N° d'ORDRE : 19 / 2011-M / EL

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
HOUARI BOUMEDIENE

Faculté d'Electronique et Informatique

Mémoire
Présenté Pour l'Obtention du Diplôme De

Magister en Electrotechnique

Option : Systèmes Electro-Energétiques

Par : Rabah GUEDDOUCHE

Thème :

Equivalents Dynamiques des Grands Réseaux Electriques par les Algorithmes intelligents et Métaheuristiques

Soutenu publiquement le 02/06/2011 devant le jury composé de :

Dr. Mourad HASNI, M.C.A à l'USTHB	**Président**
Prof. Mohamed BOUDOUR, Professeur à l'USTHB	**Rapporteurs**
Dr. Mohamed MENAA, M.C.A à l'USTHB	**Examinateurs**
Dr. Youcef OUAZIR, M.C.A à l'USTHB	**Examinateurs**
Dr. Mohamed GHEZAILI, Expert à SONELGAZ	**Invité**

À mes très chers parents

Remerciements

Je tiens à remercier particulièrement mon Directeur de mémoire le Professeur ***Mohamed BOUDOUR****, pour son aide, ses encouragements et surtout ses précieux conseils tout au long de ce travail.*

Mes remerciements vont aussi à tous les membres de jury, pour l'honneur qu'ils auront fait en acceptant de juger ce travail.

Que tous les enseignants ayant contribué à ma formation trouvent ici ma reconnaissance profonde.

Table des matières

Table des matières i
Liste des figures iv
Liste des tableaux ……..v
INTRODUCTION GENERALE 1

CHAPITRE I : Méthodes de réduction dynamique des grands REE

I.1 Introduction 4
I.2 Techniques d'équivalence dynamique.....5
I.2.1 Approche du nœud infini.....5
I.2.2 Approche modale.....5
I.2.3 Approche de cohérence 6
I.2.4 Méthode d'identification ou d'estimation.....7
I.3 Aperçu sur les études d'identification.....8
I.4 Conclusion…….....10

CHAPITRE II : Modélisation dynamique du système électrique

II.1 Introduction 12
II.2 Les phénomènes dynamiques.....14
II.2.1 Les phénomènes de propagation.....14
II.2.2 Les phénomènes électromagnétiques.....14
II.2.3 Les phénomènes électromécaniques.....15
II.2.4 Les phénomènes thermodynamiques.....15
II.3 Le modèle général non-linéaire.....16
II.3.1 Introduction.....16
II.3.2 Les éléments du modèle.....17
II.3.2.1 Modèle du générateur.....17

II.3.2.1.1 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park.....17
II.3.2.1.2 Les hypothèses du modèle.....19
II.3.2.1.3 Equations électriques.....20
II.3.2.1.4 Equations mécaniques.....22
II.3.2.1.5 Régulation du générateur.....24
II.3.2.1.5.1 Régulateur de fréquence et modèle de la turbine.....25
II.3.2.1.5.2 Régulateur de tension et modèle du système d'excitation.....26
II.3.2.2 Réseau de transport.....28
II.3.2.2.1 Modèle de transformateurs.....29
II.3.2.2.2 Modèle des lignes de transmission.....30
II.3.2.3 Modèle des charges.....31
II.3.2.4 Mise en équations du réseau de transport.....32
II.3.3 Les équations d'état généralisé du modèle.....34
II.4 Conclusion.....36

CHAPITRE III : Linéarisation et modèle de l'équivalent dynamique

III.1 Introduction 38
III.2 Condition initiales.....38
III.3 Modèle liéaire d'un système électrique multi-machines.....40
II.3.1 Modèle d'état linéaire. 43
II.3.2 Paramètres des machines.....45
III.4 Equivalent dynamique.....45
III.4.1 Modèle de l'équivalent dynamique.....45
III.5 Les méthodes d'optimisation.....47
III.5.1 Méthodes déterministes (Méthode du Gradient).....47
III.5.2 Méthodes stochastiques.....49
III.5.2.1 Les algorithmes génétiques.....50
III.5.2.2 Les algorithmes Monté Carlo.....52
III.5.3 Optimisation multi-objectif.....53
III.6 Conclusion…….....54

CHAPITRE IV : Approche d'estimation proposée et application

IV.1 Introduction 56
IV.2 Principe général 56
IV.3 Fonction objectif.....58
IV.4 Approche proposée.....59
IV.4.1 Codage et population initiale.....60
IV.4.2 Mécanisme d'évaluation.....61
IV.4.3 Mécanisme d'évolution.....62
IV.4.3.1 Sélection des parents.....62
IV.4.3.2 Recombinaison intermédiaire.....62
IV.4.4 Algorithme.....64
IV.5 Application.....66
IV.5.1 Simulation.....68
IV.5.2 Validation.....69
IV.5.2.1 Perte d'une ligne.....69
IV.5.2.2 Court circuit triphasé 74
IV.5.3 Discussion des résultats.....80
IV.6 Conclusion.....81

CONCLUSION GENERALE 82

BIBLIOGRAPHIE 84

ANNEXE

A1. Transformation de Park.....90

A2. Données du réseau de transport IEEE New England 39 nœuds.....92

A3. Résultats et comparaisons (Réseau réel, Réseau équivalent).....95

PUBLICATION.....105

Liste des figures

Figure.I.1 : Les deux parties qui forment le réseau entier 5
Figure.I.2: Principe d'estimation des paramètres à partir des mesures de perturbation.....8
Figure.II.1 : Les différents niveaux d'un système de puissance.....12
Figure.II.2 : Structure générale d'un système de puissance.....13
Figure.II.3 : Caractéristiques des phénomènes dynamiques rencontrés dans les systèmes de puissance……...16
Figure.II.4 : Modélisation de la machine synchrone idéalisée.....18
Figure.II.5 : Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park.....19
Figure.II.6 : Phaseurs relatifs à la $i^{ème}$ machine d'un système multimachines.....21
Figure.II.7 : Couples mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur.....23
Figure.II.8 : Structure générale d'un système de force motrice - générateur.....25
Figure.II.9 : Modèle de la turbine et du gouverneur.....26
Figure.II.10 : Structure générale d'un système d'excitation statique avec son AVR.....27
Figure.II.11 : Modèle simplifié du système d'excitation IEEE-type ST1A.....28
Figure.II.12 : Modèle simplifié de transformateur.....29
Figure.II.13 : Modèle en π du transformateur.....29
Figure.II.14 : Modèle en π d'une ligne de transmission.....30
Figure.II.15 : Modélisation d'une charge par son admittance équivalente…….....31
Figure.II.16 : Digramme de l'ensemble des blocs du système de puissance.....36
Figure.III.1 : Modèle de la $i^{ème}$ machine dans le système multi-machine.[47].....44
Figure.III.2.a : Système Original.....46
Figure.III.2.b : Système Equivalent.....46
Figure.III.3 : Organigramme d'un algorithme génétique.[46].....50
Figure.III.4 : Représentation schématique du croisement.....51
Figure.III.5 : Représentation schématique d'une mutation…….....52
Figure.III.6 : Organigramme d'un algorithme d'optimisation de type Monte Carlo.....52
Figure.III.7 : Optimisation multi – objectif ……..53
Figure.IV.1 : Principe d'estimation de paramètres à partir des mesures de perturbations….57
Figure.IV.2 : Organisation et codage des individus d'une population.....61
Figure.IV.3 : Nouvelle population à partir du groupe Parent global.....63
Figure.IV.4 : Distribution de l'opérateur de recombinaison…….....64
Figure.IV.5 : Réseau complet IEEE-39 nœuds…….....66
Figure.IV.6 : Réseau équivalent.....67
Figure.IV.7 : Variation de la tension au nœud 18.....70
Figure.IV.8 : Variation de la tension au nœud 31.....70
Figure.IV.9 : Variation de la vitesse de la machine 10.....71
Figure.IV.10 : Variation de l'angle interne de la machine 2.....71
Figure.IV.11 : Variation de l'angle interne de la machine 10.....72

Figure.IV.12 Variation de la vitesse de la machine 8…….....72
Figure.IV.13 Variation de l'angle interne de la machine 9….....73
Figure.IV.14 Variation de la tension au nœud 16…….....73
Figure.IV.15 Variation de la tension au nœud 18…….....74
Figure.IV.16 : Variation de la tension au nœud de frontière (nœud 16)…….75
Figure.IV.17 : Variation de la tension au nœud 6……....75
Figure.IV.18 : Variation de la vitesse de la machine 2.....76
Figure.IV.19 : Variation de la vitesse de la machine 9.....76
Figure.IV.20 : Variation de l'angle interne de la machine 2……...77
Figure.IV.21 : Variation de l'angle interne de la machine 9…….....77
Figure.IV.22 Variation de la vitesse de la machine 8…….....78
Figure.IV.23 Variation de la vitesse de la machine 9…….....78
Figure.IV.24 Variation de l'angle interne de la machine 8…….....79
Figure.IV.25 Variation de la tension au nœud de frontière (nœud 16)…….....79

Liste des tableaux

Tableau.IV.1 : Paramètres de contrôles.....65
Tableau.IV.2 : Valeurs des paramètres de contrôles.....68
Tableau.IV.3 : Paramètres du générateur équivalent.....68

Tableau.A2.1 : Données des lignes du réseau.....92
Tableau.A2.2 : Données des nœuds du réseau.....93
Tableau.A2.3 : Données des générateurs.....94
Tableau.A2.4 : Données des systèmes d'excitation.....94
Tableau.A2.5 : Données des turbines et des gouverneurs…….95

INTRODUCTION GENERALE

Introduction Générale

Les systèmes électriques ont été longtemps perçus et exploités comme entités ou zones régionales ou nationales. Les interconnexions entre de telles zones étant utilisées principalement dans le but de secours en cas de défaillance dans une zone voisine. Dans le nouveau contexte du secteur électrique, cette situation a évolué car les interconnexions sont de plus en plus utilisées dans le but de maximiser l'échange d'électricité via les bourses d'électricité récemment mises en place. Ceci conduit les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) à exploiter leurs systèmes de plus en plus proche de leurs limites. D'une manière individuelle, chaque GRT est obligé de revoir sa façon de mener les études habituelles sur son propre réseau. En particulier, une modélisation plus fine de l'influence des systèmes voisins sur son propre système doit être envisagée.

Par ailleurs, ce processus d'extension de la zone synchrone qui se poursuit aujourd'hui, conduit à une augmentation considérable de la taille des systèmes dynamiques à étudier. Outre la difficulté posée par la taille, de nouveaux phénomènes structuraux apparaissent suite à cette extension comme les oscillations électromécaniques de basse fréquence qui s'observent entre des alternateurs éloignés du réseau (oscillations dites inter-zones).

Un grand nombre de méthodes de réduction des modèles dynamiques des systèmes électriques ont été développées au fil des années. Avec un ordre plus petit que le modèle complet, le modèle réduit doit être capable de reproduire certains phénomènes physiques importants qui existent sur le système complet. Le comportement qui doit être préservé suite à la réduction peut différer d'une méthode à une autre. Toutefois, les approches les plus performantes qui existent supposent la connaissance de la structure de tout le système à réduire, alors que cette information n'est pas toujours accessible. C'est le cas, par exemple, pour les études d'interconnexion de deux systèmes électriques où chaque partie doit fournir une représentation simplifiée (réduite) de son système. Lors du travail de réduction d'une zone, le détail de modélisation de l'autre zone peut être indisponible.

L'objectif de ce mémoire de magister est de développer cette nouvelle approche qui s'introduit ces dernières années avec le développement des outils de mesures tels les PMU, (Phasor Measurement Unit) (dispositif de mesure de la tension et de son déphasage, du courant et de son déphasage, et de la fréquence, en un point donné, par rapport à un signal de référence synchronisé par les satellites GPS), cette technique vise à prendre en considération la non

linéarité des systèmes électriques pour construire l'équivalent dynamique à partir des mesures réelles, et pour des réseaux externes aux paramètres inaccessibles, grâce à l'acquisition des données de mesure en temps réel effectué sur tous les points du réseau interne. L'intégration des modèles complexes des machines, régulateurs et contrôleurs peut être envisagés en fonction de la précision souhaitée. Par l'application des méthodes évolutionnaires pour l'identification des paramètres, la non linéarité des composants actifs du réseau est prise en considération pour une meilleure précision.

La rédaction de notre mémoire est articulée au tour de 4 chapitres :

Dans le premier chapitre, nous présentons une classification des différentes techniques utilisées dans la réduction des réseaux électriques, en accentuant les avantages et les inconvénients de chacune d'elles pour justifier par la suite, le choix des méthodes que nous allons appliquer.

Le deuxième chapitre sera consacré à la modélisation des réseaux multi-machine. Les phénomènes dynamiques existants dans les systèmes électriques sont donnés dans la première section. Une grande masse d'équations seront exposées dans la deuxième section de ce chapitre afin de permettre au lecteur de comprendre le modèle non linéaire complet du réseau.

Dans le troisième chapitre, le modèle du réseau complet est linéarisé et exprimé dans l'espace d'état. Un modèle d'équivalent est proposé, le problème de l'équivalence dynamique sera formulé ainsi que les méthodes d'optimisation utilisées dans ce genre d'approche.

Enfin, le quatrième chapitre présente l'approche proposée, pour une optimisation globale des paramètres à estimer du réseau équivalent. Le réseau test étudié (réseau multi-machines de New England) est également présenté. Nous avons aussi analysé la réaction du système complet et du système réduit (en modèle non-linéaire) en présence de plusieurs perturbations sévères.

CHAPITRE I

Méthodes de réduction dynamique des grands REE

I.1 Introduction

Depuis plus d'une vingtaine d'années, une attention particulière est portée sur l'étude des réseaux électriques afin d'améliorer leur dimensionnement, qualité, sécurité ainsi que leurs performances. En effet, les réseaux deviennent de plus en plus complexes avec l'apparition de nouvelles sources d'énergie de nature diverse et l'augmentation de dispositifs électroniques de puissance qui servent d'interfaces de connexion ou de dispositifs de contrôle.

Les réseaux électriques modernes sont caractérisés par leurs grandes tailles et complexité de leurs topologies, d'un nombre élevé de centrales de production, de charges et lignes de transports. L'étude de stabilité de ces grands réseaux est très difficile, pour les deux raisons suivantes :

1) Le temps requis pour le calcul est inacceptable, si chaque événement ou « contingence » à tous les points stratégiques de ces réseaux est étudié.
2) La configuration et les paramètres exacts du réseau entier ne peuvent pas être à la disposition des opérateurs locaux à tout moment car l'acquisition de données de ces grands réseaux serait extrêmement difficile et le plus souvent inaccessible.

Plusieurs études ont été menées pour simplifier la représentation des réseaux électriques, où quelques parties du réseau sont remplacées par des équivalents fictifs d'ordre réduit, ou un « réseau réduit ». De cette manière, un réseau électrique doit être divisé en deux parties:

1) « Réseau d'étude » ou « Study System » qui est d'intérêt direct, et peut inclure l'ensemble ou une partie du réseau local qui peut être représenté en détail.
2) « Réseau externe » ou « External System » qui est interconnecté au Réseau d'étude, sa configuration et ses paramètres ne peuvent être collectés par les opérateurs du réseau d'étude. Avec un réseau réduit, le réseau externe peut être modélisé par une structure beaucoup plus simple que celle du réseau réel, mais il est également nécessaire que l'équivalent simule fidèlement le même effet d'interaction du réseau externe original sur le réseau d'étude (Figure.I.1).

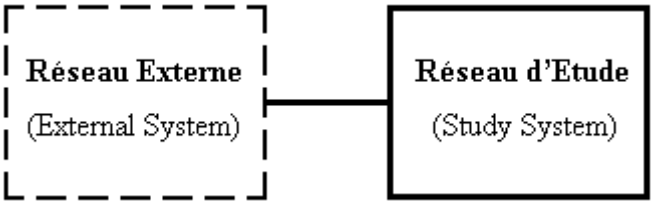


Figure I.1: Les deux parties qui forment le réseau entier.

Les techniques de réduction sont employées dans des études statiques et dynamiques. Si les techniques destinées pour les études statiques ont été très bien développées et mise en exploitation depuis très longtemps [1,2], les techniques de réduction destinées à l'analyse dynamique de la sécurité des réseaux [3] restent incomplètes.

I.2 Techniques d'équivalence dynamique

Beaucoup de techniques de détermination d'équivalence dynamique ont été développées. Les principales approches peuvent être récapitulées comme suit :

I.2.1 Approche du nœud infini

C'est l'approche la plus simple et la plus ancienne. Le réseau externe est représenté par un nœud infini de tension et de fréquence constante. La représentation n'est pas précise, puisque l'effet de l'interaction dynamique du réseau externe sur le réseau d'étude est complètement négligé.

I.2.2 Approche modale [4-6]

Les premiers travaux sur l'équivalence dynamique par l'approche modale sont apparus vers la fin des années 60 [4,5].

A partir de l'ensemble complet des équations non linéaires décrivant le réseau entier, l'ensemble des équations est linéarisé, les valeurs propres et les vecteurs propres sont analysés, la matrice d'état est diagonalisée, et les modes qui ont des effets négligeables sur le réseau d'étude sont éliminés.

En d'autres termes, le modèle réduit est obtenu par séparation des modes du système en deux groupes ; les modes dominants instables ou lents et les modes rapides avec conservation uniquement des modes dominants.

La stabilité du modèle simplifié est assurée et les états du modèle réduit sont reliés à ceux du modèle initial par une relation linéaire.

Cette méthode n'a jamais été utilisée intensivement due à la difficulté de déterminer les modes à éliminer et à la nécessité de modifier les programmes de simulation de la stabilité pour employer la forme de la matrice d'état des équations de l'équivalent.

Les inconvénients de l'application de cette méthode sont :

1) Elle exige la connaissance précise de l'état du système extérieur qui n'est pas nécessairement disponible.
2) Un calcul long des valeurs propres et des vecteurs propres pour la diagonalisation d'une matrice d'état d'un grand réseau.
3) Ne conserve pas la structure du réseau original.
4) Non approprié aux applications temps réel.

I.2.3 Approche de la cohérence [7-14]

L'objectif dans cette approche est également de réduire l'ordre du réseau externe. Les étapes importantes sont comme suit :

a) Identifier les groupes cohérents par une analyse de la stabilité transitoire étendu; toutes les composants qui oscillent à la même fréquence et avec des angles internes appartenant à un même intervalle limité sont affectés à un seul groupe.
b) Tous les générateurs de puissance de chaque groupe cohérent sont reliés à un nœud équivalent avec un rapport de transformation complexe idéal.
c) Chaque groupe est alors remplacé par un générateur équivalent avec une méthode d'agrégation dynamique, qui prend en compte les machines synchrones et leurs systèmes de régulations (systèmes d'excitation, systèmes de régulation de vitesse,…).

Les premiers travaux sur l'identification de la cohérence développée par Podmore [7] vers la fin des années 70 comportent une simulation de l'évolution temporelle d'un modèle linéaire. L'évolution des angles rotoriques des générateurs est simulée dans un domaine de temps pour une perturbation donnée survenant dans le réseau électrique. La cohérence entre les générateurs est déterminée par comparaison des réponses de leurs angles. Cependant, pour un grand réseau, le temps de simulation du domaine est considérable, et la cohérence entre les générateurs dépend de la nature de la perturbation.

Au début des années 80, une méthode de la cohérence aux faibles fréquences, basée sur la théorie de la perturbation [8,9], a été proposée par *J.H. Chow* et son équipe pour l'identification des groupes de générateurs cohérents. L'idée fondamentale de cette méthode est basée sur les échelles de temps existants dans les réseaux électriques. La dynamique des réseaux électriques peut être séparée en modes lents et rapides. Cette approche détermine la cohérence entre les générateurs en analysant les modes lents (les faibles fréquences) d'oscillations.

Ces dernières années, plusieurs auteurs proposent d'autres méthodes d'identification de la cohérence basées sur les réseaux de neurones, la logique floue, et le développement en séries de Taylor pour l'identification des groupes des générateurs cohérents [10-14].

L'avantage de ces méthodes réside dans la conservation de la structure et les caractéristiques physiques du réseau. Cependant, ces techniques ont également quelques inconvénients :

1) Elles exigent la connaissance précise de l'état du système extérieur.
2) Le nombre des groups cohérents est souvent important.
3) Les groups cohérents identifiés changent avec la nature de la perturbation.
4) Un calcul lourd est exigé pour l'analyse de la stabilité transitoire et l'agrégation dynamique.
5) En raison du temps excessif de calcul imposé, l'application en temps réel de cette méthode est encore difficile.

I.2.4 Méthode d'identification ou d'estimation [15-20]

L'approche d'identification des paramètres pour la détermination des équivalents dynamiques des réseaux externes, n'a besoin que des données du réseau d'étude ou local (Fig. I.2). Cette approche comporte généralement trois étapes :

a) Le réseau externe est représenté par une structure beaucoup plus simple que l'original.
b) Une fonction d'erreur est formulée pour comparer la réaction du réseau équivalent à celle du réseau original.
c) Un algorithme est développé pour assurer l'ajustement les paramètres du réseau équivalent afin que la fonction d'erreur soit minimisée.

Les avantages de la méthode d'estimation des paramètres peuvent êtres résumés comme suite :

1) Elle n'exige aucune information de l'état du réseau externe.
2) Les réponses utilisées pour l'identification sont mesurées localement.
3) L'ordre du système externe peut être considérablement réduit.
4) Le temps de calcul peut être très rapide et son application en temps réel est faisable.

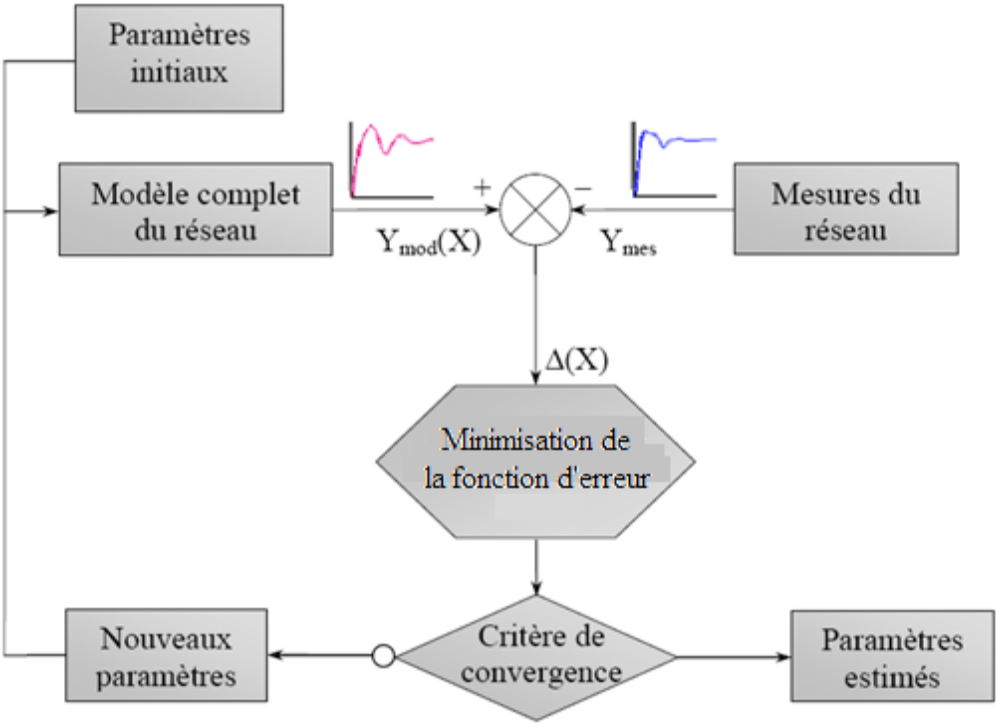


Figure I.2: Principe d'estimation des paramètres à partir des mesures de perturbation.

I.3 Aperçu sur les études d'identification [15-23]

L'application de la technique d'identification aux réseaux électrique n'est pas nouvelle. Beaucoup d'études ont été menées et plusieurs algorithmes ont été développés [22-23]. Quant à l'équivalence dynamique des réseaux électriques, *Masiello et Schweppe* [15] ont développé le premier algorithme pour identifier un équivalent du réseau externe. L'approche proposée est basée sur une modélisation simple du réseau externe, et ses paramètres inconnus sont identifiés en étudiant les fluctuations normales de faibles amplitudes du réseau entier, lesquelles sont observées à partir du réseau local. Cette étude a abordé le problème en détail, excepté le choix du modèle équivalent du réseau externe qui n'a pas été clarifié. Ils ont recommandé que le modèle choisi, doit satisfaire les hypothèses du phénomène dynamique de l'étude considérée. Avec cette

condition, l'équivalent n'est pas unique, plusieurs modèles de différents ordres peuvent satisfaire cette condition. Dans leur étude, le test de validité du modèle estimé n'a pas été présenté.

Price et son équipe [16-17] ont aussi utilisé les fluctuations normales causées par les petites perturbations pour l'identification. L'évaluation du maximum de vraisemblance « The maximum likelihood estimation » est appliquée pour l'identification des paramètres de l'équivalent du réseau externe. Le critère de convergence est basé sur la similitude des grandeurs entre la réponse du réseau original et celle du réseau équivalent. Dans cette étude, les paramètres inconnus ne peuvent pas tous être identifiées.

Ibrahim et son équipe [18] ont employé des perturbations intentionnelles pour l'identification de l'équivalent dynamique. Un modèle déterministe du réseau a été utilisé. La dynamique du réseau externe a été représentée par un ensemble linéaire stochastique d'équations différentielles, et un algorithme à résolution récursive des moindres carrés a été employé pour estimer ses paramètres. Le modèle utilisé est purement mathématique, aucun de ses paramètres ne reflète la structure du réseau original, et l'équivalent du réseau externe trouvé dépend de la nature et de l'emplacement de la perturbation.

Giri et son équipe. [19] ont appliqué l'approche de la cohérence pour l'équivalence hors ligne « off-line » et l'approche d'identification pour l'équivalence en ligne « on-line ». Pour l'approche de la cohérence, toutes les données du réseau externe sont requises, et le nombre de machines équivalentes peut être très grand.

Dans le travail de *Yu, EL-Sharkawi et Wvong* [20], tout le réseau externe a été modélisé par une seule grande machine avec de nombreux paramètres. Des perturbations intentionnelles on été appliquées et un algorithme à résolution récursive des moindres carrés a été développé pour estimer les paramètres externes de l'équivalent inconnu. Bien que l'algorithme soit efficace, l'exemple est trop simpliste, et aucun test de validité n'a été donné. D'ailleurs, beaucoup d'autres problèmes n'ont pas été abordés, par exemple : l'unicité du modèle équivalent, l'application de la technique d'évaluation pour un grand réseau, etc…

Il est important de mentionner que dans certaines des études ci-dessus [15-17], les fluctuations normales sont employées pour l'identification au lieu des perturbations intentionnelles. L'utilisation de ces fluctuations, attire la critique des techniciens pour ces deux raisons majeures :

1) Les fluctuations normales appelées petites perturbations qui se produisent dans un réseau électrique sont essentiellement liées aux variations de charges ou de la production et aux manœuvres.

   La plupart de ces fluctuations sont en grande partie des phénomènes triphasés et probablement bien représentés par les modèles donnés. Cependant, il existe aussi d'autres types de fluctuations sur le réseau qui ont un composant monophasé significatif ne pouvant pas être représentées par un modèle simple.
2) Stanton [21] avait travaillé sur le problème de l'identification du modèle dynamique du réseau électrique à partir des données de fonctionnement normal. De son expérience, il a déconseillé de tirer toutes les conclusions fermes concernant l'application pratique des résultats simulés en utilisant des données de fonctionnement normales pour l'identification. La collection et le traitement des données pour identifier des équivalents dynamiques seraient extrêmement difficiles dans des grands réseaux interconnectés. En plus, les paramètres estimés peuvent ne pas fournir la représentation précise lors de grandes perturbations.

I.4 Conclusion

Dans ce chapitre, différentes techniques de réduction des grands réseaux électriques ont été développées pour mener des analyses de stabilité et faire des simulations dynamiques rapides. Il s'agit principalement des méthodes de réduction par des équivalents dynamiques : L'analyse de la cohérence des groupes de générateurs, l'analyse modale ou encore l'approche par l'identification paramétrique.

