N°123



UNIVERSITE D'ABOMEY-CALAVI

.....

Ecole Doctorale des Sciences de l'Ingénieur (ED-SDI)

.....

Master de Recherche en Génie Electrique

.....

Rapport de Stage

Thème :

CONTRIBUTION A L'ANALYSE DE LA STABILITE TRANSITOIRE D'UN SYSTEME DE PUISSANCE ELECTRIQUE INTERCONNECTE : APPLICATION AU RESEAU 161 kV TCN-CEB-VRA

Présenté par :

Assane 2ème Jumeau OGOUBIYI

Encadré par :

Dr -Ing (MA) Arouna OLOULADE

Enseignant Chercheur UAC/Consultant International

Réseau électrique-Efficacité Energétique-Energie Renouvelable

Sous la direction de :

Dr (MC). Richard G. AGBOKPANZO

Enseignant Chercheur à l'ENSET/UNSTIM

Laboratoire d'Electrotechnique de Télécommunication et d'Informatique Appliquée (UAC)

Dédicace

A la mémoire de mon feu père **Taiwo OGOUBIYI**

Remerciements

Je tiens à remercier en tout premier lieu l'Éternel Dieu pour ses bienfaits dans ma vie. Je souhaite après, remercier le Professeur **Maxime da CRUZ**, Recteur de l'Université d'Abomey-Calavi (UAC) et le Directeur de l'École Doctorale des Sciences De l'Ingénieur (ED-SDI) le Professeur **Mohamed GIBIGAYE** ainsi que son adjoint le Professeur **Victor GBAGUIDI**.

Mes remerciements vont ensuite au coordonnateur du Master de Recherche, le Professeur **François-Xavier FIFATIN** et son adjoint le Dr **Patrice Koffi CHETANGNY**.

Je remercie Dr-Ing **Arouna OLOULADE** mon encadreur qui a émis les premières idées dans ce travail. Son apport est en même temps professionnel que scientifique.

Je ne saurais ne pas remercier le Dr. **Richard Gilles AGBOKPANZO**, directeur de ce mémoire. Il m'a permis de donner un aspect scientifique à ce travail de recherche.

Je remercie tout particulièrement le **L**aboratoire d'**E**lectrotechnique de **T**élécommunication et d'**I**nformatique **A**ppliquée (**LETIA**) dans lequel ces travaux ont été effectués ainsi que les équipes de recherche côtoyées.

Je remercie le corps enseignant de l'ED-SDI, spécialement ceux du Master de Recherche Génie Électrique pour les instants de partage et d'insertion dans la recherche.

Je m'en voudrais de ne pas exprimer ma gratitude à l'endroit de mes parents **Taiwo OGOUBIYI** et **Catherine CHABI**, de mon frère jumeau **Osseni OGOUBIYI**.

Je tiens aussi à exprimer ma gratitude à ma femme **Sidonie Sèwadé HOUSSOU** pour la confiance qu'elle m'a toujours accordée.

Je n’oublie pas tous les camarades et amis que j’ai côtoyés et sur qui j’ai pu compter pendant cette formation. Je pense à Laurent, Franck, Yao, Wakil, Boris et tous les autres. Recevez ici mes plus grandes reconnaissances.

Liste des figures

Figure 1.1 Synoptique du réseau de la CEB 12

Figure 1.2 : Classification des différents types de stabilité des systèmes de puissance 13

Figure 1.3 : variation d'angle de rotor Cas 1 : instabilité de première oscillation ; Cas 2 : instabilité de multi- oscillation..... 16

Figure 2.1: modèle en π d'une ligne de transmission entre les nœuds i et j 22

Figure 2.2 : a) Modèle en π d'un transformateur 22

Figure 2.3 : Modèle d'une charge 23

Figure 2.4 : Modèle électrique simplifié d'un générateur [21] synchrone 24

Figure 2.5 : Modèle d'une génératrice synchrone dans le repère de Parck [1] synchrone..... 25

Figure 2.6 : Modèle équivalent d'un réseau uni machine [22] 29

Figure 2.6 : Relation puissance-angle de rotor [23]..... 30

Figure 2.7 : Relation puissance-angle de rotor (cas d'une perturbation) [1] 30

Figure 2.8 : Modèle simplifié du système d'excitation IEEE-type ST1A [1] 31

Figure 3.1 : Schéma unifilaire de réseau 161 kV TCN-CEB-VRA..... 49

Figure 3.2 : Courbe de tension nodale du réseau 161 kV TCN-CEB-VRA 52

Figure 3.3: Courbes résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus GNE1 de Maria Gléta: 54

Figure 3.2 a: courbes résultat défaut de 0,166s appliqué sur le bus Momè-hagou : cas des générateurs de Maria-Gléta du Benin 54

Figure 3.4: Courbes de résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus générateur 1 de Lomé-port 55

Figure 3.5 Courbes de résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus générateur 2 de Lomé-Port..... 55

Figure 3.6: Courbes de résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus générateur3 de Lomé-Port..... 56

Figure 3.7: Courbes de résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus générateur 1 de Nangbéto..... 56

Figure 3.8 : Courbes de résultat défaut de 133 ms appliqué sur le bus générateur 2 de Lomé-Port 57
Figure 3.9 : Courbes de résultat défaut de 133 ms appliqué sur le bus générateur 1 de Nangbéto 57
Figure 3.10 : Courbes résultat générateur 1 de Maria- Gléta déconnecté 58
Figure 3.11 : Courbes résultat générateur 2 de Lomé-Port déconnecté 58
Figure 3.12 : Courbes résultat générateur 1 de Nangbéto déconnecté 59
Figure 3.13 : Courbes de résultat diminution de H de 10 % sur Nangbéto1 défaut 100 ms appliqué sur bus générateur 1 de Nangbéto 59
Figure 3.14 : Courbes de résultat diminution de H de 10 % sur Nangbéto1 et 2 défaut 100 ms appliqué sur bus générateur 1 de Nangbéto 60
Figure 3.15 : Courbes de résultat augmentation de H de 10 % sur Nangbéto 2 défaut 100 ms appliqué sur bus générateur 2 de Nangbéto 60
Figure 3.16 : Courbes de résultat augmentation de H de 10 % sur Nangbéto 1 et 2 défaut 100 ms appliqué sur bus générateur 1 de Nangbéto 61

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Avantages et inconvénients des méthodes d'écoulement de charge..36
Tableau 2. 2: Les types des barres des réseaux éclectiques. 37
Tableau 3.1 : Résultat de répartition de puissance dans réseau 161 kV……...50
Tableau 3.2 : Quatre scénarios en quatorze simulations 53
Tableau 3.3 : Scénarios en quatorze simulations 53

Liste des abréviations et sigles

CEB : Communauté Electrique du Bénin

VRA: Volta River Authority

TCN: Transmission Company of Nigeria

CCT : Critical Clearing Time ou temps critique d'élimination du défaut

ST : stabilité transitoire

FACTS : Flexible Alternating Current Transmission Systems

MAG : Maria- Gléta

CVE : Cotonou Vèdoko

MOM : Momé- hagou

SAK : Sakété

ONI : Onigbolo

Résumé

Dans le contexte de la tendance d'interconnecter durablement le réseau de transport 330kV du Nigéria à celui de niveau de tension 161kV du Ghana en passant par le système électrique de la Communauté électrique du Bénin, l'étude de la stabilité est demeurée une préoccupation permanente pour les gestionnaires de ces différents réseaux. Ce rapport a donc consisté à évaluer la stabilité transitoire du système interconnecté TCN-CEB-VRA à l'aide du logiciel CYME. Les conditions initiales de ce système correspondent à des tensons de $(161 \pm 8{,}05)\ kV$ à la suite d'un court-circuit triphasé simulé sur les jeux de barre adjacents aux sources tournantes a indiqué un CCT de 100 millisecondes. En déconnectant une génératrice sur les jeux de barre des groupes de production de Maria Gléta, de Lomé et et Nanbgéto, il a été observé que le système conserve sa stabilité et peut donc assurer la continuité des services de qualité aux consommateurs. Par ailleurs une diminution de constante d'inertie peut provoquer la perte de synchronisme d'une machine interconnectée. Les résultats de cette étude peuvent contribuer à dimensionner les réglages des protections à l'effet non seulement d'atténuer les impacts des courts circuits sur les groupes tournants du réseau mais aussi d'éviter les écroulements intempestifs observés sur ce système interconnecté.

Mots clés : Système de puissance ; la stabilité transitoire ; perte de synchronisme

Abstract

In the context of the trend to sustainably interconnect the 330kV transmission network of Nigeria to that of Ghana's 161kV voltage level through the electrical system of the Electric Community of Benin, the study of stability has remained a permanent concern. For the managers of these different networks. This report therefore consisted in evaluating the transient stability of the TCN-CEB-VRA interconnected system using the CYME software. The initial conditions of this system correspond to voltages of (161±8.05) kV following a simulated three-phase short-circuit on the busbars adjacent to the rotating sources indicated a CCT of 0.1 seconds. While disconnecting a generator on the busbars of the production groups of Maria Gléta, Lomé and Nanbgéto, it was observed that the system retains its stability and can therefore ensure the continuity of quality services to consumers. Furthermore, a decrease in the inertia constant can cause the loss of synchronism of an interconnected machine. The results of this study can contribute to dimensioning the settings of the protections in order not only to attenuate the impacts of short circuits on the rotating groups of the network but also to avoid the untimely collapses observed on this interconnected system.

Keywords: Power system; transient stability; loss of synchronism

INTRODUCTION GENERALE

Depuis la découverte de l'électricité, elle ne cesse de jouer un important rôle dans le développement socio-économique. La croissance démographique, l'industrialisation et l'urbanisation constituent un vecteur de croissance socio-économique des pays. De ce fait la demande sans cesse croissante en énergie électrique vient déséquilibrer convenablement l'équation offre-demande. Pour apporter une solution à ce problème, les gestionnaires optent à la construction de nouvelles infrastructures de production d'énergie électrique.

A cet effet, la centrale à gaz de Marie-Gléta de 127 MW construite et mise en service depuis 2019 n'a pu régler toute seule le déficit énergétique que connait le Bénin depuis plus de trois décennies. Au Togo la capacité de production de100 MW d'une centrale construite par CONTOUR GLOBOL a permis de disposer 120 MW à Lomé-Port. La faible capacité de production énergétique de la CEB (Bénin -Togo) et la mutualisation des ressources énergétiques qui sont inégalement réparties sur le territoire de l'espace UEMOA, les conduisent à signer des contrats sous régionaux en vue de l'interconnexion des systèmes de puissance. C'est à ce titre que le réseau de la CEB (Bénin-Togo) est interconnecté à ceux de la TCN (Nigéria) d'un niveau de tension 330 kV et alternativement à la VRA (Ghana) d'un niveau de tension 161 kV. La croissance démographique, l'urbanisation de toutes les localités communales et la création des zones industrielles forcent les exploitants à raccorder de nouvelles charges et à la modification des topologies du réseau de la CEB. Désormais les groupes de Maria-Gléta doivent injecter de la puissance sur le poste de Momé-Hagou au Togo.

Par ailleurs, les ouvrages de production électriques sont éloignés des zones urbaines à cause des contraintes écologiques et économiques. Pour amener l'énergie électrique produite vers les consommateurs, les exploitants construisent les réseaux

électriques constitués de génératrices synchrones, de transformateurs, de lignes de transmission et des charges et dispositifs de protection.

L'augmentation sans cesse croissante des charges force l'exploitation du réseau dans les limites de stabilité. A cela il faut ajouter l'apparition d'un défaut violent persistant comme un court-circuit ou la foudre capable de sortir tout le système de sa zone de stabilité pouvant entrainer la perte de synchronise d'un groupe de générateurs interconnectés. Dans ce cas les exploitants ne sont plus en mesure d'assurer des services de qualité et de continuité aux consommateurs. Ainsi assiste-t-on chez les consommateurs à des coupures intempestives et des délestages de certaines zones. A la suite d'une perturbation sévère sur un jeu de barre, certains rotors accélèrent ou décélèrent progressivement et l'écart de angles de rotor augmente ou diminue indéfiniment en se manifestant par des oscillations d'amplitude croissante. C'est l'instabilité transitoire [2].

Par contre, la réglementation et les différentes normes imposent des limites de fonctionnement normal de tension et de fréquence aux réseaux électriques. Par exemple les contraintes de tension sont : $(1 \pm 5\ \%)U_n$ et celles de fréquence sont $(50 \pm 1)Hz$. Désormais, une des préoccupations majeures des exploitants et des ingénieurs est de maintenir les systèmes de puissance dans les conditions normales de fonctionnement.

Au regard des mouvements de variation de charges, des manœuvres sur le réseau, des perturbations sévères et des désagréments liés à l'instabilité transitoire, il est important que le problème d'instabilité transitoire soit maitrisé afin de maintenir le système dans les limites de fonctionnement.

Le phénomène est contrôlable si les disjoncteurs de courant placés sur les

lignes de transport sont sélectives.

Il est indispensable de supprimer toute perturbation dans un laps de temps prédéfini appelé Critical Clearing Time (CCT), L'apparition des défauts dans un système de puissance électrique nécessite une analyse de la stabilité des réseaux électriques.

L'analyse de la stabilité d'un système électrique consiste à évaluer la capacité du système à supporter des éventuelles perturbations et de proposer par la suite les moyens adéquats permettant son amélioration.

Pour traiter ce problème, les ingénieurs ont utilisé la modélisation et la simulation. Singulièrement, les études de stabilité sont devenues des outils essentiels pour la planification, la conception et l'amélioration des réseaux électriques [3].

Le phénomène reste encore peu maitrisé par les exploitants des réseaux et risque de défier les planificateurs et dans un avenir très imminent du fait de l'augmentation sans cesse de la charge. [1] et [5]

Toutefois il est impérieux de trouver des approches de solutions aux limites de stabilité transitoire des systèmes de puissance interconnectés. Beaucoup de chercheurs s'intéressent à cette question en vue de trouver de nouvelles méthodes d'analyse et des solutions innovantes pour relever le défi de la stabilité transitoire.

Notre contribution dans le cadre de ce rapport est d'analyser le comportement transitoire des angles de rotor des génératrices synchrones de la CEB face à une perturbation brusque de court-circuit et la déconnection d'un générateur de transfert du réseau afin de déterminer le Critical Clearing Time (CCT). L'énergie en provenance de la VRA étant utilisée comme secours, nous supposerons une disponibilité de toutes les sources.

Dans ces conditions, l'étude appliquée au réseau interconnecté 161 kV de la Communauté Electrique du Benin (CEB) se présente comme suit :

Le premier chapitre de notre rapport est consacré à l'état de l'art.

Le deuxième chapitre traite la modélisation des réseaux électriques, les équations de mouvement des rotors et certaines méthodes de résolution. Nous ressortirons les méthodes d'analyse de répartition de puissance utilisées en stabilité de puissance.

Pour finir, le troisième chapitre est consacré à l'analyse de la stabilité transitoire du réseau 330 kV-161 kV TCN-CEB-VRA à l'aide du simulateur CYME afin de déterminer le CCT.

ETAT DE L'ART

Chapitre 1 : Stabilité des systèmes de puissance : état de l'art

1.1. Introduction

Le système de puissance est un grand réseau électrique constitué de générateurs, de transformateurs, de lignes de transmission, des charges... Ces éléments plus ou moins nombreux selon la taille du réseau, interconnectés, forment un système complexe capable de générer, de transmettre et de distribuer l'énergie électrique à travers de vastes étendues géographiques.

Au cours de son fonctionnement, le système est soumis à des perturbations internes et /ou externes pouvant entraîner la perte de synchronisme des générateurs et par conséquent des pertes de puissances. A partir de cet instant, il devient difficile pour les fournisseurs d'assurer la continuité des services d'électricité.

Ces dommages trouvent leur origine dans la perte de stabilité de l'angle de rotor des générateurs synchrones.

Pour apporter des approches de solutions aux problèmes d'instabilité de l'angle de rotor, plusieurs chercheurs se sont penchés sur la question avec différentes méthodes de répartition de puissance. Cette étude est pertinente tant au niveau de la planification et la gestion de grands réseaux qu'au niveau de dimensionnement d'équipement et de protection [10].

Dans ce chapitre, commencerons notre revue de littérature par les systèmes de puissance, nous aborderons les différentes classes de la stabilité. L'accent sera ensuite mis sur la stabilité de l'angle du rotor des machines synchrone et plus particulièrement la stabilité transitoire qui fait l'objet de notre travail. Les méthodes d'analyse seront également abordées avec les phénomènes électromagnétiques et électromécaniques qui se produisent dans les machines suite à une perturbation. Nous finirons par une critique de la revue de littérature

1.2. Généralités sur les systèmes de puissance

Un grand réseau électrique ou système de puissance, se compose des éléments variés interconnectés tels que les générateurs, les transformateurs, les lignes de transport, de distribution et des charges. La complexité du réseau est fonction de sa taille donnée par le nombre impressionnant d'éléments interconnectés. Le système ainsi constitué est capable de générer, de transporter et de distribuer l'énergie électrique à travers des étendues géographiques. Cette complexité structurelle implique de plus en plus l'évolution des problèmes de stabilité et des phénomènes dynamiques dans les systèmes de puissance interconnectés.

1.2.1. Production de l'énergie électrique

La production de l'énergie électrique se fait grâce aux centrales électriques, mais nous nous limiterons de décrire brièvement celles disponibles au Bénin.

1.2.1.1. Les centrales hydrauliques

Il s'agit d'un groupe turbo-alternateur entrainé par l'énergie mécanique reçue des masses d'eau en provenance des chutes et convertie successivement en énergie potentielle, en énergie cinétique. Cette énergie mécanique est transformée en énergie électrique disponible sur les bornes du stator de l'alternateur.

Les alternateurs hydro-électriques ont leur rotor en pôles saillants et tournes à des vitesses inférieures à $1000\ tr/min$

1.2.1.2. Les centrales thermiques.

Il s'agit des groupes turbo-alternateurs qui transforment l'énergie thermique fournie par la combustion des hydrocarbures en énergie mécanique puis en énergie électrique. Les stators de leurs alternateurs sont à pôles lisses et ils tournent à des vitesses supérieures à $1000\ tr/min$ et allant jusqu'à $3600\ tr/min$.

1.2.2. Transport de l'énergie électrique

L'énergie électrique produite en des centres très éloignés des zones de consommation est transportée vers les consommateurs par les réseaux de transport. Les transformateurs élévateurs sont utilisés afin de réduire considérablement non seulement les pertes en ligne mais aussi le coût d'exploitation et par conséquent de disposer d'une plus grande quantité d'énergie à la consommation. [19]

Le réseau de transport permet aussi d'échanger de la puissance, à travers des lignes d'interconnexion entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents. Le réseau de transport et d'interconnexion est le véritable nœud du système électrique. Il permet la fourniture à chaque instant de la puissance demandée par le consommateur dans des conditions garanties de fréquence et de tension.

Les réseaux actuels sont très souvent exploités dans des conditions proches de leurs limites de fonctionnement en raison des coûts d'investissement des nouveaux ouvrages et de contraintes environnementales et sociétales.

Par ailleurs, ils subissent régulièrement des perturbations qui ne doivent pas normalement conduire à la rupture du service de l'énergie délivrée. C'est le rôle de la fonction de maintien et de la sécurité du réseau. Les exploitants de réseau, depuis plusieurs décennies ont mis en place les moyens susceptibles de réagir de manière adéquate lors de situations critiques.

