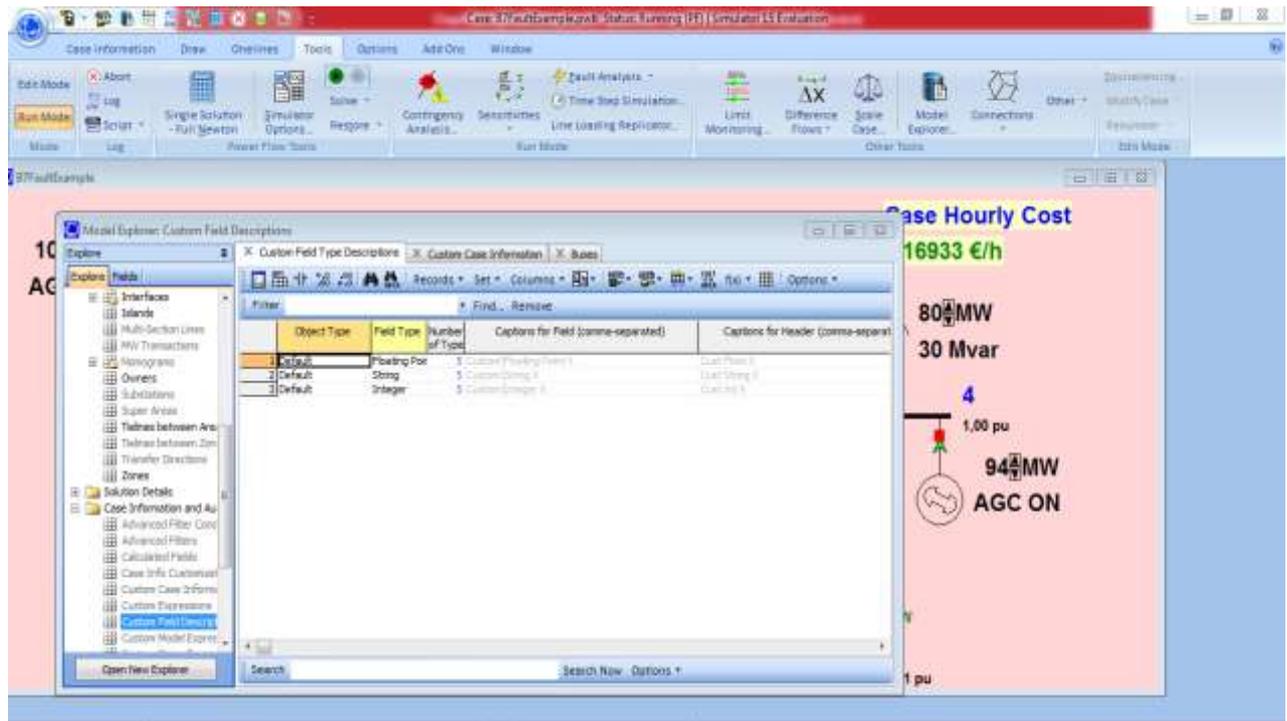


Cette partie du logiciel nous donne l'accès à la simulation des systèmes électro-énergétique, Avec les différentes méthodes.

Cette fenêtre apparaît après la finalisation de tous les taches, elle permet d'interpréter les résultats de la simulation de la stabilité dynamique.

En cliquant sur l'icône de graphe en vois les courbes dans le chapitre suivant.

III.4.2 Paramètre de calcul



Cette fenêtre est accessible pendant toute la phase d'exécution du programme elle permet de changer les différents paramètres de calcul pour la phase d'analyse de la stabilité ainsi que la phase de simulation sans réinitialiser le programme elle comporte huit bouton suivant :

1. Pas de calcul.
2. Temps de défaut.
3. Temps de simulation.
4. Précision de résolution.
5. Nombre décimale (nombre d'itération).
6. L'angle alpha.
7. La fréquence.
8. Nœud de défaut.