En regard de la précision du modèle et la diminution de sa taille, les résultats obtenus avec ces différentes méthodes de réduction sont satisfaisants mais certains inconvénients sont à relever. Ainsi leur compacité est relative, la précision sur certaines zones de fréquence est faible, la généricité de ces méthodes n'est pas évidente suivant le type de réseau considéré et parfois, lors des transformations mathématiques ou de l'identification de composants, le sens physique du modèle ou de certains paramètres peut être perdu (par exemple par l'utilisation des inductances négatives pour le modèle de la machine synchrone).

CHAPITRE II

Modélisation dynamique du système électrique

II.1 Introduction

Un grand réseau électrique (appelé aussi système de puissance) se compose d'éléments (générateurs, transformateurs, lignes,…), plus ou moins nombreux selon la taille du réseau, interconnectés, formant un système complexe capable de générer, de transmettre et de distribuer l'énergie électrique à travers de vastes étendues géographiques, figure (II.1). Un modèle mathématique typique non-réduit d'un "grand" système peut contenir jusqu'à 15000, voire plus, variables d'état [24]. Ainsi, les systèmes de puissance modernes sont caractérisés par taille et complexité croissantes. Plus la dimension d'un système de puissance augmente, plus les processus dynamiques et l'analyse des phénomènes physiques sous-jacents sont complexes. Outre leur taille et leur complexité, les systèmes de puissance présentent un comportement non-linéaire et variant dans le temps. Les non-linéarités peuvent être introduites par des éléments à fonctionnement discontinu tels relais, thyristors, …, par des éléments avec hystérésis ou saturation,… . De nos jours, cette complexité structurelle affecte de plus en plus l'évolution des problèmes de stabilité et des phénomènes dynamiques dans les systèmes de puissance interconnectés.

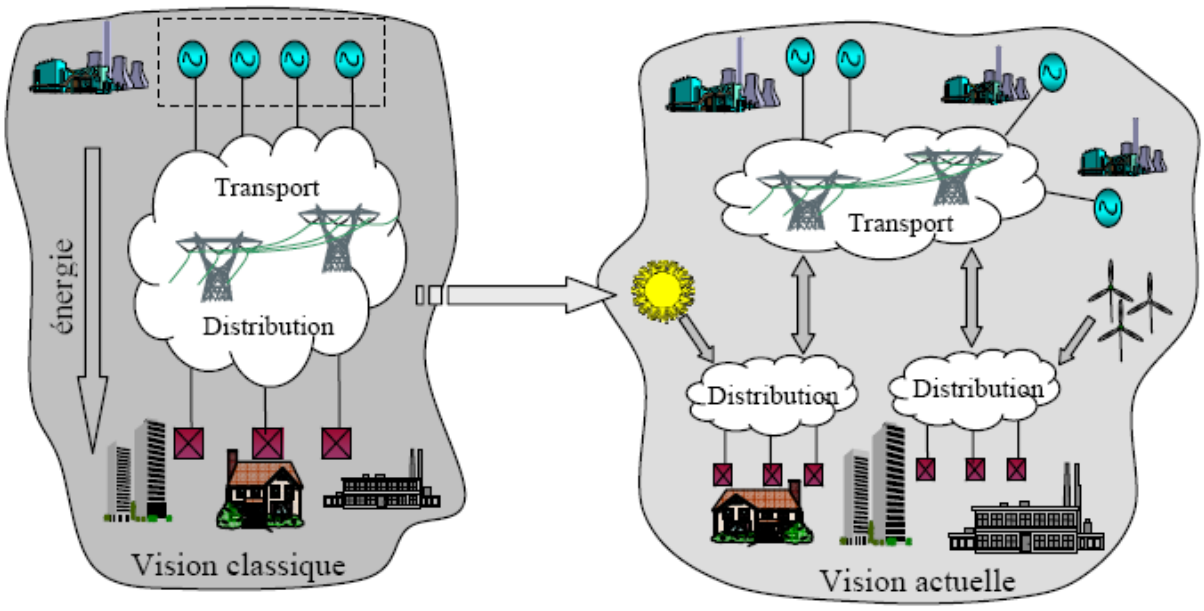


Figure II.1 Les différents niveaux d'un système de puissance.

Les grandes composantes d'un système de puissance peuvent être représentées par un schéma blocs comme le montre la figure (II.2), [25]. Cette représentation ne montre pas toutes

les interactions dynamiques entre les éléments et leurs contrôles, mais elle peut servir à une description générale pour les structures dynamiques.

L'étude de la performance dynamique d'un système de puissance est très importante pour les opérateurs du système (point de vue économique) et la société en général (point de vue de fiabilité). Une étape essentielle dans ce type d'étude est de comprendre physiquement et mathématiquement les phénomènes dynamiques d'intérêt. Ensuite, la modélisation et la simulation effectuées du système peuvent refléter son comportement critique.

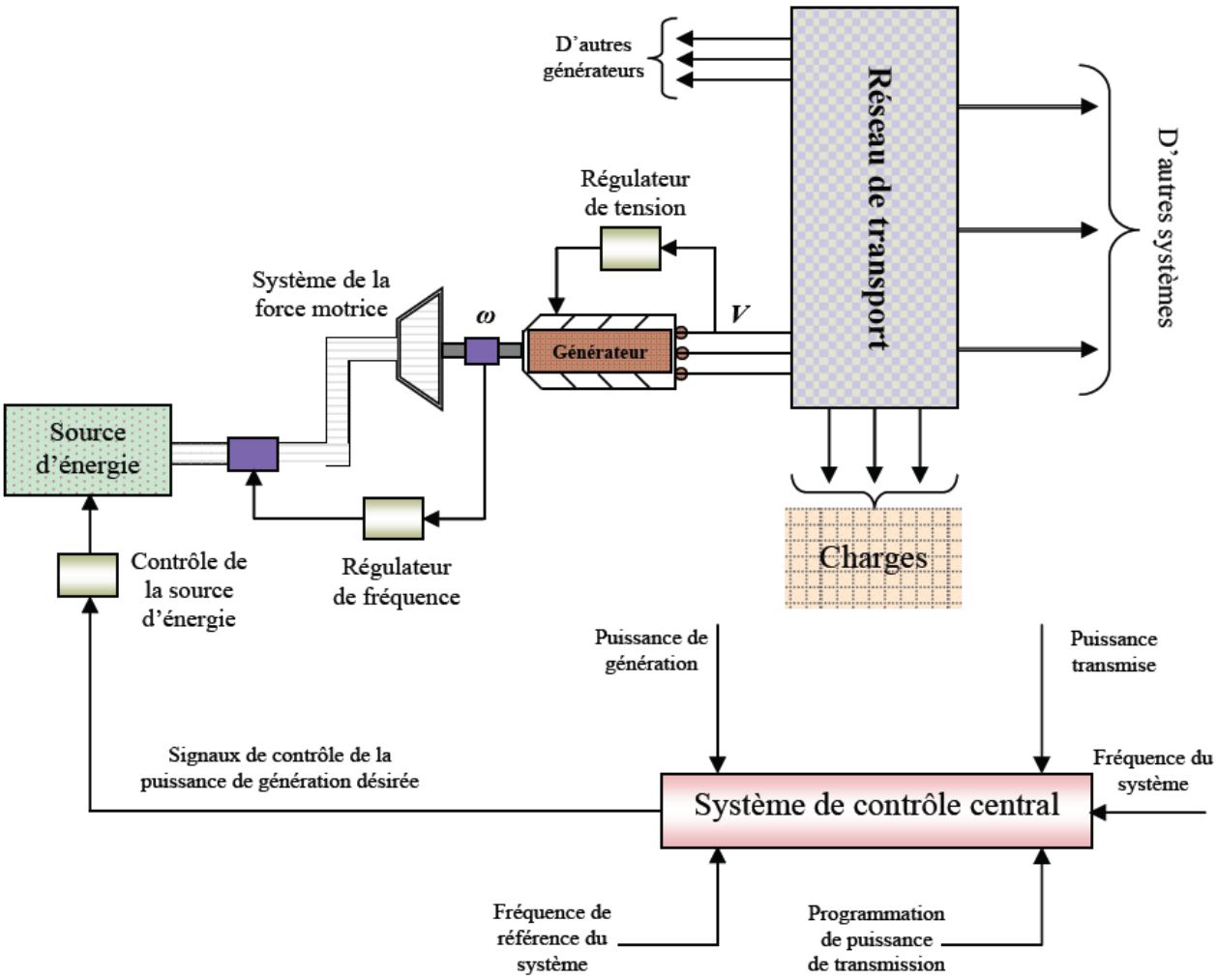


Figure II.2 Structure générale d'un système de puissance.

II.2 Les phénomènes dynamiques

Dans un système de puissance, une grande variété de phénomènes dynamiques différents est susceptible de se produire. Ces phénomènes dynamiques ont des caractéristiques et des origines physiques diverses et se produisent dans des plages de temps différentes.

Un phénomène dynamique est généralement initié par une perturbation, une action d'un contrôleur, une manœuvre de protection,... .

Selon le niveau de la perturbation d'origine, nous pouvons distinguer deux classes de phénomènes dynamiques :

- les "petites" perturbations. Il s'agit de fluctuations normales, de faible amplitude, des grandeurs électriques ou mécaniques ; (par exemple, variation continue de charge). Ces phénomènes se manifestent habituellement dans le système par de faibles oscillations transitoires souvent peu amorties.

- les "grandes" perturbations. Ce type de perturbation correspond, par exemple, à un court-circuit sur une ligne de transport, à la perte d'un générateur,... . Elles induiront par contre des oscillations importantes.

Afin de mieux comprendre les mécanismes d'instabilité des systèmes de puissance, les divers phénomènes dynamiques doivent être définis et classés. Si l'on tient compte de leurs caractères physiques ainsi que de leurs plages de réponse temporelles, les phénomènes dynamiques sont habituellement divisés en quatre groupes [26].

II.2.1 Les phénomènes de propagation

Ils se produisent dans les lignes de transport haute tension de grande longueur et correspondent à la propagation des ondes électromagnétiques provoquées par des coups de foudre ou des opérations de coupure/fermetures. La gamme de temps de la dynamique de ces phénomènes va de la microseconde à la milliseconde. Ils possèdent les dynamiques les plus rapides.

II.2.2 Les phénomènes électromagnétiques

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

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

II.2.3 Les phénomènes électromécaniques

Les phénomènes électromécaniques impliquent principalement les champs de rotors, les enroulements amortisseurs et les inerties des rotors. Ils sont principalement dus aux mouvements des masses tournantes des générateurs et des moteurs. Ils se produisent à la suite d'une perturbation, d'une opération de commande sur le système de contrôle de tension ou sur le contrôle de la turbine. La gamme de temps de ces phénomènes s'étend environ d'une seconde à plusieurs secondes. Cette échelle de temps est considérée suffisamment grande pour que les phénomènes soient influencés par la turbine et les systèmes de commande de générateur. Dans cette gamme de temps, les variations de vitesse de rotor couplées aux variations électromagnétiques produisent alors des effets électromécaniques.

II.2.4 Les phénomènes thermodynamiques

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

La figure (II.3) montre la classification des phénomènes dynamiques expliquée ci-dessus.

Une "bonne" compréhension physique et mathématique du système et des phénomènes associés permet de mieux comprendre la modélisation et la simulation du système à refléter les comportements critiques de ce dernier. Le paragraphe suivant définit le modèle mathématique utilisé et ses éléments.

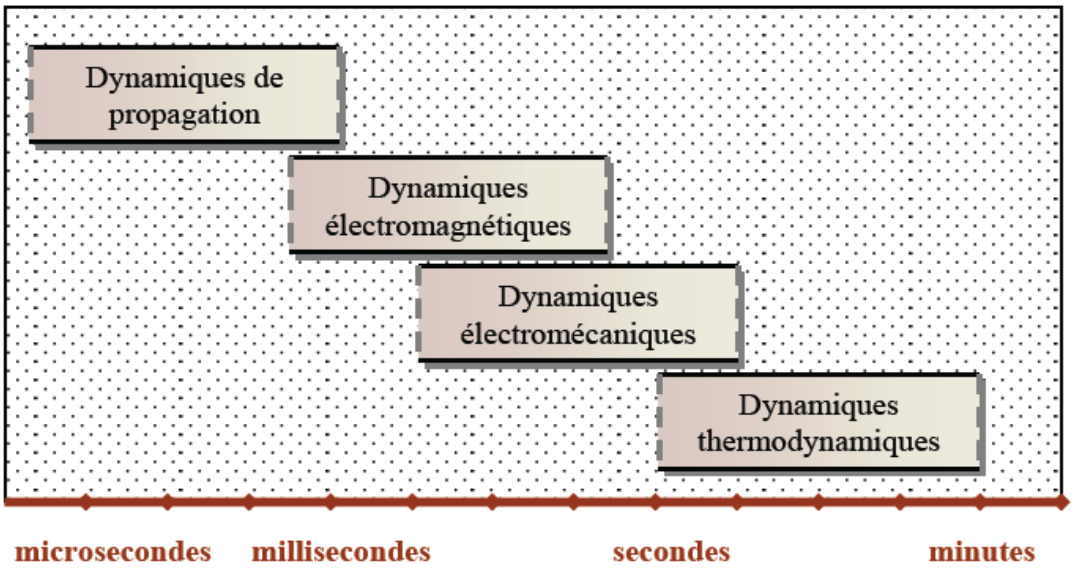


Figure II.3. Caractéristiques des phénomènes dynamiques rencontrés dans les systèmes de puissance.

II.3 Le modèle général non-linéaire

II.3.1 Introduction

La première étape, lorsqu'on veut analyser ou commander un système électrique de puissance, consiste à trouver un "bon" modèle mathématique. Généralement, un modèle, dans l'analyse des systèmes, est un ensemble d'équations ou de relations, qui décrit convenablement les interactions entre les différentes variables étudiées, dans la gamme de temps considérée et avec la précision désirée, pour un élément ou un système. Par conséquent selon le but de l'analyse, un élément ou un même système physique, peut donner lieu à des modèles différents.

Dans de nombreux cas, le choix du modèle correct est souvent la partie la plus difficile de l'étude. Le point essentiel est de trouver le "bon modèle" qui réalise un compromis entre la fidélité du comportement qualitatif et quantitatif et la simplicité de mise en œuvre à des fins d'analyse et de synthèse. Les modèles complexes ont généralement besoin d'un nombre plus important de paramètres.

Généralement, pour établir un modèle de réseau électrique pour les études dynamiques, on tient compte uniquement des équipements en activité pendant la plage temporelle du phénomène dynamique considéré. Le résultat est donc le modèle de connaissance complet du système : il se compose d'équations différentielles ordinaires non-linéaires et d'équations algébriques [27].

Les modèles présentés dans ce chapitre concernent les éléments suivants :

- les unités de production : générateurs électriques, systèmes d'excitation, turbines et systèmes de contrôle associés.
- les transformateurs et les lignes du réseau de transport.
- les charges.

II.3.2 Les éléments du modèle

II.3.2.1 Modèle du générateur

Les générateurs synchrones participent de façon extrêmement importante aux phénomènes dynamiques et à la qualité globale de l'alimentation en énergie. Il est donc nécessaire de développer des modèles pratiques et réalistes des machines synchrones. Dans ce chapitre, nous présenterons et discuterons un modèle adapté à l'analyse de la stabilité dynamique.

II.3.2.1.1 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

Dans la machine idéale, le stator est muni de trois enroulements repérés *a*, *b* et *c*, décalés de 120 degrés. Le rotor comporte un certain nombre d'enroulements, répartis sur deux axes: l'*axe-d,* (*axe direct*) qui coïncide avec celui de l'enroulement d'excitation et l'*axe-q* (*axe quadratique*) situé en quadrature avance par rapport à l'axe direct [28].

Pour supprimer la non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor, les enroulements de la machine doivent être ordonnés selon deux axes perpendiculaires, chaque machine est modélisée dans sa référence locale (*d-q*) tournant avec son rotor [29]. Pour formaliser le couplage entre les équations du système et établir les équations décrivant le comportement du système global, toutes les tensions et tous les courants doivent être représentés dans une seule référence commune à toutes les machines. Généralement, une référence tournant à la vitesse synchrone sert de référence commune. Une telle approche peut être réalisée par la transformation de Park. Le développement de cette transformation est donnée à l'annexe A.

La figure (II.4) montre schématiquement les enroulements et les sens des courants dans une machine synchrone. La figure (II.5) donne le modèle équivalent dans le repère de Park (*d-q*).

Les différents enroulements dans les deux représentations sont les suivants :

- Les trois enroulements statoriques notés *a, b* et *c*, et leurs enroulements équivalents notés d_s et q_s.

- L'axe direct comporte l'enroulement d'excitation noté *f*, et un enroulement amortisseur noté d_a.

- L'axe en quadrature comporte un enroulement amortisseur noté q_a.

Notons enfin que l'enroulement d'excitation est soumis à une tension V_f tandis que les circuits d_a, q_a sont court-circuités en permanence.

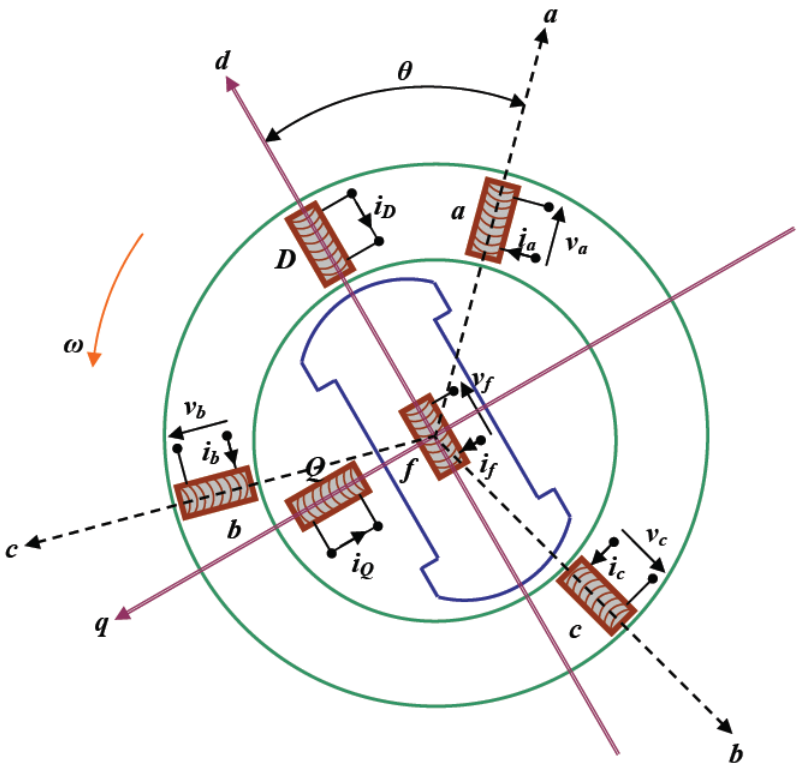


Figure II.4. Modélisation de la machine synchrone idéalisée.

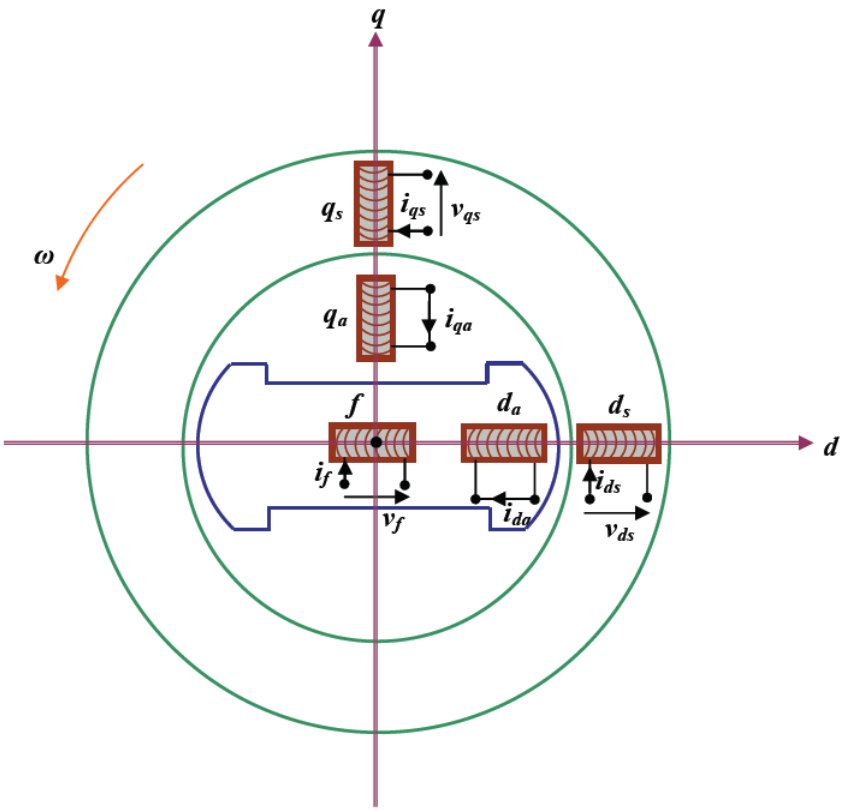


Figure II.5. Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park.

II.3.2.1.2 Les hypothèses du modèle

Le modèle du générateur et de ses contrôles se limite habituellement aux équations différentielles ordinaires couplées entre elles via les équations algébriques du réseau de transport. Chaque équation différentielle exprime la dérivée d'une variable d'état (tels l'angle de rotor, la tension d'excitation, …) en fonction d'autres variables d'état et variables algébriques. Le nombre d'équations différentielles décrivant le modèle du générateur définit l'ordre du modèle. Il existe plusieurs modèles, allant du plus simple, le modèle classique représentant seulement les caractéristiques électromécaniques du générateur, au plus complexe, à savoir le modèle du huitième ordre tenant compte de tous les circuits de rotor, de stator, d'amortissement et de champ de saturation [30]. Dans les études des oscillations électromécaniques, le modèle du générateur doit représenter deux caractéristiques fondamentales : les caractéristiques électriques des enroulements d'excitation et les caractéristiques mécaniques de l'arbre du générateur.

Les hypothèses considérées pour établir ce modèle sont basées en négligeant l'influence :

- des résistances rotoriques et statoriques.

- des enroulements amortisseurs.

- du champ de saturation.

- des phénomènes transitoires dans le stator.

- de la variation de vitesse dans les équations de tensions du stator (ainsi, $\omega r = \omega o = 1$ [p.u]), (cette supposition est faite pour compenser l'effet de l'annulation des phénomènes transitoires dans le stator).

Ce modèle néglige également l'amortissement produit par les courants de Foucault dans le corps du rotor (on suppose que la *f.é.m*. transitoire suivante l'axe *d*, à savoir E'_d, est constante). Ainsi, comme il n'y a aucun enroulement sur l'axe en quadrature pour représenter le corps du rotor, nous aurons:

$$E'_d = 0 \ , \ X'_q = X_q$$

E'_d : *f.é.m.* du générateur induite suivante l'axe *d*, en p.u.

X'_q : réactance synchrone d'axe *q*, en p.u.

X_q : réactance transitoire d'axe *q*, en p.u.

Enfin, nous supposerons que l'angle de rotor δ (position angulaire du rotor par rapport à la référence tournante au synchronisme) coïncide avec l'angle de la tension interne du générateur.

Le modèle résultant est le modèle du troisième ordre. Il est décrit par les variables d'état suivants [30]:

E'_q : *f.é.m.* du générateur induite suivante l'axe *q*, en p.u.

ω : vitesse angulaire du rotor, en p.u.

δ : angle de rotor, en rad.

Ce modèle, bien adapté à l'étude de la stabilité dynamique, est le plus simple [25].

II.3.2.1.3 Equations électriques

Considérons une $i^{ème}$ machine d'un réseau multimachines, nous allons déterminer dans ce paragraphe les équations algébriques du stator de cette machine : à savoir les équations concernant les tensions suivant les axes *d* et *q* et les puissances électriques.

Les grandeurs électriques de cette machine sont représentées sur la figure (II.6). Avant de débuter le calcul, nous pouvons faire les remarques suivantes :

- le repère (d_i, q_i) concerne la $i^{ème}$ machine seule, alors que le repère (D, Q) est commun à toutes les machines du système.

- l'angle de couple δ_i, vu entre D et q_i, représente la position du repère (d,q) de la $i$ème machine par rapport au repère commun (D,Q) : il varie constamment dans le temps et peut être positif ou négatif [31].

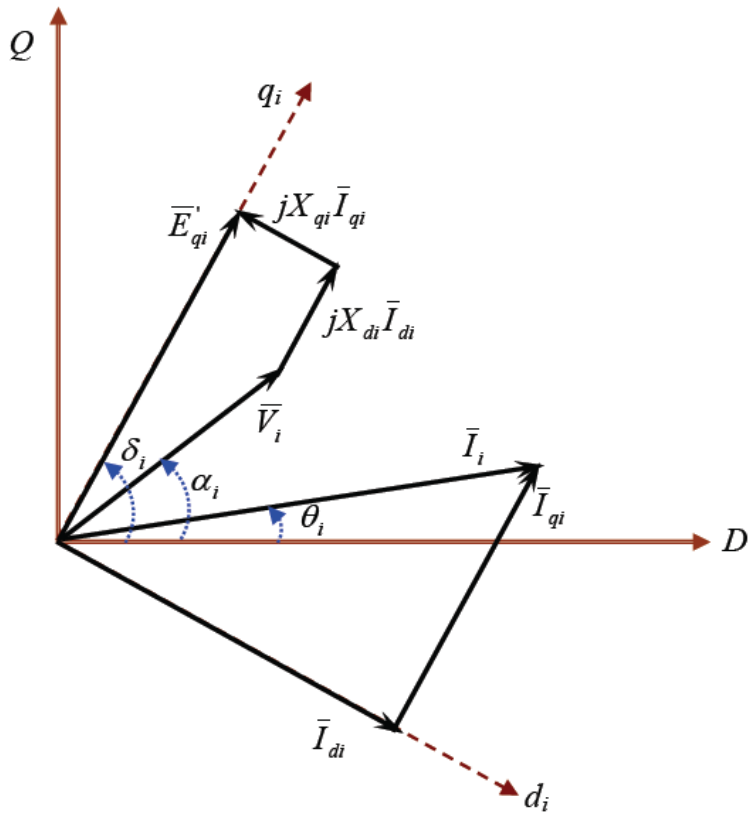


Figure II.6. Phaseurs relatifs à la i^{ème} machine d'un système multimachines.

D'après la figure (II.6), la tension terminale V_i de la $i$ème machine du système peut se déterminer par l'équation suivante :

$$\bar{V}_i = \bar{E}'_{qi} - jX'_{di}\bar{I}_{di} - jX_{qi}\bar{I}_{qi} \qquad \text{(II.1)}$$

Notons, dans le repère commun $(D\text{-}Q)$, les expressions suivantes :

$$\bar{E}'_{qi} = E'_{qi}e^{j\delta_i}$$

$$\bar{I}_{qi} = I_{qi}e^{j\delta_i}, \bar{I}_{di} = I_{di}e^{j(\delta_i - 90°)} \qquad \text{(II.2)}$$

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\alpha_i}$$

En introduisant les relations (II.2) dans la relation (II.1), nous obtenons :

$$V_i\, e^{j\alpha_i} = E'_{qi}\, e^{j\delta_i} - X_{di}I_{di}\, e^{j\delta_i} - jX_{qi}I_{qi}\, e^{j(\delta_i + 90°)} \qquad \text{(II.3)}$$

Qui devient après arrangement :

$$V_i\, e^{-j(\delta_i-\alpha_i)} = E'_{qi} - X_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi} \quad \text{(II.4)}$$

$$\Rightarrow V_i \cos(\delta_i - \alpha_i) - jV_i \sin(\delta_i - \alpha_i) = E'_{qi} - X_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi} \quad \text{(II.5)}$$

En séparant partie réelle et partie imaginaire, nous obtenons les expressions de V_d et V_q suivantes :

$$\begin{cases} V_{di} = X_{qi} I_{qi} \\ V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di} I_{di} \end{cases} \quad \text{(II.6)}$$

En considérant les relations (II.2) et la relation suivante : $\bar{I}_i = \bar{I}_{di} + \bar{I}_{qi}$, l'équation (II.1) peut être donc réécrite comme suit :

$$\bar{V}_i = E'_{qi}\, e^{j\delta_i} - jX'_{di} \bar{I}_i + jX'_{di}\, e^{j\delta_i} - jX_{qi} I_{qi}\, e^{j\delta_i} \quad \text{(II.7)}$$

Pour *n* machines d'un système multimachines, l'équation (II.7) peut s'écrire sous la forme matricielle suivante :

$$[\bar{V}] = \left[E'_q\right][\, e^{j\delta}\,] - j[X'_d][\bar{I}] + j[X'_d - X_q][I_q][\, e^{j\delta}\,] \quad \text{(II.8)}$$

Dans cette dernière équation, les termes $[\bar{V}], \left[E'_q\right], [\bar{I}]\ et\ [I_q]$ sont des vecteurs colonnes de dimension *n* et les coefficients $\left[\, e^{j\delta}\,\right], [X'_d]\ et\ [X'_d - X_q]$ sont des matrices diagonales.