1.2.3. Réseau de distribution

Le troisième étage est celui des réseaux de distribution. En effet, un réseau de transport et d'interconnexion peut desservir directement certains gros consommateurs d'énergie électrique. Mais des réseaux intermédiaires de répartition

sont nécessaires pour desservir des dizaines et des millions de consommateurs industriels ou domestiques qui ont besoin de petites puissances. Tout kilowattheure consommé est produit, transporté et distribué à l'instant même, non pas dans l'heure ou la minute mais dans la seconde et la fraction de seconde.[19]

1.2.4. Réseau de transport de de CEB

La CEB a construit ces dernières années de nouveaux ouvrages à la faveur des projets, lesquels ouvrages ont renforcé son système de puissance électrique en vue de répondre à la demande croissante d'énergie électrique et de sécuriser ses réseaux. L'énergie la moins chère se trouve au NIGERIA compte tenu de ses abondantes ressources en gaz naturel. Le BENIN, le TOGO et le GHANA exploiteront ce gaz à travers le projet WAGB. La CEB dispose diverses infrastructures reparties sur le territoire du BENIN et du TOGO réparties comme suit:

Au TOGO : 419.6km de ligne dont 279 km de ligne 161KV, 79.4km de ligne 63KV, 36.7 km de ligne 34.5kv et 23.5km de ligne 20 kV. La capacité de transformation est de 410.5MVA repartie sur les postes suivants:

- Le poste de Lomé Aflao d'une capacité de 100 MVA
- Le poste de Momé-Agou d'une capacité de 100 MVA
- Le poste de Lomé port d'une capacité de 80 MVA
- Le poste de Tabligbo d'une capacité de 70 MVA
- Le poste de Dapaong d'une capacité de 4.5 MVA
- Le poste d'Atakpamé d'une capacité de 20 MVA
- Le poste d'An foin d'une capacité de 16 MVA
- Le poste de Kara d'une capacité de 20 MVA

Au BENIN, la CEB dispose de 518 km de ligne. La capacité de transformation de 826.5MVA et est repartie sur les postes suivants :

- Vêdoko : 194 MVA
- Bohicon : 40 MVA
- Onigbolo : 70 MVA
- Avakpa : 19 MVA
- Lokossa : 32 MVA
- Sakété : 412.5 MVA
- Maria Ŕ Gléta : 19 MVA et 60 MVA
- Parakou : 20 MVA
- Djougou : 20MVA
- Tanzoun : 80x2 MVA

-Malanville : 20 x2 MVA

Bembèrèkè : 20x2 MVA

Sont en instance de démarrage la construction des postes de transformation

- Glodjigbé (Calavi) : 2x70 MVA et 2x40 MVA
- Avakpa : 2x20 MVA
- Gakpé (Ouidah) : 2x40 MVA
- Savè : 2x70 MVA et 2x20 MVA
- Gbégamey : 63 MVA en remplacement des 20 MVA
- Akpakpa 31,5 MVA en remplacement des 20 MVA
- Sèmè-kpodji : 2x100 MVA

Légende

VRA: Volta River Authority

TCN: Transmission Company of Nigeria

ATA: Poste 161/20kV d'Atakpamé

BAW: Poste 161/20kV de Bawkou

LAF : Poste 161/20kV de Lomé-Aflao

CVE : Poste 161/63 et 161/15kV de Cotonou vedoko

CGB : Poste 63/15kV de Cotonou Gbégamey

CAK : Poste 63 /15kV de Cotonou Akpakpa

PNO: Poste 63 /15kV de Porto-Novo

MAG: Poste 161/15kV de Maria-Gléta

NAN : Centrale hydroélectrique de Nangbéto

NAT : Poste 33 /15kV de Natitingou

KAR : Poste 161 /20kV de Kara

MOM : Poste 161/63 et 161 /20kV de Momé-Hagou

ANF : Poste 63/20kV d'Anfoin

LOK : Poste 63 /20kV de Lokossa

TAB : Poste 63/20kV de Tabligbo

BOH : Poste 161/20kV de Bohicon

ONI : Poste 161 /20kV de Onigbolo

SAK : Poste 330/161/20kV de Sakété

AVA : Poste 161/20kV d'Avakpa

DAP : Poste 20/5.5kV de Dapaong

CIN : Poste 20 /5.5kV de Cinkasse

DJO : Poste 161 /34.5 /20kV de Djougou

PAR : Poste 161 /34.5/20kV de Parakou

BEM : Poste de Bembèrèkè

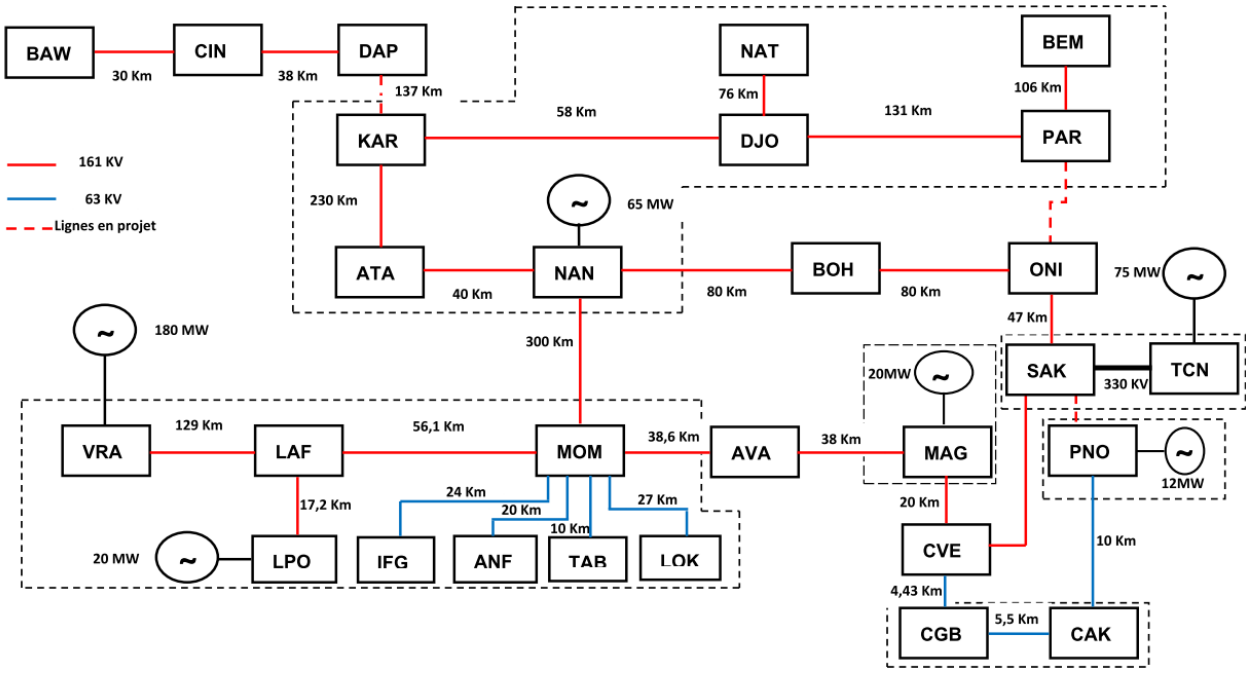


Figure 1.1 Synoptique du réseau de la CEB **[19]**

1.3. Stabilité et phénomène transitoire d'un système de puissance

1.3.1. Stabilité d'un système de puissance

La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact. [11]

Autrement dit, un système de puissance possédant un état d'équilibre est considéré comme stable, si à la suite d'une perturbation, le système peut encore retrouver une position d'équilibre. Le système est également considéré comme stable s'il tend vers une autre position d'équilibre située dans la proximité du point d'équilibre initial. Elle dépend non seulement des conditions de fonctionnement initiales mais également de la nature physique et de l'amplitude de la perturbation.

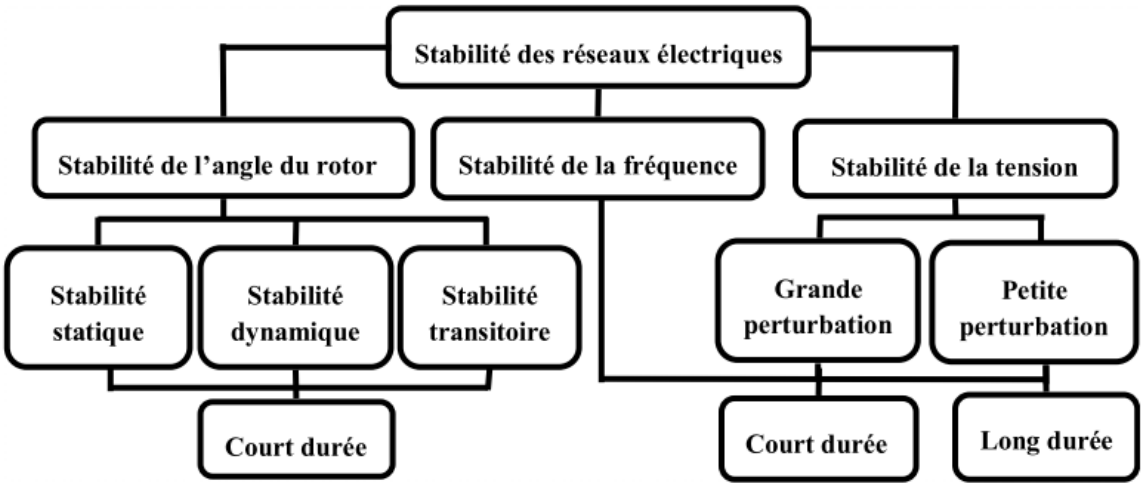
1.3.1.1. Classification des stabilités

L'étude de la stabilité peut prendre en compte la topologie du réseau sous différents aspects. L'état de fonctionnement d'un réseau de puissance électrique est déterminé par la variation des grandeurs physiques, telles que l'amplitude et l'angle de phase de la tension à chaque bus, et la puissance active/réactive circulant dans chaque ligne et la vitesse de rotation de la génératrice synchrone. Si elles ne sont pas constantes, le réseau électrique est considéré comme étant en perturbations [8].

Pour analyser et résoudre les problèmes d'instabilité dans les systèmes de puissance, à travers l'identification des facteurs de stabilité, il s'avère nécessaire de regrouper les différents groupes de stabilité. On distingue fréquemment, trois grands groupes de stabilité que sont :

- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

La figure (1.1) présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories.



[8]

Figure 1.2 : Classification des différents types de stabilité des systèmes de puissance

1.3.1.1.1. Stabilité de l'angle de rotor

Dans un système de puissance, le problème de la stabilité a toujours été de maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, lorsqu'elle est réalisée, elle permet de disposer d'une production suffisante de la puissance électrique. Mais cet aspect de la stabilité est défavorisé par les dynamiques de l'angle de rotor de générateur et de la relation puissance-angle. Ainsi, dans un réseau électrique, la stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité d'un ensemble de génératrices synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après une perturbation. Un système est instable si la différence entre les angles rotoriques des générateurs augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation [2].

Selon l'amplitude de la perturbation, la stabilité de l'angle du rotor peut être traitée selon deux approches différentes.

1.3.1.1.1.1. Stabilité angulaire aux petites perturbations

Elle concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations comme : une petite variation de la charge ou de génération, manœuvre d'équipement, etc. Ce type de perturbation est évalué sur une durée de 10 à 20 secondes. Elle est classée en deux catégories.

a) Stabilité statique

Après le régime transitoire dû à la perturbation, le système entre dans le régime permanent. Dans ce cas, pour étudier le système, il faut évaluer la stabilité statique du réseau. Le système est instable si les contraintes de fonctionnement ne sont pas respectées. Cet état est appelé : l'état instable ou l'état d'urgence. Dans un réseau qui est dans l'état d'urgence, les opérateurs du centre de contrôle ont suffisamment de

temps pour ramener le système à l'état stable ou au régime normal en apportant des modifications supplémentaires. Si certaines contraintes d'exploitation ne sont pas respectées, une des parties du réseau se sépare du système, le reste continuant son fonctionnement. Dans cette situation, on peut ramener tout le réseau à l'état normal grâce à des opérations de restauration. [18].

b) Stabilité dynamique

Aléatoirement, des petites oscillations des angles rotoriques surviennent sur les signaux, dues à un changement dans la structure du réseau, dans les conditions d'exploitation, dans les systèmes d'excitation ou au niveau des charges. Ces oscillations de faibles et lentes amplitudes peuvent déstabiliser un alternateur, une partie ou tout le réseau. Cependant pour des lentes et petites perturbations, la variation de puissance demeure presque proportionnelle à la variation de l'angle δ. Des illustrations des petites perturbations peuvent être données par des variations de niveau de 10 % de la puissance mécanique appliquée à une machine du système ou sur sa charge, [2] et [9]. La stabilité dynamique se manifeste pour une durée de 10 à 20 secondes. L'analyse d'un tel système peut être accomplie par la linéarisation du système d'équations différentielles non linéaires.

1.3.1.1.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations ou transitoire

La stabilité transitoire d'un réseau de transport d'énergie électrique est son aptitude à retrouver une position d'équilibre stable ou de maintenir le synchronisme après une perturbation brusque et de forte amplitude. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles. Avec la complexité des systèmes électriques modernes et pour avoir un fonctionnement fiable de ce dernier, l'analyse de problème de la stabilité transitoire devient de plus en plus importante. Le phénomène de stabilité

transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais également des caractéristiques dynamiques du système. En ce qui concerne les grandes perturbations ; nous pouvons citer [12 ;13 ;17]:

- les courts-circuits des lignes de transport affectant un élément du réseau, notamment la tension aux bornes des machines;
- La perte d'une partie importante d'ouvrages ;
- La perte de groupes de production, etc. [6]

Les conséquences de ces défauts peuvent être très graves, pouvant même conduire à l'effondrement complet du réseau [6] et [14]

Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon apériodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation, (cas 1, figure 1.2), 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 1.2). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

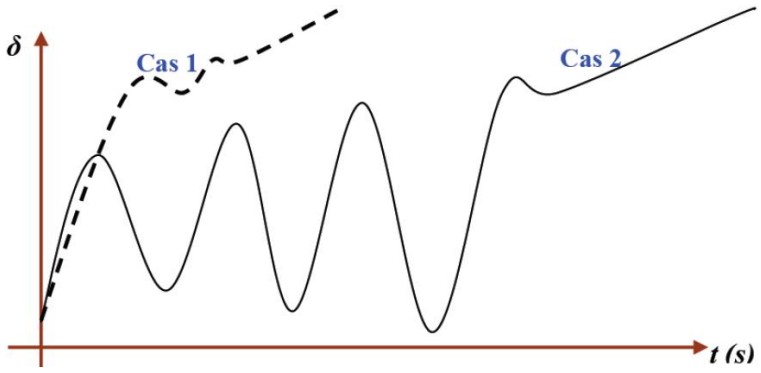


Figure 1.3 : variation d'angle de rotor Cas 1 : instabilité de première oscillation ; Cas 2 : instabilité de multi- oscillation [**5]**

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 [5].

1.3.1.1.2. Stabilité de fréquence

La stabilité de fréquence est définie comme étant la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à une perturbation sévère et provoquant probablement un morcellement du système. La stabilité de fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre la puissance active produite et consommée [1].

1.3.1.1.3. Stabilité de tension

Dans des conditions de fonctionnement normales ou suite à une perturbation, la stabilité de tension concerne la capacité d'un système de puissance à maintenir des tensions acceptables en tous ses nœuds. En fonctionnement normal, lorsque nous connectons des équipements consommateurs à un réseau électrique, la tension au point de raccordement tombe légèrement et la puissance totale consommée augmente [12].

Selon l'amplitude de la perturbation, on distingue la stabilité de tension de petites perturbations et celle de grandes perturbations.

Les perturbations sont liées à plusieurs phénomènes qui se produisent dans les machines électriques.

1.3.2. Les phénomènes électromagnétiques

Ce sont des phénomènes rapides qui durent de quelques millisecondes jusqu'à quelques centaines de secondes. Indésirables sur le réseau, ils ont lieu dans les enroulements des générateurs et des moteurs (enroulements armatures et amortisseurs) et dans les dispositifs électroniques de puissance. Ils sont dus :

- 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.

Ces défauts peuvent conduire à l'effondrement complet du réseau.

1.3.3. Les phénomènes électromécaniques

Ce sont des phénomènes lents car ils sont directement liés à l'inertie des machines électriques de production. Leur durée varie d'une seconde jusqu'à quelques minutes. Ils se manifestent par des oscillations ou des marches asynchrones des alternateurs. Ils 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.

1.4. Stabilité transitoire du réseau de transport de la CEB

Dans la référence [19], en 2010, A. OLOULADE et al ont étudié la stabilité transitoire des groupes de génératrice de Nangbéto en simulant le réseau réduit sous

le simulateur Word Power. L'étude a consisté en la détermination du temps critique d'élimination du défaut. Ce temps est déterminé en appréciant la nature des oscillations après l'élimination du défaut. Cette démarche est biaisée dans la mesure où le critère d'évaluation de la stabilité transitoire n'est pas défini.

Dans la référence [20] , en 2021 M. MEDEWOU el al ont mené des travaux en vue de contribuer à l'étude pour l'interconnexion électrique des pays de la CEDEAO. Cette étude a pris en compte la stabilité transitoire du réseau de transport de CEB. Dans le but de déterminer les caractéristiques électriques des disjoncteurs de protection, le réseau est simulé sous Cyme et le temps critique d'élimination du défaut est déterminé pour trois différents angles de séparations des rotors des génératrices. L'étude est basée sur des critères bien définis mais n'a pas pris en compte les paramètres qui peuvent influencer la stabilité transitoire d'un système de puissance interconnecté

Conclusion

Les systèmes de puissance subissent dans les conditions normales de fonctionnement des perturbations d'amplitudes variées capables de mettre les générateurs synchrones en accélération ou en décélération. Ces derniers peuvent perdre par la suite leur synchronisme. Il est possible que d'importants dégâts soient enregistrés dans le réseau électrique. Cette instabilité du réseau est évaluée par l'écart relativement important entre les angles du rotor. L'étude de la stabilité transitoire nécessite non seulement la connaissance de l'origine des phénomènes qui en sont responsables mais aussi une meilleure représentation des différents éléments inhérents à la modélisation d'un système de puissance.

MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES

Chapitre 2 : Modélisation des systèmes de puissance

2.1. Introduction

L'étude de stabilité des systèmes de puissance permet la détermination de puissance maximale qui écroule les rotors des générateurs synchrones dans les réseaux électriques. Cette étude a contraint les chercheurs à l'adoption des modèles physiques représentatifs des différents éléments les constituants. Ces modèles doivent tenir compte des caractéristiques dynamiques du réseau électrique. La variation des angles rotoriques fait appel à des modèles mathématiques des systèmes d'équation différentielles temporelles non linéaires. Cet écart des angles rotoriques est dû à l'écoulement de puissance.

Ainsi ce chapitre présente les modèles des éléments des réseaux électriques et les méthodes d'écoulement de puissance utilisées dans l'étude de la stabilité transitoire et par ricochet de la stabilité dynamique. Ensuite, nous présenterons quelques outils mathématiques nécessaires à l'analyse de la stabilité transitoire (ST) des réseaux électriques. Enfin, nous présenterons les méthodes numériques pour la résolution des équations différentielles représentant la ST.

2.2. Modélisation des composants d'un réseau électrique

Généralement, un réseau électrique est constitué de la production à l'utilisation des 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.

2.2.1. Lignes de transmission

La figure 2.1 représente le schéma équivalent en π d'une ligne de transport caractérisée par les paramètres séries (résistance R en série avec une réactance inductive X) et les paramètres shunts (susceptance B en parallèle avec une conductance G) [3] et [10].