III.4.3 Calculatrice Complexe

The screenshot shows the Power World software interface. The main window displays a table of bus data. The table has the following columns: Number, Name, Area Name, Non-IV, PU Volt, Volt (V), Angle (Deg), Load MW, Load MVar, Gen MW, Gen MVar, Switched Shunts MVar, Act G Shunt MW, Act B Shunt MVar, and Area Num. The data is as follows:

Number	Name	Area Name	Non-IV	PU Volt	Volt (V)	Angle (Deg)	Load MW	Load MVar	Gen MW	Gen MVar	Switched Shunts MVar	Act G Shunt MW	Act B Shunt MVar	Area Num
1		Top	138,00	1,0000	144,000	6,31			305,67	4,18		0,00	0,00	1
2	2-2	Top	138,00	1,0400	143,520	-4,23	40,00	28,00	367,72	24,18		0,00	0,00	1
3	3-3	Top	138,00	0,99757	138,769	0,98	133,00	40,00				0,00	0,00	1
4	4-4	Top	138,00	1,0000	138,000	-1,94	80,00	30,00	93,71	20,50		0,00	0,00	1
5	5-5	Top	138,00	1,00004	138,817	-0,81	130,00	40,00				0,00	0,00	1
6	6-6	Left	138,00	1,04000	143,520	2,81	200,00	0,00	206,33	4,59		0,00	0,00	2
7	7-7	Right	138,00	1,04000	143,520	0,01	200,00	0,00	206,66	51,29		0,00	0,00	2

Cet outil permet de vérifier de calculer et exécuter de manière automatique les données lors de la simulation.

III.4.4 Rubrique d'aide

Cette fenêtre apparaît en sélectionnant le bouton Aide, qui donne l'accès à une rubrique d'aide. Elle donne le détail du fonctionnement du logiciel Power World.

III.5 Avantage du logiciel power world (PW)

- **Large Accessibilité**

Grâce à une interface plus accessible, le Power World donne des possibilités de modifier les paramètres sans réinitialiser le programme et d'afficher les résultats au fur et à mesure.

- **Large exploitation**

Le Power World donne des possibilités d'aller jusqu'à 1000 nœuds, avec une large précision.

- **Editeur de Réseau**

Grâce à la fenêtre NOUVEAU (new case) qui comporte les fenêtres suivantes tableau de planification et 'lien' on peut entrer des propriétés de n'importe quel réseau, et de l'enregistrer et de l'exploiter.

- **Outils de plus**

Le Power World comporte un outils de calcul de nombre complexe qui permet de faire des calculs en même temps que la simulation le Power World comporte aussi un outils de graphe qui permet de visualiser Les résultats de la stabilité dynamique.

Chapitre IV

Résultats et applications

IV.1 Schéma simplifié du réseau à 5 nœuds

Considérons un schéma du réseau à 5 nœuds comportant trois générateurs et des charges suivant :