Les puissances électriques (apparente, active et réactive) de la i[éme] machine sont données par :

$$\bar{S}_i = P_{ei} + jQ_{ei} = \bar{V}_i \bar{I}^*_i = (V_{di} + jV_{qi})(I_{di} - jI_{qi})$$

$$= (V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi}) + j(V_{qi} I_{qi} - V_{di} I_{di})$$

$$\begin{cases} P_{ei} = V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi} \\ Q_{ei} = V_{qi} I_{di} - V_{di} I_{qi} \end{cases} \quad \text{(II.9)}$$

Etant donné que les phénomènes transitoires dans le stator sont négligés, le couple électrique est donc égale a la puissance électrique active en per-unit. Ainsi $T_{ei} = P_{ei}$.

II.3.2.1.4 Equations mécaniques

Les propriétés mécaniques des machines synchrones se modélisent généralement à l'aide de l'équation du mouvement basée sur le théorème du moment cinétique [29]. Cette équation présente une importance fondamentale dans l'étude des oscillations électromécaniques, car ces oscillations représentent un phénomène important dans la plupart des systèmes de puissance, en particulier ceux qui contiennent des lignes de transmission longues [29]. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournent à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique T_m est de

même sens que le sens de la rotation de l'axe du générateur. Le couple électrique T_e est de sens opposé à la rotation et ce couple équilibre le couple mécanique [32], figure (II.7). Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés.

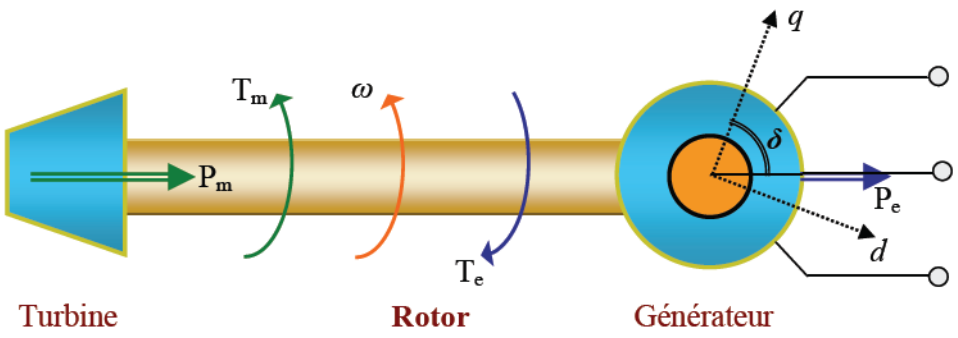


Figure II.7. Couples mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur.

Pour un système multimachines, s'il y a un déséquilibre des couples agissants sur le rotor de la $i^{ème}$ machine, cette dernière va accélérer ou ralentir selon l'équation du mouvement suivante :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i}(T_{mi} - T_{ei}) \qquad \text{(II.10)}$$

Avec H_i constante d'inertie (en secondes) représentant l'inertie totale de toutes les masses tournantes connectées à l'arbre du générateur.

Pour des oscillations à faibles fréquences, le courant induit dans les enroulements amortisseurs est négligeable. Par conséquent les enroulements amortisseurs peuvent être complètement négligés dans la modélisation du système. Si les enroulements amortisseurs sont ignorés, le couple d'amortissement produit par ces enroulements amortisseurs est donc également négligeable. Pour tenir compte de la composante du couple négligée, on introduit dans l'équation du mouvement un terme de compensation D (nommé aussi coefficient d'amortissement) en p.u, [25]. Ce coefficient représente l'amortissement naturel du système : il empêche l'accroissement des oscillations, à moins qu'une source d'amortissement négatif soit introduite (tel le régulateur de tension du système d'excitation).

L'équation du mouvement peut être donc réécrite comme suit :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i}(T_{mi} - T_{ei} - D_i(\Delta\omega_i - 1)) \qquad \text{(II.11)}$$

L'équation de l'angle de rotor de la $i^{ème}$ machine est donné par :

$$\dot{\delta}_i = \omega_0(\Delta\omega_i - 1) \quad \text{(II.12)}$$

Avec :

$\Delta\omega_i$: déviation de la vitesse angulaire du rotor de la $i$ème machine, en p.u.

ω_o : vitesse de synchronisme (vitesse de base), en rad/s.

($\omega_o = 2\pi f$, f : fréquence nominale, en Hz).

T_{mi} : couple mécanique fourni par la turbine, en p.u.

T_{ei} : couple électromagnétique associée à la puissance électrique P_{ei} produite du générateur, $T_{ei} = \frac{P_{ei}}{\omega_i}$ en p.u.

D_i : coefficient d'amortissement du générateur, en p.u.

δ : angle de rotor, en rad.

II.3.2.1.5 Régulation du générateur

Les machines synchrones du système doivent être capable de maintenir l'équilibre des puissances actives et des puissances réactives dans des conditions de fonctionnement diverses. Ainsi, des tensions sinusoïdales équilibrées sont garanties avec des amplitudes et des fréquences constantes.

Si l'équilibre des puissances actives n'est plus assuré, la fréquence de synchronisme dans le système sera changée, alors qu'un déséquilibre des puissances réactives entraînera une variation des tensions du système par rapport à leurs valeurs de référence [29].

Pour assurer une génération satisfaisante d'énergie électrique, pour un grand nombre de points de fonctionnement, le couple mécanique T_m appliqué au rotor et la tension d'excitation E_{fd} doivent être réglés systématiquement pour s'accommoder de toute variation du système.

Le système responsable de la génération du couple mécanique et ainsi de l'entraînement du rotor du générateur est appelé "système de force motrice". Le contrôle de la fréquence (ou contrôle de la puissance active) associé à ce système maintient la vitesse nominale des générateurs en assurant de ce fait une fréquence constante. Par ailleurs, le système d'excitation est responsable de la tension d'excitation fournie au générateur. Le régulateur de tension (ou régulateur de la puissance réactive) associé modifie les valeurs du système d'excitation pour enfin obtenir les tensions désirées aux bornes du générateur [30].

Nous présentons par la suite successivement les principes généraux :

- de la génération de la puissance mécanique avec la régulation de fréquence
- du système d'excitation avec la régulation de tension et leurs modèles mathématiques.

II.3.2.1.5.1 Régulateur de fréquence et modèle de la turbine

Un système de force motrice, figure (II.8), se compose de la source d'énergie primaire, de la turbine (équipé d'un servomoteur) et du régulateur de fréquence (gouverneur) [24].

La turbine transforme l'énergie potentielle de la source en énergie de rotation de l'arbre (rotor) sur lequel est placé l'alternateur. L'alternateur convertit la puissance mécanique fournie par la turbine en puissance électrique de sortie. La vitesse de l'arbre de la turbine est mesurée précisément et comparée à la vitesse de référence. Le régulateur de fréquence (vitesse) agit ensuite sur le servomoteur pour ouvrir et fermer les vannes de contrôle et modifier par conséquent la vitesse du générateur. Ainsi, le rôle de la turbine est d'entraîner le rotor du générateur à la vitesse synchrone correspondant à la fréquence du système de puissance.

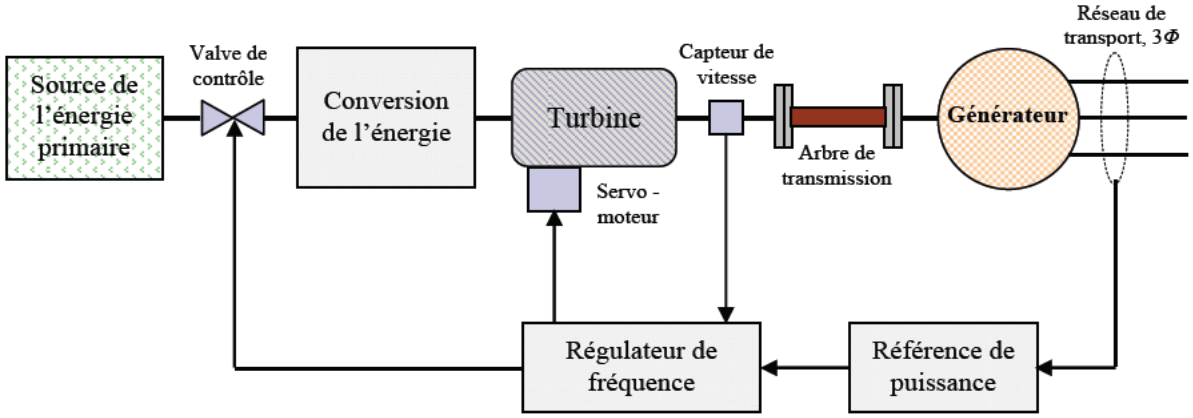


Figure II.8. Structure générale d'un système de force motrice - générateur.

Le gouverneur forme une boucle de retour qui surveille la vitesse du rotor à chaque instant. Considérons par exemple une perturbation de l'équilibre des puissances actives. Dans les toutes premières secondes, l'énergie correspondante va être prélevée sur l'énergie cinétique des masses tournantes des unités de production. Ceci va entraîner une perturbation de la vitesse de rotation de ces unités. Cet écart de vitesse doit être détecté et corrigé automatiquement par les gouverneurs. Ces gouverneurs doivent changer l'admission de fluide (vapeur, gaz ou eau) dans les turbines de manière à ramener les vitesses et donc la fréquence du réseau, autour de leurs valeurs nominales.

Dans l'analyse de la stabilité transitoire ou dynamique, la réponse temporelle du système de la force motrice à une perturbation est considérée comme plus lente que la plage d'étude de la stabilité concernée (typiquement entre 10 et 20 secondes). Ainsi, le modèle du système de la force motrice peut être extrêmement simplifié. Pour une analyse de stabilité

transitoire d'une durée de quelques secondes, le modèle du système de la force motrice peut être supprimé en considérant que le couple mécanique de la turbine reste constant [24]. Sa faible influence sur le comportement des oscillations électromécaniques associées à la stabilité aux petites perturbations peut aussi être négligée. Ainsi, il n'est pas utilisé lors de l'établissement du modèle linéaire d'un système de puissance associé à ce type de stabilité.

Dans quelques cas, le modèle peut être employé pour calculer les fréquences naturelles de torsion du système de rotor. Il peut être également employé dans la simulation dynamique du système de puissance pour obtenir des informations sur les couples de rotor se produisant lors d'un défaut [26].

Le modèle de l'ensemble turbine à vapeur/gouverneur utilisé en simulation dynamique du modèle non-linéaire est représenté par la figure (II.9), [33].

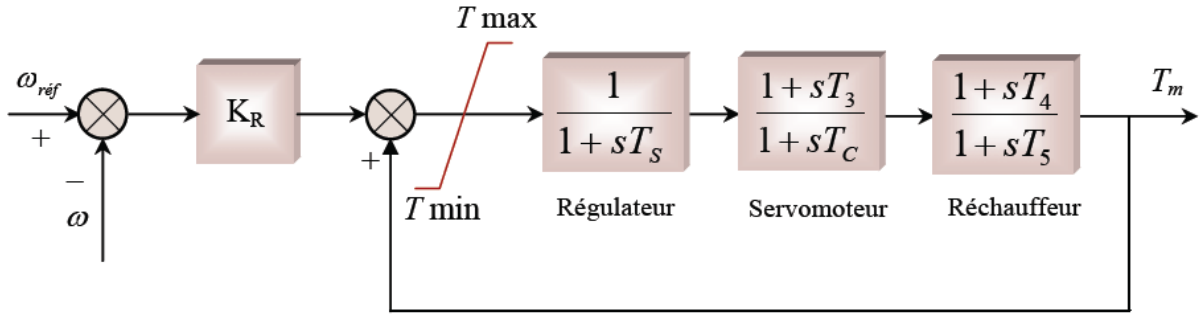


Figure II.9. Modèle de la turbine et du gouverneur.

II.3.2.1.5.2 Régulateur de tension et modèle du 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 [34].

Actuellement, des systèmes d'excitation variés sont employés. Trois principaux types peuvent être identifiés [35]:

a)- Les systèmes d'excitation à courant continu -CC- :

Ils utilisent une génératrice à courant continu avec collecteur comme source de puissance du système d'excitation.

b)- Les systèmes d'excitation à courant alternatif -CA- :

Ils utilisent un alternateur et des redresseurs statiques ou tournants pour produire le courant continu nécessaire dans l'enroulement d'excitation de la machine synchrone.

c)- Les systèmes d'excitation statiques (systèmes ST) :

Dans ce cas, le courant d'excitation est fourni par un redresseur commandé. Sa puissance est fournie soit directement par le générateur à travers un transformateur donnant le niveau approprié de tension, soit par des enroulements auxiliaires montés dans le générateur.

Les systèmes d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (Automatic Voltage Regulator : AVR), figure (II.10). Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie ou absorbée selon les besoins des charges. En outre ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système de puissance. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et "ramener" la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation.

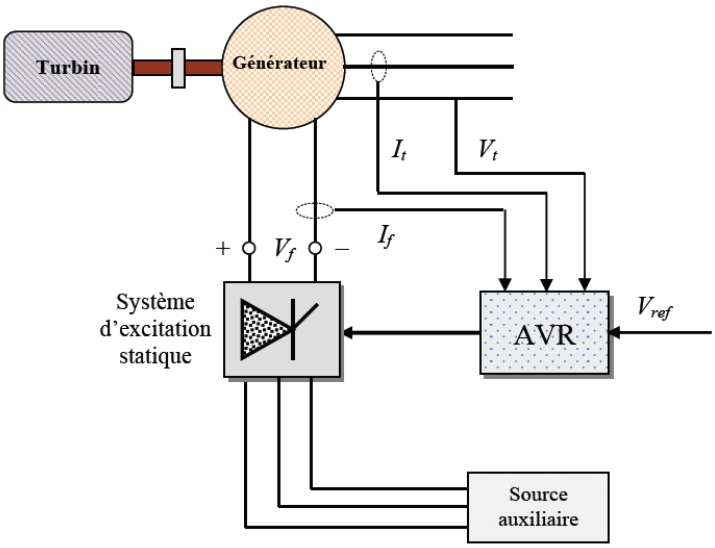


Figure II.10. Structure générale d'un système d'excitation statique avec son AVR.

Le groupe *IEEE task force* présente périodiquement des recommandations pour la modélisation des éléments d'un système de puissance dont les systèmes d'excitation. Plusieurs modèles sont suggérés pour chaque type de système d'excitation [35]. Les systèmes d'excitation statiques étant les plus installés actuellement, nous avons donc choisi dans notre étude d'utiliser le modèle du système IEEE-ST1A, modèle le plus utilisé dans la littérature. Ce type de système d'excitation se caractérise par sa rapidité et sa sensibilité [36]:

- sa constante de temps T_a est faible, normalement de l'ordre de quelques millisecondes

- son gain K_a est élevé, généralement entre 200 et 400 per-unit.

La figure suivante montre le modèle du système d'excitation et de son régulateur de tension utilisé dans notre étude.

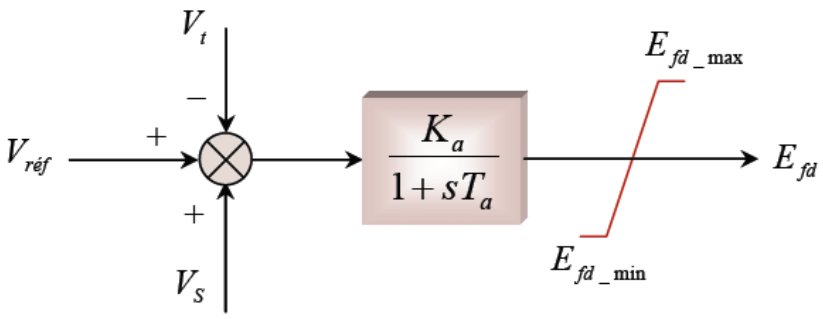


Figure II.11. Modèle simplifié du système d'excitation IEEE-type ST1A.

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 demandée E_{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_{fd_max}, E_{fd_min}) sont fixées par un système de limitation.

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

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_a}(K_a(V_{ref} - V_t + V_s) - E_{fd}) \quad \text{(II.13)}$$

La relation entre la tension d'excitation E_{fd} et la tension interne du générateur E'_q est donnée comme suit :

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}}(E_{fd} - (X_d - X'_d)I_d - E'_q) \quad \text{(II.14)}$$

II.3.2.2 Réseau de transport

Le réseau de transport relie toutes les centrales électriques dans un système de puissance et distribue la puissance aux différents consommateurs. Les éléments principaux du réseau sont les lignes aériennes à haute tension, les câbles souterrains, les transformateurs et les jeux de barres. Des éléments auxiliaires peuvent être trouvés : des condensateurs en série, des réactances shunts et des systèmes de compensation, des systèmes de protection….

II.3.2.2.1 Modèle de transformateurs

Le transformateur permet d'élever l'amplitude de la tension alternative disponible à la sortie de l'unité de production pour l'amener aux niveaux requis pour le transport. A l'autre extrémité de la chaîne, côté consommateurs, les transformateurs sont utilisés pour abaisser la tension et la ramener aux valeurs utilisées dans les réseaux de distribution -BT-.

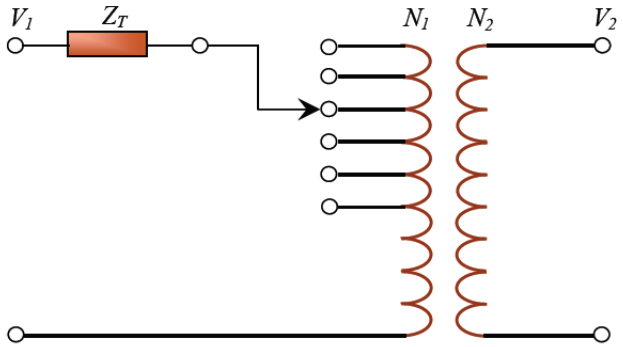


Figure II.12. Modèle simplifié de transformateur.

Si N_1 est le nombre de spires côté haute tension et N_2 est le nombre de spires côté basse tension, le rapport de transformation M est défini par :

$$M = \frac{N_1}{N_2} \qquad \text{(II.15)}$$

La relation entre la tension du côté primaire V_1 et la tension du côté secondaire V_2 à vide est :

$$V_2 = \frac{V_1}{M} \qquad \text{(II.16)}$$

La figure (II.13) représente le schéma équivalent en π du transformateur sans circuit magnétique [33]. Dans notre étude, les régleurs en charge ne sont pas modélisés : ainsi le rapport de transformation reste fixe pendant les simulations dynamiques. Toutefois, nous en tenons compte lors du calcul d'écoulement de puissance, de manière à ce que les tensions restent dans leurs limites autorisées et que la convergence de l'algorithme de l'écoulement de puissance reste assurée [37].

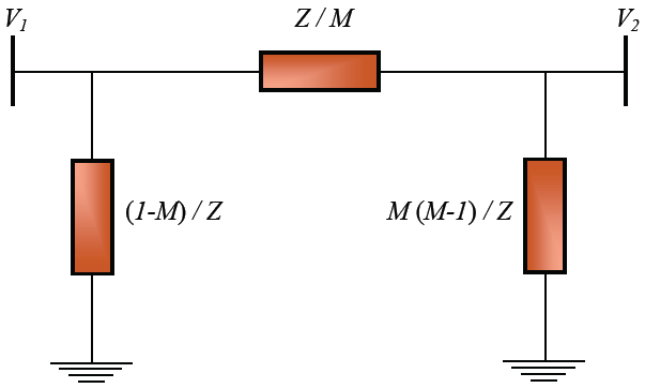


Figure II.13. Modèle en π du transformateur.

II.3.2.2.2 Modèle des lignes de transport

Les réseaux de transport assurent la liaison entre les centres de production et les zones de consommation. Ils permettent aussi d'échanger de la puissance à travers les lignes d'interconnexion, entre pays ou grandes zones relevant de gestionnaires de réseaux différents [38].

Les modèles des lignes de transport utilisés dans l'analyse dynamique des réseaux électriques sont habituellement classés en trois groupes, en fonction des longueurs des lignes, (longues, moyennes, courtes) [25]. Compte tenu des longueurs et de la fréquence de fonctionnement, typiquement 50-60 Hz, une ligne de transmission se caractérise par un modèle à constantes localisées (les phénomènes de propagation sont négligés car $L << \lambda / 2\pi$, où λ est la longueur d'onde associée à la fréquence *f*). La structure la plus employée pour ce modèle est le schéma équivalent en π, figure (II.14). Il se caractérise par trois paramètres principaux [27]:

- Une résistance série *R*.
- Une réactance constituée d'une inductance de série *L* due au couplage par champ magnétique entre les conducteurs.
- Une capacité de shunt *C* due au couplage par champ électrique entre les conducteurs.

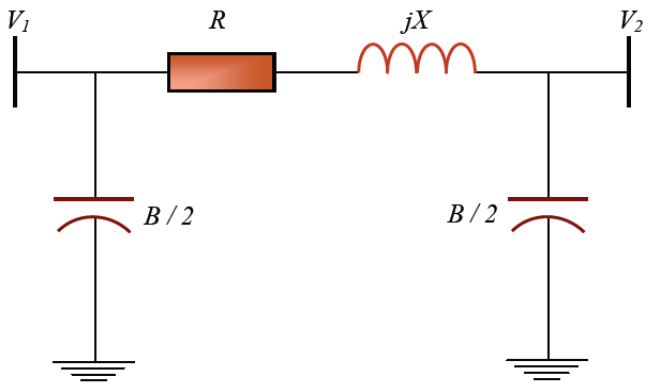


Figure II.14. Modèle en π d'une ligne de transmission.

II.3.2.3 Modèle des charges

La charge représente :

- soit une charge matérielle réelle
- soit l'impédance d'entrée équivalente d'un système de puissance, non explicitement représenté dans le modèle du système.

En conséquence, lorsque les systèmes de puissance sont analysés, seuls les réseaux et les sous-réseaux de transport sont modélisés, tandis que les réseaux de distribution ne le sont habituellement pas : ils sont simplement remplacés par des charges équivalentes. Pour l'analyse de la stabilité, chaque charge représente habituellement une partie relativement importante du système comportant typiquement des réseaux de distribution de basse et moyenne tension, de faibles sources d'énergie fonctionnant au niveau de la distribution, les régulateurs de tension de distribution, … . Elle inclut également les différentes charges réelles tels les moteurs, les éclairages et les appareils électriques [26].

Les caractéristiques des charges ont une influence importante sur la stabilité et la dynamique du système. En raison de la complexité et la variation continuelle des charges et de la difficulté d'obtenir des données précises sur leurs caractéristiques, une modélisation précise des charges est très difficile. Ainsi, des simplifications sont indispensables selon le but de l'étude demandée. Pour les études de stabilité dans lesquelles la gamme de temps considérée est de l'ordre de 10 secondes après la perturbation, les modèles de charges les plus utilisés sont généralement des modèles statiques. Le caractère statique est lié à la description de la charge par des équations purement algébriques [39].

Soit un nœud de tension V_L, auquel une charge consommant une puissance $P_L + jQ_L$ est reliée. Cette charge peut être représentée par des admittances statiques $G_L = P_L / V^2_L$ et $B_L = Q_L / V^2_L$ comme le montre la figure (II.15), [34].

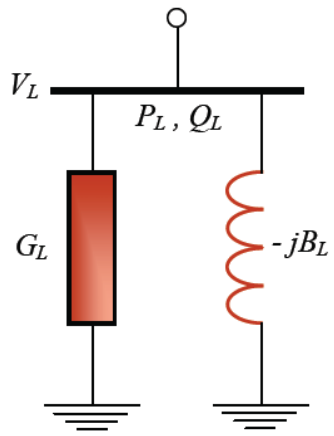


Figure II.15. Modélisation d'une charge par son admittance équivalente.

L'admittance équivalente de charge est calculée après avoir déterminé les données nécessaires de l'étude de l'écoulement de puissance :

$$\bar{Y}_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j\frac{Q_L}{V_L^2} \quad \text{(II.17)}$$

II.3.2.4 Mise en équations du réseau de transport

L'établissement du modèle généralisé du réseau de transport et des charges implique de déterminer les équations algébriques représentant les interconnexions entre les circuits des générateurs et l'ensemble des transformateurs, des lignes de transmission et des charges du système. Le problème est ainsi de déterminer et de mettre en équations le fonctionnement du macro-modèle du réseau de transport. Le réseau électrique peut être décrit sous la forme matricielle suivante :

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}][\bar{V}] \quad \text{(II.18)}$$

Où :

$[\bar{I}]$: Le vecteur des courants injectés aux nœuds du réseau.

$[\bar{V}]$: Le vecteur des tensions aux nœuds du réseau.

$[\bar{Y}]$: La matrice d'admittance du réseau de transport.

Les simplifications du réseau de transport permettent d'utiliser les modèles d'éléments du réseau précédent à savoir :

- les transformateurs, représentés par un schéma équivalent en π.
- les lignes de transmission, représentés également par un schéma équivalent en π.

Ces différents schémas en π sont assemblés conformément à la topologie du réseau. A cet ensemble, nous ajoutons les admittances shunt représentant les charges ainsi que les réactances provenant des machines [28].

Commençons par la "construction" de la matrice admittance $[\bar{Y}]$. Cette matrice se compose de termes diagonaux $[\bar{Y}]_{ii}$ et des termes non-diagonaux $[\bar{Y}]_{ij}$, (Custem, 2002, I) :

- les termes $[\bar{Y}]_{ii}$, (self admittance), représentent la somme de toutes les admittances connectées aux nœuds *i*.
- les termes $[\bar{Y}]_{ij}$, (l'admittance mutuelle), représentent la somme de toutes les admittances joignant les nœuds *i* et *j*, au signe près.

Partant de l'idée que tous les nœuds du réseau sauf les nœuds internes des générateurs n'ont pas d'injection de courant, le principe de la méthode de Kron peut ainsi être appliqué pour la réduction du réseau [40].

Sachant que la somme de tous les courants dans chaque nœud de charge vaut zéro, les nœuds des charges dans l'équation (II.18) peuvent donc être éliminés. L'équation (II.18) s'écrit alors comme suit [31]:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_n \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{nn} & .. & \bar{Y}_{nr} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \bar{Y}_{rn} & .. & \bar{Y}_{rr} \end{bmatrix} . \begin{bmatrix} \bar{V}_n \\ \vdots \\ \bar{V}_r \end{bmatrix} \tag{II.19}$$

Où : n : l'indice des nœuds de générateurs.

r : l'indice des nœuds restants.

m : l'indice de tous les nœuds du réseau.

En décomposant l'équation matricielle (II.19), nous obtenons le système d'équations suivant :

$$\begin{aligned} [\bar{I}_n] &= [\bar{Y}_{nn}] \cdot [\bar{V}_n] + [\bar{Y}_{nr}] \cdot [\bar{V}_r] \\ 0 &= [\bar{Y}_{rn}] \cdot [\bar{V}_n] + [\bar{Y}_{rr}] \cdot [\bar{V}_r] \end{aligned} \tag{II.20}$$

Ce système d'équations peut être reformulé comme suit :

$$[\bar{I}_n] = [\bar{Y}_{bus}] \cdot [\bar{V}_n] \tag{II.21}$$

$$[\bar{Y}_{bus}] = [\bar{Y}_{nn}] - [\bar{Y}_{nr}] \cdot [\bar{Y}_{nr}]^{-1} \cdot [\bar{Y}_{rn}] \tag{II.22}$$

Où : $[\bar{Y}_{bus}]$ est la matrice d'admittance réduite du réseau électrique, car la dimension de cette matrice a été ramenée de $m \times m$ à $n \times n$.