L'impédance et l'admittance de la ligne sont des grandeurs complexes définies par $Y_{IJ} = Y_{ji} = \frac{i}{R_{IJ} + J\,X_{ij}}$ $\quad y_{IJ} = G_{IJ} + J\beta_{IJ}\ (S)$

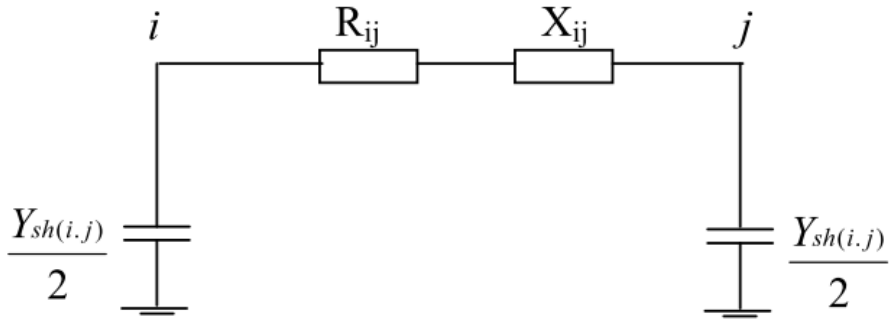


Figure 2.1: modèle en π d'une ligne de transmission entre les nœuds i et j

2.2.2. Transformateurs

Les transformateurs sont représentés par un schéma équivalent en π similaire à celui de la ligne de transmission comme l'indique la figure 2.2. Y_t est l'admittance du transformateur et 'a' son rapport de transformation [21].

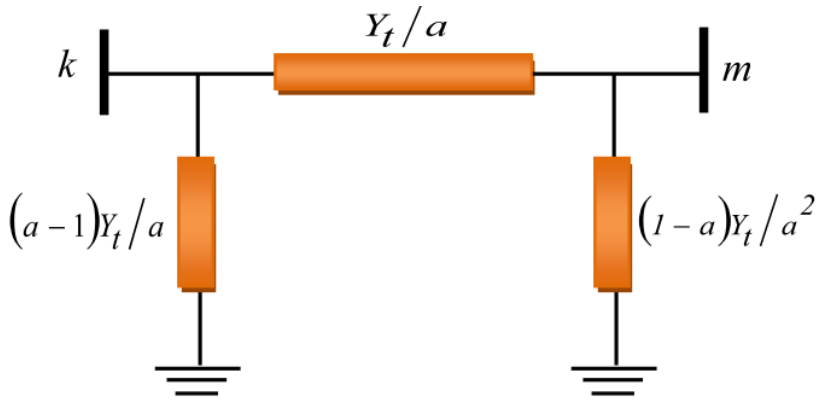


Figure 2.2 : a) Modèle en π d'un transformateur

2.2.3. Les charges

Dans un réseau électrique une charge est modélisée par une impédance Z qui consomme une puissance active P_L constante et une puissance réactive constanteO_L. (Voir figure 2.3.)

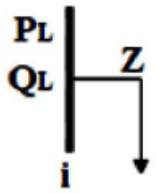


Figure 2.3 : Modèle d'une charge

L'admittance équivalente de charge connectée au i^{ème} jeu de la barre des charges est calculée après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissance (répartition des charges aux jeux de barres)

$$Y_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j\frac{Q_L}{V_L^2} \qquad (2.1)$$

2.2.4. Machines synchrones

Les machines synchrones sont des machines tournantes et représentent la première catégorie importante des machines à courant alternatif. Leur rôle est déterminant dans les phénomènes de stabilité des réseaux. Comme toutes les autres machines, elles sont réversibles et peuvent fonctionner indifféremment en générateur ou en moteur. Dans notre étude on a besoin de modéliser des unités de génération.

Nous nous intéressons aux modèles électriques de la machine synchrone, à sa réactance en régime transitoire et au modèle mécanique de son rotor en vue d'étudier l'influence de la constante d'inertie sur la réponse du système en régime transitoire suite à une perturbation de court-circuit triphasé. Nous n'occultons pas la régulation de tension et le modèle du système d'excitation.

2.2.4.1. Modèle électrique de la machine synchrone

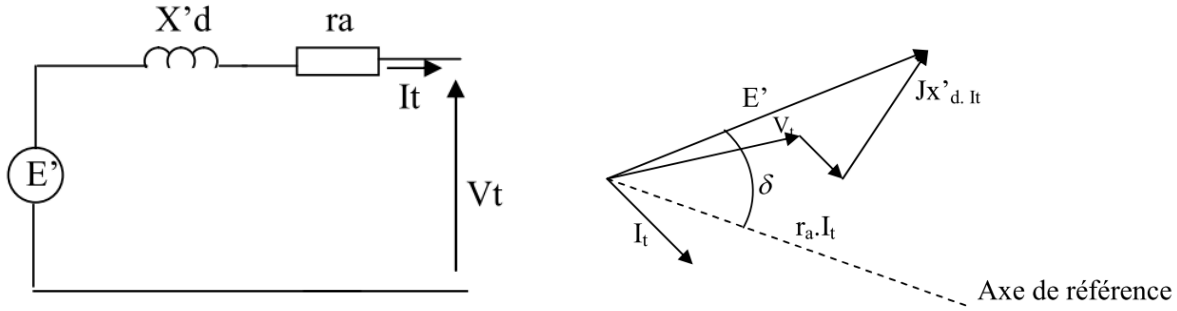


Figure 2.4 : Modèle électrique simplifié d'un générateur [21]

$$E' = V_t + r_a\, I_t + jX'_d I_t \qquad (2.2)$$

Avec

I_t : courant de la machine en pu

V_t : tension terminale au nœud générateur en pu

E' : fém transitoire ou tension interne derrière la réactance synchrone jX_d

r_a : réactance statorique de la machine en pu

X'_d ; réactance synchrone

Dans la machine réelle, il existe une certaine non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor. Pour supprimer cette non-linéarité, les enroulements de la machine doivent être ordonnés selon deux axes perpendiculaires (d-q). La description mathématique de la machine synchrone est simplifiée si une transformation, appelée transformation de Park, des variables est effectuée. Une telle machine est dite idéale.

Pour les études de stabilité la machine synchrone triphasée est représentée dans le repère de Parck sur deux axes, l'un direct (axe polaire d) et l'autre quadratique (axe interpolaire q) comme le montre la figure 2.5.

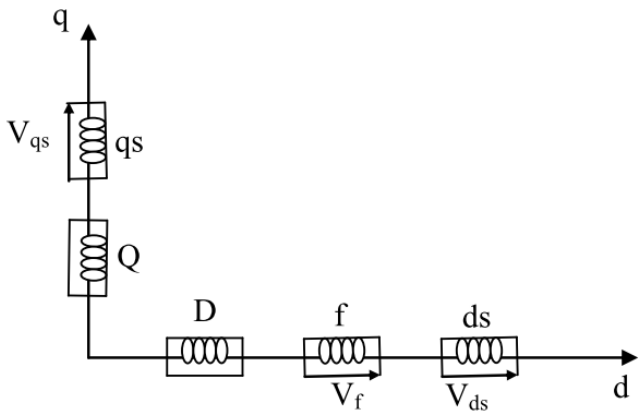


Figure 2.5 : Modèle d'une génératrice synchrone dans le repère de Parck [1]

Dans les machines synchrones $r_a = r$

Ainsi s'écrivent les tensions terminales suivant les deux axes

$$V_d = E'_d - rI_d - X'_q I_q \tag{2.3}$$

$$V_q = E'_q - rI_q - X'_d I_d \tag{2.4}$$

2.2.4.2. Réactance de la machine synchrone en régime transitoire

A la suite d'une perturbation (court-circuit ou brusque variation de charge), la force magnétomotrice des enroulements statoriques créent un flux variable qui tendent à faire de l'inducteur, les amortisseurs et toutes pièces massives le siège des courants induits en s'opposant à la cause qui leur a donné naissance. Pendant le régime transitoire la réactance de l'induit est diminuée car le flux créé par les courants induit est inférieur à ceux de régime établit.

Ainsi s'établissent les variations de f.é.m selon le modèle Parck :

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{(E'_d - (X_q - X'_q)I_q)}{T'_{qo}} \tag{2.5}$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{(E_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d)I_d)}{T'_{do}} \tag{2.6}$$

Avec

E_{fd} ; tension d'excitation

T'_{do} et T'_{qo} constante de temps en circuit ouvert de régime transitoire de l'amortisseur suivant l'axe d et q

2.2.4.3. Equation du mouvement du rotor de générateur

Dans un groupe turbo alternateur, la turbine développe un couple mécanique moteur T_m alors que l'alternateur lui oppose un couple électromagnétique résistant T_e.

En régime établit $T_m = T_e$ (2.7)

Lorsqu'une perturbation apparait, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ainsi est rompu l'équilibre et le couple d'accélération T_a naissant est donné par la relation (2.8)

$$T_a = T_m - T_e \quad (2.8)$$

L'ensemble des masses tournantes est régi par l'équation classique : $J\ddot{\theta} = T_a$ (2.9)

La relation entre l'angle électrique θ_e et l'angle mécanique θ_m est :

$$\theta_e = p\theta_m \quad (2.10)$$

De $f = \frac{pN}{60}$

On a $$\theta_e = \frac{60f}{N}\theta_m \quad (2.11)$$

La dérivée d'ordre 2 de la relation (2.11) donne :

$$\frac{d^2\theta_e}{dt^2} = \frac{60f}{N}\frac{d^2\theta_m}{dt^2} \quad (2.12)$$

Le déplacement de l'angle rotorique δ par rapport à une référence synchrone est donnée par l'équation suivante

$$\delta = \theta_e - \omega_0 t \tag{2.13}$$

Les dérivées premières et secondes de la relation (2.13) sont données par les équations (2.14) et (2.15) :

$$\frac{d\delta}{dt} = \frac{d\theta_e}{dt} - \omega_0 \tag{2.14}$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{60f}{N}\frac{d^2\theta_m}{dt^2} \tag{2.15}$$

En substituant (2.15) dans (2.9) on obtient la relation (2.16)

$$T_a = J\frac{N}{60f}\frac{d^2\delta}{dt^2} \tag{2.16}$$

Pour produire une puissance électrique à une vitesse nominale, la machine synchrone doit développer le couple [22]

$$T_{base} = \frac{S_{base}}{2\pi\frac{N}{60}} \tag{2.17}$$

Dans le repère per unit (par unité) le couple s'exprime par la relation (2.18)

$$T_a = \frac{J\frac{2\pi}{f}\left(\frac{N}{60}\right)^2}{S_{base}}\frac{d^2\delta}{dt^2} \tag{2.18}$$

La constante d'inertie H d'une machine synchrone est définie par la relation (2.19)

$$H = \frac{J(\frac{2\pi}{f})^2\left(\frac{N}{60}\right)^2}{S_{base}} \tag{2.19}$$

Ainsi pouvons-nous écrire des relations (2.18) et (2.19), les équations (2.20) et (2.21)

$$T_a = \frac{H}{\pi f}\frac{d^2\delta}{dt^2} \quad (2.20)$$

$$\frac{H}{\pi f}\frac{d^2\delta}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.21)$$

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\pi f}{H}(T_m - T_e) \quad (2.22)$$

En analysant la relation (2.22) nous pouvons déduire que :

- si H est faible la machine accélère et est susceptible de perdre son synchronisme
- si H est grand la machine ralentie et est susceptible de garder son synchronisme

La relation (2.21) représenté l'équation du mouvement de la machine synchrone

L'étude de la stabilité des angles rotoriques s'intéresse aux phénomènes électromécaniques d'un générateur. Le modèle classique est d'ordre deux et représente seulement les caractéristiques électromécaniques du générateur sans les dispositifs de régulation. La dynamique du rotor de l'i^{ème} générateur du réseau électrique est donnée par les équations différentielles ci-dessous.

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\omega_0}{2H_i}(P_{mi} - P_{ei}) \quad (2.22)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i(t) - \omega_0 \quad (2.24)$$

- P_{ei} : puissance électrique produite par le i ^{ème} générateur
- ω_i vitesse de rotation en (pu) du i^{ème} générateur
- $H_i = \frac{J\omega_0^2}{2S_{base}}$: Constante d'inertie en $\frac{MWs}{MVA}$ (s)
- S_{base} : Puissance apparente nominale de la machine
- J : Moment d'inertie du groupe générateur machine motrice en $(kg.m^2)$

- . δ_i : Position angulaire du rotor en radian électrique par rapport à une référence qui tourne à la vitesse de synchronisme $\omega_0 = 2\pi f_o$ en $\frac{rad}{s}$
- f_o : fréquence de base en Hz
- t : Temps en seconde (s)
- P_{mi} : Puissance mécanique fournie par l'i^{ème} turbine (en p.u)

2.2.4.4. Relation puissance-angle

Considérons le schéma équivalent d'un modèle uni-machine dans lequel un générateur est connecté à un nœud infini comme l'indique la figure 2.6

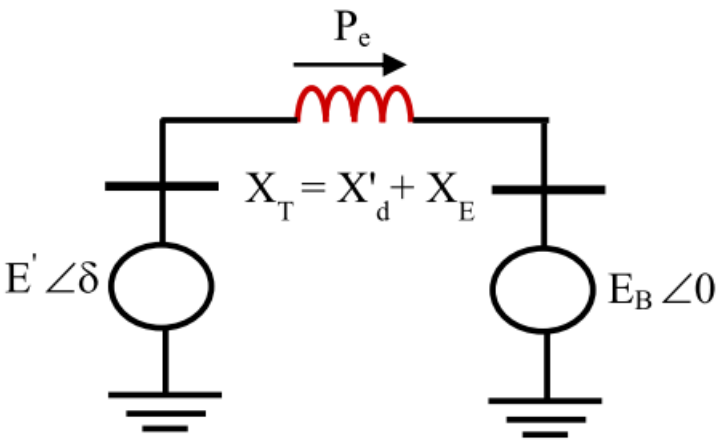


Figure 2.6 : Modèle équivalent d'un réseau uni machine [22]

La puissance électrique Pe transitée par la ligne donnée par l'expression (2.24)

$$P_e = E_B I cos\varphi = \frac{|E\prime||E_B|}{X_T} sin\delta = P_{max} sin\delta \qquad (2.25)$$

où

$$P_{emax} = \frac{|E\prime||E_B|}{X_T} \qquad (2.26)$$

Une représentation graphique de l'équation (2.25) est donnée par la figure 2.7 suivante

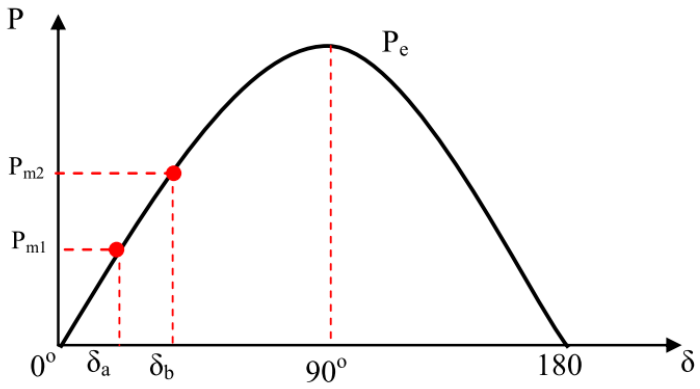


Figure 2.6 : Relation puissance-angle de rotor [23]

De l'équation (2.25), il est évident que la puissance maximale est une fonction des tensions du générateur et du jeu de barres infini et, plus important encore en fonction de la réactance du système de transmission. Plus la réactance est grande c'est-à-dire plus les circuits de transmission sont longs ou faibles, plus la puissance maximale est faible. La figure 2.6 montre que pour une puissance d'entrée du générateur P_{m1} donnée, la puissance de sortie électrique P_e est égale à P_{m1} et l'angle de rotor est δ_a . Lorsque la puissance mécanique augmente à P_{m2}, l'angle du rotor augmente à δ_b.

Intéressons maintenant à la relation puissance-angle dans le cas d'une perturbation. Ce cas est illustré par la figure 2.7

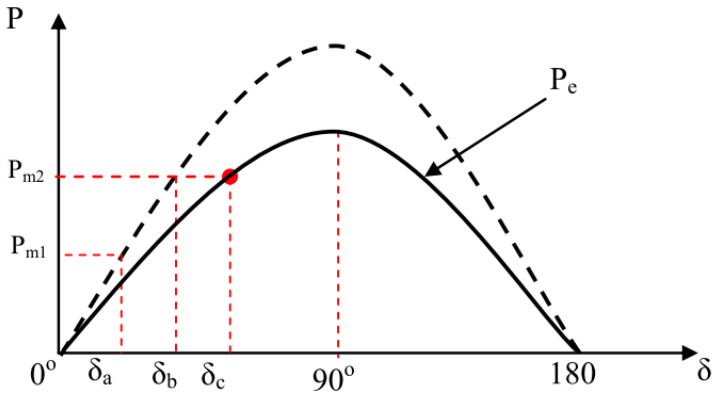


Figure 2.7 : Relation puissance-angle de rotor (cas d'une perturbation) [1]

La figure 2.7 montre le cas d'une perturbation (ligne de transmission mise hors service), provoquant une augmentation de X_T et une réduction de Pmax. On constate que pour la même entrée mécanique (P_{m2}), la situation avec une ligne mise hors service provoque une augmentation de l'angle du rotor à δ_b.

2.2.4.5. Régulateur de tension modèle et système 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 [1] et [25]

Considérons le modèle simplifié du système d'excitation IEEE-type ST1A de la figure 2.8 ci-dessous

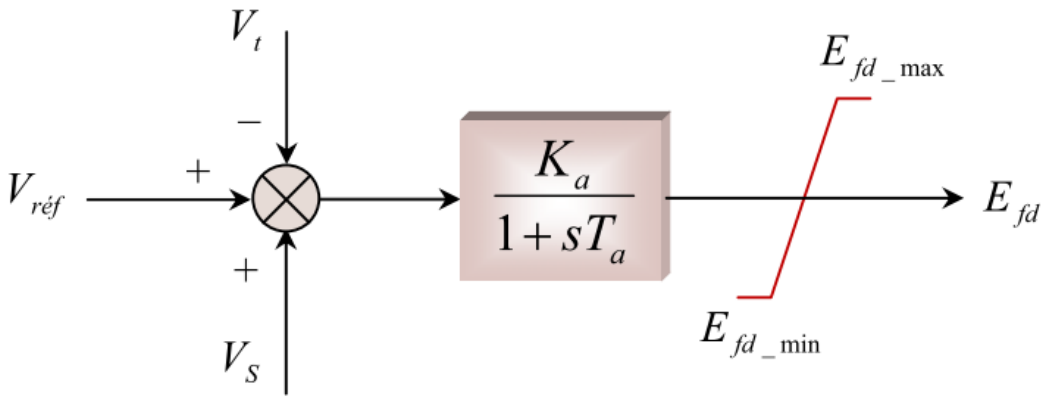


Figure 2.8 : Modèle simplifié du système d'excitation IEEE-type ST1A [1]

La grandeur V ref , est la consigne de tension déterminée pour satisfaire les conditions de l'état équilibré. Le régulateur de tension compare le signal V_t (un signal continu proportionnel à la valeur efficace de la tension alternative du générateur) à la tension de consigne V_{ref} .Un signal complémentaire V_S peut être

ajouté au nœud de comparaison : il s'agit d'un signal issu de certains dispositifs spécifiques de commande comme les stabilisateurs de puissance (PSS). Ensuite, le signal d'erreur est amplifié pour donner la tension d'excitation demandéeE_{fd}. La constante de temps et le gain de l'amplificateur sont respectivement T_a et K_a. Les valeurs extrémales de la tension d'excitation (E_{fdmax} , E_{fdmin}) sont fixées par un système de limitation.