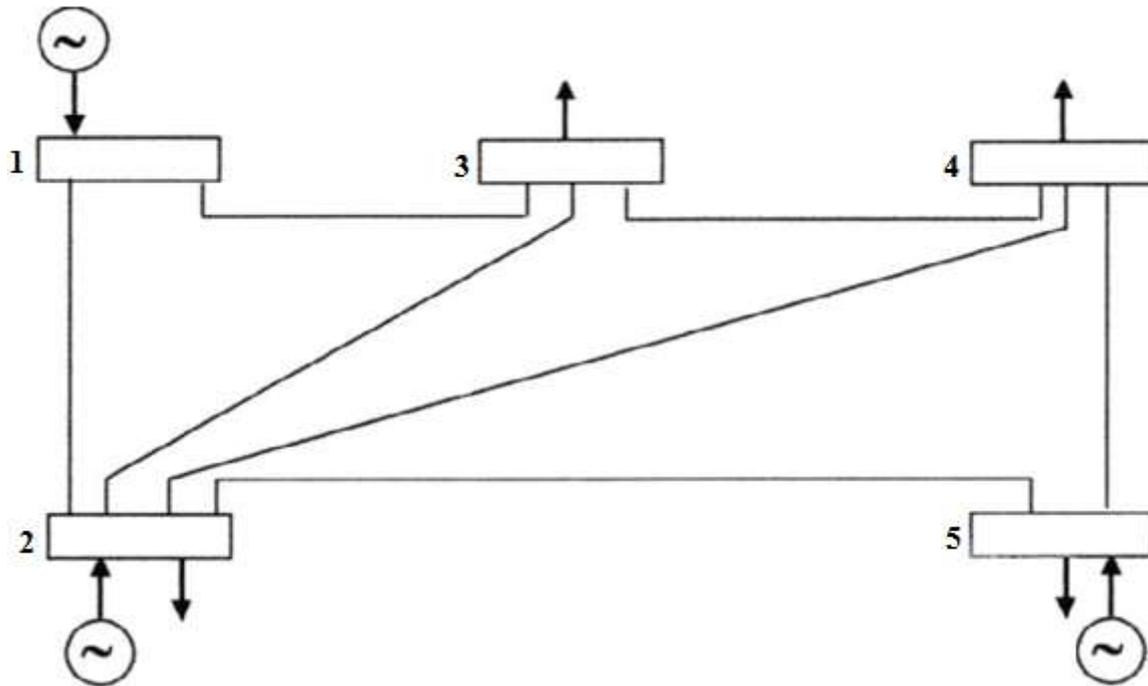


Figure (IV-1) : réseau à 5 nœuds

Tableau (IV.1) : les impédances

k-m	Z_{km}	$y_{sh_{km}}$
1-2	$0.02 + j 0.06$	$j 0.030$
1-3	$0.08 + j 0.024$	$j 0.025$
2-3	$0.06 + j 0.18$	$j 0.020$
2-4	$0.06 + j 0.20$	$j 0.020$
2-5	$0.04 + j 0.12$	$j 0.015$
3-4	$0.01 + j 0.03$	$j 0.010$
4-5	$0.08 + j 0.24$	$j 0.025$

Tableau (IV.2) : les valeurs planifiées

Nœuds	Tension (p.u)	P_{Gi}	Q_{Gi}	P_{ch_i}	Q_{ch_i}
		(p.u)	(P.u)	(P.u)	(P-u)
1	1.06+ j 0.0	0.0	0	0	0
2	1.0+ j 0.0	0.40	0.30	0.0	0.0
3	1,0+ j 0.0	0.0	0.0	0.45	0.15
4	1.0+ j 0.0	0.0	0	0.40	0.05
5	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.60	0.10

IV.2 Paramètres des alternateurs

Nœuds	H	X'_d	y'_d
1	50	j 0.25	4.0
2	1.0	j 1.50	0.666
3	20	j 0.75	1.05

Avec :

La tension de base $E_b = 220$ [kv].

La puissance apparente de base $S_b = 100$ [Mva]

IV.3 Résultats d'analyse du système

Tableau (IV.3) : Méthodes de Gauss Seidel

	E	Nœud 1	Nœud 2	Nœud 3	Nœud 4	Nœud 5
		1.06+ j 0.0	1.01518- j 0.05493	1.02791- j 0.0623	1.2738- j 0.10243	1.2239- j 0.11756
M.GAUSS SEIDEL Temps:40ms N . itération:58	P_{inj} [MW]	134.517	22.20	-47.668	-41.598	-62.518
	Q_{inj} [MVAR]	-21.073	20.083	-11.342	-1.153	-3.266
P_L [MW]	4.933					
Q_L [MVAR]	-16.751					

	E	Nœud 1	Nœud 2	Nœud 3	Nœud 4	Nœud 5
		M.G. SEIDEL Temps:20ms N . itération:29	1.06+ j0.0	1.04620- j 0.05123	1.02032- j 0.08913	1.0198- j 0.09499
	P_{inj} [MW]	129.457	20.054	-44.94	-39.984	-60.006
	Q_{inj} [MVAR]	-7.1610	20.194	-15.287	-5.061	-10.127
P_L [MW] Q_L [MVAR]	4.581 -17.442					

Tableau (IV.4) : Méthodes de Gauss Seidel accéléré

	E	Nœud 1	Nœud 2	Nœud 3	Nœud 4	Nœud 5
		Gausse SEIDEL Acc Temps:10ms N . itération:13	1.06+ j 0.0	1.04619- j 0.05127	1.02028- j 0. 08922	1.01914- j 0. 09508
	P_{inj} [MW]	129.567	20.058	-45.011	-40.033	-59.993
	Q_{inj} [MVAR]	-7.16	20.209	-15.288	-5.065	-10.115
P_L [MW] Q_L [MVAR]	4.588 -17.419					