En introduisant l'équation (II.8) dans l'équation (II.21), nous obtenons :

$$[\bar{I}] = [\bar{Y}_m] \cdot \left[[E'_q][\, e^{j\delta}\,] + j[X'_d - X_q][I_q][\, e^{j\delta}\,] \right] \tag{II.23}$$

Avec : $[\bar{Y}_m] = \left[[\bar{Y}_{bus}]^{-1} + j[X'_d] \right]^{-1}$ (II.24)

Où $[\bar{Y}_m] = [Y_m][\, e^{j\beta}\,]$ représente la matrice de l'admittance totale du réseau électrique réduit.

Le courant de la $i$ème machine du réseau à n machines s'écrit dans le référentiel (D-Q) comme suit :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^{n} \left[Y_{mij}\ e^{j\beta_{ij}} \left(E'_{qj}\ e^{j\delta_j} + j\left(X'_{dj} - X_{qj}\right) I_{qj}\ e^{j\delta_j} \right) \right] \tag{II.25}$$

y compris le terme $j = i$.

Dans le référentiel $(d\text{-}q)_i$ de la $i$ème machine, cette dernière équation devient :

$$\bar{I}_{dqi} = \bar{I}_i \, e^{-j(\delta_i - 90°)} = \sum_{j=1}^{n} \left[Y_{mij} \; e^{j(\beta_{ij} + \delta_{ij})} \left(jE'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) I_{qj} \right) \right] \quad \text{(II.26)}$$

Avec $\delta_{ij} = \delta_j - \delta_i$

En décomposant l'équation (II.26), nous obtenons les expressions du courant de la $i$ème machine suivant les axes direct et en quadrature :

$$\begin{aligned} I_{di} &= Re(\bar{I}_{dqi}) = \sum_{j=1}^{n} \left[Y_{mij} \left(-S_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) C_{ij} I_{qj} \right) \right] \\ I_{qi} &= Im(\bar{I}_{dqi}) = \sum_{j=1}^{n} \left[Y_{mij} \left(C_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) S_{ij} I_{qj} \right) \right] \end{aligned} \quad \text{(II.27)}$$

Avec : $C_{ij} = \cos(\beta_{ij} + \delta_{ij})$

$$S_{ij} = sin(\beta_{ij} + \delta_{ij}) \quad \text{(II.28)}$$

L'ensemble de ces équations de courants complété par les équations de tension correspondantes (II.6) des machines, représente les équations de la partie algébrique du modèle d'état général présenté ultérieurement.

II.3.3 Les équations d'état généralisé du modèle

Comme nous l'avons présenté dans la première partie de ce chapitre, un système de puissance est un système dynamique non-linéaire, qui peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles ordinaires non-linéaires couplées du premier ordre et un ensemble d'équations algébriques, où les formes générales de ces ensembles d'équations différentielles et algébriques peuvent être exprimées comme suit :

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad ; \quad i = 1,2, \dots, n \quad \text{(II.29)}$$

$$0 = h_j(x_1, x_2, \dots, x_m) \quad ; \quad j = 1,2, \dots, m \quad \text{(II.30)}$$

Les équations différentielles correspondent aux fonctionnements dynamiques des générateurs, des systèmes d'excitation et des autres éléments du système. Les équations algébriques correspondent aux équations des réseaux de transport et des stators des générateurs. La solution de ces deux groupes d'équations détermine l'état électromécanique du système à chaque instant.

Nous rappelons ci-dessous les équations décrivant le modèle déduit du système de puissance :

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i}(T_{mi} - T_{ei} - D_i(\omega_i - 1)) \quad \text{(II.31)}$$

$$\dot{\delta}_i = \omega_0(\omega_i - 1) \quad \text{(II.32)}$$

$$\dot{E'}_{qi} = \frac{1}{T'_{d0i}}(E_{fdi} - E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di}) \quad \text{(II.33)}$$

$$\dot{E}_{fdi} = \frac{1}{T_{ai}}(K_{ai}(V_{refi} - V_{ti} + U_{si}) - E_{fdi}) \quad \text{(II.34)}$$

$$T_{ei} = E'_{qi} I_{qi} + (X_{qi} - X'_{di}) I_{di} I_{qi} \quad \text{(II.35)}$$

$$V_{di} = X_{qi} I_{qi} \quad \text{(II.36)}$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di} I_{di} \quad \text{(II.37)}$$

$$V_{ti} = \sqrt{V_{di}^2 + V_{qi}^2} \quad \text{(II.38)}$$

$$I_{di} = \sum_{j=1}^{n}[Y_{ij}(-S_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) C_{ij} I_{qj})]$$

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^{n}[Y_{ij}(C_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) S_{ij} I_{qj})] \quad \text{(II.39)}$$

La figure (II.16) représente les éléments du modèle du système de puissance avec leurs interactions.

L'approche finale de la modélisation du système de puissance implique une présentation de l'ensemble des équations de ce système sous forme d'équations d'état généralisées comme suit :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad \text{(II.40)}$$

$$y = g(x, u) \quad \text{(II.41)}$$

Une telle forme représente un système invariant dans le temps (système autonome).

Où :

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \vdots \\ \dot{x}_n \end{bmatrix},\ x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix},\ u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix},\ f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix},\ y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix},\ g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix} \quad \text{(II.42)}$$

x : vecteur d'état du système de n variables.

$\dot{x}$: vecteur dérivé du vecteur x par rapport au temps.

u : vecteur de r signaux d'entrée du système.

f : vecteur de n fonctions non-linéaires reliant les variables d'état x_i et les signaux d'entrée u_i aux dérivées des variables d'état $\dot{x}_i$.

y : vecteur de m signaux de sortie du système.

g : vecteur de m fonctions non-linéaires reliant les signaux d'entrée u_i et les variables d'état x_i aux variables de sortie y_i.

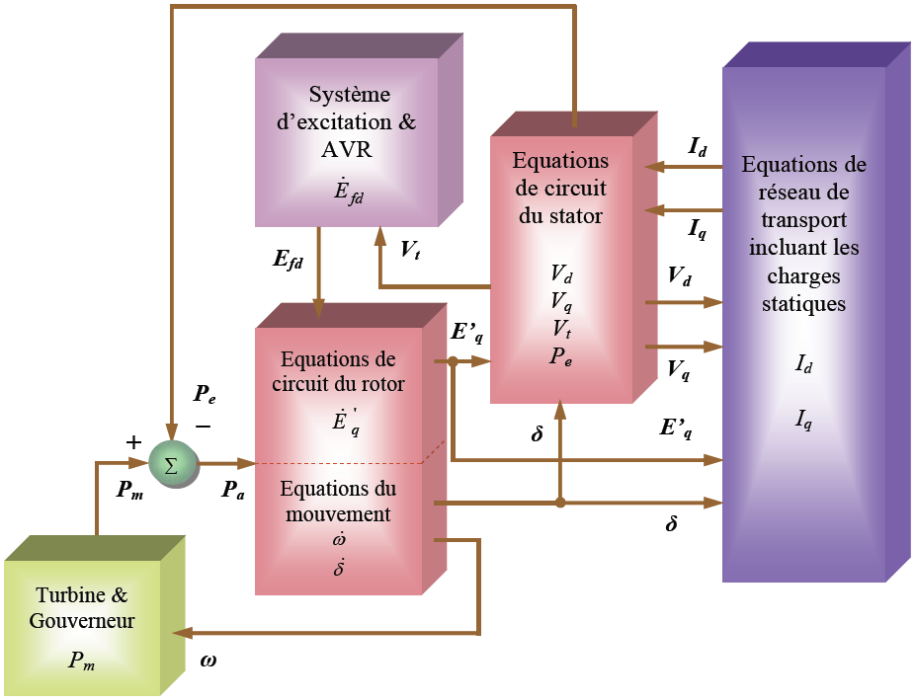


Figure II.16. Digramme de l'ensemble des blocs du système de puissance.

II.4 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation du système de puissance pour la simulation de son comportement dynamique.

- Le modèle choisi pour chaque machine synchrone du système est du troisième ordre. Les équations différentielles de la machine sont décrites par les trois variables d'état : δ, ω et E'_q.
- Le système d'excitation et la turbine et leurs régulateurs sont aussi modélisés.
- Le modèle généralisé du réseau de transport et des charges est déterminé. Dans ce modèle, les circuits des stators des machines, les transformateurs, les lignes de transport et les charges sont représentées sous forme d'équations algébriques.
- le système est représenté par un ensemble d'équations, couplées, différentielles et algébriques. Ce modèle décrit le comportement non-linéaire du système de puissance.

Les variables d'état permettent de décrire complètement l'évolution dynamique du système par *n* équations différentielles de premier ordre. L'état et la sortie du système peuvent ainsi être calculés, à tout instant, pour des conditions initiales quelconques.

CHAPITRE III

Linéarisation et modèle de l'équivalent dynamique

III.1 Introduction

La quasi-totalité des systèmes dynamiques réels possède des caractéristiques non-linéaires. Le comportement dynamique d'un système de puissance peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles et algébriques (EDA). Compte tenu que le système de puissance, évolue généralement autour d'un point de fonctionnement donné lors des petites perturbations, il est possible de linéariser ses EDAs autour de ce point.

Dans le chapitre.II, nous avons présenté les différentes équations différentielles qui décrivent les dynamiques des différentes parties des réseaux. Cependant ces équations sont non-linéaires et d'ordre élevé. Leur manipulation directe est donc très complexe, voire impossible pour un réseau de plus d'une à deux machines.

Une fois que toutes les équations d'état non-linéaires sont décrites, nous devons les linéariser pour un point de fonctionnement donné, afin d'obtenir leurs formes finales pour les études de stabilité et pour les simulations dynamiques. En même temps que la linéarisation, nous éliminons les variables et les équations algébriques qui ne font pas partie du système d'équations d'état.

Notons que cette linéarisation est représentative de l'état du réseau, que si, les dynamiques des variables du réseau sont faibles (c'est à dire que les variations de toutes les variables par rapport au temps ne doivent pas dépasser les limites des systèmes de régulation).

III.2 Conditions initiales (Point d'équilibre)

Le calcul de l'état d'équilibre du système signifie le calcul des tensions, des déphasages des angles des rotors et des courants injectés par les générateurs. La première étape est le calcul de l'écoulement de charge par une méthode numérique comme *Newton-Raphson* ou une autre.

Ensuite, calculer avec le diagramme, illustré par la figure II.6, les angles de déphasages des rotors des machines δ_i , les tensions et les courants, $V_{di}, V_{qi}, I_{di}, I_{qi}, E'_{qi}$.

Les étapes suivies pour le calcul des conditions initiales pour notre système multi-machines avec le modèle adopté sont les suivantes :

Etape 1 : A partit des résultats de l'écoulement de puissance, on calcule les courants des générateurs par :

$$\bar{I}_i = \left(\frac{\bar{S}_i}{\bar{V}_i}\right)^* \Longrightarrow I_i e^{j\theta_i} = \left(\frac{P_{gi} - jQ_{gi}}{V_i e^{-j\alpha_i}}\right) \quad \text{(III.1)}$$

Etape 2 : A partir de la figure (II.6), on a :

$$\bar{V}_i = \bar{E}'_{qi} - jX'_{di}\bar{I}_{di} - jX_{qi}\bar{I}_{qi}$$

On ajoute la valeur $\left(-jX_{qi}\bar{I}_{di}\right)$ aux deux parties de cette égalité qui devient :

$$\bar{V}_i - jX_{qi}\bar{I}_{di} = \bar{E}'_{qi} - jX'_{di}\bar{I}_{di} - jX_{qi}\bar{I}_i$$

Avec : $\bar{I}_i = \bar{I}_{di} + \bar{I}_{qi}$

Qui devient après arrangement :

$$\bar{V}_i + jX_{qi}\bar{I}_i = \bar{E}'_{qi} - jX'_{di}\bar{I}_{di} + jX_{qi}\bar{I}_{di}$$
$$\bar{V}_i + jX_{qi}\bar{I}_i = \left[E'_{qi} + \left(X_{qi} - X'_{di}\right)I_{di}\right] e^{j\delta_i}$$

Avec : $\bar{I}_{di} = I_{di} e^{j(\delta_i - 90°)}$

Donc δ_i est calculé par :

$$\delta_i = angle\left(\bar{V}_i + jX_{qi}\bar{I}_i\right) \quad \text{(III.2)}$$

Etape 3 : calcul de ω_i a partir de l'équation II.32 en fixant la dérivé égale a zéro.

$$\omega_i = \omega_r = 1 \quad \text{(III.3)}$$

Etape 4 : calcul de $I_{di}, I_{qi}, V_{di}, V_{qi}$ par :

$$I_{di} + jI_{qi} = I_i e^{j(\theta_i - \delta_i + 90)}$$

$$V_{di} + jV_{qi} = V_i e^{j(\alpha_i - \delta_i + 90)} \quad \text{(III.4)}$$

Etape 5 : calcul de E'_{qi} a partir de l'équation (II.6) :

$$E'_{qi} = V_{qi} + X'_{di}I_{di} = V_i \cos(\delta_i - \alpha_i) + X'_{di}I_{di} \quad \text{(III.5)}$$

Etape 6 : calcul de E_{fdi} a partir de l'équation II.33 en fixant la dérivé égale a zéro.

$$E_{fdi} = E'_{qi} + (X_{di} - X'_{di})I_{di} \quad \text{(III.6)}$$

Etape 7 : calcul de V_{refi} a partir de l'équation II.34 en fixant la dérivé égale a zéro.

$$V_{refi} = \frac{E_{fdi}}{K_{ai}} + V_{ti} - U_s \quad \text{(III.7)}$$

Etape 8 : calcul de T_{mi} a partir de l'équation II.31 en fixant la dérivé égale a zéro.

$$T_{mi} = T_{ei} = E'_{qi}I_{qi} + \left(X_{qi} - X'_{di}\right)I_{di}I_{qi} \quad \text{(III.8)}$$

Quand les dérivées des variables d'état *x* sont égales à zéro, (c.-à-d. $\dot{x} = 0$), le système est à l'équilibre. Ainsi, ce point d'équilibre est le point auquel toutes les variables d'état sont constantes et le fonctionnement du système autour de ce point est dit linéaire. La détermination du modèle linéaire fait l'objet du paragraphe suivant.

III.3 Modèle linéaire d'un système électrique multi-machine

Pour avoir le modèle linéaire d'état du système, le modèle non linéaire est linéarisé par rapport à un état d'équilibre choisi [31].

La linéarisation de l'ensemble des équations différentielles non-linéaires, (II.31), (II.32), (II.33) et (II.34), nous donne l'ensemble des équations suivantes :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i}(\Delta T_{mi} - \Delta T_{ei} - D_i\Delta\omega_i) \quad \text{(III.9)}$$

$$\Delta\dot{\delta}_i = \omega_0\Delta\omega_i \quad \text{(III.10)}$$

$$\Delta\dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{d0i}}(\Delta E_{fdi} - \Delta E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})\Delta I_{di}) \quad \text{(III.11)}$$

$$\Delta\dot{E}_{fdi} = \frac{1}{T_{ai}}(-K_{ai}(\Delta V_{ti} - \Delta U_{si}) - \Delta E_{fdi}) \quad \text{(III.12)}$$

Pour obtenir le modèle d'état, nous devons exprimer ces équations linéaires uniquement en fonction des variables d'état.

Les angles des rotors sont calculés par rapport à une référence qui tourne à une vitesse fixe (la vitesse de synchronisme). Les parties réelles et imaginaires des courants obtenues dans le chapitre II :

$$I_{di} = \sum_{j=1}^{n}\left[Y_{ij}\left(-S_{ij}E'_{qj} + \left(X_{qj} - X'_{dj}\right)C_{ij}I_{qj}\right)\right]$$

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^{n}\left[Y_{ij}\left(C_{ij}E'_{qj} + \left(X_{qj} - X'_{dj}\right)S_{ij}I_{qj}\right)\right]$$

Avec : $C_{ij} = \cos(\beta_{ij} + \delta_{ij})$

$S_{ij} = sin(\beta_{ij} + \delta_{ij})$

Pour les petites variations, nous pouvons écrire :

$$\Delta I_{di} = -Y_{ij}\left(C_{ij}E'_{qj} + \left(X_{qj} - X'_{dj}\right)S_{ij}I_{qj}\right)\Delta\delta_j - Y_{ij}S_{ij}E'_{qj} + Y_{ij}\left(X_{qj} - X'_{dj}\right)C_{ij}\Delta I_{qj} \quad \text{(III.13)}$$

$$\Longrightarrow [\Delta I_d] = [P_d][\Delta\delta] + [Q_d]\left[\Delta E'_q\right] + [M_d]\left[\Delta I_q\right] \quad \text{(III.14)}$$

Où :

$$P_{dij} = -Y_{ij}\left(C_{ij}E'_{qj} + \left(X_{qj} - X'_{dj}\right)S_{ij}I_{qj}\right) \qquad j \neq i \quad \text{(III.15)}$$

$$P_{dii} = -\sum_{j\neq i}P_{dij} \quad \text{(III.16)}$$

$$Q_{dij} = -Y_{ij}S_{ij} \quad \text{(III.17)}$$

$$M_{dij} = Y_{ij}\left(X_{qj} - X'_{dj}\right)C_{ij} \quad \text{(III.18)}$$

De même, en ce qui concerne le courant I_{qi}, nous obtenons :

$$\left(1 - Y_{ii}\left(X_{qj} - X^{'}{}_{dj}\right)S_{ii}\right)\Delta I_{qi} = -Y_{ij}\left(S_{ij}\,E^{'}{}_{qj} + \left(X_{qj} - X^{'}{}_{dj}\right)C_{ij}\,I_{qj}\right)\Delta\delta_j + Y_{ij}\,C_{ij}\,E^{'}{}_{qj} + Y_{ij}\left(X_{qj} - X^{'}{}_{dj}\right)S_{ij}\,\Delta I_{qj} \quad \text{(III.19)}$$

$$\Longrightarrow \left[\mathrm{L_q}\right]\left[\Delta I_q\right] = \left[P_q\right][\Delta\delta] + \left[Q_q\right]\left[\Delta E^{'}{}_q\right] \quad \text{(III.20)}$$

Où :

$$P_{qij} = -Y_{ij}\left(S_{ij}\,E^{'}{}_{qj} - \left(X_{qj} - X^{'}{}_{dj}\right)C_{ij}\,I_{qj}\right) \qquad j \neq i \quad \text{(III.21)}$$

$$P_{qii} = -\sum_{j\neq i} P_{qij} \quad \text{(III.22)}$$

$$Q_{qij} = Y_{ij}\,C_{ij} \quad \text{(III.23)}$$

$$L_{qii} = 1 - Y_{ii}\left(X_{qi} - X^{'}{}_{di}\right)S_{ij} \qquad j = i \quad \text{(III.24)}$$

$$L_{qij} = -Y_{ij}\left(X_{qj} - X^{'}{}_{dj}\right)S_{ij} \qquad j \neq i \quad \text{(III.25)}$$

Pour le calcul de tous les coefficients *P*, *Q*, *L* et *M*, les valeurs initiales de $E^{'}{}_{qj}, I_{qj}, \delta_j$ doivent être utilisées.

En remplaçant successivement les matrices $[\Delta I_d], \left[\Delta I_q\right]$, des équations (III.14) et (III.20), nous obtenons, tout calcul fait, les solutions suivantes :

$$[\Delta I_d] = [Y_d]\left[\Delta E^{'}{}_q\right] + [F_d][\Delta\delta] \quad \text{(III.26)}$$

$$\left[\Delta I_q\right] = \left[Y_q\right]\left[\Delta E^{'}{}_q\right] + \left[F_q\right][\Delta\delta] \quad \text{(III.27)}$$

Où :

$$[Y_d] = [Q_d] + [M_d]\left[Y_q\right] \quad \text{(III.28)}$$

$$[F_d] = [P_d] + [M_d]\left[F_q\right] \quad \text{(III.29)}$$

$$\left[Y_q\right] = \left[L_q\right]^{-1}\left[Q_q\right] \quad \text{(III.30)}$$

$$\left[F_q\right] = \left[L_q\right]^{-1}\left[P_q\right] \quad \text{(III.31)}$$

Le Calcul des constantes K_{1ij} ... K_{6ij} de la linéarisation est réalisé de la façon suivante :

1. En linéarisant l'équation du couple électrique de la $i^{éme}$ machine, donnée par l'équation (II.35), nous obtenons :

$$\Delta T_{ei} = \left[\left(E^{'}{}_{qi} + \left(X_{qi} - X'_{di}\right)I_{di}\right)F_{qij} + \left(\left(X_{qi} - X'_{di}\right)I_{qi}\right)F_{dij}\right]\Delta\delta_j + \left[\left(E^{'}{}_{qi} + \left(X_{qi} - X'_{di}\right)I_{di}\right)Y_{qij} + \left(\left(X_{qi} - X'_{di}\right)I_{qi}\right)Y_{dij}\right]\Delta E^{'}{}_{qj} + \left[\left(E^{'}{}_{qi} + \left(X_{qi} - X'_{di}\right)I_{di}\right)Y_{qii} + \left(\left(X_{qi} - X'_{di}\right)I_{qi}\right)Y_{dii} + I_{qi}\right]\Delta E^{'}{}_{qi} \quad \text{(III.32)}$$

$$\Longrightarrow \Delta T_{ei} = K_{1ij}\Delta\delta_j + K_{2ij}\Delta E^{'}{}_{qj} + K_{2ii}\Delta E^{'}{}_{qi} \quad \text{(III.33)}$$

Où :

$$K_{1ij} = D_t F_{dij} + Q_t F_{qij} \quad \text{(III.34)}$$

$$K_{2ij} = D_t Y_{dij} + Q_t Y_{qij} \qquad j \neq i \qquad \text{(III.35)}$$

$$K_{2ii} = D_t Y_{dii} + Q_t Y_{qii} + I_{qi} \qquad j = i \qquad \text{(III.36)}$$

$$D_t = \left(X_{qi} - X'_{di}\right) I_{qi} \qquad \text{(III.37)}$$

$$Q_t = E'_{qi} + \left(X_{qi} - X'_{di}\right) I_{di} \qquad \text{(III.38)}$$

En remplaçant ΔT_{ei} tirée de l'équation (III.33) dans l'équation (III.9), nous obtenons:

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i}\left(-K_{1ij}\Delta\delta_j - K_{2ij}\Delta E'_{qj} - K_{2ii}\Delta E'_{qi} - D_i\Delta\omega_i + \Delta T_{mi}\right) \qquad \text{(III.39)}$$

2. La tension interne linéairisée de la $i^{éme}$ machine, donnée par l'équation (III.11), peut être réécrite comme suit :

$$(1 + sT'_{doi})\Delta E'_{qi} = \Delta E_{fdi} - (X_{di} - X'_{di})\Delta I_{di} \qquad \text{(III.40)}$$

En remplaçant ΔI_{di} tirée de l'équation (III.26) dans cette dernière équation et en arrangent le résultat, nous obtenons de même:

$$(1 + sT'_{doi}K_{3ii})\Delta E'_{qi} = K_{3ii}\left(\Delta E_{fdi} - K_{4ij}\Delta\delta_j - \frac{1}{K_{3ij}}\Delta E'_{qj}\right) \qquad \text{(III.41)}$$

$$\Longrightarrow \Delta\dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{doi}}\left(-K_{4ij}\Delta\delta_j - \frac{1}{K_{3ij}}\Delta E'_{qj} - \frac{1}{K_{3ii}}\Delta E'_{qi} + \Delta E_{fdi}\right) \qquad \text{(III.42)}$$

Où :

$$K_{3ij} = \left[(X_{di} - X'_{di})Y_{dij}\right]^{-1} \qquad j \neq i \qquad \text{(III.43)}$$

$$K_{3ii} = \left[1 + (X_{di} - X'_{di})Y_{dii}\right]^{-1} \qquad j = i \qquad \text{(III.44)}$$

$$K_{4ij} = (X_{di} - X'_{di})F_{dij} \qquad \text{(III.45)}$$

3. La linéarisation de l'équation (II.38) représentant la tension terminale de la $i^{éme}$ machine et les équations (II.36), (II.37) constituant les composantes de cette tension nous donne :

$$V_{ti}\Delta V_{ti} = V_{di}\Delta V_{di} + V_{qi}\Delta V_{qi} \qquad \text{(III.46)}$$

$$\Delta V_{di} = X_{qi}\Delta I_{qi} \qquad \text{(III.47)}$$

$$\Delta V_{qi} = \Delta E'_{qi} - X'_{di}\Delta I_{di} \qquad \text{(III.48)}$$

En utilisant les équations (III.26), (III.27), pour exprimer $\Delta I_{di}, \Delta I_{qi}$, dans l'équation (III.46), nous obtenons :

$$\Delta V_{ti} = \left(V_{ti}^{-1}V_{di}X_{qi}F_{qij} - V_{ti}^{-1}V_{qi}X'_{di}F_{dij}\right)\Delta\delta_i + \left(V_{ti}^{-1}V_{di}X_{qi}Y_{qij} - V_{ti}^{-1}V_{qi}X'_{di}Y_{dij} + V_{ti}^{-1}V_{qi}\right)\Delta E'_{qi} \qquad \text{(III.49)}$$

$$\Longrightarrow \Delta V_{ti} = K_{5ij}\Delta\delta_j + K_{6ij}\Delta E'_{qj} \qquad \text{(III.50)}$$

Où :

$$K_{5ij} = D_v X_{qi} F_{qij} - Q_v X'_{di} F_{dij} \quad \text{(III.51)}$$

$$K_{6ij} = D_v X_{qi} Y_{qij} - Q_v X'_{di} Y_{dij} + Q_v \quad \text{(III.52)}$$

$$D_v = V_{ti}^{-1} V_{di} \quad \text{(III.53)}$$

$$Q_v = V_{ti}^{-1} V_{qi} \quad \text{(III.54)}$$

En remplaçant ΔV_{ti} tirée de l'équation (III.50) dans l'équation (III.12), nous obtenons :

$$\Delta \dot{E}_{fdi} = \frac{1}{T_{ai}} \left(-K_{ai} K_{5ij} \Delta \delta_j - K_{ai} K_{6ij} \Delta E'_{qj} + K_{ai} \Delta U_{si} - \Delta E_{fdi} \right) \quad \text{(III.55)}$$

III.3.1 Modèle d'état linéaire

Le développement du modèle linéaire (figure III.1) de notre système, explicité dans le paragraphe précédant, nous donne l'ensemble des équations suivantes :

$$\Delta \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} \left(-K_{1ij} \Delta \delta_j - K_{2ij} \Delta E'_{qj} - K_{2ii} \Delta E'_{qi} - D_i \Delta \omega_i + \Delta T_{mi} \right) \quad \text{(III.56)}$$

$$\Delta \dot{\delta}_i = \omega_0 \Delta \omega_i \quad \text{(III.57)}$$

$$\Delta \dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{doi}} \left(-K_{4ij} \Delta \delta_j - \frac{1}{K_{3ij}} \Delta E'_{qj} - \frac{1}{K_{3ii}} \Delta E'_{qi} + \Delta E_{fdi} \right) \quad \text{(III.58)}$$

$$\Delta \dot{E}_{fdi} = \frac{1}{T_{ai}} \left(-K_{ai} K_{5ij} \Delta \delta_j - K_{ai} K_{6ij} \Delta E'_{qj} + K_{ai} \Delta U_{si} - \Delta E_{fdi} \right) \quad \text{(III.59)}$$

Les constantes de linéarisation $K_{1ij} \ldots, K_{6ij}$ sont des matrices carrées d'ordre *n*. Les valeurs de ces constantes dépendent des paramètres des générateurs, du réseau de transport et des conditions initiales du système. Les éléments diagonaux des matrices des constantes déterminent les propriétés dynamiques des machines, tandis que les éléments non-diagonaux représentent les interactions dynamiques entre les machines [31].