La relation suivante décrit, tous calculs faits, le fonctionnement du modèle :

$$\frac{dE_{fq}}{dt} = \frac{1}{T_a}(K_a\left(V_{ref} - V_t - V_s\right) \qquad (2.27)$$

La relation entre la tension d'excitation E_{fd} et la tension interne du générateur E'_q

est donnée comme suit :

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{(E_{fd} - E'_q - (X_d - X'_d)I_d)}{T'_{do}} \qquad (2.28)$$

2.3. Mise en équations du réseau électrique

La modélisation du réseau de transport est une relation mathématique entre toutes les lignes de transmission, des transformateurs et des charges d'impédance constante. L'équation matricielle du réseau est donnée par la relation (2.28). [2]

$$[I] = [Y]_{bus}.[V] \qquad (2.29)$$

Où $[I]$ est le vecteur des courants injectés aux jeux de barres du réseau électrique.
$[V]$ est le vecteur des tensions aux jeux de barres du réseau électrique.
$[Y]_{bus}$ est la matrice nodale d'admittance du réseau de transport. C'est l'admittance de tous les éléments connectés entre deux nœuds du réseau. Dans les sous paragraphes qui suivent nous abordons son calcul sur trois phases du défaut dans l'analyse de la stabilité transitoire d'un système de puissance perturbé.

2.3.1. Matrice d'admittance

Les phénomènes qui régissent le fonctionnent 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 charges 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 puissance fournit un point de départ pour plusieurs d'autres types d'analyses [15].

2.3.2. Matrice d'admittance avant défaut

La matrice d'admittance $Y_{avant-défaut}$ du réseau avant défaut doit être calculée de la façon suivante :

- Toutes les impédances des lignes et transformateurs du réseau doivent être converties en admittances ;
- Les éléments diagonaux Y_{ii} de la matrice d'admittance sont calculés par l'addition de toutes les admittances connectées à la barre i ;
- Les éléments Y_{ij} non diagonaux sont l'opposée de la somme des admittances connectées entre les jeux de barres i et j

2.3.3. Matrice d'admittance pendant le défaut

Lorsqu' un défaut apparait connectée au jeu de barre i du réseau, la matrice d'admittance du réseau pendant défaut doit être calculée de la façon suivante :

- Considérer la matrice d'admittance avant défaut (déjà calculée).
- Mettre des zéros dans toute la ligne et dans toute la colonne qui correspondent de la barre i.

2.3.4. Matrice d'admittance après le défaut

La matrice d'admittance du réseau après défaut est calculée comme suite :

- 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.

Lorsqu' un défaut apparait connectée au jeu de barre i du réseau, la matrice d'admittance du réseau pendant défaut doit être calculée de la façon suivante :

- Considérer la matrice d'admittance avant défaut (déjà calculée).
- Mettre des zéros dans toute la ligne et dans toute la colonne qui correspondent de la barre i.

2.3.5. Matrice d'admittance après le défaut

La matrice d'admittance du réseau après défaut est calculée comme suite :

- 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.

2.3.6. Formulation de la matrice d'admittance

La matrice d'admittance est un ensemble de données qui représente les relations d'admittance dans un réseau électrique. [15]. Elle est donnée par la relation (2.29)

2.3.7. Méthode de réduction de Kron

La taille de la matrice admittance totale $[Y]_{bus}$ du réseau formé de j générateurs injectant du courant aux j nœuds et k charges n'injectant aucun courant aux k jeux de barres de charge étant très grande, le temps de calcul peut alors être un problème. La méthode Kron à pour effet de réduire le temps de calcul. Elle consiste à réduire la taille du réseau $(j + k)$ jeux de barres à un réseau j barres par élimination des k jeux de barres dont la somme des courants à chaque nœud vaut zéro. On passe

donc d'une matrice carrée $(j+k)^*(j+k)$ à une matrice $j*j$. L'équation (2.27) peut s'écrit comme il suit [2] et [7].

$$\begin{bmatrix} I_j \\ I_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{jj} & Y_{jk} \\ Y_{kj} & Y_{jj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_j \\ V_k \end{bmatrix} \tag{2.30}$$

La somme des courants aux jeux de barres de charges étant zéro, on a :

$$I_j = Y_{jj}.V_j + Y_{jk}.V_k \tag{2.31}$$

$$I_k = Y_{kj}.V_j + Y_{kk}.V_k = 0 \tag{2.32}$$

En appliquant la réduction de Kron, la relation (2.26) devient

$$\begin{bmatrix} I_j \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{jj} & Y_{jk} \\ Y_{kj} & Y_{jj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_j \\ V_k \end{bmatrix} \tag{2.33}$$

Le vecteur des tensions V_k peut être calculé par la relation (2.30) et remplacé dans l'équation (2.4). Ainsi on obtient la relation (2.31)

$$I_j = (Y_{jj} - Y_{jk}Y_{kk}^{-1}Y_{kj})V_j \tag{2.34}$$

Il est important de noter que la méthode de Kron s'applique seulement pour des charges à admittances constantes.

2.4. Ecoulement de puissance

La connaissance d'un profil de production et de charge d'un réseau électrique permet le calcul des paramètres électriques aux jeux de barres. Indispensable pour la détermination des conditions aux limites de fonctionnement des générateurs synchrones et la planification des extensions du réseau existant, le calcul de l'écoulement de puissance fournit les informations suivantes [4]:

- Le module et la phase de la tension au niveau de chaque bus.
- Les puissances active et réactive transitées dans chaque ligne.
- La puissance réactive fournie par chaque générateur.

Dans la formulation des problèmes de l'écoulement de puissance, toutes les grandeurs sont exprimées en per unit (pu).

Dans les simulateurs sont implantées, les méthodes numériques pour calculer les différents paramètres à un jeu de barre. Ainsi retrouve-t-on dans le simulateur Cyme, les méthodes numériques de Gauss-Seidel, Newton-Raphson et découplée rapide qui sont utilisée pour analyser la répartition de puissance dans les réseaux électriques. Une étude comparée nous permettra de choisir une des trois pour notre étude.

2.4.1. Etude comparée des trois méthodes d'analyse de répartition de charge

Les exigences d'une bonne méthode de l'écoulement de puissance sont : une vitesse élevée, un faible espace de stockage et la fiabilité. Aucune méthode ne répond à toutes ces exigences. Néanmoins, la méthode de Newton-Raphson en coordonnées polaires et la méthode de Découplé Rapide se sont avérées plus efficaces que la méthode de Gauss Seidel.La méthode de Newton-Raphson est polyvalente, fiable et précise. La méthode de Découplé Rapide est rapide et nécessite le moins de stockage. Le tableau 2.1 résume la comparaison entre les trois méthodes. [20]

Tableau 2.1 : Avantages et inconvénients des méthodes d'écoulement de charge

Méthode	Avantages	Inconvénient
Gauss-Seidel	Très simple Facile à programmer Faible espace de stockage dans la mémoire	Nombre d'itérations élevé Ne converge pas pour les grands systèmes ; Durée de convergence élevée
Newton Raphson	Précis, rapide, fiable Peu d'itérations Adaptés aux grands systèmes	Complexe et difficile à programmer Espace de stockage élevé
Rapide découplé	Rapide Peu d'itérations	Complexe Espace de stockage élevé

2.4.2. Types de bus dans les réseaux

Les paramètres électriques d'un nœud (bus) i donné d'un réseau électrique sont : le module de la tension V, phase ou l'argument de la tension δ, la puissance active P et la puissance réactive Q. Au nœud i deux de ces paramètres doivent être spécifiées (connues), les deux autres inconnues seront calculées par l'analyse de l'écoulement de puissance. Ainsi distingue-t-on les trois nœuds suivants :

- Les nœuds PQ : ce sont les nœuds de charge (de consommation) les puissances active et réactive doivent être estimées (connues) d'une manière précise.
- Nœuds PV : ce sont les nœuds de génération, la puissance active est régulée par la vitesse de la turbine. Quant à la puissance réactive elle est contrôlée par le courant d'excitation. Ces deux grandeurs sont donc connues.
- Le slack bus (ou swing bus) : à ce nœud appelé nœud de référence ou de balancier, ou encore nœud bilan, le module de la tension Vet son argument δ à 0 degré) sont connues. Les puissances active et réactive sont des inconnues [15]. Ce type de nœud doit correspondre à la machine synchrone qui a la plus grande constante d'inertie. C'est le cas des nœuds infinis.

Le tableau 2.2 donne types de barres et les différentes considérations dans le calcul de l'écoulement de puissance

Tableau 2. 2: Les types des barres des réseaux éclectiques.

		Paramètres électriques			
		P	Q	V	δ
Type de barre (ou nœud)	PV	Connue	Inconnue	Connue	Inconnue
	PQ	Connue	Connue	Inconnue	Inconnue
	Slak bus	Inconnue	Inconnue	Connue	Connue

2.4.3. Formulation des équations de l'écoulement de puissance

Dans un système de puissance compotant n nœuds les puissances active et réactive, injectées au i[ème] nœud du réseau sont calculées par les relatons (2.34) et (2.35)

$$P_i = \sum_{j=1}^{n} V_i V_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \qquad i = 1, n \qquad (2.35)$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^{n} V_i V_j Y_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \qquad i = 1, n \qquad (2.36)$$

- V_i est la valeur de la tension complexe et d'argument δ_i ;
- V_j est la valeur de la tension complexe et d'argument δ_j ;
- $\delta_i - \delta_j$ est l'angle relatif entre la i[ème] machine et la j[ème] machine ;
- Y_{ij} est la valeur du (i,j)[ème] élément du système de la matrice bus et θ_{ij}

2.4.4. Résolution des équations différentielles

La dynamique du système de puissance est décrite par un système d'équations différentielles de type la relation (2.21)

$$\begin{cases} \dot{x} = f(t, x) \;\; ; \;\; a \leq t \leq b \\ x(a) = x_o \end{cases} \qquad (2.37)$$

Les équations de ce système sont pour la plupart du temps compliquées et la solution analytique évidente n'existe presque pas. Pour la résolution de ces types d'équations, les ingénieurs recourent aux méthodes numériques de Runge Kutta. et d'Euler

Méthodes de Runge Kutta d'ordre 4 (RK 4)

La méthode de Runge-Kutta du quatrième ordre, utilisée pour la résolution des numérique des équations différentielles garantit une précision suffisante dans la plupart des applications et est suffisamment stable. Un autre avantage de ce procédé est également la simplicité de l'algorithme de calcul.

L'algorithme de la méthode RK 4 pour la résolution des numérique des équations différentielles est donnée par :

- Etant donné un nombre de subdivision **n** de $[a, b]$;
- Effectuer

  $h = \frac{b-a}{n}$; $t_o = a$

  Pour i allant de 0 à $n - 1$ faire.

  $k_1 = hf(t_i, x_i)$

  $k_2 = hf\left(t_i + \frac{h}{2}, x_i + \frac{k_1}{2}\right)$

  $k_3 = hf\left(t_i + \frac{h}{2}, x_i + \frac{k_2}{2}\right)$

  $k_4 = hf(t_i + h, x_i + k_3)$

  $x_{i+1} = x_i + \frac{1}{6} \times (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4)$

  $t_{i+1} = t_i + h$

  Fin pour

Cet algorithme est applicable aux systèmes d'équations différentielles.

2.5. Modèle mathématique pour l'étude de la stabilité transitoire

Pour déterminer la stabilité transitoire dans un réseau à plusieurs machines, l'étude doit être réalisée par la résolution des équations différentielle de mouvement des machines.

2.5.1. Hypothèse du modèle classique

Le modèle classique pour l'étude de la stabilité transitoire est basé sur les hypothèses suivantes [1] :

- La puissance mécanique d'entrée reste constante pendant la simulation.
- Le couple d'amortissement produit par les enroulements amortisseurs est négligeable.

- Le modèle de tension constante derrière la réactance pour la machine synchrone est valide.
- L'angle du rotor coïncide avec celui de la tension derrière la réactance transitoire.
- Les charges sont représentées par des impédances (ou admittances) constantes
- Le fonctionnement de la machine est en mode équilibré et, par conséquent, on ne considère que la réactance de séquence positive ;
- L'excitation de la machine est constante
- La saturation, les pertes et la saillance de pôles sont négligées.

2.5.2. Equations du mouvement du rotor d'un générateur.

L'étude de la stabilité des angles rotoriques s'intéresse aux phénomènes électromécaniques d'un générateur. Le modèle classique est d'ordre deux et représente seulement les caractéristiques électromécaniques du générateur sans les dispositifs de régulation. La dynamique du rotor de l'i^{ème} générateur du réseau électrique est donnée par les équations différentielles ci-dessous.

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{\omega_0}{2H_i}(P_{mi} - P_{ei}) \qquad (2.38)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i(t) - \omega_0 \qquad (2.39)$$

Avec

- $P_{ei} = \sum_{j=1}^{n} E_i\, E_j Y_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$
- $Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij}$
- $P_{ei} = G_{ii}E_i^2 + \sum_{j=1, j\neq i}^{n} E_i\, E_j(B_{ij} \sin(\delta_i - \delta_j) + G_{ij} \cos(\delta_i - \delta_j)$ (2.40)
- P_{ei} : puissance électrique produite par le i ^{ème} générateur

2.5.3. Critère d'analyse de la stabilité transitoire

Pour apprécier la nature de la stabilité transitoire du système, il est important d'analyser l'évolution des angles rotoriques relatifs [14,16].

Le système de puissance sera dit :

- Stable si tous les angles rotoriques relatifs varient suivant une allure oscillatoire amortie autour d'un point d'équilibre,
- Instable si l'un au moins des angles rotoriques relatifs évolue d'une manière non oscillatoire amortie.

Par la suite il faudra déterminer le temps critique d'élimination du défaut (CCT)

2.5.4. Etapes d'analyse de la stabilité d'un système multi-machines

Dans l'étude de la stabilité transitoire d'un système de puissance, il est nécessaire de résoudre les équations de mouvement de toutes les machines. De façon à réduire la complexité des équations, des hypothèses sont définies [8]:

- La puissance mécanique de chaque machine demeure constante dans la résolution des équations différentielles de mouvement des machines.
- Chaque machine synchrone est représentée par sa source de tension constante en série avec la réactance transitoire.
- Les charges doivent être représentées comme impédances constantes.
- Les équipements (lignes, transformateurs) sont représentés par des admittances constantes.

Les équations d'oscillation (2.12) et (2.13) généralisent la dynamique de la machine synchrone pour un système multi-machines.

La puissance électrique générée par une machine synchrone est calculée par l'équation (2.14).

Le type de défaut est défini et l'étude doit être réalisée en trois étapes (avant, pendant et après le défaut).

Ainsi l'algorithme de l'analyse de stabilité se présente comme suit.

A chaque étape il est nécessaire de :

- Calculer les valeurs des tensions, puissances actives et réactive et angles dans chaque barre du réseau électrique à l'aide des équations d'écoulement de puissance résolues par la méthode Newton-Raphson .
- Résoudre les équations différentielles (2.12) et (2.13) par la méthode de Runge-Kutta pour déterminer les angles internes et vitesse de chaque machine après avoir calculé la puissance électrique par (2.14)

En effet, les courants de chaque machine sont :

$$I_i = \left(\frac{P_i + jQ_i}{V_i}\right)^* \tag{2.16}$$

Les tensions internes de chaque machine sont.

$$E_i = |E_i| e^{j\delta_i} = V_i + jX'_d I_i \tag{2.17}$$

- Tracé de l'évolution des angles rotoriques avant pendant et après défaut.
- Évaluation de la stabilité transitoire suivant le critère des angles rotoriques relatifs en utilisant l'équation $\delta_{n1} = \delta_n - \delta_1$
- Détermination du temps critique d'élimination du défaut.

Conclusion

Les modèles des éléments constitutifs du réseau électrique permettent de construire un modèle optimal représentatif du réseau électrique. La solution de l'analyse de l'écoulement de puissance constitue un point de départ pour les méthodes d'analyse de la stabilité transitoire des systèmes de puissance. En effet, les résultats en provenance de l'écoulement de puissance sont utilisés pour formuler les conditions initiales des angles δ_i de générateurs, dans la résolution des équations de mouvement des générateurs par les méthodes d'intégration numérique pour

l’analyse de la stabilité transitoire.

Les générateurs synchrones sont considérés comme la principale source de production d'énergie dans les réseaux électriques. De plus, les machines synchrones sont très répandues dans l’industrie. Dans la pratique, les études de stabilité se consacrent à l’analyse dynamique du comportement de ces machines à la suite d'une perturbation. La méthodologie de calcul des valeurs des angles internes et de la vitesse des machines est similaire à celle du modèle classique, mais, on doit résoudre l’ensemble des équations différentielles et algébriques des générateurs à l’aide des méthodes d’intégration numérique.

ANALYSE DE STABILITE TRANSITOIRE DU RESEAU INTERCONNECTE 161 kV TCN-CEB-VRA

Chapitre 3 : Analyse de stabilité transitoire du réseau interconnecté 161 kV TCN-CEB-VRA

3.1. Introduction

Le système électrique soumis à notre étude est le réseau de transport interconnecté 330 kV-161kV de la TCN-CEB-VRA.

Dans cette étude il sera question de déterminer la réponse des générateurs au défaut de court-circuit triphasés symétriques, après les oscillations des angles rotoriques des générateurs et le temps critiques d'élimination de défaut. On détermine aussi l'influence de la variation de la constante d'inertie H sur le temps critiques d'élimination de défaut CCT.

Le réseau sera d'abord modélisé sous le simulateur CYME. Nous ferons ensuite la répartition de puissance afin de déterminer les conditions initiales aux différents nœuds le constituant. Ensuite le réseau sera perturbé successivement par des courts-circuits triphasés de différentes durées afin d'observer le comportement des générateurs synchrones du point de vue écarts des angles de rotor et leurs oscillations. Une variation de 10% de la constante d'inertie H suffira pour mesurer son influence dans la perte de synchronisme. Enfin la simulation de la contingence N-1 nous permettra de déterminer la capacité du réseau à assurer la continuité de service en cas perte d'une génératrice synchrone.

3.2. Hypothèses et critères d'analyse de résultats

3.2.1. Hypothèses

Le réseau électrique de CEB n'est pas simultanément connecté à ceux de la TCN et de la VRA. La VRA constitue un secours en cas de disponibilité de la TCN

Dans le cas de notre étude nous :

- Considérerons que les trois réseaux fonctionnent simultanément pour un maximum de puissance
- Nous limiterons aux machines de la CEB

3.2.2. Critères d'analyse de résultats

Le but de l'analyse de stabilité transitoire est la détermination du temps critique d'élimination du défaut. Sa détermination obéit aux critères du tableau 3.1

Tableau 3.1 : Critères techniques pour l'analyse du réseau [20]

Critère technique C1	Stabilité transitoire Incursion angulaire des groupes	**C1-1** : En cas de défaut violent dans le réseau électrique, les groupes de production doivent garder leur synchronisme. La perte de synchronisme d'un groupe interviendra lorsque la déviation absolue atteint 90°. **C1-2** : Le système sera jugé correctement amorti si la déviation de l'angle de la machine et de la vitesse sont revenues en moins de 30 secondes en dessous de 15% de la déviation maximale observée à la suite de l'incident [27]. **C1-3** : Pas de perte de synchronisme du groupe avant la durée égale au TCED [28]. **C1-4** : Tous les groupes restent synchronisés pendant les perturbation et jusqu'au rétablissement de la situation [28]
Critère technique C2	Temps critique d'élimination de défaut (TCED)	**C2-1** : Le critère de stabilité transitoire nous conduit à définir le Temps Critique d'Elimination des Défauts (TCED) les réseaux de transport. Le TCED du réseau doit être supérieur au temps de fonctionnement des protections. Pour les réseaux 225 kV à 400kV, 80 ms<TCED<120 ms (4 cycles à 6 cycles) ; pour les réseaux 132 kV à 170kV, 100 ms<TCED<160 ms (5 à 8 cycles). **C2-2** : La durée de court-circuit conduisant à la rupture de synchronisme doit être en toute circonstance supérieure au TCED [26].