Tableau (IV.5) : Méthodes de Newton Raphson

NEWTON RAPHSON Temps:20ms N . itération:8	E	Nœud 1	Nœud 2	Nœud 3	Nœud 4	Nœud 5
		1.06+ j 0.0	1.04618+ j 0.05128	1.02028- j 0.08921	1.01914- j 0.09507	1.01208- j 0.10906
	P_{inj} [MW]	129.584	20-014	-44.995	-40.013	-66.001
	Q_{inj} [MVAR]	-7.149	20.198	-15.288	-5.065	-10.115
P_L [MW]	4.589					
Q_L [MVAR]	-17.419					

IV.4 Illustration du réseau (Ouest Algérien)

Ce réseau ci-dessous illustre schématiquement l'ensemble du plan d'alimentation de la partie Ouest d'Algérie.

Tableau (IV.6) : les impédances

k-m	Z_{km}	$y_{sh_{km}}$
1-3	0.00156+ j 0.07467	0.0+ j 0.00189
2-4	0.01692+ j 0.1806	0,0+ j 0.060780
2-9	0,02259+ j 0.1076	0.0+ j 0.081150
3-5	0,01829+ j 0.08711	0.0+ j 0.065700
3-6	0,00594+ j 0.02866	0,0+ j 0.023320
3-8	0.14840+ j 0.07069	0,0+ j 0.053320
4-5	0,01725+ j 0.06282	0.0+ j 0.04510
6-7	0.02880+ j 0.10207	0.0+ j 0.072780
7-8	0.01554+ j 0.07403	0.0+ j 0.055830
7-10	0,01405+ j 0.05182	0.0+ j 0.035590
8-9	0.01489+ j 0.07095	0,0+ j 0.053590
10-11	0.00865+ j 0.0289	0.0+ j 0.023040