Avec les équations d'état obtenues ci-dessus nous pouvons décrire le système électrique de *m* machines sous la forme suivante :

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u \quad \text{(III.60)}$$

$$\Delta y = C \Delta x \quad \text{(III.61)}$$

Où :

A= Matrice d'état du système ($4m \times 4m$).

B = Matrice de commande du système ($4m \times 2m$).

C = Matrice de sortie ($2m \times 4m$).

$$\Delta x = \left[\Delta \omega_1 \ldots \Delta \omega_m \, \Delta \delta_1 \ldots \Delta \delta_m \, \Delta E'_{q1} \ldots \Delta E'_{qm} \, \Delta E_{fd1} \ldots \Delta E_{fdm} \right]^T$$

Les variables d'état sont :

- Déviation de l'angle absolu du rotor, $\Delta\delta$ (rad. elec/second).

- Déviation de la vitesse angulaire du rotor, $\Delta\omega$ (Vitesse angulaire électrique *pu*).
- Déviation de la tension interne $\Delta E'_q$ en (*pu*).
- Déviation de la tension interne d'excitation ΔE_{fd} en (*pu*).

Les variables de commande sont les signaux supplémentaires introduits aux systèmes d'excitation des machines, et les couples mécaniques.

$\Delta u = [\Delta T_{m1} \dots \Delta T_{mm}\ \Delta U_{s1} \dots \Delta U_{sm}]^T$

Les variables de sortie sont les états mesurables du système (La vitesse angulaire, la puissance active, et la tension terminale des générateurs). D'autre mesures comme, la puissance réactive, les courants...etc, peuvent être ajoutées si c'est nécessaire.

$\Delta y = [\Delta\omega_1 \dots \Delta\omega_m\ \ \Delta Pe_1 \dots \Delta Pe_m\ \Delta V_{t1} \dots \Delta V_{tm}]^T$

Ce modèle d'état linéaire sera utilisé pour la simulation dynamique aux petites perturbations du système réduit, pour l'ajustement des variables estimées du système équivalent.

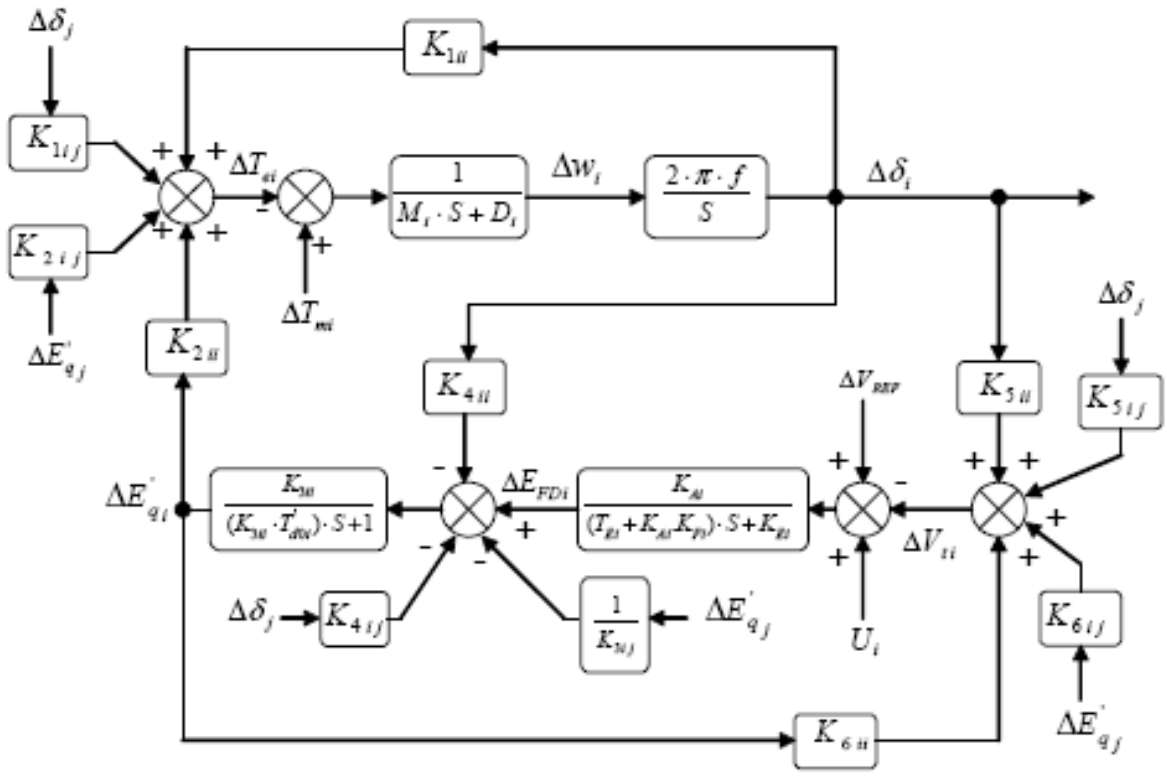


Figure III.1 Modèle de la i[ème] machine dans le système multi-machine.[47]

L'effet de l'interaction dynamique des autres machine sur la i[ème] machine due a la variation de leurs angles et tentions est exprimé explicitement. Chaque machine est affectée par les machines appartenant au réseau. L'amplitude de l'effet de la variation de $\Delta\delta_j, \Delta E'_{qj}$,

des autre machines et les gains de couplage $K_{1ij} \ldots, K_{6ij}$, dépend du fonctionnement du système a l'équilibre et de sa configuration.

III.3.2 Paramètres des machines

Le modèle de chaque machine du système comporte les paramètres suivants :

1) les inductances synchrones de la machine $X_d, X_q et\ X'_d$.
2) la constante d'inertie M.
3) le coefficient d'amortissement D.
4) constante de temps transitoire de la machine à circuit ouvert T'_{do}.
5) le gain du régulateur de tension K_a et sa constante de temps T_a.

Et les paramètres du réseau suivants :

1) L'admittance équivalente de la charge locale $\bar{Y}_L$.
2) La résistance R et la réactance X des lignes de connections.

III.4 Equivalent dynamique

Le principal objectif de cette étude est de trouver un équivalent dynamique à un système externe par une approche d'identification. L'équivalent est représenté par un modèle a paramètres inconnus. Dans la réalité, le réseau électrique est souvent siège à de multiples petites perturbations aléatoires. L'estimation des paramètres inconnu du model équivalents se fait, en comparant les mesure obtenus a partir du réseau réel, et les mêmes mesure faites sur le réseau équivalent en minimisant une certaine fonction objectif choisi en fonction de l'objectif de l'étude.

L'identification contient quatre étapes distinctes :

- Génération des signaux de test et acquisition des entrées / sorties selon la stratégie d'expérimentation.
- Choix du modèle ou estimation de sa complexité,
- Estimation des paramètres du modèle,
- Validation du modèle identifié.

III.4.1 Modèle de l'équivalent dynamique

La condition de base, imposée à un système équivalent dynamique est de reproduire fidèlement la réponse du système original suite à un défaut qui se produit dans le réseau

interne. Dans notre système équivalent, un générateur équivalent situé au nœud de frontière représente l'effet dynamique du système externe sur le système interne (Figure.III.2).
Quand il existe plusieurs nœuds de frontières qui relient le réseau externe au réseau interne, plusieurs générateurs sont utilisés pour représenter l'influence dynamique du système externe sur le système interne, avec un générateur équivalent localisé dans chaque nœud de frontière [41].

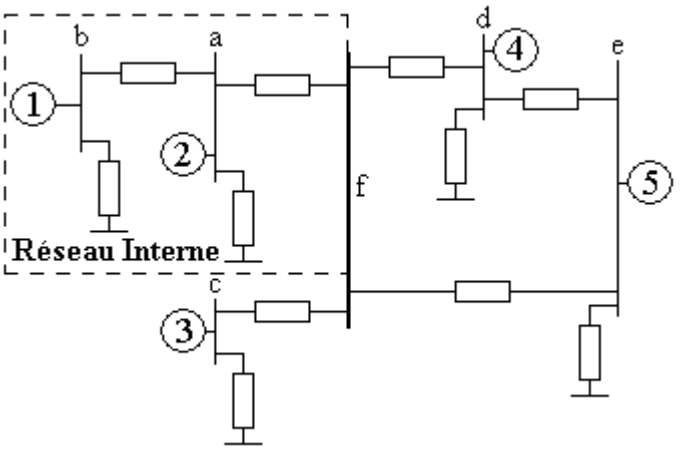


Figure.III.2.a Système Original

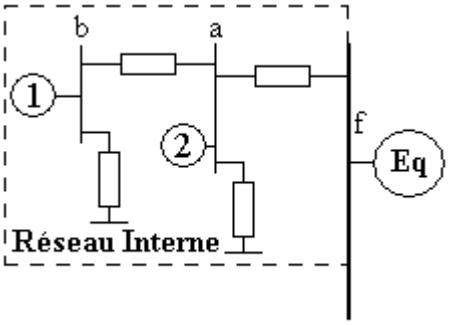


Figure.III.2.b Système Equivalent

Les modèles détaillés des générateurs n'ont pas suscité beaucoup d'attention dans l'équivalence des réseaux [31]-[42], pourtant les modèles détaillés sont importants dans l'analyse dynamique d'un réseau électrique. Afin de reproduire les caractéristiques dynamiques du système externe aussi proche que possible, le même modèle du 4ème ordre utilisé dans le chapitre II pour le réseau complet est choisi comme modèle pour le générateur équivalent dans cette étude, ce modèle peut être exprimé par les équations suivantes :

$$\dot{\omega} = \frac{1}{2H}(T_m - E'_q I_q + (X_q - X'_d) I_d I_q - D(\Delta\omega - 1)) \quad \text{(III.62)}$$

$$\dot{\delta} = \omega_0(\Delta\omega - 1) \quad \text{(III.63)}$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}}(E_{fd} - (X_d - X'_d) I_d - E'_q) \quad \text{(III.64)}$$

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_a}(K_a(V_{ref} - V_t + V_s) - E_{fd}) \quad \text{(III.65)}$$

Les paramètres a estimer sont : $X_d, X_q, X'_d, H, D, T'_{do}$, le gain du régulateur de tension K_a et sa constante de temps T_a.

Les équations décrivant le système équivalent sont exprimées dans la même forme d'état du système complet (III.60), (III.61), mais avec une structure plus simple et moins de parametres.

$$\Delta\tilde{\dot{x}}(\alpha) = \tilde{A}(\alpha)\Delta\tilde{x}(\alpha) + B\Delta u \quad \text{(III.66)}$$

$$\Delta\tilde{y}(\alpha) = \tilde{C}(\alpha)\Delta\tilde{x}(\alpha) \quad \text{(III.67)}$$

Avec $\tilde{A}(\alpha), \tilde{C}(\alpha), \Delta\tilde{x}(\alpha), \Delta\tilde{y}(\alpha)$, exprimé en fonction du vecteur de paramètres α de l'équivalent, qui est composé des paramètres qui doivent être identifier. L'ordre de ce système équivalent est très inferieur à l'ordre du système original (complet).

Maintenant, on peut définir la fonction d'erreur comme suite :

$$e(\alpha) = \Delta y - \Delta\tilde{y}(\alpha) \quad \text{(III.68)}$$

La réponse Δy est obtenue par une mesure directe quand le système complet soufre d'une petite perturbation quelconque. Quand à $\Delta\tilde{y}(\alpha)$, elle doit être calculé par la simulation du système équivalent avec la même perturbation.

III.5 Les méthodes d'optimisation

Il existe deux grandes familles de méthodes d'optimisation : les méthodes déterministes [43] et les méthodes stochastiques [44]. Une méthode d'optimisation est dite déterministe lorsque son évolution vers la solution du problème est toujours la même pour un même contexte initial donné, ne laissant aucune place au hasard. Les méthodes stochastiques s'appuient sur des mécanismes de transition probabilistes et aléatoires et donc leur évolution n'est jamais la même. Le paragraphe suivant introduit brièvement ces deux grandes classes de méthodes.

III.5.1 Méthodes déterministes (méthodes du gradient)

Le critère généralisé des moindres carrés peut être utilisé pour les systèmes déterministes. A partir de la fonction d'erreur (III.68), qui est une fonction non-linéaire du vecteur α, une fonction objectif à forme quadratique peut être choisi :

$$J(\alpha) = \frac{1}{2}\int_{t_0}^{t_f} e'(\alpha) \cdot w \cdot e(\alpha)\, dt \quad \text{(III.69)}$$

Avec « w », une matrice de pondération diagonale définie positive, où ses éléments sont choisis de telle sorte que les réponses de petite amplitude, doivent avoir des facteurs importants.

Pour garantir la convergence avec un minimum de calcul et un temps raisonnable, la plupart des techniques utilisées dans les systèmes de puissance sont basés sur la méthode du gradient. Et spécialement les méthodes de Newton ou la décente rapide.

Le développement en série de Taylor de la fonction objectif de l'erreur est utilisé dans les méthodes de Newton-Raphson et Gauss-Newton. L'ajustement se fait comme suite [31]:

$$\alpha = \alpha_0 - {J_{\alpha\alpha}}^{-1} J_\alpha \tag{III.70}$$

Avec J_α est le gradient de $J(\alpha)$, et $J_{\alpha\alpha}$ est la seconde dérivée de $J(\alpha)$.

A partir de :

$$J(\alpha) = \frac{1}{2}\int_{t_0}^{t_f} \left[\left(\Delta y - \Delta\tilde{y}(\alpha)\right)' \cdot w \cdot \left(\Delta y - \Delta\tilde{y}(\alpha)\right)\right] dt$$

On a :

$$J_\alpha = -\int_{t_0}^{t_f} \left[\Delta\tilde{y}'_\alpha \cdot w \cdot \left(\Delta y - \Delta\tilde{y}(\alpha)\right)\right] dt$$

Et :

$$J_{\alpha\alpha} = \int_{t_0}^{t_f} [\Delta\tilde{y}'_\alpha \cdot w \cdot \Delta\tilde{y}_\alpha]\, dt - \int_{t_0}^{t_f} \left[\Delta\tilde{y}'_{\alpha\alpha} \cdot w \cdot \left(\Delta y - \Delta\tilde{y}(\alpha)\right)\right] dt \tag{III.71}$$

La différence entre la méthode de Newton-Raphson et Gauss-Newton, est que cette dernière néglige le second terme de l'équation (III.71).

Le calcul de la seconde dérivé $J_{\alpha\alpha}$ et sont inverse ${J_{\alpha\alpha}}^{-1}$ consomme énormément de temps pour les systèmes d'ordre élevé, et de nombre important de paramètres à estimer. D'ailleurs, la convergence n'est pas garantie et un pas « k » ajustable doit être ajoutée :

$$\alpha = \alpha_0 - k\,{J_{\alpha\alpha}}^{-1} J_\alpha \tag{III.72}$$

Mais la valeur de « k », n'est pas toujours facile à déterminer.

La méthode de la décente rapide ajuste le paramètre α en accord avec la relation suivante :

$$\alpha = \alpha_0 - K\,J_\alpha \tag{III.73}$$

Où « K » est une matrice diagonale. Tout dépend du chois des éléments de « K », la convergence peut être lente mais dirigé, ou bien rapide mais oscillante. Comme aussi l'estimation peut diverger pour les grandes valeurs de « K ». Donc la convergence devient de plus en plus lente en approchant l'optimum, puisque la valeur de J_α décroit, et les valeurs de « K » doivent croitre avec la décroissance de J_α, avec la contrainte de prévoir toute divergence des paramètres estimées.

La méthode de la décente rapide avec un pas variable contrôlé s'exprime donc par :

$$\alpha = \alpha_0 + \delta\alpha$$

Avec :

$$\delta\alpha = -K\,J_\alpha \tag{III.74}$$

Mais pour garantir une convergence rapide sans divergence, le pas doit satisfaire la contrainte suivante :

$$g = (\delta\alpha)' \cdot G \cdot (\delta\alpha) - C^2 \tag{III.75}$$

$$g = 0 \tag{III.76}$$

Où :

« G » est une matrice de pondération diagonale définit positive, et « C » est la valeur de contrainte qui va empêcher le pas d'avoir une valeur assez grande pour faire diverger l'estimation ou assez petite pour ralentir la convergence.

En introduisant un multiplicateur de Lagrange v, la fonction objectif et les équations de contrainte peuvent être combiné dans une même équation :

$$J^*(\alpha) = J(\alpha) + v \cdot g \tag{III.77}$$

Et : $$J_\alpha{}^* = J_\alpha + v \cdot g_\alpha = 0$$

On trouve :

$$J_\alpha = -2 \cdot v \cdot G(\delta\alpha) \tag{III.78}$$

En remplacent $\delta\alpha$ de (III.74) dans (III.78) nous avons :

$$K = \frac{1}{2v} \cdot G^{-1} \tag{III.79}$$

Et : $$\delta\alpha = \left(-\frac{1}{2v}\right) \cdot G^{-1} \cdot J_\alpha$$

En résolvant l'équation (III.75), nous obtenons :

$$\frac{1}{2v} = C \cdot [J_\alpha^{'} \cdot G^{-1} \cdot J_\alpha]^{-\frac{1}{2}} \tag{III.80}$$

Remplacer la valeur de $\frac{1}{2v}$ de l'équation (III.80) dans (III.79) nous donne la solution de K :

$$K = C \cdot [J_\alpha^{'} \cdot G^{-1} \cdot J_\alpha]^{-\frac{1}{2}} \cdot G^{-1} \tag{III.81}$$

La valeur de la contrainte « C » du pas doit être choisie en accord avec le comportement de la fonction objectif durent le processus d'identification. La valeur de « C » est réduite chaque fois que la fonction objectif tend à diverger et vis-versa.

L'exploration de l'espace des solutions dans les méthodes déterministes se fait en connaissant la direction de recherche donnée par le gradient. En partant d'une solution initiale, le gradient nous conduit vers une solution améliorée. En continuant le processus, d'une façon itérative, le gradient trouve la solution optimale. Ces méthodes convergent vers l'optimum (local ou global) le plus proche du point de départ ; donc les valeurs initiales des paramètres ne doivent pas être trop éloignées de leurs valeurs réelles.

III.5.2 Méthodes stochastiques

Les méthodes stochastiques explorent l'espace des solutions grâce à des mécanismes aléatoires. Plusieurs exécutions successives conduisent à des résultats différents (dans une certaine mesure). Ces méthodes ont une grande capacité à trouver l'optimum global sans

nécessiter un point de départ ; elles demandent un nombre significatif d'évaluations (itérations) avant d'arriver à la solution du problème, le temps de calcul est donc élevé.

Il existe plusieurs méthodes stochastiques d'optimisation. Nous allons expliquer dans ce qui suit le principe des algorithmes génétiques et l'algorithme Monte Carlo. Ce choix est justifié par le faite que ces méthodes ont des algorithmes mathématiques relativement simples, sont plus faciles à implanter et ont une convergence plus rapide que les autres algorithmes stochastiques (recherche tabou, recuit simulé, min conflit, random walk, etc.) [45].

III.5.2.1 Algorithmes génétiques

Les algorithmes génétiques sont inspirés du concept de sélection naturelle élaboré par Charles Darwin. Le vocabulaire employé est directement calqué sur celui de la théorie de l'évolution et de la génétique. On parle donc d'individus (solutions potentielles), de population, de gènes (variables), de chromosomes, de parents, de descendants, de reproduction, de croisement, de mutations, etc. La figure.III.3 [46] présente l'organigramme d'un algorithme génétique standard. Il s'agit de simuler l'évolution d'une population d'individus divers (généralement tirée aléatoirement au départ) à laquelle on applique différents opérateurs (recombinaisons, mutations…) et que l'on soumet à une sélection, à chaque génération. Si la sélection s'opère à partir de la fonction d'adaptation (ou fonction objectif), alors la population tend à s'améliorer. Un tel algorithme ne nécessite aucune connaissance du problème : on peut représenter celui-ci par une boîte noire comportant des entrées (les variables) et des sorties (les fonctions objectif). L'algorithme ne fait que manipuler les entrées, lire les sorties, manipuler à nouveau les entrées de façon à améliorer les sorties, etc.

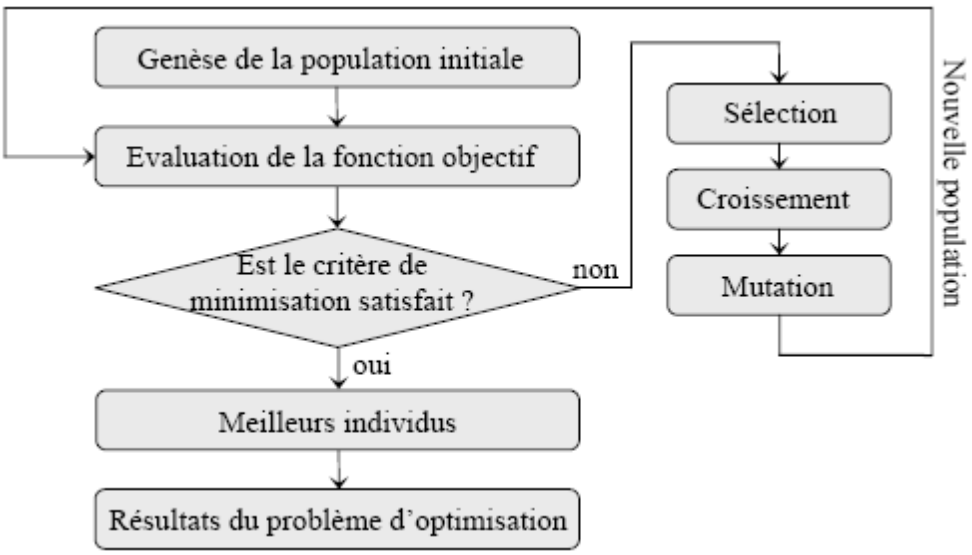


Figure.III.3 Organigramme d'un algorithme génétique.[46]

La première étape de l'algorithme est la genèse de la population, c'est-à-dire le choix des dispositifs de départ que l'on fera évoluer. On pourrait prendre des individus régulièrement répartis dans l'espace. Néanmoins, une initialisation aléatoire est plus simple à réaliser : les valeurs des gènes sont tirées au hasard selon une distribution uniforme. Notons qu'on peut, si nécessaire, introduire des individus déjà calculés. La taille de cette population résultera d'un compromis entre temps de calcul et qualité de la solution. Une population trop petite évoluera probablement vers un optimum local peu intéressant. Une population trop grande sera inutile car le temps de convergence sera excessif.

L'évaluation de chaque dispositif est réalisée par le modèle utilisé. Les résultats obtenus sont alors utilisés pour calculer la fonction objectif. Dans le cas d'un modèle physique, la majeure partie du temps de calcul sera probablement due à l'exécution de ce modèle. En effet, le reste de l'algorithme génétique est essentiellement composé de manipulation d'entiers et de bits, donc très rapide. On appelle « génération » la population à un instant « *t* » donné. Une fois réalisée l'évaluation de la génération, on opère une sélection à partir de la fonction objectif. Seuls les individus passant l'épreuve de sélection peuvent accéder à la génération intermédiaire et s'y reproduire.

Le croisement est utilisé pour échanger les caractéristiques génétiques entre les différents individus d'une génération quelconque (figure.III.4). Cet échange s'effectue en choisissant deux individus au hasard (parents), individus avec une certaine probabilité de croisement de façon à générer deux nouveaux individus (enfants). L'opérateur de croisement assure donc le brassage du matériel génétique et l'accumulation des mutations favorables ; il permet de créer de nouvelles combinaisons des paramètres des composants.

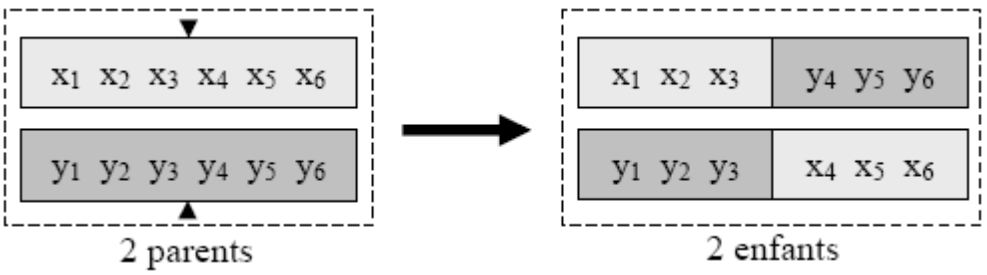


Figure.III.4 Représentation schématique du croisement.

La mutation (figure.III.5) est appliquée sur les individus d'une population de façon à obtenir d'autres individus avec de nouvelles caractéristiques génétiques. Le mécanisme de mutation est mis en œuvre en choisissant un individu de la génération courante au hasard et en modifiant un de ses paramètres aléatoirement avec une probabilité de mutation. Les mutations

jouent le rôle de bruit et empêchent l'évolution de se figer. Elles permettent d'assurer une recherche aussi bien globale que locale, selon le poids et le nombre des bits mutés.



Figure.III.5 Représentation schématique d'une mutation.

III.5.2.2 Algorithmes de Monte Carlo

Les méthodes de Monte Carlo consistent en des simulations expérimentales ou informatiques de problèmes mathématiques ou physiques, basées sur le tirage de nombres aléatoires. Les techniques de Monte Carlo sont utilisées depuis plusieurs siècles, même si ce n'est qu'après la seconde guerre mondiale qu'elles ont acquis un véritable statut de méthode. Le principe de la méthode par simulation Monte Carlo est de simuler la « vie » d'un système physique ou numérique quelconque au cours de sa période d'analyse. Le synoptique d'un algorithme général Monte Carlo est présenté sur la figure.III.6.

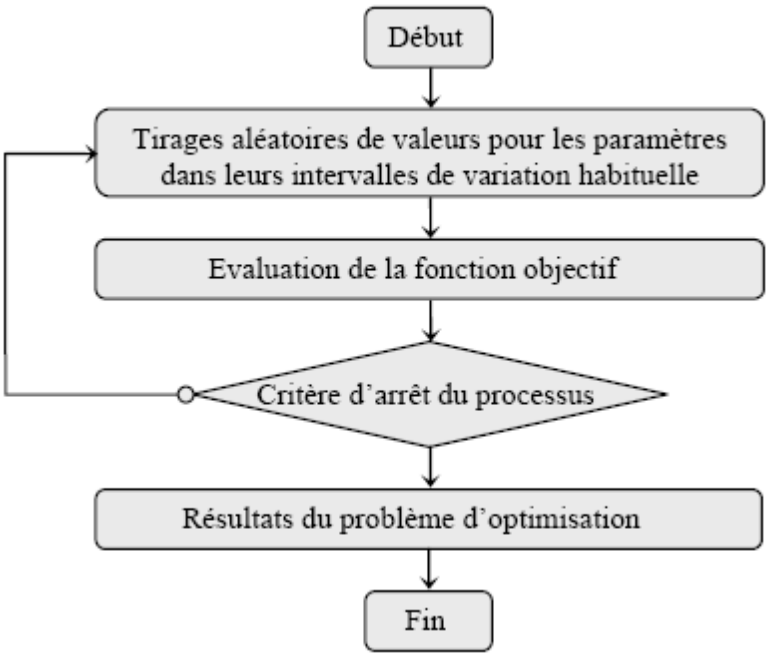


Figure.III.6 Organigramme d'un algorithme d'optimisation de type Monte Carlo.

Afin d'optimiser un processus, plusieurs échantillons sont nécessaires. Les résultats donnés par cette méthode ne sont pas les solutions numériques exactes mais des intervalles de confiance les contenant avec une probabilité donnée.

Dans le cadre de l'optimisation à paramètres multiples, les méthodes Monte Carlo sont intéressantes si le nombre de paramètres reste inférieur à trois ou quatre. Elles ont alors l'avantage de la simplicité. De plus, elles permettent d'avoir un bon aperçu de l'espace de recherche : les nuages de points que l'on peut en tirer sont souvent riches en information.