3.3. Présentation du simulateur CYME

CYME est un logiciel de simulation des systèmes de puissance. Le module Analyse de la répartition de puissance du simulateur CYME d'Eaton permet d'analyser les réseaux électriques à alimentation électrique triphasée. Il contient des options analytiques puissantes et des techniques de solution de substitution pour les systèmes d'alimentation industrielle et de transmission.

Le logiciel d'analyse de la puissance CYME d'Eaton utilise des méthodes matricielles/vectorielles de pointe ainsi que des algorithmes à solutions multiples :

- Newton-Raphson complet
- Fast Decoupled
- Gauss-Seidel

Le programme Power Flow est le module principal du logiciel CYME destiné à l'analyse des réseaux électriques industriels et de transmission. Il possède une interface comprenant d'autres modules, comme :

- Analyse des défaillances, pour les études tenant compte de la charge du système avant défaillance.
- Analyse des harmoniques, pour le calcul des profils de tension et de courant à fréquence fondamentale nécessaires au calcul des indices de distorsion harmonique.
- Stabilité transitoire, pour établir l'état initial du système comme l'exigent les modèles de commande du réseau en vue d'une analyse de la stabilité transitoire.
- Démarrage de moteur dynamique, pour tenir compte des chutes de tension à l'échelle du système pendant les études sur le démarrage des moteurs à induction et synchrones.

3.4. Le système per unit

La principale difficulté de la modélisation réside dans les différents niveaux de tension qui existent dans un réseau. Le système « Per Unit » est un système de grandeurs réduites qui permet à l'ingénieur électricien d'avoir constamment à l'esprit des ordres de grandeurs relatifs de certains paramètres indépendamment des niveaux de tension et de puissance. De plus, l'utilisation de ce système simplifie certaines formules et schémas équivalents. En particulier, un bon choix initial permet de s'affranchir de la présence des transformateurs idéaux et la formulation se ramène à l'étude de circuits monophasés. Ce système associe, à une variable quelconque « Į », une valeur de base « Į base » et la compare à sa valeur 'vraie' « Į vraie » de manière à l'exprimer dans un système adimensionnel « pu » (ou en % de sa valeur de base) dont les ordres de grandeur sont bien connus.

3.5. Etude du réseau interconnecté 330 kV-161 kV

Sur le réseau de transport de la TCN d'un niveau de tension 330 kV est interconnecté celui de la CEB de niveau de tension 161kV à travers deux transformateurs de 330kV/161kV- 200 MVA installés dans le poste de Sakété. Le réseau de transport de la VRA d'un niveau de tension 161 kV est également alternativement interconnecté à celui de la CEB à travers un poste de transformation installé à Lomé Aflao. Pour notre modélisation nous avons supposé que les trois réseaux sont synchronisés à la fréquence de 50 Hz.

3.5.1. Modèles des éléments du réseau interconnecté

Notre réseau d'étude est constitué de générateurs synchrones, de transformateurs, des charges et de ligne de transmission tous reliés à des jeux de barres. Les modèles de différents éléments sont déjà étudiés dans le sous chapitre 2.2 représentés par les figures 2.2 ;2.3 ;2.4 et 2.5.

3.5.2. Modélisation du réseau sous le simulateur CYME.

Le réseau d'étude est constitué de :

- Onze (11) nœuds de cogénération,
- Deux (2) nœuds sources VRA et TCN
- Treize (13) nœuds de charge
- Onze (11) transformateurs.

Dans notre modélisation les compensateurs et les régulateurs ne sont pas prise en compte. Les sources TCN et VRA sont des nœuds de référence. Nous les avons représentés avec des constantes d'inertie infinies (9999). La figure 3.1 montre le modèle du réseau électrique que nous étudions à présent. Les nœuds de charges sont des transformateurs abaisseurs ayant au primaire la tension 161 kV.

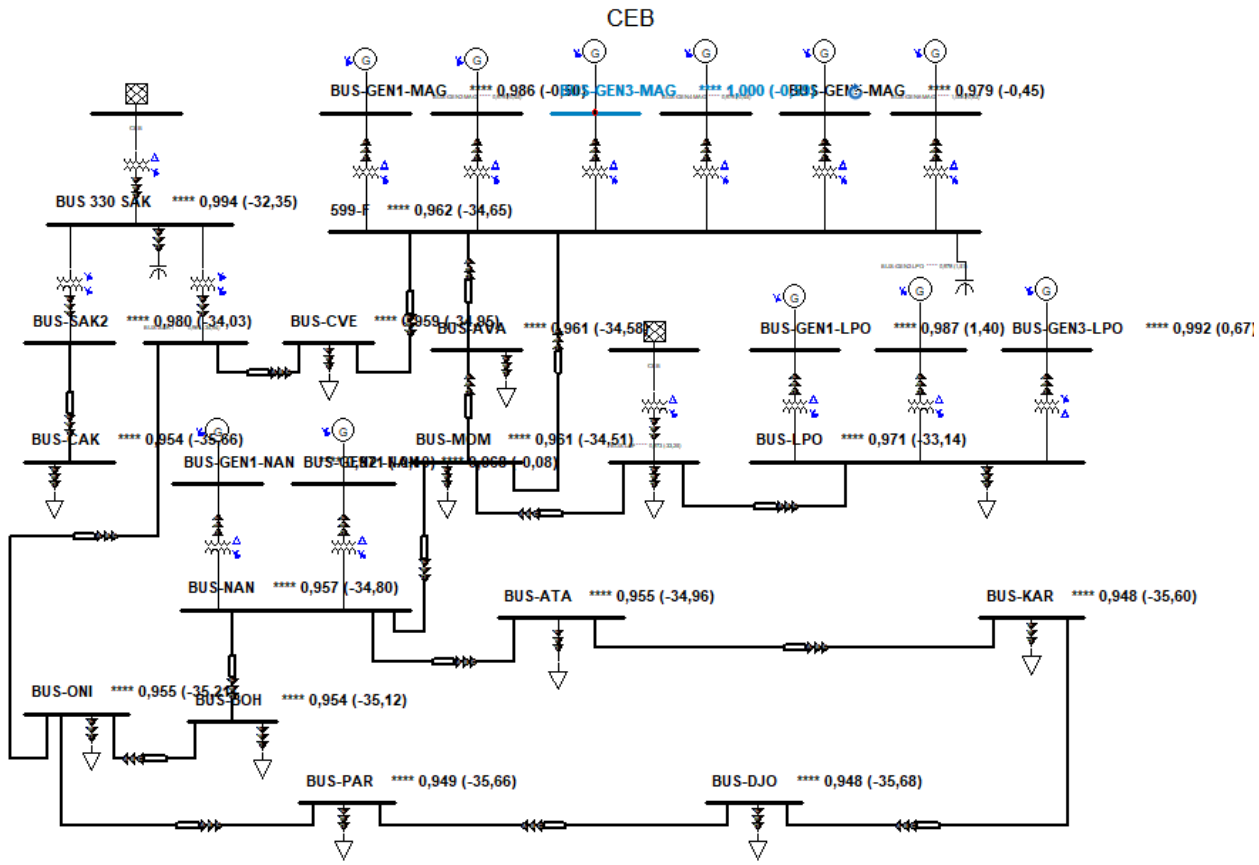


Figure 3.1 : Schéma unifilaire de réseau 161 kV TCN-CEB-VRA

3.5.3. Résultats de répartition de puissance

Dans le but de déterminer les conditions initiales de fonctionnement du réseau d'étude nous avons opté pour une répartition en vue de la planification. Pour cela la tolérance sur les tensions en per-unit aux bornes des équipement est $(1 \pm 0{,}05)\ U\ pu$.

Les résultats obtenus après écoulement de puissance sont consignés dans le tableau 3.1 ci-dessous. Ce tableau indique les valeurs les tensions aux jeux de barre et leurs angles de phase. Les puissances actives et réactives aux de jeux de barres de génération et de charge sont également déterminées.

Le tableau 3.2 permet d'évaluer les pertes de puissances en ligne.

Tableau 3.1 : Résultat de répartition de puissance dans réseau 161 kV.

Nom noeud	Tension de base (kVLL)	V (kVLL)	V (pu)	Déphasage (º)	PGen MW	QGen Mvar	PCap MW	QCap Mvar	PLoad MW	QLoad Mvar
BUS-LAF	161	156,6	0,973	-33,25	0	0	0	0	44,75	0,27
BUS-LPO	161	156,3	0,971	-33,14	0	0	0	0	112,51	47,95
BUS-GEN1-LPO	13,8	13,6	0,987	1,4	32,5	7	0	0	0	0
BUS-GEN2-LPO	13,8	13,5	0,978	1,51	75,01	8,01	0	0	0	0
BUS-GEN3-LPO	13,8	13,7	0,992	0,67	20	5	0	0	0	0
BUS-MOM	161	154,7	0,961	-34,51	0	0	0	0	70,11	35,94
BUS-AVA	161	154,7	0,961	-34,58	0	0	0	0	7,96	3,39
599-F	161	154,9	0,962	-34,65	0	0	0,01	-30,86	0	0
BUS-CVE	161	154,3	0,959	-34,95	0	0	0	0	146	52,93
BUS-GEN1-MAG	13,8	13,6	0,986	-0,5	21,16	7,01	0	0	0	0
BUS-GEN2-MAG	13,8	13,5	0,979	-0,45	21,16	5,01	0	0	0	0
BUS-GEN3-MAG	13,8	13,8	1	-0,59	21,16	11,24	0	0	0	0
BUS-GEN4-MAG	13,8	13,5	0,979	-0,45	21,16	5,01	0	0	0	0
BUS-GEN5-MAG	13,8	13,5	0,979	-0,45	21,16	5,01	0	0	0	0
BUS-GEN6-MAG	13,8	13,9	1,006	-0,63	21,16	13,12	0	0	0	0
BUS-NAN	161	154	0,957	-34,8	0	0	0	0	0	0
BUS-ATA	161	153,7	0,955	-34,96	0	0	0	0	13,46	4,89
BUS-KAR	161	152,7	0,948	-35,6	0	0	0	0	13,51	4,44
BUS-DJO	161	152,6	0,948	-35,68	0	0	0	0	13,95	5,94
BUS-PAR	161	152,8	0,949	-35,66	0	0	0	0	14,42	4,74
BUS-BOH	161	153,7	0,954	-35,12	0	0	0	0	29,29	11,58
BUS-ONI	161	153,8	0,955	-35,21	0	0	0	0	52,74	22,47
BUS-SAK1	161	154,7	0,961	-34,94	0	0	0	0	0	0
BUS-GEN1-NAN	13,8	13,4	0,971	-0,1	32,5	6	0	0	0	0
BUS-GEN2 -NAN	13,8	13,4	0,968	-0,08	32,5	5	0	0	0	0
BUS 330 SAK	330	328,1	0,994	-32,35	0	0	-0,01	-98,84	0	0
BUS-SAK2	161	157,8	0,98	-34,03	0	0	0	0	0	0
BUS-CAK	161	153,6	0,954	-35,66	0	0	0	0	139,55	59,44

3.5.4. Analyse des résultats de répartition de puissance

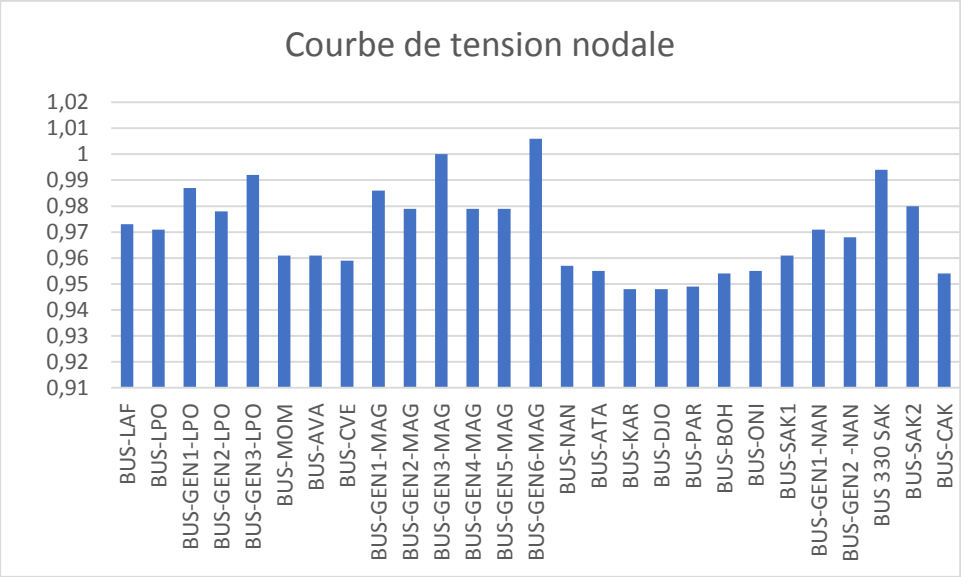
Lorsque nous jetons un regard critique sur les éléments de la colonne 4 du tableau 3.1, nous venons à dire qu'aucune tension aux jeux de barre de génération ne viole la limite supérieure 1,05. Par contre aux jeux de barres des charges Kara, Djougou et Parakou la limite inférieure 0,95 est violée. Ces trois localités sont situées aux nords Togo (Kara) et au nord Bénin loin des générateurs. Kara est desservie par la ligne Nangbéto-Atakpamè- Kara 270 km. Parakou est relié au sud par la ligne Sakété-Onigbolo-parakou 317 km. Il est possible de réduire ces différentes chute de tension en installant d'autres postes de transformation sur ces lignes.

Le tableau 3.2. Illustre le bilan des puissances sur le réseau. Les pertes de puissances représentent 8,22 %. Elles respectent la limite tolérée sur les lignes HTB qui doit rester inférieure 9 %. La courbe nodale de tension est représentée à la figure 3.2

Cette courbe permet de ressortir par graphique les différentes tensions nodales aux jeux de barres. Elle montre clairement qu'aucune tension de dépasse 1,05 et que trois jeux de barres violent la limite inférieure qui est 0,95

Tableau 3.2 : Bilan de puissance dans réseau 161 kV

Résumé total	kW	kvar	kVA	FP(%)
Sources (Puiss. d'équilibre)	344260,35	96632,65	357565,46	96,28
Génératrices	319466,01	77413,79	328711,77	97,19
Production totale	**663726,36**	**174046,43**	**686166,77**	**96,73**
Charge lue (non ajustée)	685899,96	264871,63	735265,76	93,29
Charge utilisée (ajustée)	658270,21	253974,87	705565,66	93,3
Condensateur-shunts (ajustés)	0	-129702,23	129702,23	0
Inductance-shunts (ajustés)	0	0	0	0
Moteurs	0	0	0	0
Charges totales	**658270,21**	**124272,63**	**669898,02**	**98,26**
Capacitance du câble	0	0	0	0
Capacitance de la ligne	0	-14933,34	14933,34	0
Capacitance shunt total	**0**	**-14933,34**	**14933,34**	**0**
Pertes dans les lignes	3837,35	10728,98	11394,58	33,68
Pertes dans les câbles	0	0	0	0
Pertes de charge du transformateur	1619,08	54034,84	54059,1	3
Pertes à vide du transformateur	0	0	0	0
Pertes totales	**5456,43**	**64763,83**	**64993,28**	**8,4**



. Figure 3.2 : Courbe de tension nodale du réseau 161 kV TCN-CEB-VRA

3.5.5. Simulation de la stabilité de transitoire du réseau 161 kv

Pour simuler le comportement des angles de rotor des génératrices du réseau en stabilité transitoire et dynamique, nous allons considérer le bus source TCN comme nœud bilan. Par conséquent la variation des angles de rotor des autres génératrices sera comparée à 0 afin de mesurer l'écart $\delta_{n1} = \delta_n - \delta_1$ entre les angles de rotor. Dans les simulateurs comme cyme donne la possibilité de fixer le maximum de cet écart que nous prenons ici à $\delta_s = 90\,°$. Autrement dit une génératrice synchrone perd son synchronisme si l'écart absolu entre son angle et celui du nœud bilan est supérieur à δ_s. Le simulateur cyme est également en mesure de surveiller l'écart d'angle de rotor de deux génératrices de réseau une fois que la valeur δ_s est fixée

Dans le cas où cet écart absolu serait inférieur à δ_s et les oscillations sont apériodiques et croissantes nous dirons que l'angle de rotor de la génératrice concernée est transitoirement instable.

3.5.5.1. Simulation de la stabilité transitoire

Considérant que la durée d'un défaut de court-circuit de plus de 100 ms [20] dans un réseau électrique peut entrainer une génératrice dans ses limites de fonctionnement au regard de la puissance active produite et une baisse de tension qui provoque par la suite la déconnection de ladite génératrice du réseau de transport, il est important que le défaut soit éliminé avant la déconnection de la génératrice concernée. Ainsi il n'y aura pas de génératrice synchrone déconnectée du réseau par les dispositifs de protection et par conséquent la continuité du service est assurée de même que la qualité de l'énergie. Pour notre étude, nous mettrons en œuvre deux scénarios de court-circuit triphasé sur des nœuds de génération, trois scénarios de contingence N-1 et quatre scénarios de variation de constante d'inertie

Tableau 3.2 : Scénarios en quatorze simulations

N° de la simulation	Nom de la barre en défaut	Nature de scénarios
1	Générateur 1 Maria Gléta	Court-circuit de 100 ms
2	Générateur 1 lomé-Port	
3	Générateur 2 lomé-Port	
4	Générateur 3 lomé-Port	
5	Générateur 1 Nangbéto	
6	Générateur 2 lomé-Port	Court-circuit de 133 ms
7	Générateur 1 Nangbéto	
8	Générateur 1 Maria-Gléta	Déconnecter à l'instant 250 ms
9	Générateur 2 lomé-Port	
10	Générateur 1 Nangbéto	
11	Générateur 1 Nangbéto	H de GEN1-Nan diminue de 10 %
12	Générateur 1 Nangbéto	H de GEN1et GNE 2 de NAN diminue de 10 %
13	Générateur 2 Nangbéto	H de GEN1-Nan augmente de 10 %
14	Générateur 1 Nangbéto	H de GEN1et GNE 2 de NAN augment de 10 %

3.5.5.2. Résultat de simulation de stabilité transitoire.

Il s'agit des courbes montrant l'oscillation des angles de rotor en fonction du temps. Pour mieux apprécier les résultats nous avons tracé sur le même graphe toutes les courbes des onze nœuds de génération. Il s'agit des six nœuds de génération de Maria-gléta, des trois de génération Lomé-Port et des deux nœuds de génération de Nangbéto. Les figures 3.3 à 3.14 illustrent les résultats obtenus. L'appréciation des ces courbes vise la détermination du temps critique d'élimination du défaut.