IV.5 Schéma Simplifié du réseau à 11 Nœuds

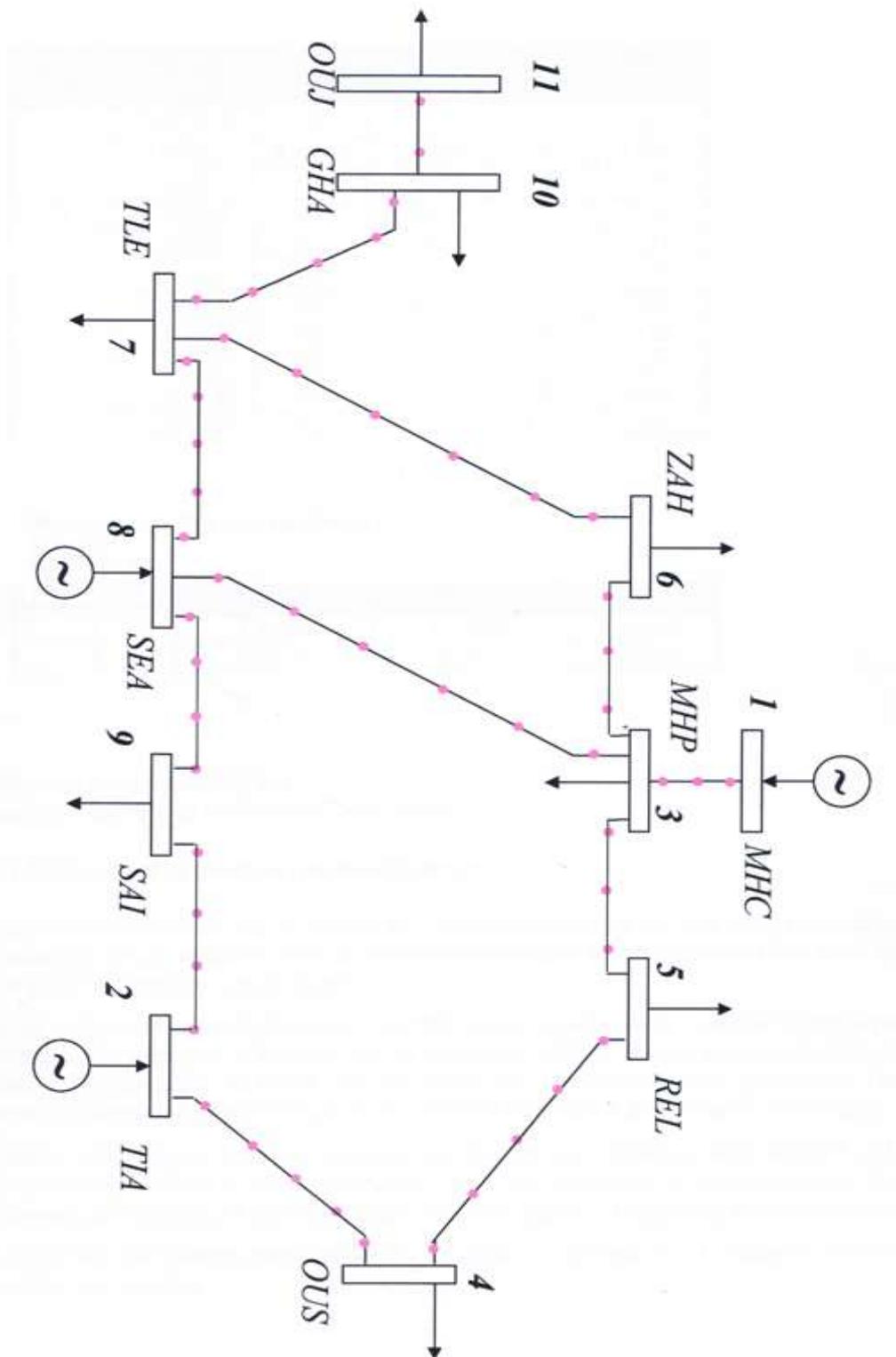


Figure (IV-2) : Réseau ouest algérien

Tableau (IV.7) : les valeurs planifiées

Nœuds	Tension (p.u)	P_{Gi} (p.u)	Q_{Gi} (P.u)	P_{ch_i} (P.u)	Q_{ch_i} (P.u)
1	1.06+ j 0.0	1.33	0.15	0.0	0.0
2	1.0+ j 0.0	2.28327	0.33055	0.0	0.0
3	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.661	0.46
4	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.39	0.20
5	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.23	0.14
6	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.60	0.56
7	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.35	0.25
8	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.44	0.28
9	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.30	0.20
10	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	0.25	0.15
11	1.0+ j 0.0	0.0	0.0	1.1	0.51

IV.6 Paramètres des alternateurs

Nœuds	H	X'_d	y'_d
1	5.82296	0.12448	8.033419
2	3.52774	0.2736	3.654970
3	1.7591	0.02465	1.057817

Avec :

La tension de base $E_t = 220$ [kv].

La puissance apparente de base $S_b = 100$ [Mva]

IV.7 Résultats et analyse des simulations

Nous avons simulé plusieurs cas de défaut sur différents nœuds avec des temps de défaut différents. On a constaté que le système perd sa stabilité dynamique à partir d'un certain seuil du temps (temps critique) du défaut et aussi du type des nœuds considérés.

Dans cette étude, on a présenté essentiellement le modèle mathématique de la stabilité dynamique des réseaux électriques de transport d'énergie par la méthode d'Euler. Les résultats obtenus ont été appliqués pour l'étude de la stabilité transitoire des réseaux électriques dans le logiciel Power World.

Dans le cas du défaut triphasé mono-machine et multi-machines, les résultats obtenus ont montré les variations de la tension, des puissances de l'angle δ et de la vitesse angulaire ω correspondant à chaque centrale.

D'autre part, nous avons simulé plusieurs cas de défaut sur différents nœuds (nœuds consommateurs) dont les allures ont montrées que le système garde sa stabilité.

Afin de connaître le comportement des générateurs des réseaux considérés, et pour un défaut triphasé égal à 0.9 seconde, l'allure montre que le système est stable. Par contre, pour un temps de défaut supérieur à 0,9 seconde (temps de critique), l'allure montre que le système est instable et si cette perturbation persiste jusqu'à dépasser ce temps critique, on fait appel aux moyens de protections et les automates pour ramener le système dans son état stable