III.5.3 Optimisation multi-objectifs

Un problème général d'optimisation multi objectif est donné par les équations :

$$\begin{cases} [MIN] \quad F(X) = [f_1(X), f_2(X), \dots, f_k(X)] \\ X \in S \end{cases} \tag{III.82}$$

Où :

$f_1(X), f_2(X), \dots, f_k(X)$: « k » fonctions objectifs.

$X = [x_1, x_2, \dots x_n]$: « n » paramètres a obtimiser.

S : domaine de recherche (l'espace de solution).

Soit $F^* = [f_1^*, f_2^*, \dots, f_k^*]$ la solution idéale (utopique) du problème multi-objectif, une solution qui minimise simultanément toutes les fonctions objectif. Dans un système réel, il est pratiquement impossible de trouver une telle solution. Pour l'exemple, la figure.III.7 montre un système ayant deux fonctions f1 et f2.

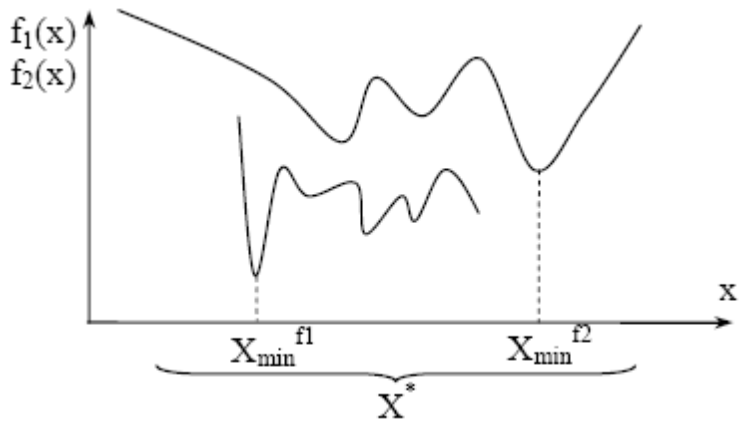


Figure.III.7 Optimisation multi – objectif.

On peut observer que la première fonction à minimiser trouve sa valeur optimale pour un autre point que la 2ème fonction. Il est donc nécessaire de trouver un compromis entre les deux fonctions, et donc de pondérer les deux objectifs proportionnellement à leur importance. Pour cette raison, le problème général d'optimisation multi-objectif (III.82) doit être mis sous une autre forme. Parmi les méthodes les plus utilisées nous citerons la suivante [48] :

$$\begin{cases} [MIN] \quad F(X) = \sum_{i=1}^{k} \lambda_i f_i(X) \\ x_{i,min} \leq x_i \leq x_{i,max} \ , \forall i \in [1,n] \\ \quad \sum_{i=1}^{k} \lambda_i = 1 \ ; \ \lambda_i > 0 \end{cases} \tag{III.83}$$

Les fonctions à minimiser doivent être pondérées avec les poids λ_i qui représentent une mesure de l'importance de chaque fonction objectif.

III.6 Conclusion

L'identification de paramètre des systèmes non-linéaires inclut les méthodes déterministes et les méthodes évolutionnaires. Les méthodes évolutionnaires offrent une meilleure simplicité d'adaptation aux problèmes et d'autres avantages par rapport aux méthodes déterministes du fait qu'elles :

1) exigent seulement le calcul de la fonction objectif, sans que cette dernière ne soit contrainte d'être continue ni dérivable.
2) s'adaptent facilement aux problèmes d'optimisation multi-objectif, et aux systèmes complexes avec un nombre d'inconnus très important.
3) ont une grande probabilité théorique à trouver l'optimum global.
4) offrent une grande simplicité d'implémentation.

Une approche basée sur les algorithmes génétiques, avec les résultats de son application sur un grand réseau test est proposée dans le chapitre suivant, pour traiter le problème d'identification des paramètres d'un équivalent dynamique du réseau externe.

CHAPITRE IV

Approche d'estimation proposée et application

IV.1 Introduction

Les équivalents dynamiques sont utiles pour la planification et le contrôle des grands réseaux électriques interconnectés. Ils permettent de simplifier le calcul de l'écoulement de puissance, l'analyse de la stabilité transitoire et le contrôle général qui concerne la protection et la sécurité des réseaux. Cependant, les méthodes classiques connues pour former les systèmes équivalents sont principalement basées sur la linéarisation du système autour d'un point de fonctionnement avec des contraintes de validité théorique [20],[31]. En conséquence, ils sont limités par leur validité dans les applications non-linéaires pratiques, en différé (offline) et dans les applications en ligne (online).

Certaines méthodes d'estimation se basent sur les informations accessibles à partir des nœuds de frontières et n'ont besoin d'aucune connaissance du réseau externe, mais l'optimisation des paramètres de leurs modèle se fait, en considérant que le signal mesuré par rapport à un seul point choisi appartenant au réseau interne [42],[54].(en générale, la tension du nœud de frontière).

Dans cette étude, on vise à développer une méthode qui s'adapte à n'importe quel modèle du réseau, linéaire ou non-linéaire :

- La linéarisation dans notre cas a été sollicitée afin d'éviter des temps de simulation exagérés en absence de logiciels spécialisés.
- L'estimation des paramètres se fait en considérant le comportement de toutes les machines existantes dans le réseau interne pour offrir un équivalent optimal du système réel.
- L'algorithme proposé s'intègre facilement avec n'importe quel logiciel de simulation.
- La continuité et la dérivabilité de la fonction objectif n'est pas exigée.
- L'expression de la fonction objectif en fonction des paramètres inconnus n'est pas nécessaire on a besoin que des signaux de sortie obtenus par n'importe quel logiciel de simulation des réseaux.
- L'intégration des modèles complexe des machines, régulateurs et contrôleurs peut être envisagée en fonction de la précision souhaitée.

IV.2 Principe général

Le principe général adopté dans cette étude, pour l'estimation des paramètres de l'équivalent dynamique est présenté dans la figure.IV.1. A l'aide d'un programme de

simulation dynamique des réseaux, nous modélisons en détail le réseau interne avec l'équivalent du réseau externe raccordé au nœud de frontière. Nous simulons la même perturbation que l'on a eue dans le système réel. A partir de la simulation, on extrait l'évolution temporelle de la même grandeur mesurée. Le pas d'échantillonnage des deux courbes (courbe mesurée et courbe simulée/modélisée) doit être le même. Les paramètres initiaux du modèle ont des valeurs idéales, que l'on attend dans le cas d'un fonctionnement normal du système équivalent.

Considérant qu'il ne nous est pas possible d'utiliser un réseau réel pour valider notre méthode, (nous avons travaillé sur un réseau test standardisé), la mesure est faite artificiellement, en utilisant la simulation dynamique du modèle non-linéaire du réseau complet.

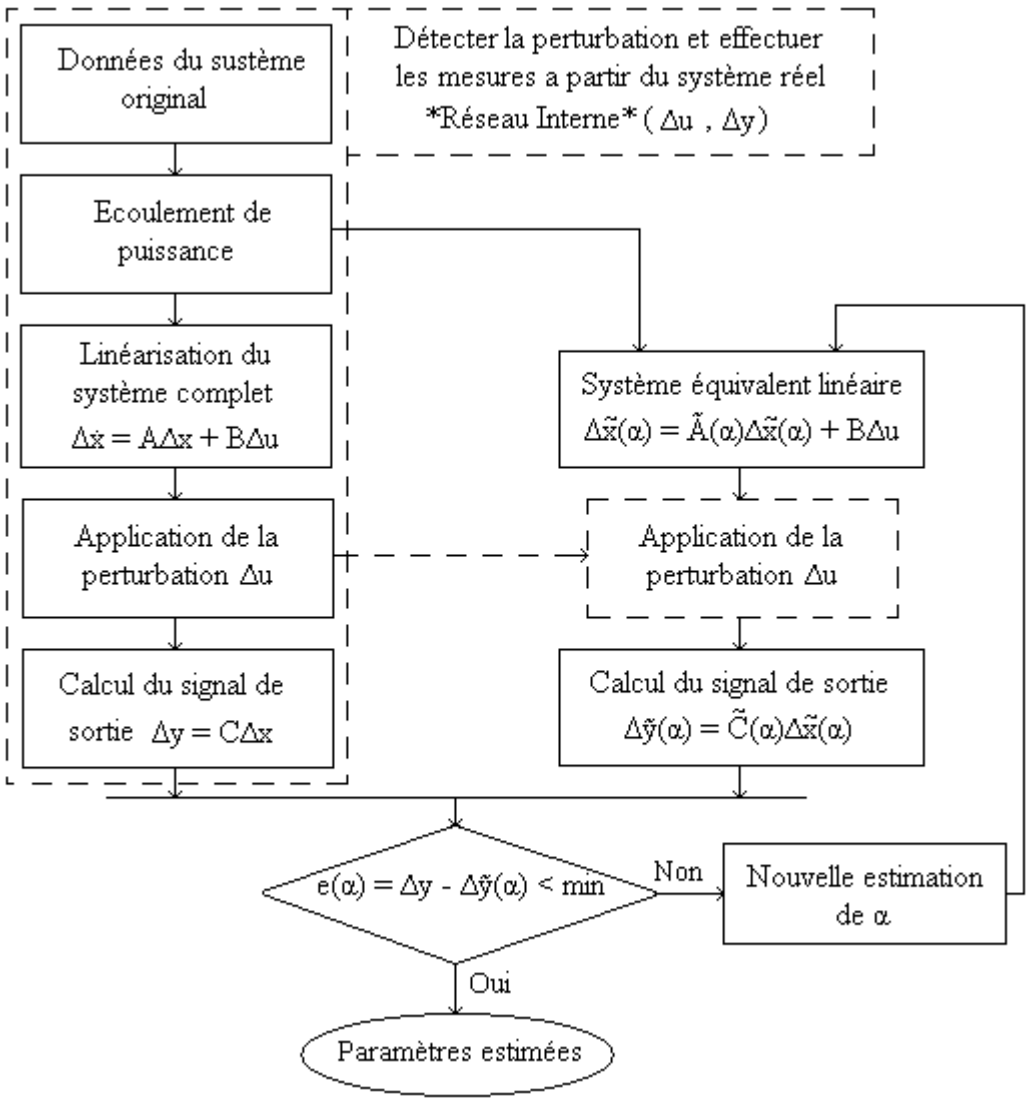


Figure.IV.1 Principe d'estimation de paramètres à partir des mesures de perturbations.

A partir de la représentation d'état obtenue par linéarisation, on extrait la valeur au moment de la linéarisation de la même grandeur mesurée. Cette valeur représente la valeur initiale de l'intégration numérique [49] qui nous permet d'obtenir la réponse dynamique du système équivalent. Nous avons utilisé Runge-Kutta comme méthode d'intégration numérique (méthode très classique et efficace) :

$$y_{n+1} = y_n + \frac{1}{6} \cdot k_1 + \frac{1}{3} \cdot k_2 + \frac{1}{3} \cdot k_3 + \frac{1}{6} \cdot k_4 \quad \text{(IV.1)}$$

Où :

$k_1 = \Delta \cdot f(x_n, y_n)$

$k_2 = \Delta \cdot f(x_n + \frac{1}{2} \cdot \Delta, y_n + \frac{1}{2} \cdot k_1)$

$k_3 = \Delta \cdot f(x_n + \frac{1}{2} \cdot \Delta, y_n + \frac{1}{2} \cdot k_2)$

$k_4 = \Delta \cdot f(x_n + \Delta, y_n + k_3)$

y_n: ordonnée du point à l'itération « i »

x_n: abscisse du point à l'itération « i »

y_{n+1}: ordonnée du point à l'itération « i+1 »

x_{n+1}: abscisse du point à l'itération « i+1 »

Δ: pas de calcul

La réponse du système équivalent est obtenue à partir d'un modèle du réseau qui contient des valeurs incertaines ou inconnues pour les paramètres qui décrivent la dynamique du réseau externe. On peut donc dire que la sortie du modèle représente des fonctions des paramètres incertains (inconnus) qu'on désire estimer. $\Delta\tilde{y}(t) = \Delta\tilde{y}(t, \alpha)$

Ayant la courbe (évolution de la même grandeur électrique mesurée) modélisée correspondante à celle mesurée, on l'échantillonne de manière à avoir la même base de temps et le même pas d'échantillonnage. Dans ce cas, les deux courbes (modélisée et mesurée) deviennent deux vecteurs de points, un vecteur de mesures connu Δy_i et un vecteur qui est fonction du paramètre à estimer$\Delta\tilde{y}_i(\alpha)$.

IV.3 Fonction objectif

L'idée est de minimiser le critère d'erreur entre la mesure et la sortie du modèle, pour toutes les machines appartenant au réseau interne. Le modèle mathématique du problème d'optimisation est donc une fonction multi-objectif qui peut être formulée comme suite :

$$\begin{cases} [min]\ e(\alpha) = \left[e_1(\alpha), e_2(\alpha), \dots, e_{3(m-nex)}(\alpha)\right] \\ \alpha > 0 \end{cases} \quad \text{(IV.2)}$$

Où :

$$e_i(\alpha) = \sum_{t=to}^{t_{fin}} (|\Delta y_i(t) - \Delta \tilde{y}_i(\alpha, t)|) \qquad i = 1,2, \dots, 3(m - nex)$$

En pondérant les mesures par un facteur de pondération λ_i, notre fonction objectif devient :

$$\begin{cases} [min]\ e(\alpha) = \sum_{i=1}^{3(m-nex)} \left[\lambda_i \sum_{t=to}^{t_{fin}} (|\Delta y_i(t) - \Delta \tilde{y}_i(\alpha, t)|)\right] \\ \alpha > 0 \end{cases} \qquad \text{(IV.3)}$$

Avec :

$\alpha = [X_d, X_q, X'_d, H, D, T'_{do}, K_a, T_a]$

$\Delta y = \left[\Delta\omega_1 \dots \Delta\omega_{m-nex}\ \ \Delta Pe_1 \dots \Delta Pe_{m-nex}\ \ \Delta V_{t1} \dots \Delta V_{t(m-nex)}\right]^T$

$\Delta \tilde{y} = \left[\Delta\tilde{\omega}_1 \dots \Delta\tilde{\omega}_{m-nex}\ \ \Delta\widetilde{Pe}_1 \dots \Delta\widetilde{Pe}_{m-nex}\ \ \Delta\tilde{V}_{t1} \dots \Delta\tilde{V}_{t(m-nex)}\right]^T$

m = nombre de machines appartenant au systéme complet.

$m - nex =$ nombre de machines appartenant au système d'étude (réseau intenre).

Ce modèle mathématique peut être résolu par n'importe quelle méthode d'optimisation déterministe ou stochastique (Chap.III). Parfois, du fait du nombre assez important des variables d'état, et des paramètres à estimer (4 variables d'état pour chaque machine raccordée au réseau et 8 paramètres à estimer par nœud de frontière dans notre cas) les méthodes déterministes d'optimisation conduisent vers des instabilités numériques, sans oublier, que la fonction objectif doit être continue et dérivable en chaque point appartenant au domaine de recherche. Par contre les méthodes stochastiques convergent toujours vers la solution sans problème d'instabilité [50].

IV.4 Approche proposée

L'écart entre l'évolution temporelle de la variable mesurée dans le réseau et la sortie du modèle équivalent du réseau correspondant à la mesure (le critère d'erreur) est minimisé par une approche stochastique basée sur les algorithmes génétiques (AGs).

Rappelons que les algorithmes évolutionnaires sont basés sur le principe du processus de l'évolution naturelle et plus particulièrement de l'évolution des espèces vivantes. Un algorithme évolutionnaire est composé de trois éléments principaux [51] :

- Une population qui est constituée de plusieurs individus représentant des solutions ou configurations possibles du problème donné.

- Un mécanisme d'évaluation qui traduit l'adaptation de chaque individu de la population dans son environnement.
- Un mécanisme d'évolution, composé de plusieurs opérateurs, qui permet d'éliminer certains individus et d'en créer de nouveaux à partir des individus sélectionnés.

IV.4.1 Codage et population initiale

Les méthodes de recherche à population, comme leur nom l'indique, travaillent sur une population de solutions et non pas sur une solution unique. Typiquement, la taille de la population est comprise entre 30 et 200 individus.

Le codage des individus est un paramètre important de la méthode. Ceux-ci sont représentés sous forme de chaînes *(chromosomes)* contenant des caractères ou gènes d'un alphabet prédéterminé. Il existe différentes façons de coder une solution. Dans notre étude, l'individu est représenté par huit parties de chromosome qui correspondent aux huit paramètres à estimer, chaque gène (paramètre) est représenté par sa valeur physique directe ; en d'autres termes, le codage adopté est réel (figure IV.2).

Les AGs nécessitent une population initiale pour commencer le processus de recherche. La méthode appliquée fait générer aléatoirement un ensemble de solutions appartenant au domaine suivant :

$$\alpha_{min} \leq \alpha \leq \alpha_{max} \tag{IV.4}$$

Avec :

$$\alpha_{min}{}^{T} = \begin{bmatrix} \frac{\sum_{i=1}^{m-nex} X_{di}}{2(m-nex)} \\ \frac{\sum_{i=1}^{m-nex} X_{qi}}{2(m-nex)} \\ \frac{\sum_{i=1}^{m-nex} X'_{di}}{2(m-nex)} \\ \frac{\sum_{i=1}^{m-nex} H_i}{2(m-nex)} \\ \frac{\sum_{i=1}^{m-nex} D_i}{2(m-nex)} \\ \frac{\sum_{i=1}^{m-nex} T'_{doi}}{2(m-nex)} \\ \frac{\sum_{i=1}^{m-nex} K_{ai}}{2(m-nex)} \\ \frac{\sum_{i=1}^{m-nex} T_{ai}}{2(m-nex)} \end{bmatrix} \quad ; \quad \alpha_{max}{}^{T} = \begin{bmatrix} \frac{2\sum_{i=1}^{m-nex} X_{di}}{(m-nex)} \\ \frac{2\sum_{i=1}^{m-nex} X_{qi}}{(m-nex)} \\ \frac{2\sum_{i=1}^{m-nex} X'_{di}}{(m-nex)} \\ \frac{2\sum_{i=1}^{m-nex} H_i}{(m-nex)} \\ \frac{2\sum_{i=1}^{m-nex} D_i}{(m-nex)} \\ \frac{2\sum_{i=1}^{m-nex} T'_{doi}}{(m-nex)} \\ \frac{2\sum_{i=1}^{m-nex} K_{ai}}{(m-nex)} \\ \frac{2\sum_{i=1}^{m-nex} T_{ai}}{(m-nex)} \end{bmatrix}$$

Le nombre d'individus dans la population initiale est choisi tel que :

$$N_{ind} > N_{mes} * (m - nex) \quad \text{(IV.5)}$$

Où :

N_{mes} = Nombre de nature des mesures considérées $(\omega, Pe, V_t) = 3$.

m = Nombre total de machines appartenant au réseau complet.

nex = Nombre de machines appartenant au réseau externe.

Une représentation d'une population initiale de N_{ind} individus (solutions) est illustrée par la figure IV.2.

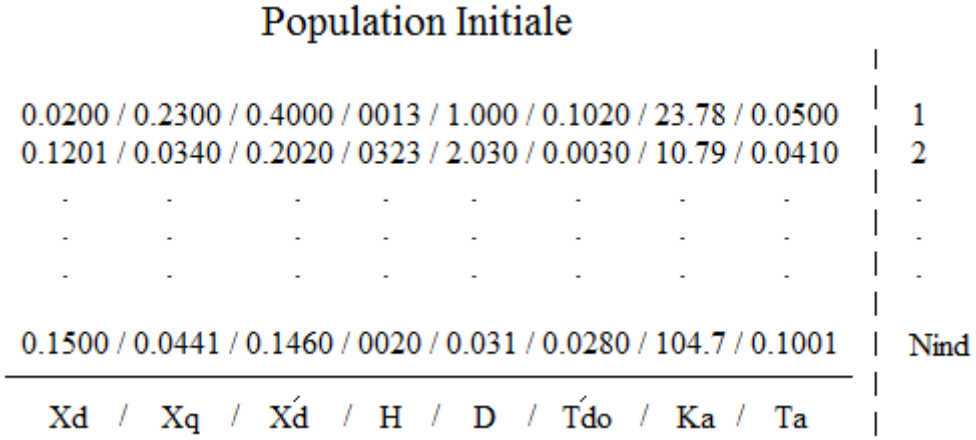


Figure.IV.2 Organisation et codage des individus d'une population.

IV.4.2 Mécanisme d'évaluation

L'évaluation se fait dans un intervalle de temps fermé $[t_o, t_{fin}]$, au moyen d'une fonction fitness ou fonction d'adaptation en appliquant a chaque fois, une nouvelle simulation dynamique du réseau équivalent pour chaque individu de la population.

En ajoutant à la fonction objectif (IV.2) un facteur de pondération, qui prend en considération, l'effet de la perduration sur l'amplitude des mesures effectuées dans chaque machine appartenant au réseau interne, la fonction fitness dans notre cas peut être formulée comme suite :

$$f_i(\alpha) = \lambda_i \sum_{t=to}^{t_{fin}} (|\Delta y_i(t) - \Delta \tilde{y}_i(\alpha, t)|) \quad \text{(IV.6)}$$

Avec :

$$\lambda_i = \frac{1}{\sum_{t=to}^{t_{fin}} (|\Delta y_i(t)|)} \qquad i = 1,2, \dots, N_{mes} * (m - nex)$$

λ_i = Facteur de pondération, qui représente l'inverse de l'intégral de chaque signal mesuré.

IV.4.3 Mécanisme d'évolution

Toutes les méta-heuristiques s'appuient sur un équilibre entre une intensification de la recherche et la diversification de celle-ci. D'un côté, l'intensification permet de rechercher des solutions de meilleure qualité en s'appuyant sur les solutions déjà trouvées et de l'autre, la diversification met en place des stratégies qui permettent d'explorer un plus grand espace de solutions et d'échapper à des minima locaux. Ne pas préserver cet équilibre conduit à une convergence trop rapide vers des minima locaux (manque de diversification) ou à une exploration trop longue (manque d'intensification).

IV.4.3.1 Sélection des parents

Parmi les individus de la population initiale. On choisit :

- Un nombre d'individu « $N_{mes} * (m - nex)$ » . Pour former un groupe de (**Parent local**) dans le quel, chaque parent « i », satisfait le minimum de la fonction fitness :

$$parent_i = \min_{j=1..N_{ind}}[f_i(Ind_j)] \quad \text{(IV.7)}$$

Avec :

$$i = 1,2, \dots, N_{mes} * (m - nex)$$

- Un nombre d'individu « N_{mes} » , Pour former un groupe de (**Parent global**) dans le quel, chaque parent « k », satisfait le minimum de la fonction fitness :

$$parent_k = \min_{j=1..N_{ind}}\left(\sum_{i=1}^{N_{mes}*(m-nex)} f_i(Ind_j)\right) \quad \text{(IV.8)}$$

Avec :

$$k = 1,2, \dots, N_{mes}$$

Le groupe de parent local, comporte la solution favorable pour chaque nature de mesure qui correspond à chaque machine appartenant au réseau interne. Tan dit que, le groupe de parent global, comporte la solution favorable pour chaque nature de mesure qui correspond a l'ensemble des machines appartenant au réseau interne.

La population appelée, « population des parents », est formé de ces deux groupes (Parent local et Parent global).

IV.4.3.2 Recombinaison intermédiaire

La recombinaison intermédiaire est utilisée essentiellement dans les stratégies d'évolution. Contrairement aux opérateurs de croisement à k points, qui échangent les informations entre les parents, la recombinaison intermédiaire crée les descendants en pondérant les composants de plusieurs parents.

On définit trois opérateurs de pondération :

$$Op_1(chr) = \frac{Pr_1(chr)+Pr_2(chr)}{2}$$
$$Op_2(chr) = max\big(Pr_1(chr), Pr_2(chr)\big) + \frac{|Pr_1(chr)-Pr_2(chr)|}{2}$$
$$Op_3(chr) = min\big(Pr_1(chr), Pr_2(chr)\big) - \frac{|Pr_1(chr)-Pr_2(chr)|}{2}$$

Où :

chr : nombre entier appartenant a [1,8], qui représente le numéros du chromosome a croiser.

Pr_1, Pr_2: deux individus appartenant au groupe « parent local » .

A partir des deux groupes « Parent local » et « Parent global », on génèrent « N_{ind} » individus qui formerons la nouvelle population (génération) avec les étapes suivantes :

1) On reproduit les même individus appartenant au groupe Parent global pour former « N_{ind} » individus composant la nouvelle population (Figure.IV.3).

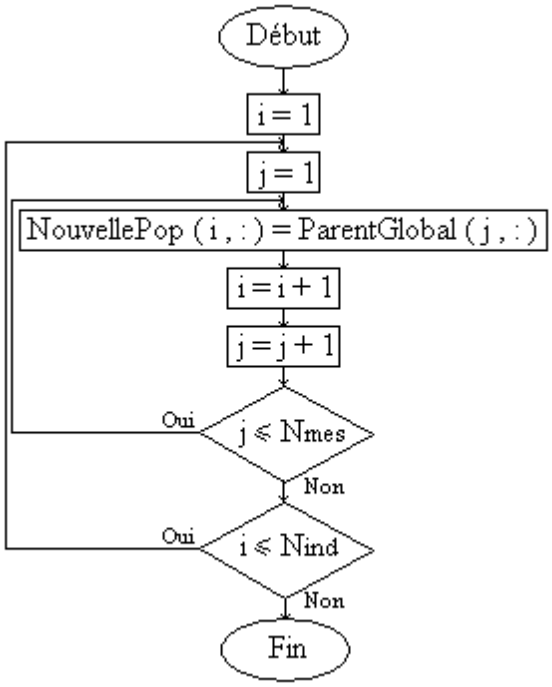


Figure.IV.3 Nouvelle population à partir du groupe Parent global

2) Pour chaque individu « i » appartenant à la nouvelle population:

- Un nombre de point de pondération aléatoire « k » est généré entre 1 et $8 * T_{div}$.
- Dans chaque pondération j=1,2…,k :
  - on choisi une paire d'individus aléatoire a partir du groupe Parent local.
  - on choisi aléatoirement le chromosome a croisé « chr ».

- on génère un nombre aléatoire « h » entre 0 et 1, pour choisir l'opérateur de pondération comme suite :

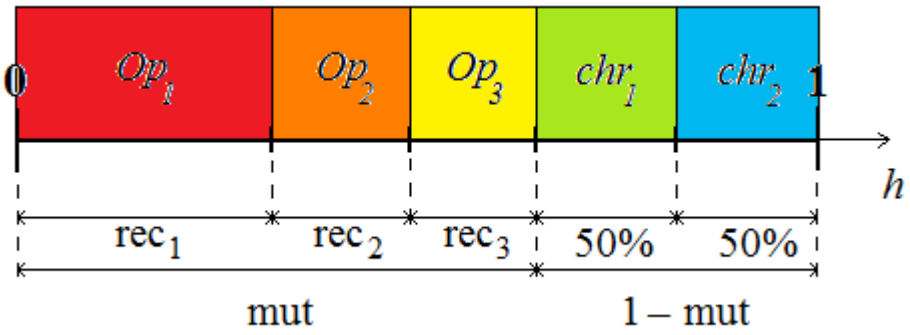


Figure.IV.4 Distribution de l'opérateur de recombinaison.

- la valeur obtenu par l'opérateur de pondération est affecté au chromosome « chr » de l'individu en cours « i » de la nouvelle population si elle satisfait la contrainte :

$$\alpha > 0 \qquad \text{(IV.9)}$$

- on passe au prochain individu « i+1 » quand le nombre de point de pondération « k » de l'individu en cours « i » est atteint.

3) Les meilleurs individus évalués par la fonction fitness *''f''* (IV.6), conformément a la procédure de sélection des parents, entre la population des parents en cours et cette nouvelle population formeront la population des parents à reproduire appelée *''population des parents **new**''* qui remplacera la *''population des parents **old**''* pour la génération suivante *(stratégie d'élitisme).*

IV.4.4 Algorithme

L'algorithme complet de la méthode proposée est donné ci-après :

Etape1 : Introduction des données statiques et dynamiques du système complet.

Etape2 : Calcul de l'écoulement de puissance, linéarisation, choix de la perturbation et simulation dynamique du réseau.