3.5.5.2.1. Résultats simulation1

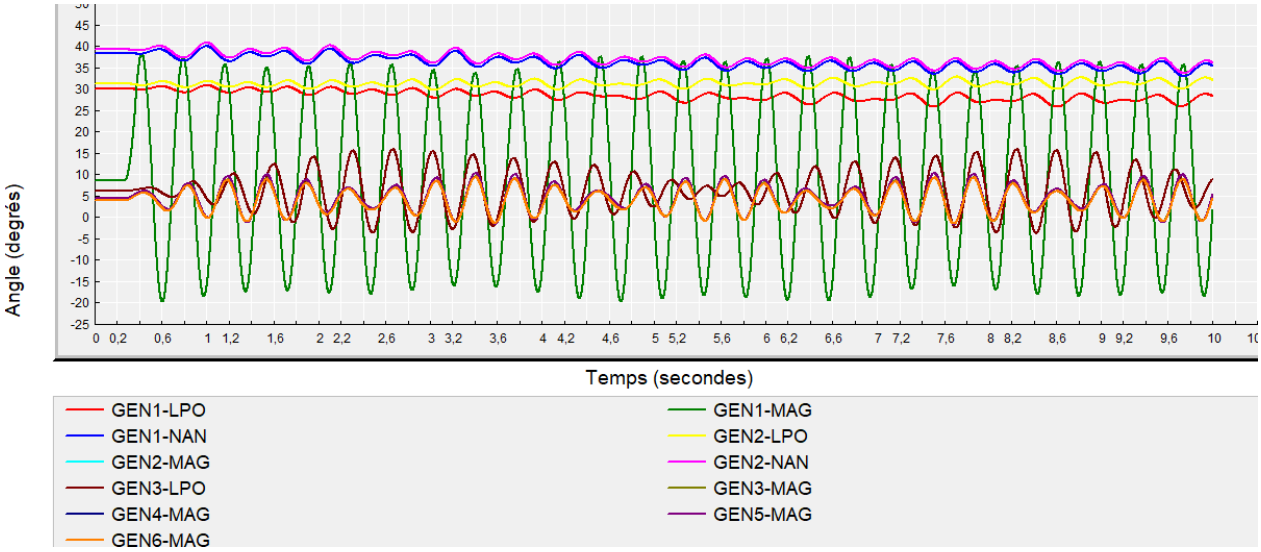


Figure 3.3: Courbes résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus GNE1 de Maria Gléta:

3.5.5.2.2. Résultat simulation 2

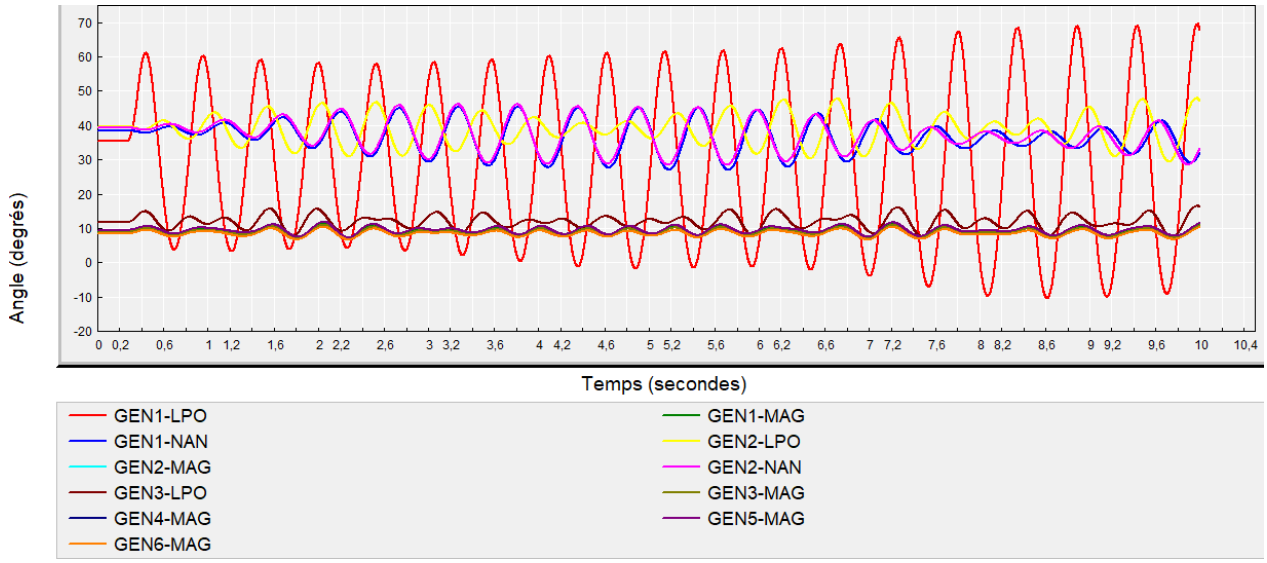


Figure 3.4: Courbes de résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus générateur 1 de Lomé-port

3.5.5.2.3. Résultat simulation 3

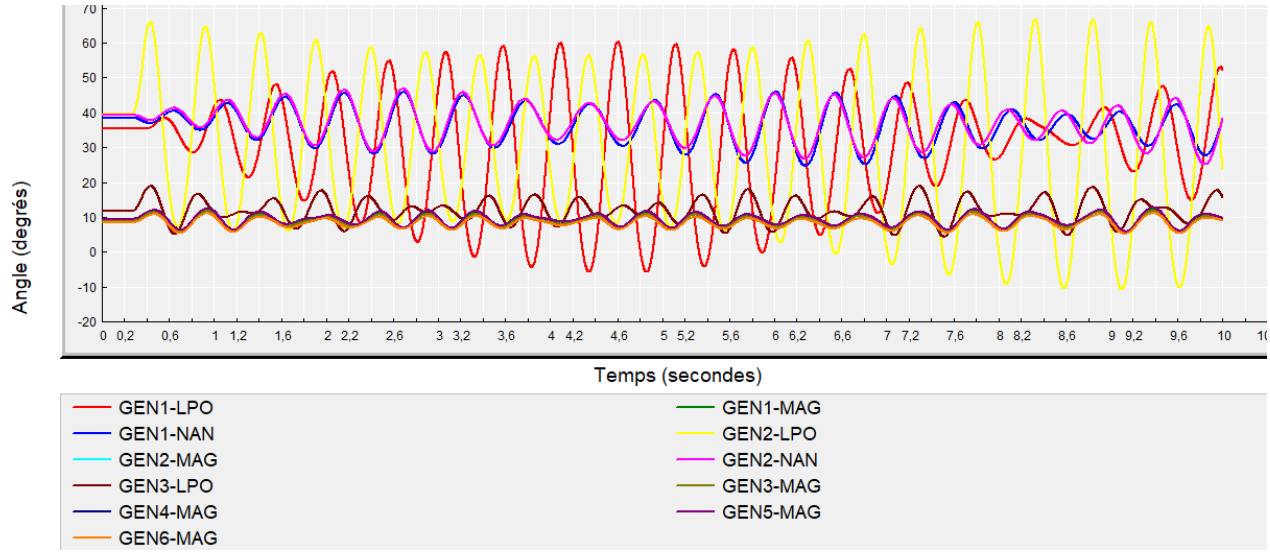


Figure 3.5 Courbes de résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus générateur 2 de Lomé-Port

3.5.5.2.4. Résultats simulation 4

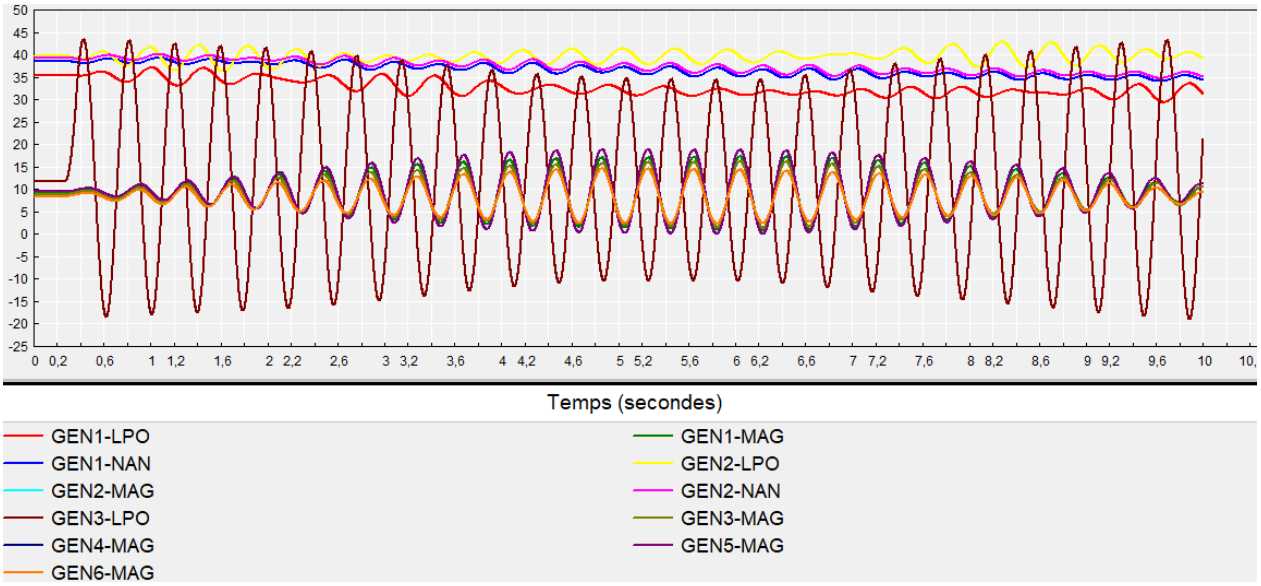


Figure 3.6: Courbes de résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus générateur3 de Lomé-Port

3.5.5.2.5. Résultat simulation 5

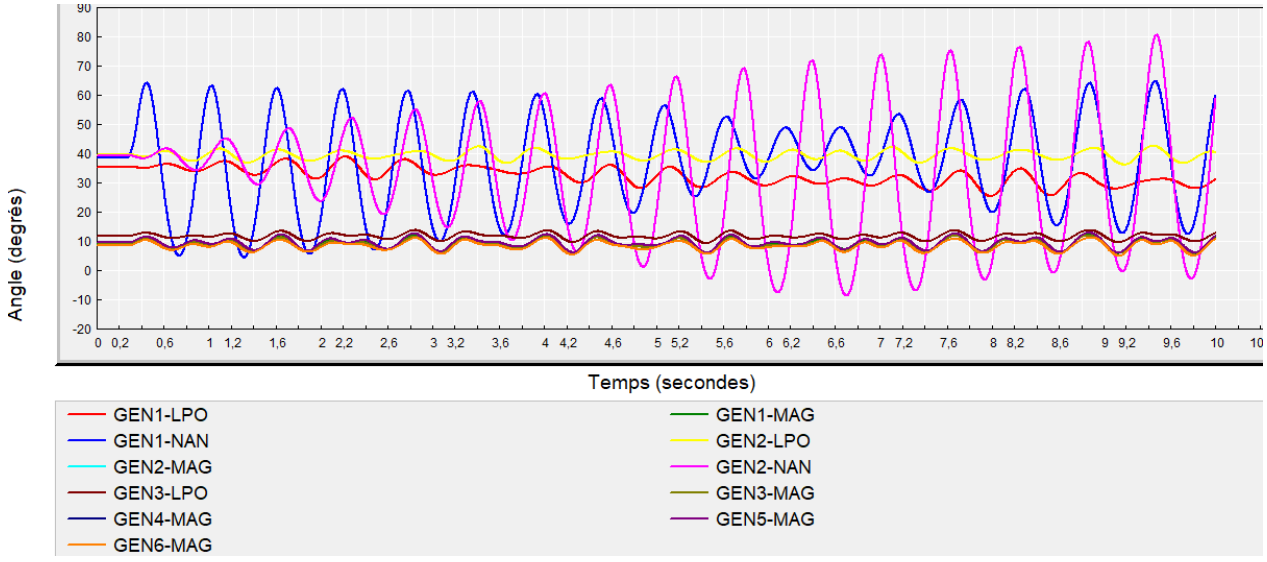


Figure 3.7: Courbes de résultat défaut de 100 ms appliqué sur le bus générateur 1 de Nangbéto

3.5.5.2.6. Résultat simulation 6

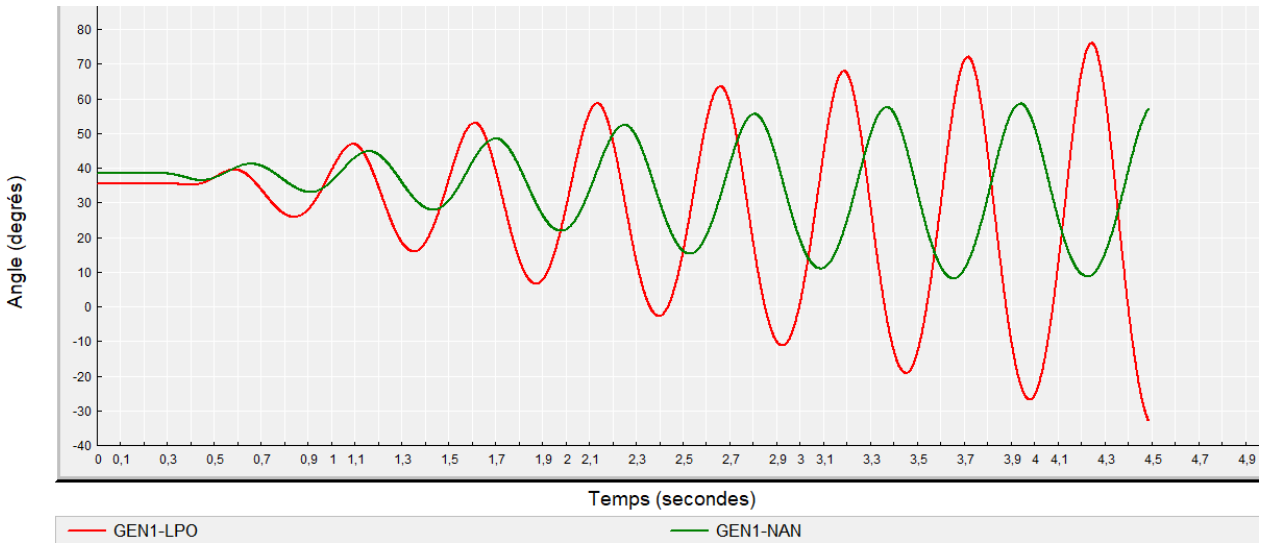


Figure 3.8 : Courbes de résultat défaut de 133 ms appliqué sur le bus générateur 2 de Lomé-Port

3.5.5.2.7. Résultat simulation 7

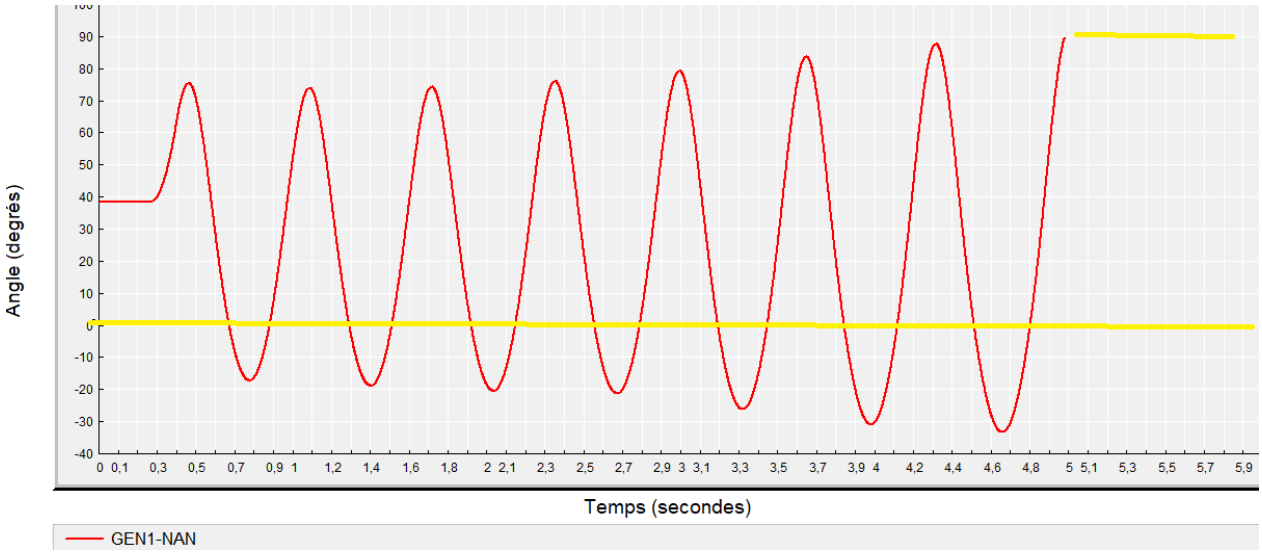


Figure 3.9 : Courbes de résultat défaut de 133 ms appliqué sur le bus générateur 1 de Nangbéto