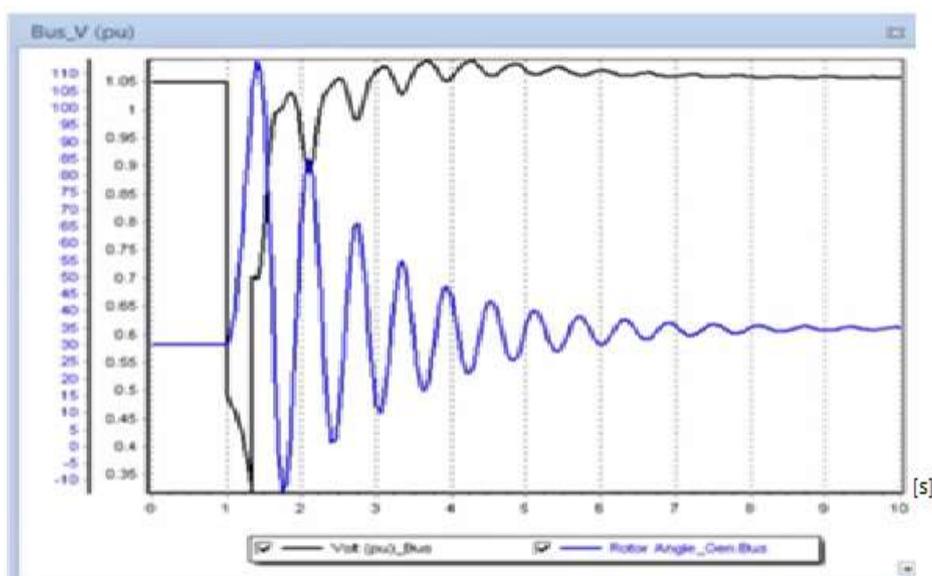


Figure (IV-3) : Courbes de la tension et de l'angle en fonction du temps

La courbe ci-dessus décrit le comportement de la tension ainsi la vitesse de rotation pour le cas d'un système mono-machine lors d'un à-coup de charge dans le réseau électrique.

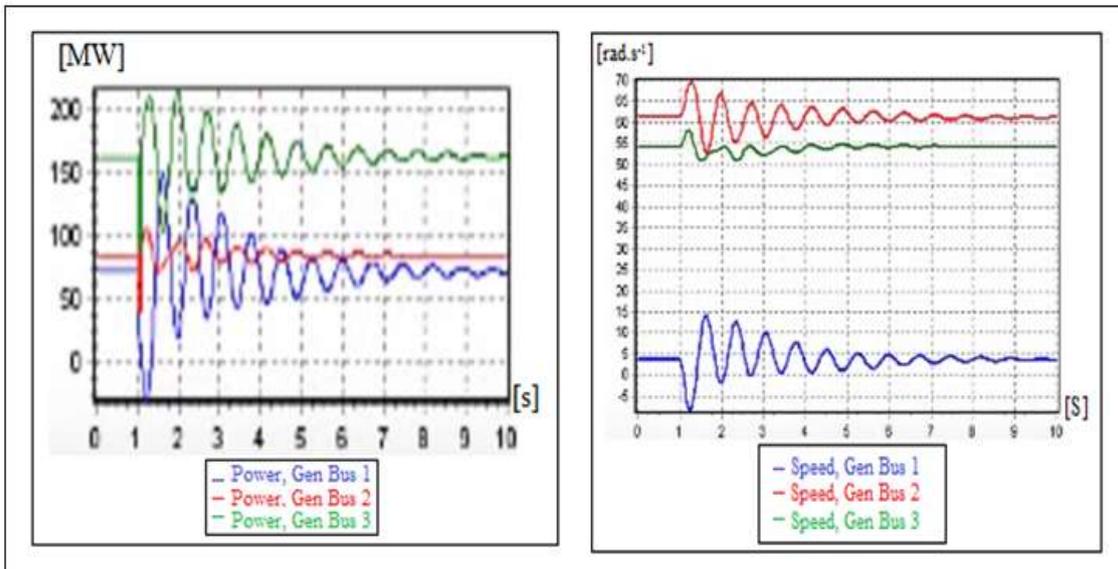


Figure (IV-4) : Courbes de puissance et l'angle en fonction du temps

Les courbes ci-dessus sont les résultats de la description du comportement de la puissance ainsi la vitesse de rotation pour le cas d'un système multi-machines lors d'un à-coup de charge dans le réseau électrique.