Etape3 : Choix du nœud de frontière et construction du modèle linéaire du système équivalent à partir des résultats de l'écoulement de puissance.

Etape4 : Génération de la population initiale suivant la procédure définie dans le paragraphe (IV.4.3.1).

Etape5 : Lancer la simulation du système équivalent et évaluer touts les individus par la fonction fitness (IV.6).

Etape6 : Construire la population des parents suivant la procédure décrite dans le paragraphe (IV.4.3.1), avec les équations (IV.7-8).

Etape7 : Tant que le nombre de génération n'a pas atteint le nombre maximum N_{gen} :

Etape7.1 : Générer la nouvelle population suivant la procédure décrite dans le paragraphe (IV.4.3.2).

Etape7.2 : Lancer la simulation du système équivalent et évaluer touts les individus par la fonction fitness (IV.6).

Etape7.3 : Choisir les nouveaux individus de la population des parents suivant la procédure décrite dans le paragraphe (IV.4.3.2.3).

Etape8 : Fin de tant que.

Etape9 : Choisir le meilleur individu parmi la population des parents avec la fonction objectif (IV.3), et afficher les résultats.

La liste dans le (Tab.IV.1) représente les paramètres les plus significatifs qui caractérisent cet algorithme.

Tableau IV.1 Paramètres de contrôles.

Paramètres de contrôle	Définition
N_{ind}	Nombre d'individu dans une population
N_{gen}	Nombre maximal de génération
T_{div}	Taux de pondération
rec_1, rec_2, rec_3	Taux des combinaisons
Op_1, Op_2, Op_3	Opérateur de combinaison

L'algorithme proposé optimise les 8 paramètres du générateur équivalent qui représente le système externe pour minimiser l'écart des variation de vitesse, puissance électrique et tension terminale de touts les générateurs du réseau interne et permettre ainsi au système équivalent de reproduire le même comportement du système réel pour les petites et grandes perturbations dans chaque point du réseau interne.

IV.5 Application

Pour la validation de l'approche proposée, l'algorithme développé a été utilisé pour construire l'équivalent dynamique du réseau de transport IEEE New-England 39 nœuds [53]. Ce réseau représente une simplification du réseau de transport de la région Nouvelle Angleterre (nord-est des Etats-Unis). Il s'agit donc d'une partie d'un réseau réel américain. Ce réseau comporte 10 générateurs (PGtotale= 6.19 GW, QGtotale= 1.28 GVAr) et 39 nœuds dont 19 nœuds de charge. Un schéma complet de ce réseau est présenté dans la Fig.IV.5.

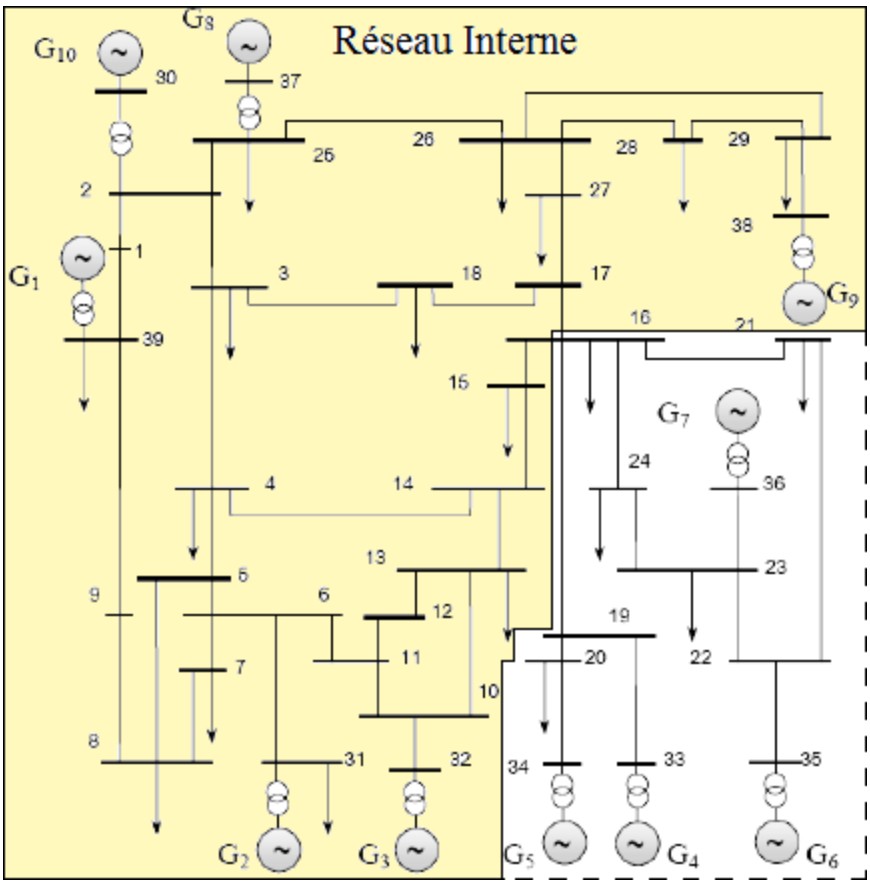


Figure.IV.5 Réseau complet IEEE-39 nœuds

Toutes les données topologiques du réseau et les valeurs des régulateurs utilisées dans la simulation sont données dans l'annexe A3.

Dans la figure. IV.5, la partie colorée représente le réseau interne, et le reste le réseau externe à réduire. Le réseau externe contient 11 nœuds, dont 4 générateurs et 5 charges. Il existe un seul nœud de frontière (nœud 16) et deux lignes d'interconnexion (16-17) et (16-15)

entre le réseau interne et le réseau externe. La figure.IV.6 représente le schéma unifilaire du réseau équivalent.

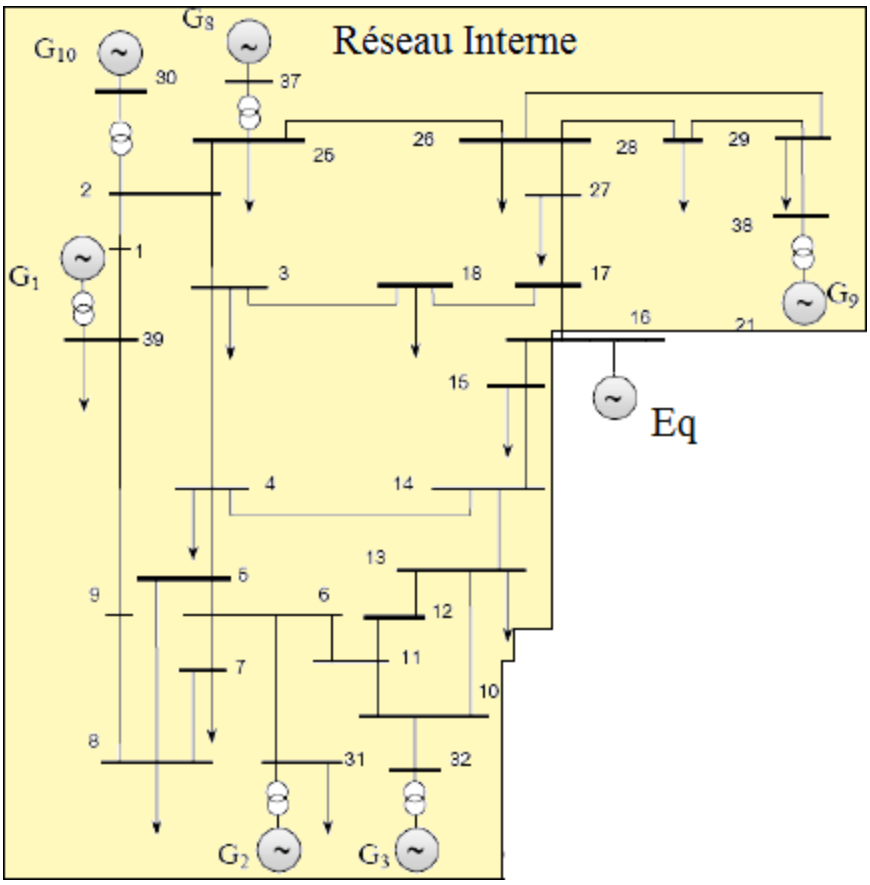


Figure.IV.6 Réseau équivalent.

Le générateur équivalent qui a été choisi a huit paramètres qui doivent être estimés à l'aide de l'algorithme qui à été décrit précédemment :

Xd : la réactance directe,

Xd' : la réactance directe transitoire,

Xq : la réactance en quadrature,

D : le coefficient d'amortissement mécanique,

H : l'inertie,

Tdp0 : la constante de temps transitoire de la machine à circuit ouvert,

Ka : le gain du régulateur de tension,

Ta : la constante de temps du régulateur de tension,

IV.5.1 Simulation

La programmation de l'algorithme proposé ainsi que la simulation dynamique du modèle linéaire a été faite sous l'environnement Matlab.V7, le modèle linéaire du réseau est utilisé par l'algorithme pour l'évaluation des solutions dans la procédure de l'estimation.

Les paramètres de contrôle de l'algorithme sont récapitulés dans le tableau.IV.2.Ces paramètres ont été obtenus avec un ajustement approprié et ceci après plusieurs tests.

Tableau IV.2 Valeurs des paramètres de contrôles.

Paramètres de contrôle	Valeur
N_{ind}	80
N_{gen}	60
$T_{div}(\%)$	100
rec_1, rec_2, rec_3	0.5 , 0.25 , 0.25

Afin de permettre une meilleure estimation des paramètres, différentes perturbations ont été appliquées dans différents points du réseau interne. Chaque scénario proposé a une durée de 10s. Un événement est produit chaque fois à la 1ère seconde de la simulation. L'algorithme vérifie donc par fenêtres de 10 s le comportement de l'équivalent, en comparant sa réponse, avec la réponse du réseau réel. Si la réponse de l'équivalent dépasse un certain seuil par rapport à la réponse du réseau réel dans un nouveau scénario, les paramètres du générateur équivalent sont recalculés et mis à jour. Chaque solution obtenue par l'application des scénarios précédents doit impérativement faire partie de la population initiale de la prochaine procédure d'estimation.

Le tableau.IV.3, résume les paramètres estimés pour les 4 scénarios appliqués dans notre cas.

Tableau.IV.3 Paramètres du générateur équivalent.

	Premières							
scénarios	X_d	X_q	X'_d	H	D	T'_{do}	K_a	T_a
0	0.3098	0.7527	0.0847	16.0263	$1.3 \cdot 10^{-4}$	12.010	356.47	0.1473
1	0.5840	0.5895	0.0832	16.6904	8.122	9.6750	1.807	0.0069
2	1.3696	0.5265	0.1664	16.2911	4.3032	12.515	11.2612	0.0018
3	0.4718	0.0438	0.0603	135.09	$2.5 \cdot 10^{-5}$	7.8986	155.08	0.0685

Avec :

0 : Perturbation de 0.01 pu pendant 200*ms* sur le couple mécanique de la machine(9)

1 : Coupure de la ligne 8-9, la ligne perdue est remise en service après 200 ms.

2 : Perturbation de 0.01 pu pendant 200*ms* sur la tension de référence de la machine(8)

3 : Perturbation de 0.01 pu pendant 200*ms* sur le couple mécanique de la machine(2)

Il est clair que les différents paramètres estimés dans le tableau.IV.2 dans les quatre cas, n'ont pas les mêmes valeurs à chaque estimation. Dans ce qui suit, ces quatre solutions seront utilisées pour la validation des systèmes équivalents par la simulation dynamique du modèle détaillé.

IV.5.2 Validation

Pour valider les résultats obtenus dans le tableau.IV.2, nous avons modélisé en détail les deux réseaux (complet et équivalent) à l'aide de PSAT (Power System Analysis Toolbox) [52], une boîte à outils développée sous environnement MATLAB qui permet de faire des analyses statiques et dynamiques avec une précision acceptable. PSAT permet d'intégrer plusieurs modèles des composants dynamiques des réseaux : régulateur de tension, gouverneur, turbine …

IV.5.2.1 Perte d'une ligne

Une petite perturbation représentée par la mise hors service de la ligne 3-18 est appliquée au nœud 18 du réseau équivalent et du réseau complet respectivement, à t=2s pour une durée de 12 cycles. La simulation dynamique des deux réseaux est lancée pour les mêmes conditions initiales. La réponse dynamique est illustrée dans les figures. IV.7 à IV.15.

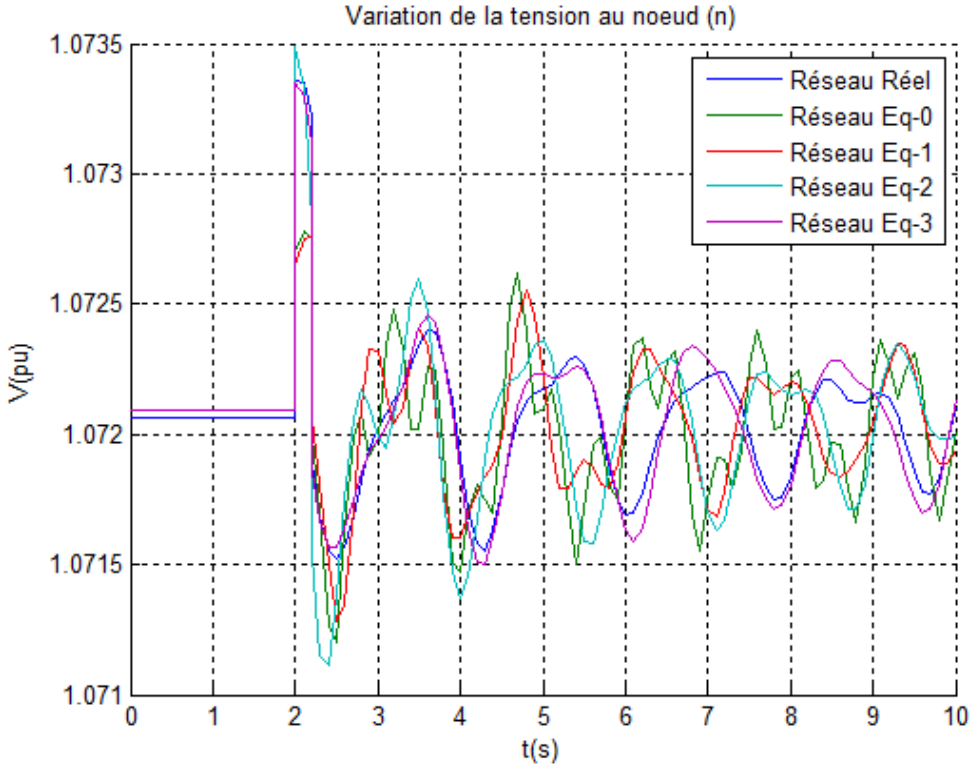


Figure.IV.7 Variation de la tension au nœud 18.

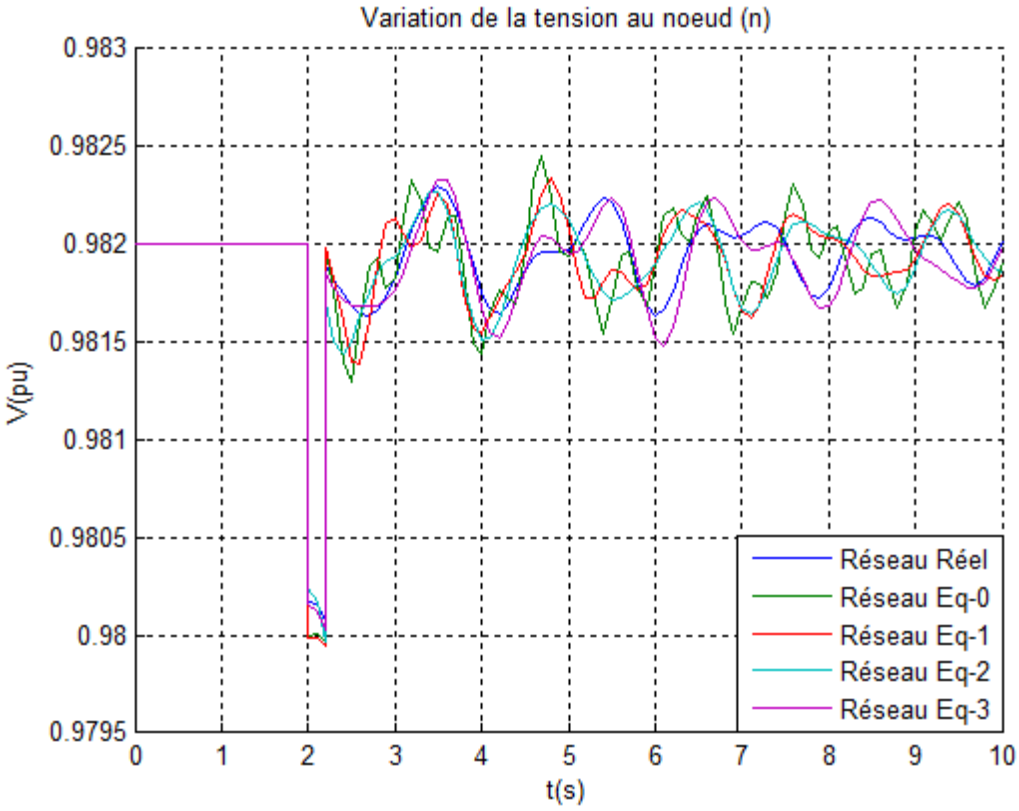


Figure.IV.8 Variation de la tension au nœud 31.

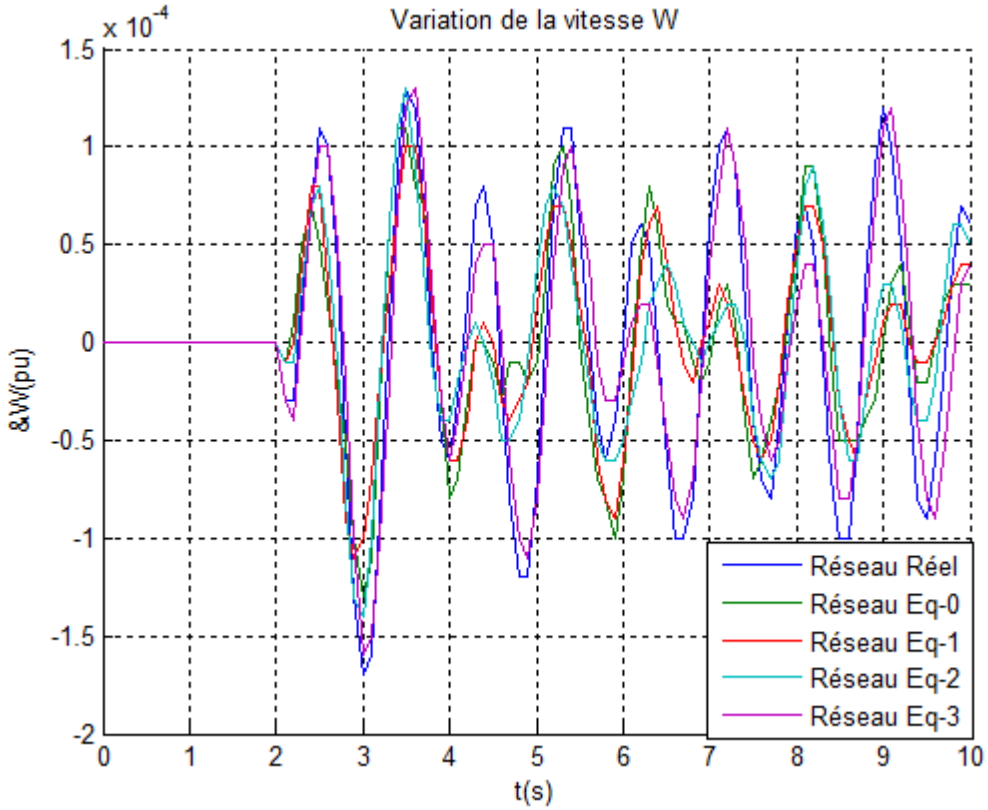


Figure.IV.9 Variation de la vitesse de la machine 10.

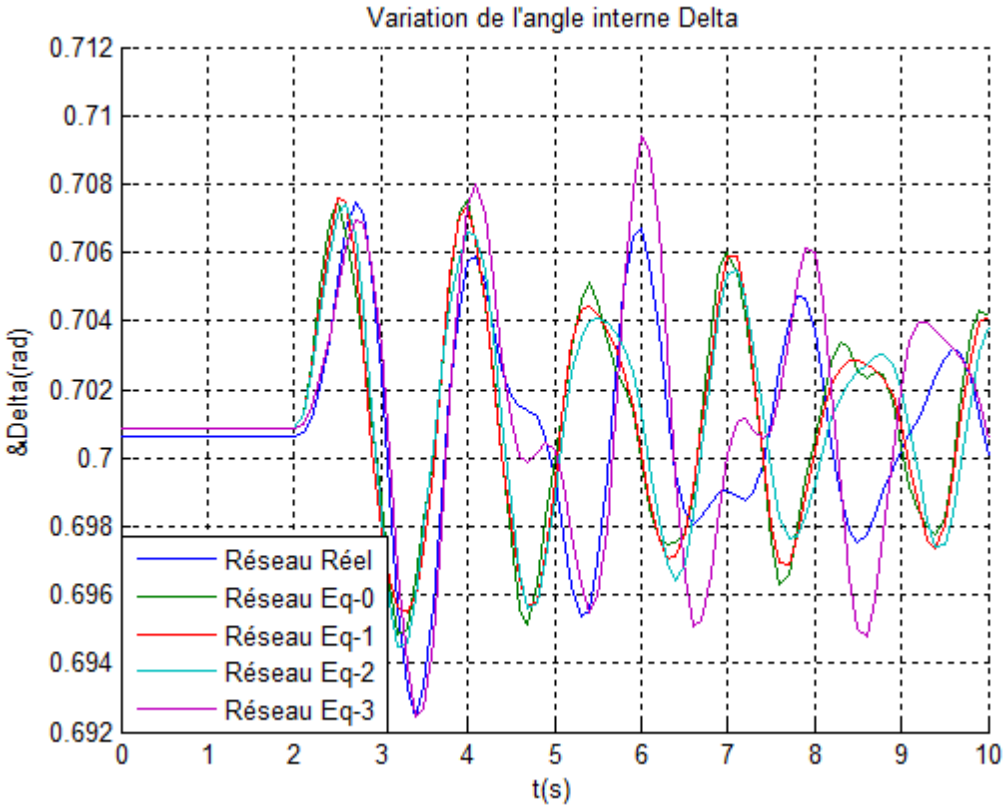


Figure.IV.10 Variation de l'angle interne de la machine 2.

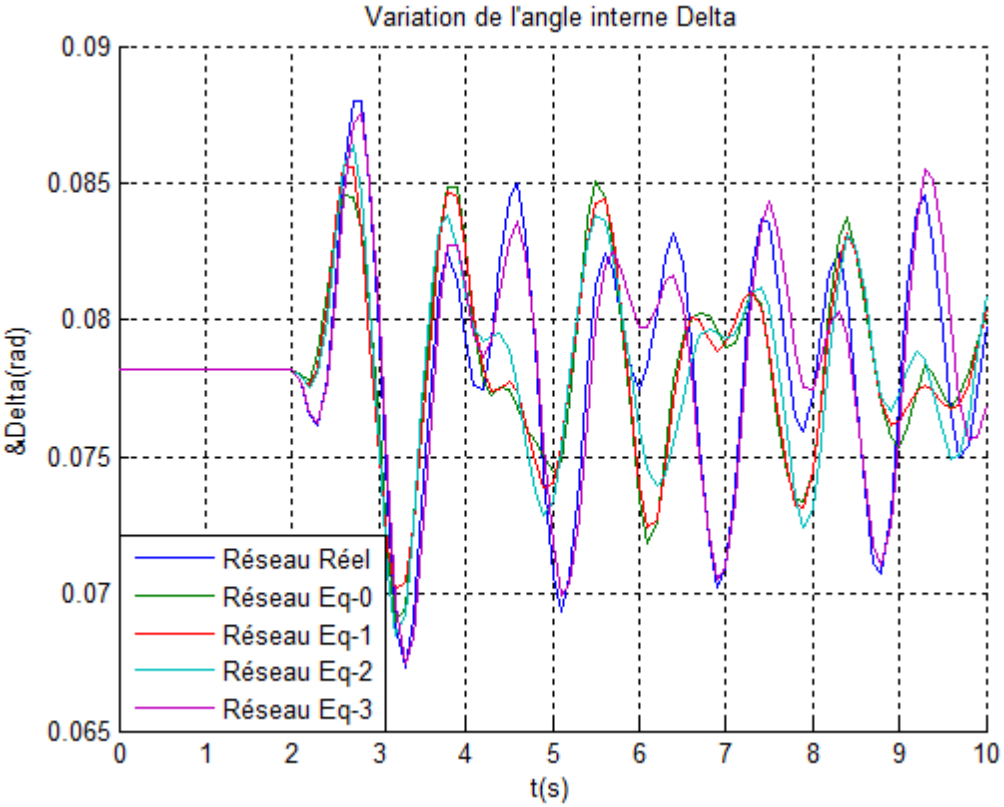


Figure.IV.11 Variation de l'angle interne de la machine 10.

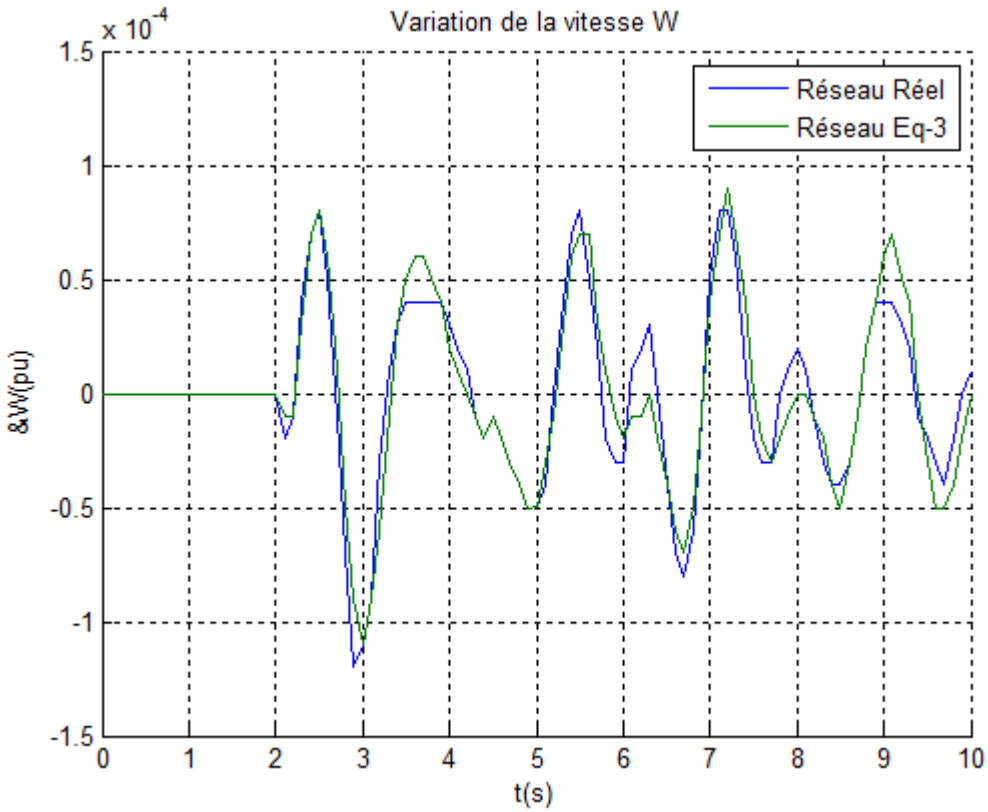


Figure.IV.12 Variation de la vitesse de la machine 8.