3.5.5.2.8. Résultat simulation 8

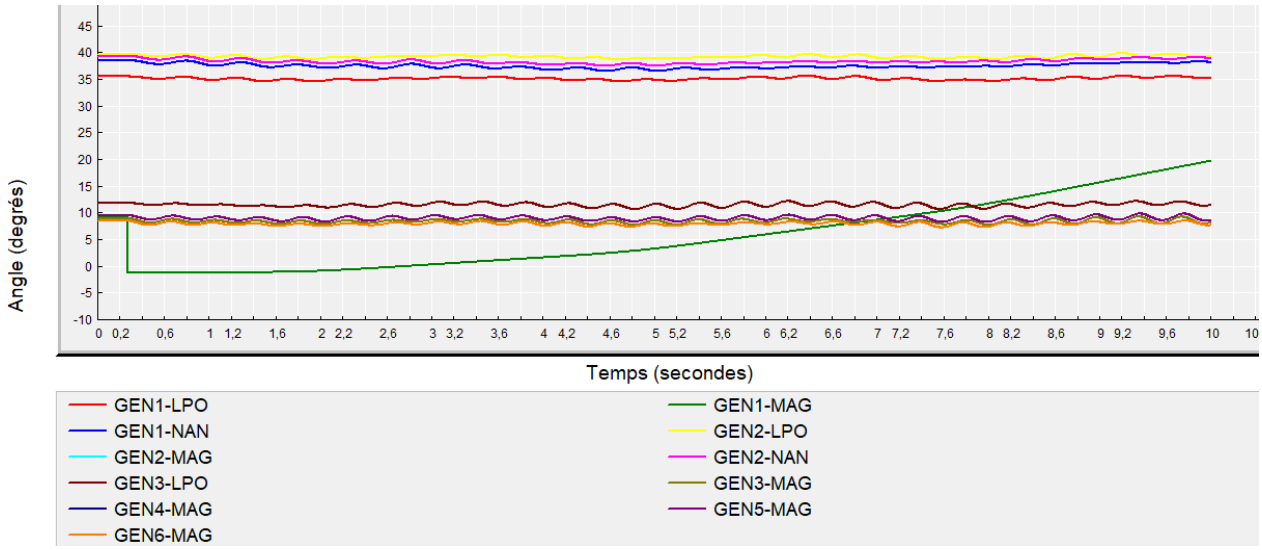


Figure 3.10 : Courbes résultat générateur 1 de Maria- Gléta déconnecté

3.5.5.2.9. Résultat simulation 9

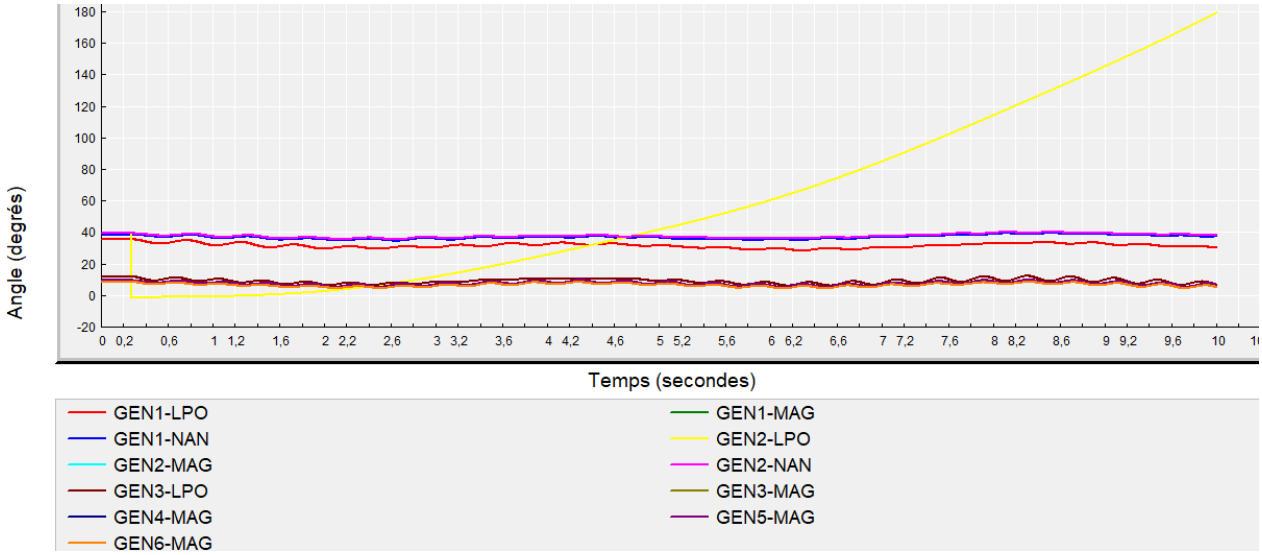


Figure 3.11 : Courbes résultat générateur 2 de Lomé-Port déconnecté

3.5.5.2.10. Résultat simulation 10

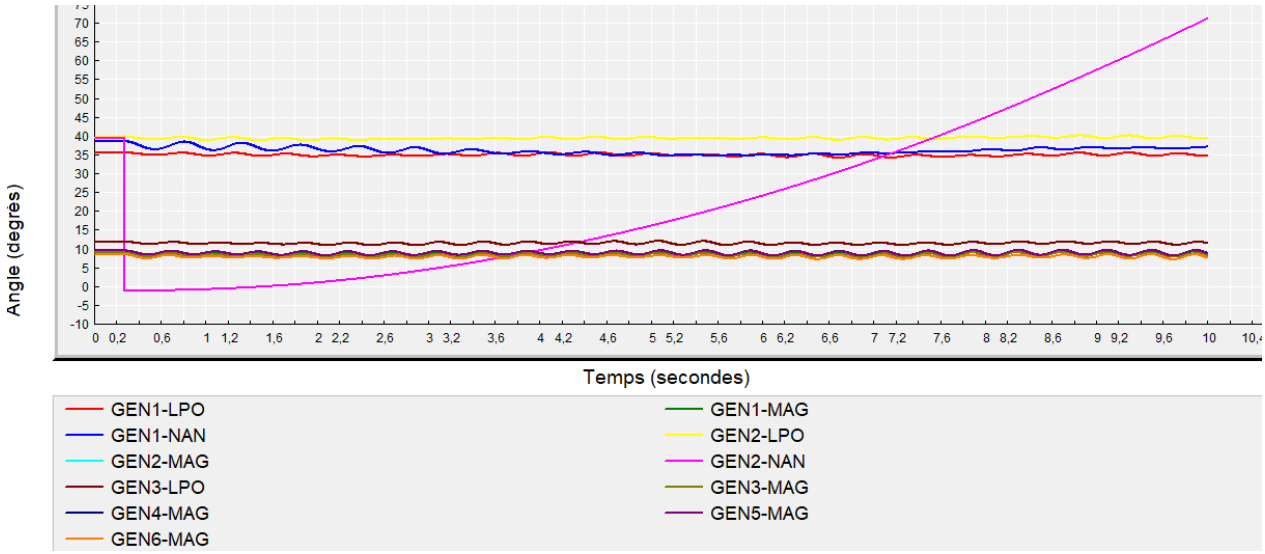


Figure 3.12 : Courbes résultat générateur 1 de Nangbéto déconnecté

3.5.5.2.11. Résultat simulation 11

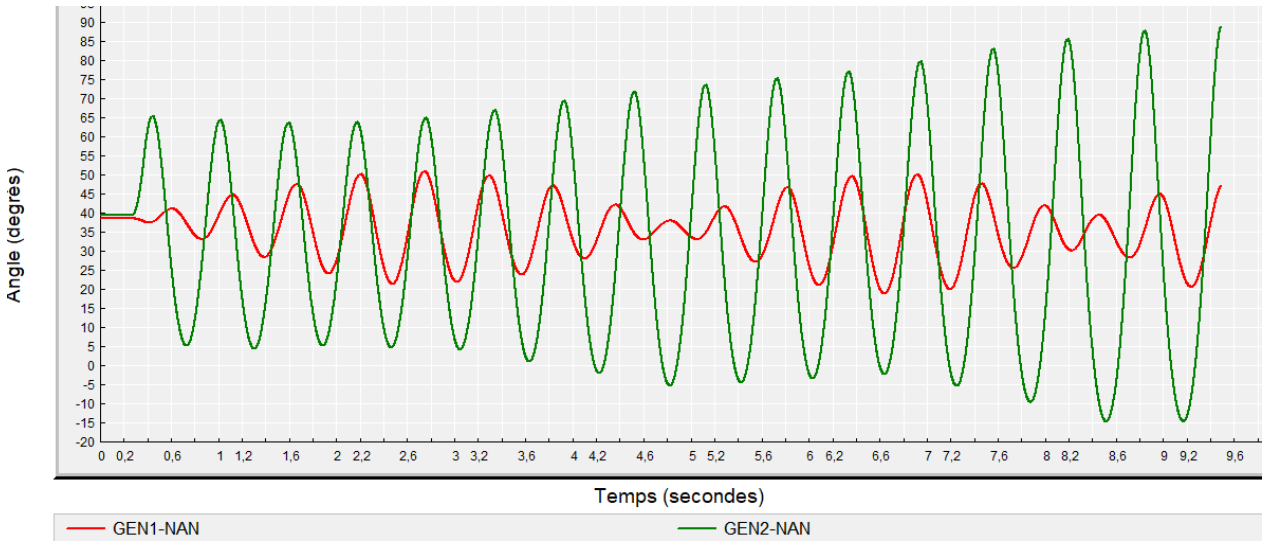


Figure 3.13 : Courbes de résultat diminution de H de 10 % sur Nangbéto1 défaut 100 ms appliqué sur bus générateur 1 de Nangbéto

3.5.5.2.12. Résultat simulation 12

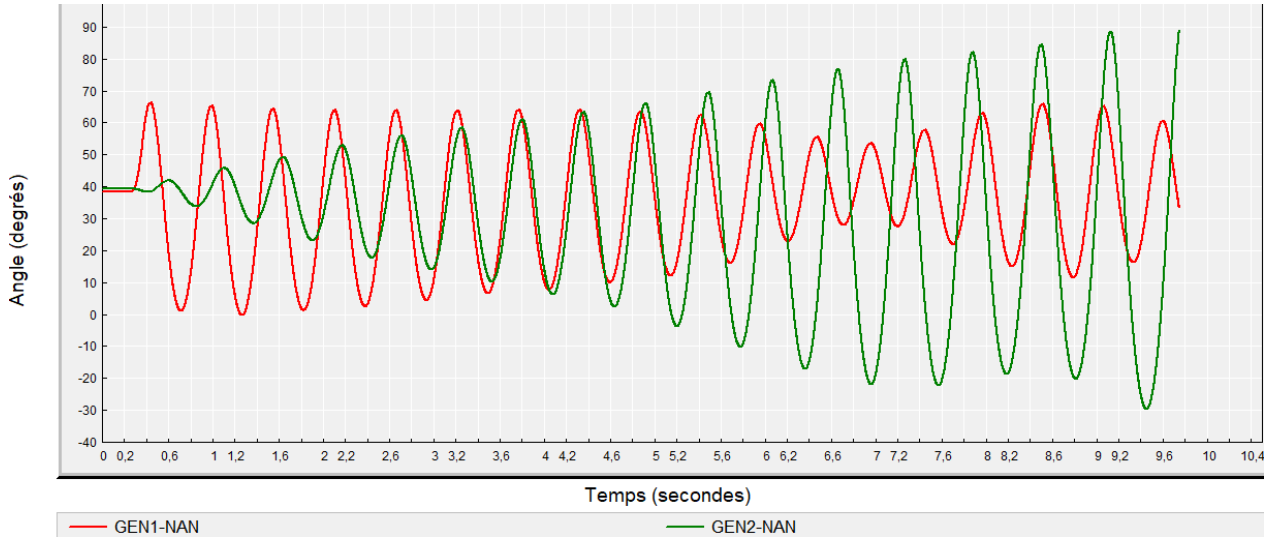


Figure 3.14 : Courbes de résultat diminution de H de 10 % sur Nangbéto1 et 2 défaut 100 ms appliqué sur bus générateur 1 de Nangbéto

3.5.5.2.13. Résultat simulation 13

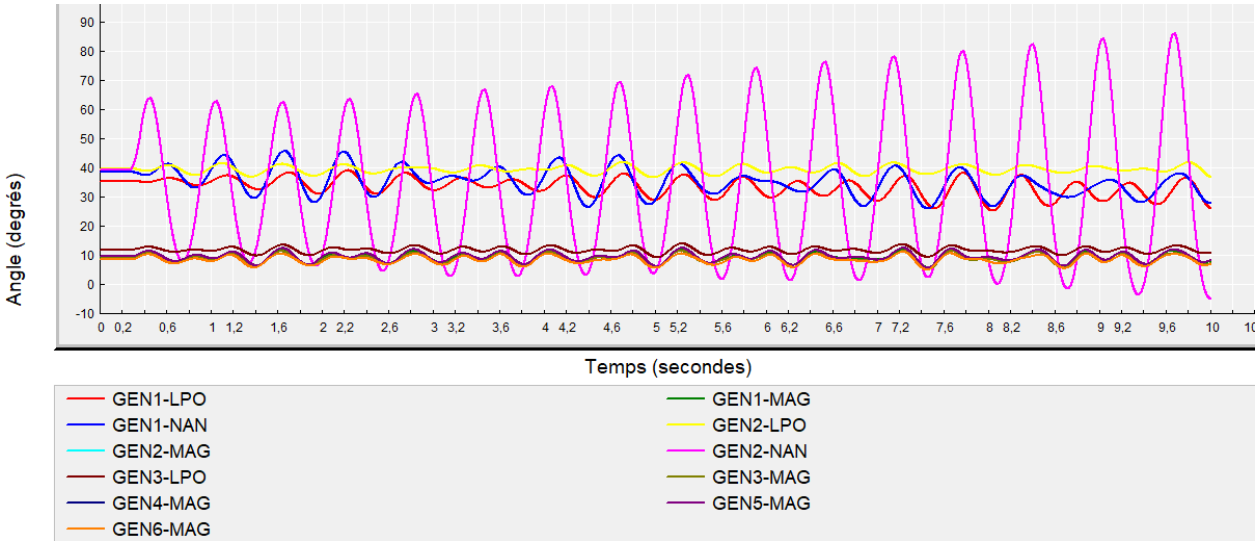


Figure 3.15 : Courbes de résultat augmentation de H de 10 % sur Nangbéto 2 défaut 100 ms appliqué sur bus générateur 2 de Nangbéto

3.5.5.2.14. Résultat simulation 14

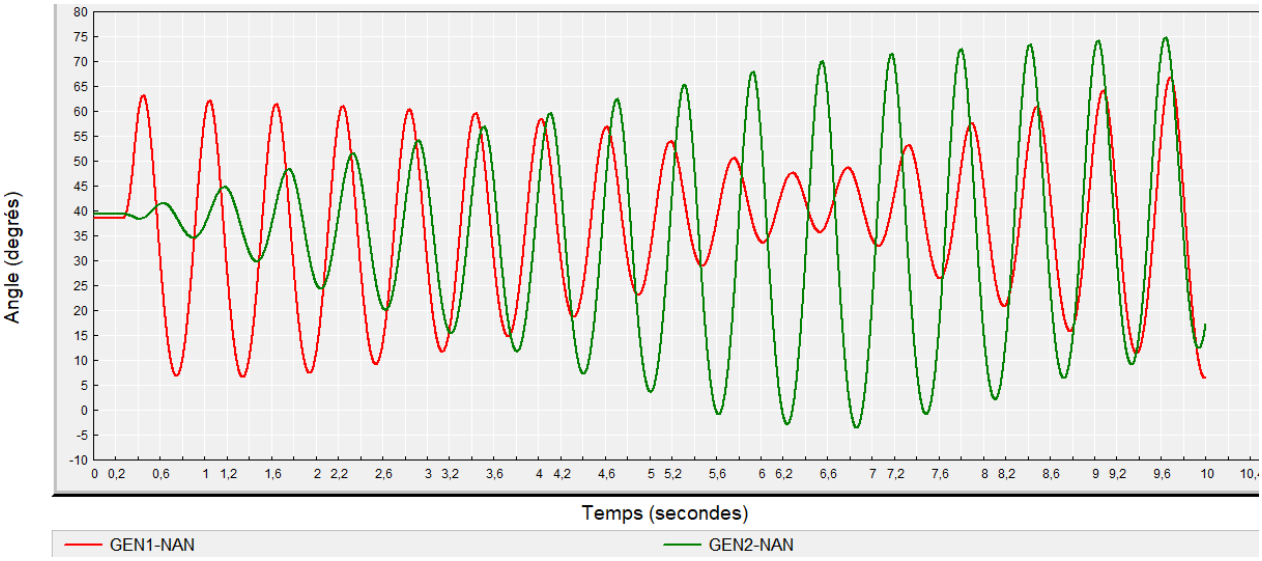


Figure 3.16 : Courbes de résultat augmentation de H de 10 % sur Nangbéto 1 et 2 défaut 100 ms appliqué sur bus générateur 1 de Nangbéto

3.2.6. Analyse des résultats de simulation de stabilité transitoire

Les courbes des figures 3.2 à 3.10 sont des courbes de réponse des angles de rotor des génératrices synchrones connectées au réseau 161KV de CEB interconnecté aux réseaux de la TCN et VRA. Pour les défauts de court-circuit triphasés de durée 100 ms ; 133 ms , la contingence N-1 et la variation de constante d'inertie l'analyse des résultats se présente de la façon suivante.

- Scénarios de court-circuit

Ces scénarios visent la détermination du temps critique d'élimination du défaut. La centrale électrique de Maria Gléta comporte six groupes turbo-alternateurs identiques à gaz. De même la centrale hydroélectrique de Nangbéto comporte deux groupes turbo-alternateurs identiques. Dans ce scénario, nous avons simulé le comportement d'un groupe sur chaque site.

A l'application d'un défaut de 100 ms aux jeux de barres du générateur 1 de Maria-Gléta (simulation 1), générateur 1,2 et 3 de Lomé-Port (simulation 2,3 et 4) et générateur 1 de Nangbéto (simulation 5) les angles de rotor de ces derniers oscillent avec de multiple oscillations de forte amplitude durant le temps d'évaluation qui est de 10 s. Par contre tous les angles de rotor des autres génératrices interconnectés au système oscillent avec de faibles amplitudes et s'amortissent. Aucune déviation d'angle n'a atteint 90°. Pas de perte de synchronisme.

Ainsi sont vérifié les critères C2-1, C1-1, C1-3 et C1-4 pour tous les autres générateurs du système. Mais le critère C2-2 n'est pas vérifié pour les générateurs connectés au nœud ayant subi la perturbation. C'est-à-dire que les oscillations ne reviendront pas en dessous de 15 % en moins de 30 s

Dans les simulations 6 et 7 défaut triphasé de 133 ms appliqués sur les bus de génération des générateurs 2 de Lomé-port et générateur 1 de Nangbéto, les angles de rotor des génératrices Lomé-Port 1 et du générateur 1 de Nangbéto oscillent lentement avec des oscillations croissantes. Dans la simulation 7 l'écart d'angle entre ces deux générateurs a atteint 90 ° autour de l'instant 4,6 s. Il y a perte de synchronisme. En ce qui concerne la simulation 7 c'est autour de l'instant 4,9 s que l'écart d'angle et le nœud bilan a atteint 90° et il a perte de synchronisme. Les rotors de ces génératrices accélèrent car l'énergie cinétique acquise n'a pu être éliminée par l'énergie électromagnétique

Ainsi sont vérifiés les critères C1-1, C2-1

Ne sont pas vérifiés les critères C2-2, C1-3 et C1-4.

De l'analyse des résultats de ces deux délais d'élimination du défaut triphasée de court-circuit que le temps critique d'élimination de défaut est de 100 ms

- Scénarios contingence N-1

Ce scénario à pour but vérifier si le réseau peut continuer à fournir de l'énergie électrique de qualité au cas où un groupe de générateur tombe en panne.

Les simulations 8, 9 et 10 nous ont permis de mettre en œuvre le scénarios contingence N-1 en déconnectant respectivement les générateurs 1 de Maria-Gléta 2 de Lomé-Port et 1 de Nangbéto. Dans chacune de ces simulations les oscillations des angles de rotor sont très faibles. Le reste des génératrices synchrone est maintenu en synchronisme sur le réseau. Le réseau reste stable et assure par conséquent la continuité de service de qualité aux consommateurs.

- Scénarios variation de constante d'inertie H

Afin de déterminer l'influence de la constante d'inertie sur la perte de synchronisme de génératrices synchrones connectées au réseau nous avons varié la constante d'inertie des groupes de production hydro-électrique de Nangbéto. Etant donnée que le TCC est de 100 ms, ce temps convient pour ces scénarios.

Dans les simulations 11 et 12 nous avons diminué la constante d'inertie H de 10¨% de sa valeur initiale qui est de 3,5 respectivement pour le générateur 1 seul puis pour les deux. Il ressort des résultats de ces simulations que la génératrice 2 de Nangbéto perd son synchronisme avec le réseau car l'écart d'angle de son rotor avec le nœud bilan du réseau a attient 90° respectivement vers la 9,5 s et 9,7 s.

Dans les simulations 13 et 14 nous avons augmenté la constante d'inertie H de 10¨% de sa valeur initiale qui est de 3,5 respectivement pour le générateur 1 seul puis pour les deux. Il ressort des résultats de ces simulations que tous les générateurs conservent leur synchronisme avec le réseau car aucun écart d'angle de rotor 90° respectivement.

Nous pouvons donc dire qu'une diminution de constante d'inertie peut entrainer une perte de synchronisme. Par contre une augmentation de constante d'inertie dans les

limites admises pour un type de génératrice donnée peut améliorer la stabilité du réseau.

Conclusion

Nous avions supposé que le réseau électrique de la CEB est interconnecté au réseau de la TCN de VRA. Ce réseau a été modélisé pour l'étude de la stabilité transitoire. Nous avons ensuite simulé plusieurs scénarios de court-circuit de contingence N-1 et de variation de constante d'inertie. Nous avons appliqué le défaut de court-circuit triphasé de durée variée sur des nœuds générateurs afin de déterminer le CCT. Il en ressort que le temps critique d'élimination du défaut est 100 ms. En ce qui concerne la contingence N-1, les oscillations très faibles d'angle de rotor indiquent que le réseau peut assurer la continuité de services au consommateur en cas de panne sur machine. Les diminutions constantes d'inertie des génératrices peut provoquer la perte de synchronisme d'un générateur et dégrader la qualité de l'Energie électrique. Par une augmentation de la constante d'inertie pourrait améliorer la stabilité du réseau.

Conclusion générale et perspective

Le réseau électrique 161 kV de la CEB (Bénin-Togo) n'est pas simultanément interconnecté au réseau 330 kV de la TCN (Nigéria) et au réseau 161kV VRA (Ghana). Mais l'analyse de stabilité transitoire nous avons supposé que les trois réseaux sont interconnectés. Ainsi subit-il des perturbations légères et sévères qui le dégrade avec parfois pertes de génératrices synchrones. Dans le but de réduire voire éviter les pertes de synchronisme des génératrices connectées au réseau, nous procédé par la détermination du temps critique d'élimination du défaut qui permet de maitriser la stabilité transitoire des systèmes de puissances électriques interconnectés.

Pour apporter notre contribution à la maitrise de la stabilité transitoire nous avons passé en revue les systèmes de puissance et les phénomènes de stabilité transitoire.