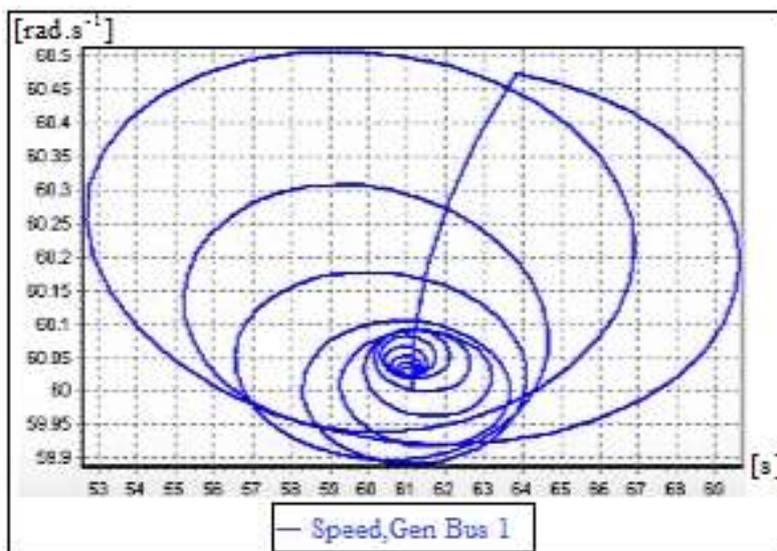


Figure (IV-5) : Courbes de l'angle en fonction du temps vue de haut

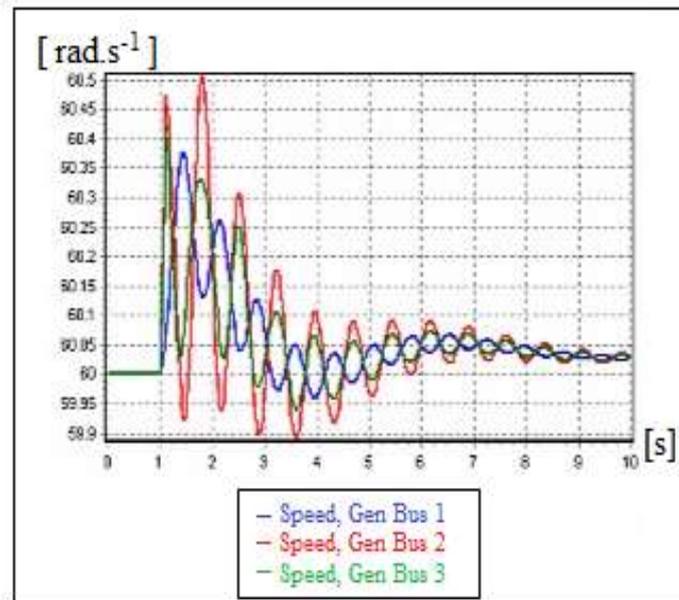


Figure (IV-7) : Courbes de la vitesse en fonction du temps

Le graphe ci-dessus reflète la stabilité transitoire d'un système multi-machines lors d'un court-circuit dans le réseau de transport.

Conclusion

En analysant les réponses graphiques de la variation des angles de déphasage et les vitesses angulaires pour les différents cas de défaut, on a remarqué que si le défaut simulé se situe au niveau d'un nœud consommateur, ceci n'affecte en rien sur la stabilité du réseau. Par contre si le défaut est simulé au niveau d'un nœud producteur, la stabilité du réseau dépend de deux paramètres :

- Le premier est le temps de défaut dont on a constaté que pour une certaine-valeurs, le réseau garde sa stabilité, mais à partir d'un certain seuil, le réseau devient instable.
- Le deuxième est la robustesse du nœud producteur en cas du défaut.

Conclusion
Générale

Conclusion générale

L'étude de la stabilité donne des informations reliées à la capacité des systèmes d'énergies pour atteindre le synchronisme durant la majorité de la distribution.

Le degré de la stabilité des systèmes électro-énergétique est un facteur très important dans l'exploitation des réseaux électriques.

Dans notre mémoire, on a présenté les méthodes numériques utilisées à savoir la méthode de Range Kutta méthode d'Euler, Gauss Seidel, Gauss Seidel accélérée, Newton Raphson. Ensuite on a établi un modèle mathématique qui décrit le problème de la stabilité sous forme d'équations différentielles.