Au cours de l'étude transitoire, l'application du défaut de court-circuit triphasé sur des barres de génération nous a conduit à la détermination du temps critique l'élimination du défaut qui est de 100 ms. Ce temps est dégagé après application d'un défaut de court-circuit triphasé sur les barres des génératrices Maria-gléta ; Nangbéto et Lomé-Port dans le respect du critère technique C2-2 qui qui définit l'intervalle du CCT de 100 ms 160 mc pour les réseaux de niveau de tension comprise entre 132 kV et 170 kV. A ce défaut, toutes les génératrices ont conservé leur synchronisme.

Par ailleurs la contingence N-1 appliquée simulée sur le réseau en déconnectant des générateurs nous a permis de prouver qu'en cas de panne sur génératrice la continuité de service est garantie pour les consommateurs.

La perte de synchronisme est non seulement due à la nature de la perturbation, de lieu de la perturbation et de la topologie du réseau mais aussi à la constante d'inertie des machines synchrones connectées sur le réseau

Pour assurer aux réseaux électriques interconnectés un fonctionnement dans les limites définies par la règlementation, nous recommandons que les dispositifs de contrôle de stabilité transitoire soient plus rapides que ceux de protection utilisée dans les lignes de transport de l'énergie électrique. L'élimination des défauts en moins 100 ms permettrait à toutes les génératrices connectées sur le réseau de conserver leur synchronisme et par conséquent le système sera transitoirement stable.

En perspective on peut envisager l'amélioration de la stabilité transitoire par placement des dispositifs FACT sur les jeux de barre stratégiques. Les énormes pertes enregistrées contribuent à la dégradation du niveau de tension. Leur réduction s'avère indispensable dans la mesure qu'elle permettrait d'augmenter le nombre d'abonés et par conséquent améliorer les gains.

Bibliographie

[1] Hasan ALKHATIB : « Etude De La Stabilité Aux Petites Perturbations Dans Les Grands Réseaux Electriques : Optimisation De La Régulation Par Une Méthode Meta heuristique » thèse de doctorat Faculté des Sciences et Techniques de l'université Paul Cézanne d'Aix-Marseille 2008.

[2] Anderson, P. M, A. A. Fouad et al. (2003). Power system control and stabilité [ressource électronique]. Piscataway, N.J., IEEE Press ; Wiley-Interscience, p. 40-41.

[3] Billinton, R, et S Aboreshaid. 1995. « Stochastic modelling of high-speed reclosing in probabilistic transient stability studies ». IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, vol. 142, n°4, p. 350-354.

[4] Khaled Chikhi Contribution a l'analyse de la qualite de l'energie
electrique dans le cas de la stabilite de la tension, 2007

[5] M. Crapp, "Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique" Bermes science publication, LAVOISIER, 2003.

[6] Del Angel, Alberto, Pierre Del Angel, Damien Geurts, Mevludin Ernst, Louis Glavic et Wehenkel. 2007. « Estimation of rotor angles of synchronous machines using artificial neural networks and local PMU-based quantities ». Neurocomputing, vol. 70, n o 16, p. 2668-2678.

[7] Gomez, F. R., A. D. Rajapakse, U. D. Annakkage et I. T. Fernando. 2011. « Support Vector Machine-Based Algorithm for Post-Fault Transient Stability Status Prediction Using Synchronized Measurements ». Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, n°3 , p. 1474-1483.

[8] Grainger, J. J. and W. D. Stevenson (1994). Power system analysis. New York ; Montréal, McGraw-Hill.

[9] G. T .Heydt, "Computer analysis methods for power system", Macmillan publishing company, New York, 1986

[10] Khan, Laiq, Tariq Saeed et KL Lo. 2008. « Robust damping control system design for TCSC using particle swarm optimization ». COMPEL-The international journal for 239 computation and mathematics in electrical and electronic engineering, vol. 27, n o 3, p. 593-612.

[11] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, Power System Stability and Control: McGraw-Hill Professional, 1994.

[12] K. CHIKHI., Contribution à l'analyse de la qualité de l'énergie électrique dans le cas de la stabilité de la tension, Thèse Docteur d'Etat préparée au Département d'Electrotechnique Université de Batna, juillet 2007

[13] L. SHU., Assessing placement of controllers and nonlinear behavior of electrical power system using normal form information, Phd Thesis, Iowa State University , 2006.

[14] Liu, X., Q. Jiang et Y. Cao. 2008. « Novel fast transient stability prediction method based on perturbed trajectories fitting of rotor angle ». Dianli Xitong Zidonghua/Automation of Electric Power Systems, vol. 32, n°19, p. 5-9.

[15] A.L.Nammour, « Analyse des réseaux électriques » Faculté des sciences de technologie, université de constantine 1, 2010

[16] Rahmatian, Matin, Yu Christine Chen, Atefeh Palizban, Ali Moshref et William G. Dunford. 2017. « Transient stability assessment via decision trees and multivariate adaptive regression splines ». Electric Power Systems Research, vol. 142, p. 320-328.

[17] Ribbens-Pavella, M, et FJ Evans. 1985. « Direct methods for studying dynamics of large-scale electric power systems-A survey ». Automatica, vol. 21, N° 1, p. 1-21.

[18] Roy, B. K. S., A. K. Sinha et A. K. Pradhan. 2013. « Synchrophasor-assisted Prediction of Stability/Instability of a Power System ». International Journal of Emerging Electric Power Systems, vol. 14, n o 1, p. 7 pp.

[19] OLOULADE Arouna, « contribution l'étude de la stabilité des alternateurs raccordes au réseau interconnecte de la CEB : application au cas des alternateurs de la centrale de Nangbéto », mémoire d'ingénieur de conception, EPAC/EE, p1

[20] Mawuéna MEDEWOU « Contribution à l'étude pour l'interconnexion électrique des pays de la CEDEAO» thèse de doctorat, UAC 2021

[21] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York: McGraw Hill, 1994.

[22] Das, D., Electrical Power Systems, New Delhi, Press, 2006.

[23] L. L. Grigsby, Power System Stability and Control, 3 rd Edition, Taylor & Francis, Press, 2012.

[24] M. ZEBAR ABDELKRIM, Étude et simulation de la stabilité transitoire d'un système de puissance en présence de dispositifs FACTS et PDE, thèse UFAS(ALGERIE), 2017

[25] IEEE, IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. USA, Std.421.5, 2005.

[26] EDF, “Référentiel technique HTB relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement d ’ une installation de production d ’ énergie électrique au réseau public HTB ≥ 50 kV des Zones Non Interconnectées,” *Doc. Tech. référence SEI REF 01*, vol. V4, pp. 1–22, 2006.

[27] IRAF, “Étude de l’intégration de la centrale ALBATROS dans le réseau RIMA Analyse statique et dynamique du réseau cible,” no. 224. Guinée Conakry, 2016.

[28] O. BEN ABDELHAMID, “Etude de la stabilité d’un système électro-énergétique par différentes techniques avancées,” Algerie, 2015.

Annexes

Remarque : la centrale de Maria-Gléta est actualisée à 120 MW

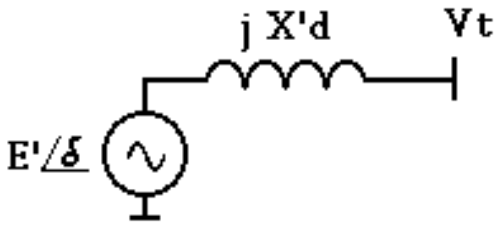
A- Paramètres des génératrices synchrones

Génératrices	Puissance (MW)	Tension (kV)	Constante d'inertie H	Modèle
Gen MAG	127/6	13,8	2,0	Type1
Gen1 LPO	32,5	13,8	3,0	Type 4
Gen2 LPO	75	13,6	3,0	Type4
Gen3 LPO	20	13,8	2,5	Type1
Source VRA	180	13,8	9999	
Source TCN	412.5	13,8	9999	

B-constante d'inertie des génératrices synchrones

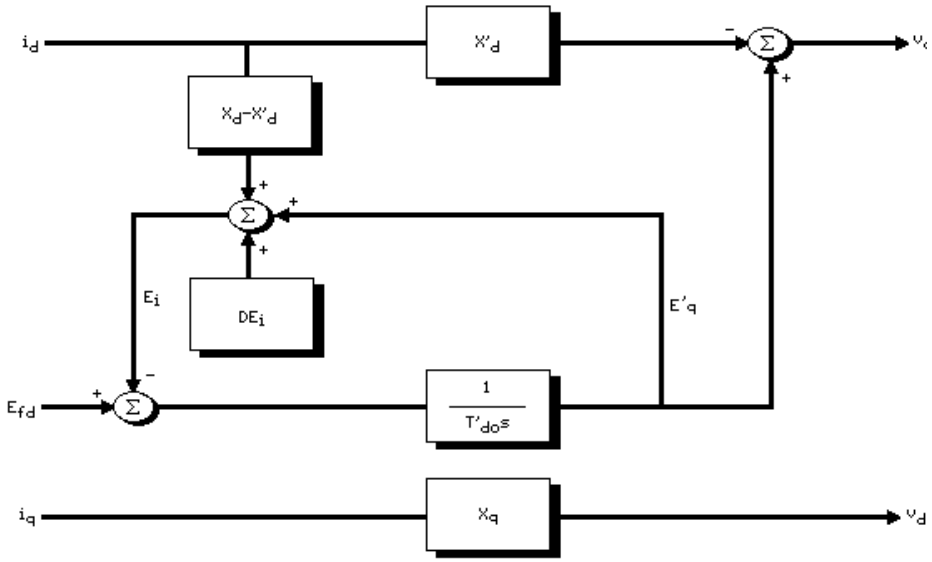
Type de générateur		Constante d'inertie
Thermique	3600 tr/min (2 poles)	2,5 à 6,0
	1800 tr/min (4 poles)	4 à 10,0
Hydraulique unique		2,0 à 4,0

Type 1 - Modèle classique

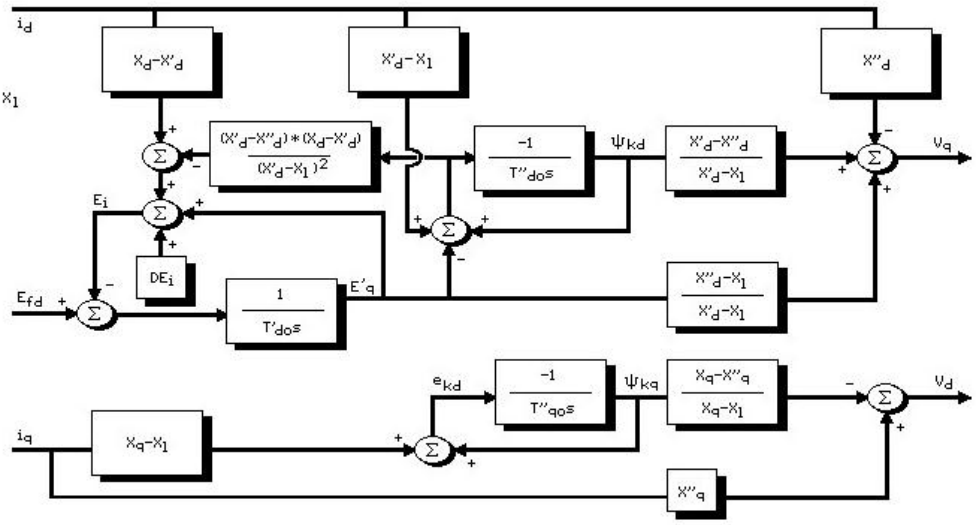


$E' = \text{constant}$

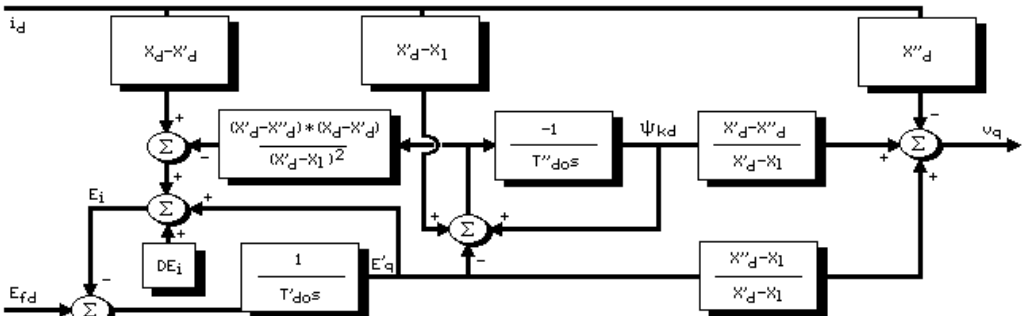
Type 2 - Rotor à pôles saillants - Effet transitoire seulement



Type 3



Type 5 - Rotor à pôles lisses - Effets transitoire et subtransitoire



Type 4 - Rotor à pôles lisses - Effet transitoire seulement

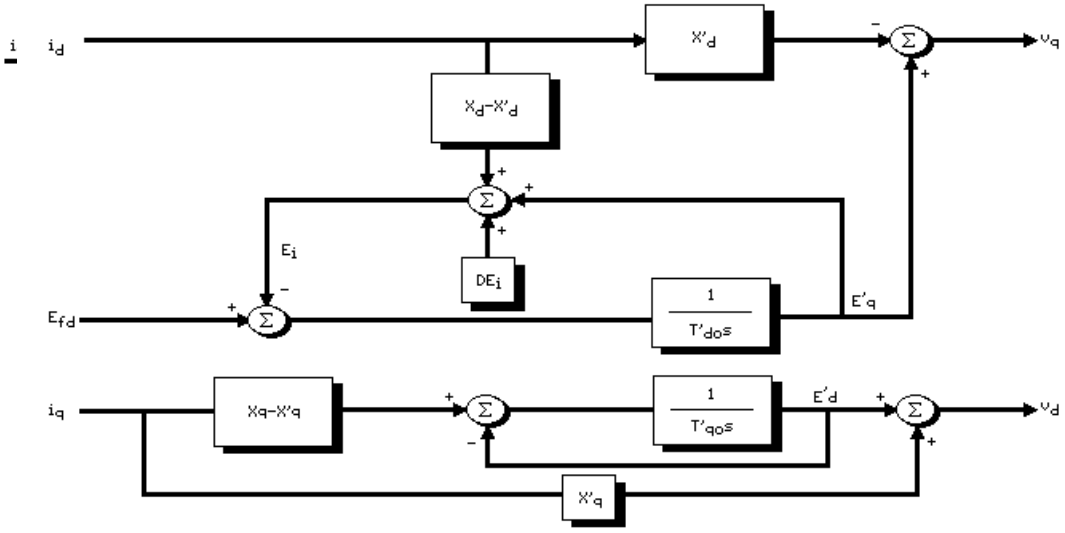


Table des matières

Dédicace ii
Remerciements iii
Liste des figures v
Liste des tableaux vii
Liste des abréviations et sigles viii
Résumé ix
Abstract x
INTRODUCTION GENERALE 1
Chapitre 1 : Stabilité des systèmes de puissance : état de l'art 6
1.1.Introduction 6
1.2.Généralités sur les systèmes de puissance 7
1.2.1.Production de l'énergie électrique 7
1.2.1.1.Les centrales hydrauliques 7
1.2.1.2.Les centrales thermiques. 7
1.2.2.Transport de l'énergie électrique 8
1.2.3.Réseau de distribution 8
1.2.4.Réseau de transport de de CEB 9
1.3.Stabilité et phénomène transitoire d'un système de puissance 12
1.3.1.Stabilité d'un système de puissance 12
1.3.1.1.Classification des stabilités 13
1.3.1.1.1.Stabilité de l'angle de rotor 14
1.3.1.1.1.1.tabilité angulaire aux petites perturbations 14
1.3.1.1.1.2.Stabilité angulaire aux de grande perturbation ou transitoire 15
1.3.1.1.2.Stabilité de fréquence 17
1.3.1.1.3.Stabilité de tension 17
1.3.2.Les phénomènes électromagnétiques 18
1.3.3.Les phénomènes électromécaniques 18
1.4.Stabilité transitoire du réseau de transport de la CEB 18

Conclusion.....19
Chapitre 2 : Modélisation des systèmes de puissance.....21
2.1.Introduction.....21
2.2.Modélisation des composants d'un réseau électrique.....21
2.2.1.Lignes de transmission.....21
Figure 2.1: modèle en π d'une ligne de transmission entre les nœuds i et j.....22
2.2.2.Transformateurs.....22
2.2.4.Machines synchrones.....23
2.2.4.1.Modèle électrique de la machine synchrone.....24
2.2.4.2.Réactance de la machine synchrone en régime transitoire.....25
2.2.4.3.Equation du mouvement du rotor de générateur.....26
2.2.4.4.Relation puissance-angle.....29
2.2.4.5. Régulateur de tension modèle et système d'excitation.....31
2.3.1.Matrice d'admittance.....33
2.3.2.Matrice d'admittance avant défaut.....33
2.3.3.Matrice d'admittance pendant le défaut.....33
2.3.4.Matrice d'admittance après le défaut.....33
2.3.5.Matrice d'admittance après le défaut.....34
2.3.6.Formulation de la matrice d'admittance.....34
2.3.7.Méthode de réduction de Kron.....34
2.4.Ecoulement de puissance.....35
2.4.1.Etude comparée des trois méthodes d'analyse de répartition de charge.....36
2.4.2.Types de bus dans les réseaux.....37
2.4.3.Formulation des équations de l'écoulement de puissance.....38
2.4.4.Résolution des équations différentielles.....38
Méthodes de Runge Kutta d'ordre 4 (RK 4).....38
2.5.Modèle mathématique pour l'étude de la stabilité transitoire.....39
2.5.1.Hypothèse du modèle classique.....39
2.5.2.Equations du mouvement du rotor d'un générateur.....40

2.5.3.Critère d'analyse de la stabilité transitoire 41
2.5.4.Etapes d'analyse de la stabilité d'un système multi-machines 41
Conclusion.....42
Chapitre 3 : Analyse de stabilité transitoire du réseau interconnecté 161 kV TCN-CEB-VRA 45
3.1.Introduction 45
3.2.Hypothèses et critères d'analyse de résultats.....45
3.2.1.Hypothèses 45
3.2.2.Critères d'analyse de résultats.....46
3.3.Présentation du simulateur CYME.....46
3.4.Le système per unit 47
3.5.Etude du réseau interconnecté 330 kV-161 kV 48
3.5.1.Modèles des éléments du réseau interconnecté.....48
3.5.2.Modélisation du réseau sous le simulateur CYME.....48
3.5.3.Résultats de répartition de puissance 49
3.5.4.Analyse des résultats de répartition de puissance 50
3.5.5.Simulation de la stabilité de transitoire et dynamique 52
3.5.5.1.Simulation de la stabilité transitoire.....53
3.5.5.2.Résultat de simulation de stabilité transitoire. 54
3.5.5.2.1.Résultats simulation1 54
3.5.5.2.2.Résultat simulation 2.....55
3.5.5.2.3. Résultat simulation 3.....55
3.5.5.2.4.Résultats simulation 4 56
3.5.5.2.5.Résultat simulation 5.....56
3.5.5.2.6.Résultat simulation 6.....57
3.5.5.2.7.Résultat simulation 7.....57
3.5.5.2.8.Résultat simulation 8.....58
3.5.5.2.9.Résultat simulation 9.....58
3.5.5.2.10.Résultat simulation 10.....59

3.5.5.2.11.Résultat simulation 11 59
3.5.5.2.12.Résultat simulation 12 60
3.5.5.2.13.Résultat simulation 13 60
3.5.5.2.14.Résultat simulation 14 61
3.2.6.Analyse des résultats de simulation de stabilité transitoire 61
Conclusion 64
Conclusion générale et perspective 65
Bibliographie 67
Annexes 70