Le temps critique a été également défini celui de l'élimination du défaut et de ceci nous avons vu que lorsque la durée du défaut dépasse ce temps le système devient instable.

La simulation avec le logiciel Power World dans nous a donné des résultats satisfaisants par limitation de temps de calculs et il a l'avantage d'être rapide.

Bibliographie

- [1] : Groupe Schneider « Cahier technique »
- [2] : www.ucte.org « 28/04/2018 à 16 :23»
- [3] : Wikipédia : stabilité des réseaux électrique «17/02/2018 à 01 :36 :57 »
- [4] : OUDAYA Mohamed Bachir, DRISSI Mohamed Hadi «Amélioration de la stabilité de tension par l'enlacement optimal avec FACT » PFE-2017
- [5] : SUPREME Hussein « Détection en temps réel de l'instabilité transitoire des réseaux électriques avec des mesures synchronisées de phasors » Thèse du Doctorat
- [6] : OUDAYA Mohamed Bachir, DRISSI Mohamed Hadi «Amélioration de la stabilité de tension par l'enlacement optimal avec FACT » PFE-2017
- [7] : SEGUIER et F. NOTELET « Electrotechnique Industrielle Technique et documentation».
- [8] : Groupe Schneider « Cahier technique »
- [9] : BOUDOUR. M, HELLAL.A «Réseaux électriques-fondamentaux et concepts de base»
- [10] : Groupe Schneider « Cahier technique »
- [11] : AEK.Said« Etude de la stabilité transitoire des réseaux multi machines » (Cas du réseau 220 KV de l'ouest-algérien). Thèse de Magister Année 1992 USTO
- [12] : <http://www.powerworld.com> 04/03/2018 à 17:45

H : Constante d'inertie, homogène à un temps, qui caractérise la sensibilité de la vitesse d'une machine à des variations de la puissance électrique.

Angle interne (δ) : Angle entre le vecteur représentant la tension d'alimentation d'une machine et le vecteur représentant sa force électromotrice.

Distance électrique : Impédance de liaison. Deux liaisons électriques de même longueur pourront avoir des distances électriques très différentes.

Flux de charge (load flow) : Bilan des puissances actives et réactives échangées sur les liaisons d'un réseau.

Plan de tension : Ensemble des procédures automatiques et manuelles prévues pour maintenir le réseau dans les plages de tension de fonctionnement qui lui sont assignées.

Puissance synchronisante : Caractérise le point de fonctionnement d'un générateur : Rapport entre variation de puissance fournie et variation d'angle interne.

Plus il est faible, plus on risque une perte de synchronisme en survitesse.

Réactance transitoire : Impédance d'une machine intervenant dans la première seconde suivant une perturbation.

Stabilité dynamique : Comportement des réseaux soumis à des perturbations : causes, conséquences (instabilités) et remèdes.

P	Puissances actives.
Q	Puissances réactives.
S	Puissances apparente.
E	Tension.
I	Courant.
P_G	Puissance générée (active).
Q_G	Puissance générée (réactive).
P_{ch}	Puissance de charge (active).
Q_{ch}	Puissance de charge (réactive).
Y_{km}	Admittance de la ligne km.
Y'_{km}	Admittance shunt.
ΔP_I	Pertes actives.
ΔQ_I	Pertes réactives.
e_k	Partie réelle.
f_k	Partie imaginaire.
δ_k	L'argument de la tension de l'élément k.
$ E_k $	Module de la tension de l'élément k.
θ_{km}	Argument de Y_{km} .
ω	La pulsation.
Q_s	La puissance réactive fixée par la sonelgaz.
$Q_c^{(k)}$	La puissance réactive consommée au nœud k.
Q_i	La puissance réactive injectée au nœud i.
$[L_a]$	Matrice active du courant.
$[L_r]$	Matrice réactive du courant.
H	Moment d'inertie des masses tournantes.
θ_m	Position de l'angle rotiforme par rapport à un axe stationnaire.
C_m	Couple mécanique.
C_e	Couple électromagnétique.
P_m	Puissance mécanique.
H	Constante d'inertie.
X'_d	Réactance transitoire.
Δt	Pas d'intégration.
J	Matrice jacobienne
ε	Epsilon
td	Temps de défaut
ts	Temps de simulation
α	Alpha
Z_{im}	Impédance
Y_{im}	Admittance