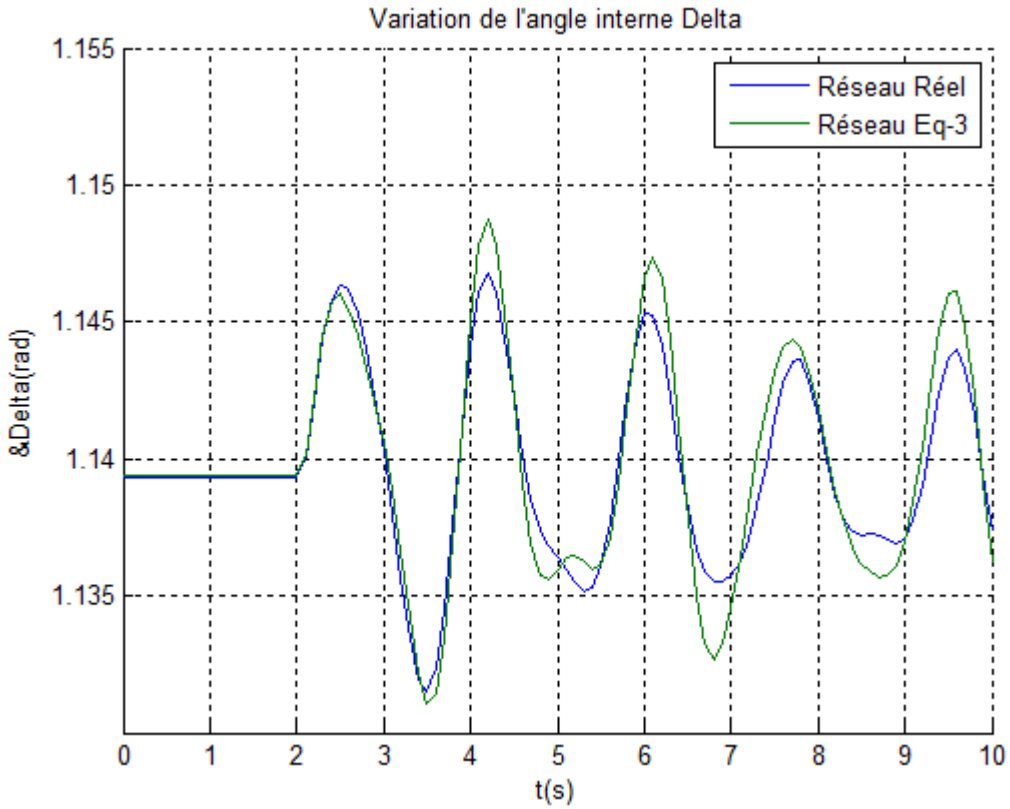


Figure.IV.13 Variation de l'angle interne de la machine 9.

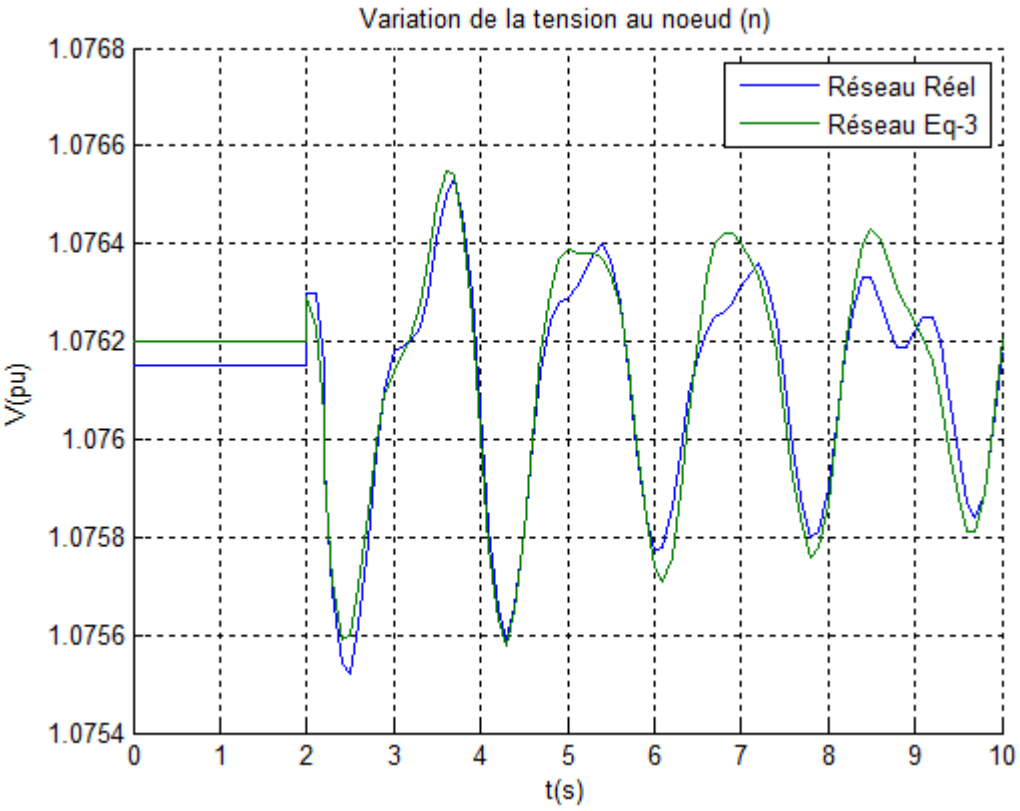


Figure.IV.14 Variation de la tension au nœud 16.

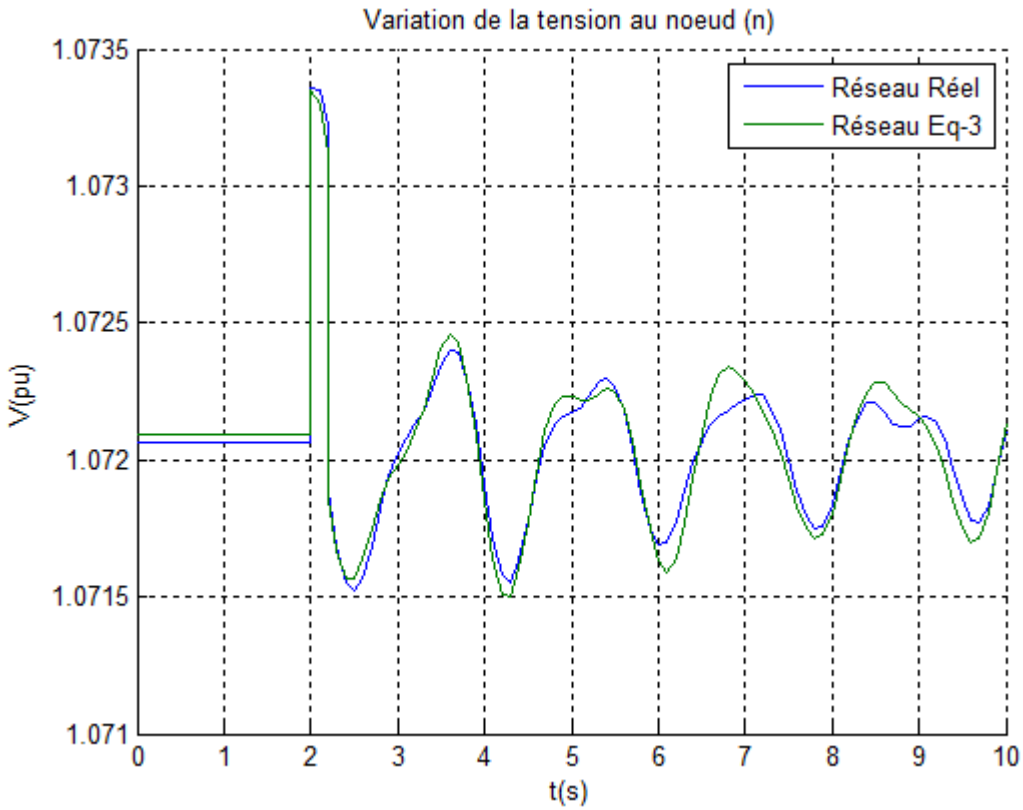


Figure.IV.15 Variation de la tension au nœud 18.

IV.5.2.2 Court circuit triphasé

Pour valider la performance de l'équivalent dynamique proposé dans le cas des grandes perturbations, un court circuit triphasé est appliqué au nœud 30 du réseau équivalent et du réseau complet respectivement à t=2s pour une durée de 3 cycles. La simulation dynamique des deux réseaux est lancée pour les mêmes conditions initiales. La réponse dynamique est illustrée dans les figures. IV.16 à IV.25.

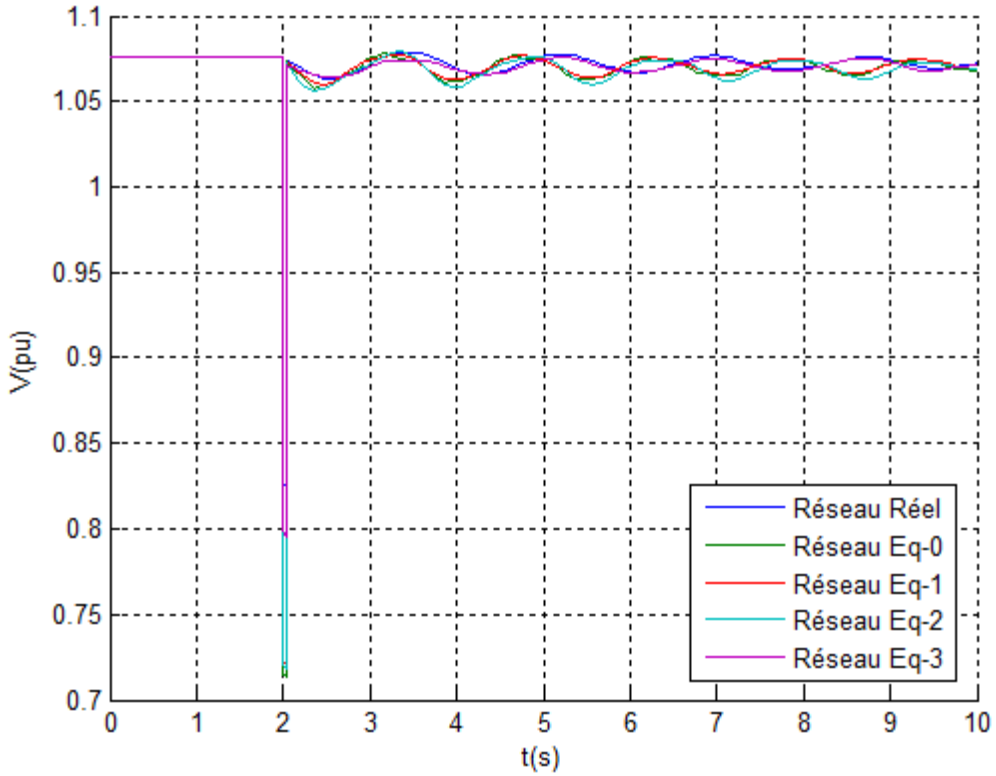


Figure.IV.16 Variation de la tension au nœud de frontière (nœud 16).

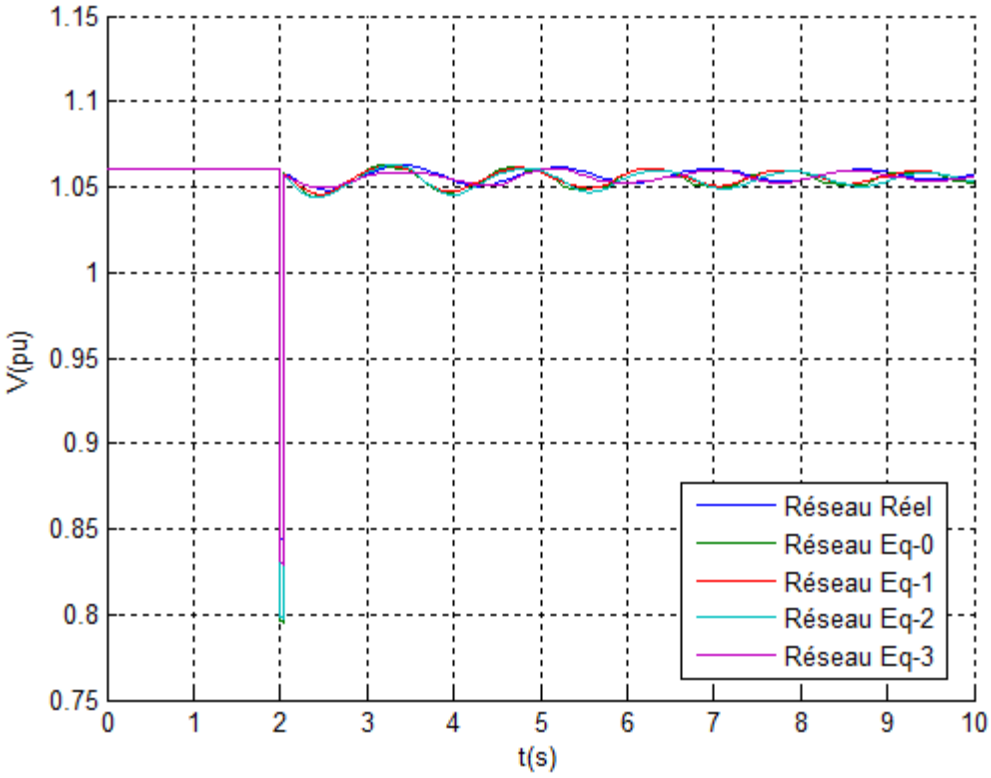


Figure.IV.17 Variation de la tension au nœud 6.

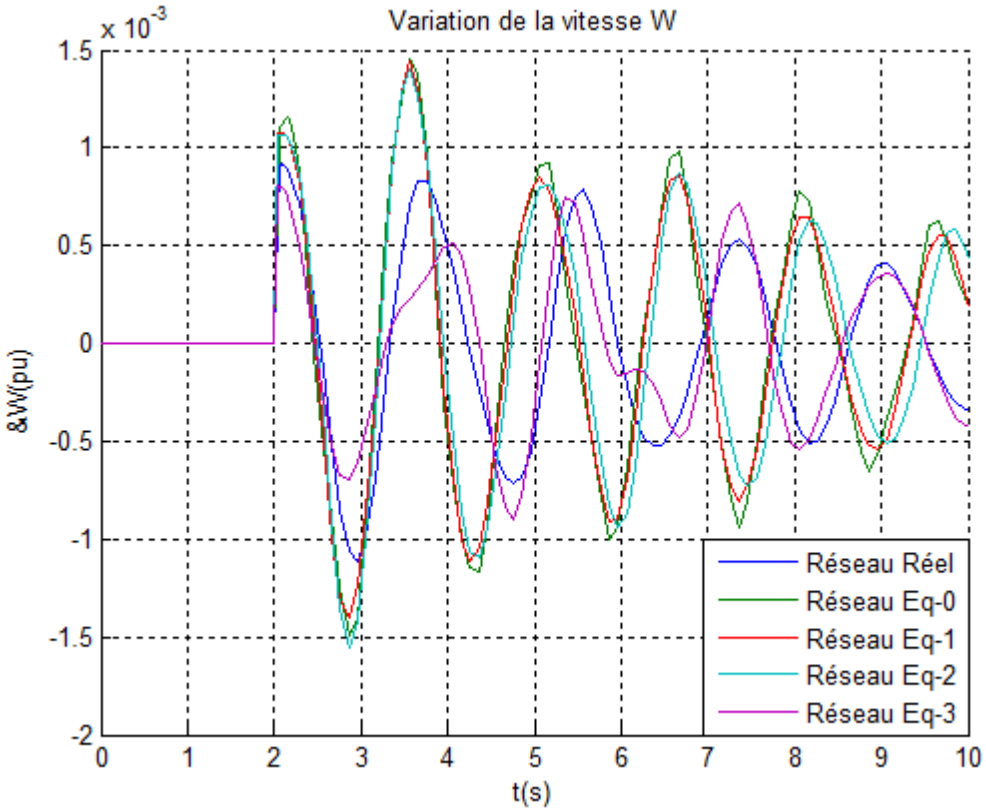


Figure.IV.18 Variation de la vitesse de la machine 2.

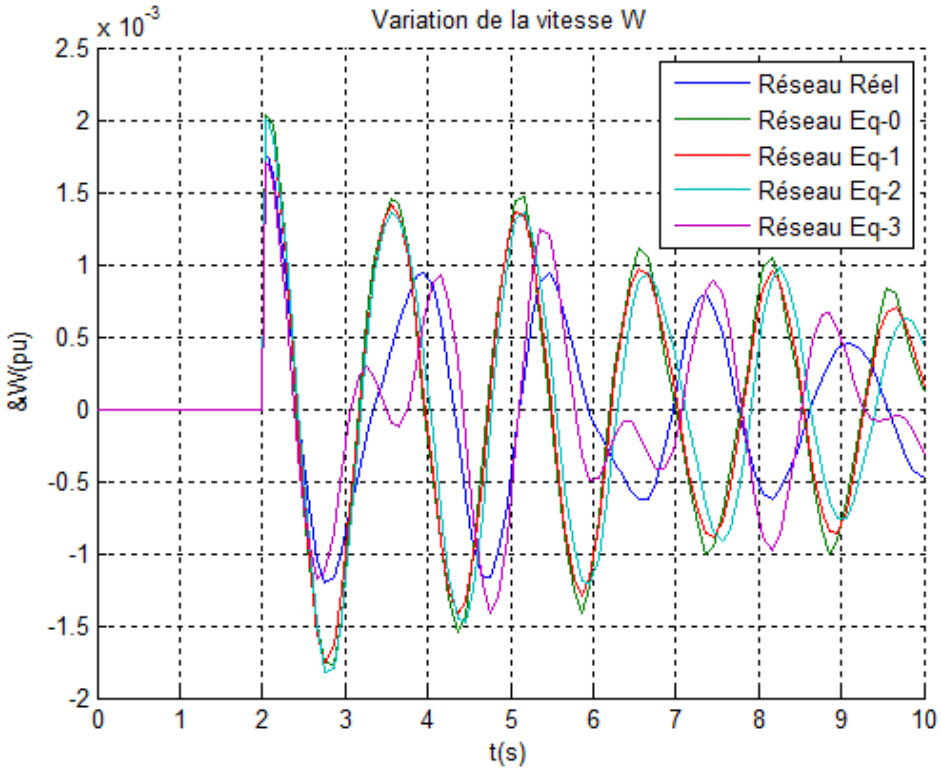


Figure.IV.19 Variation de la vitesse de la machine 9.

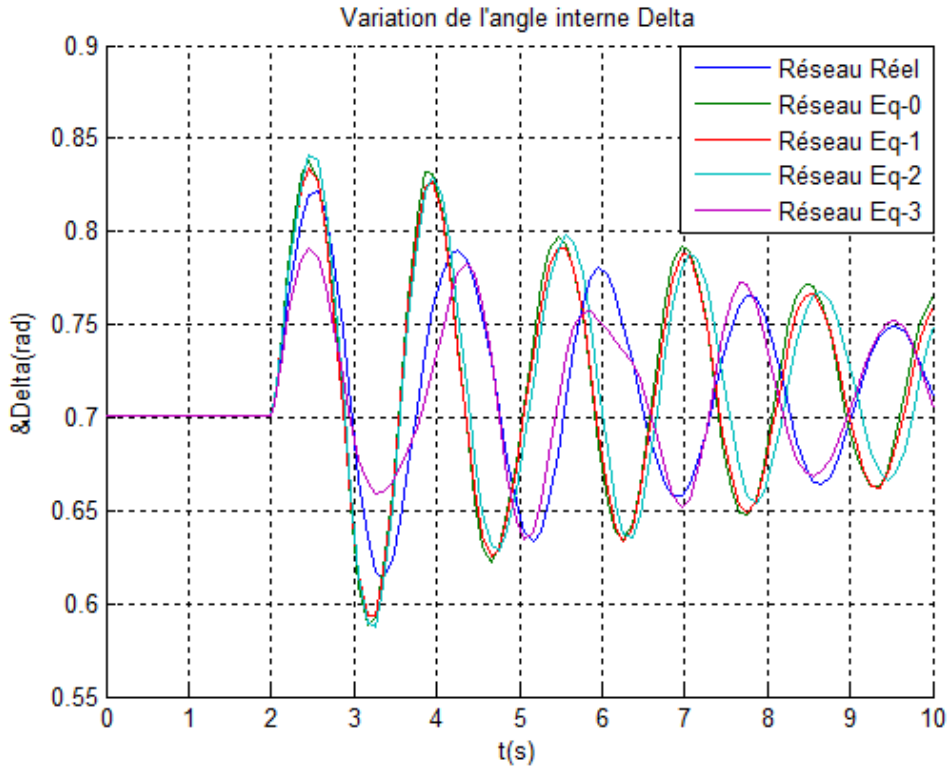


Figure.IV.20 Variation de l'angle interne de la machine 2.

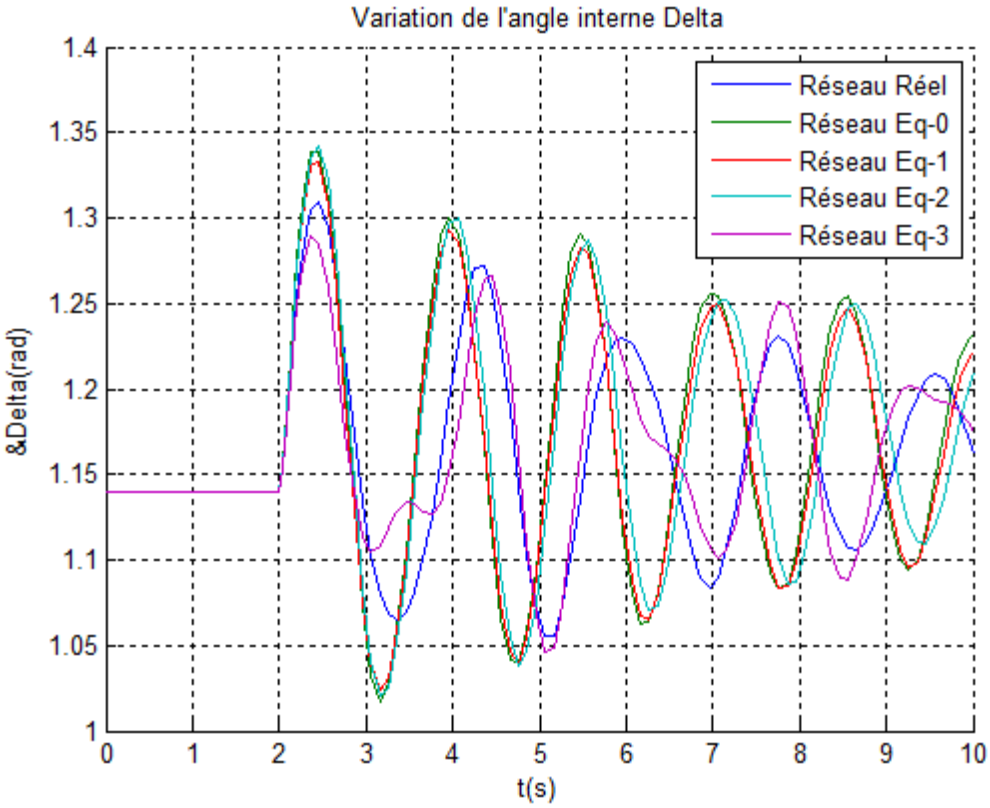


Figure.IV.21 Variation de l'angle interne de la machine 9.

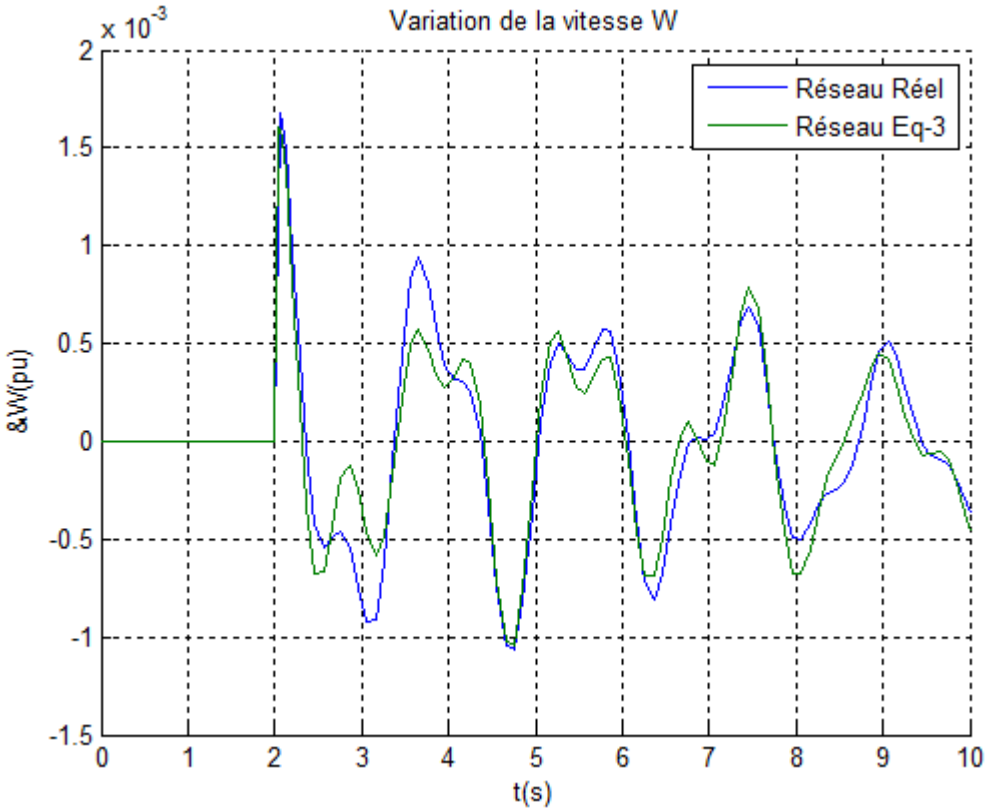


Figure.IV.22 Variation de la vitesse de la machine 8.

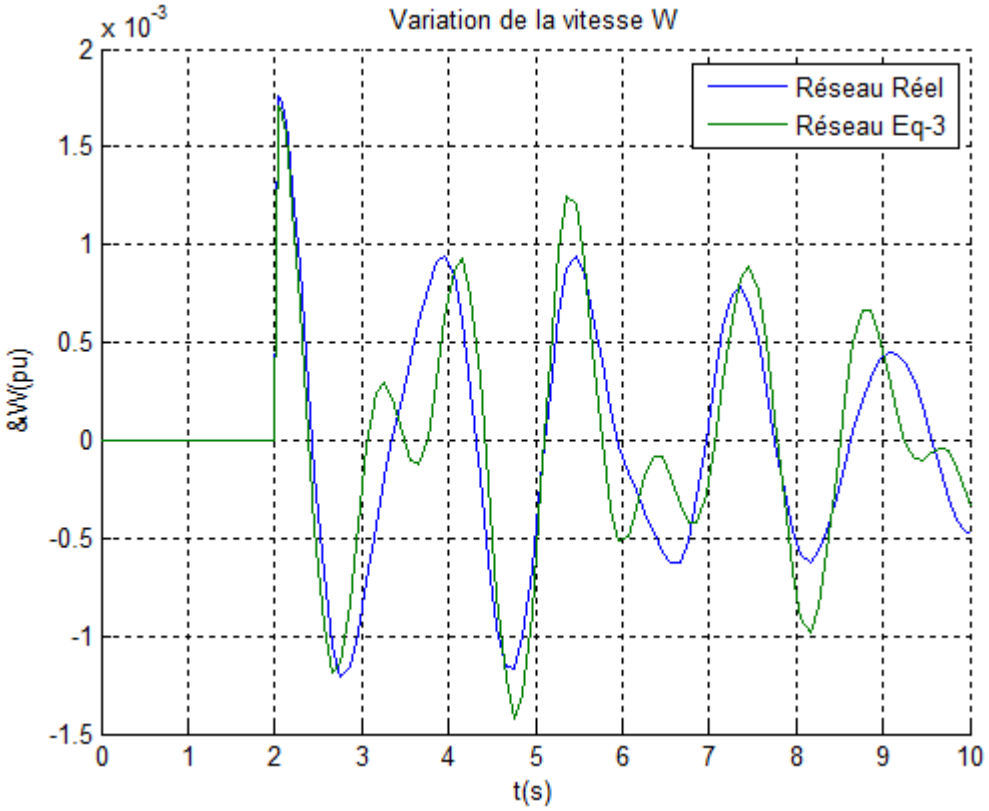


Figure.IV.23 Variation de la vitesse de la machine 9.

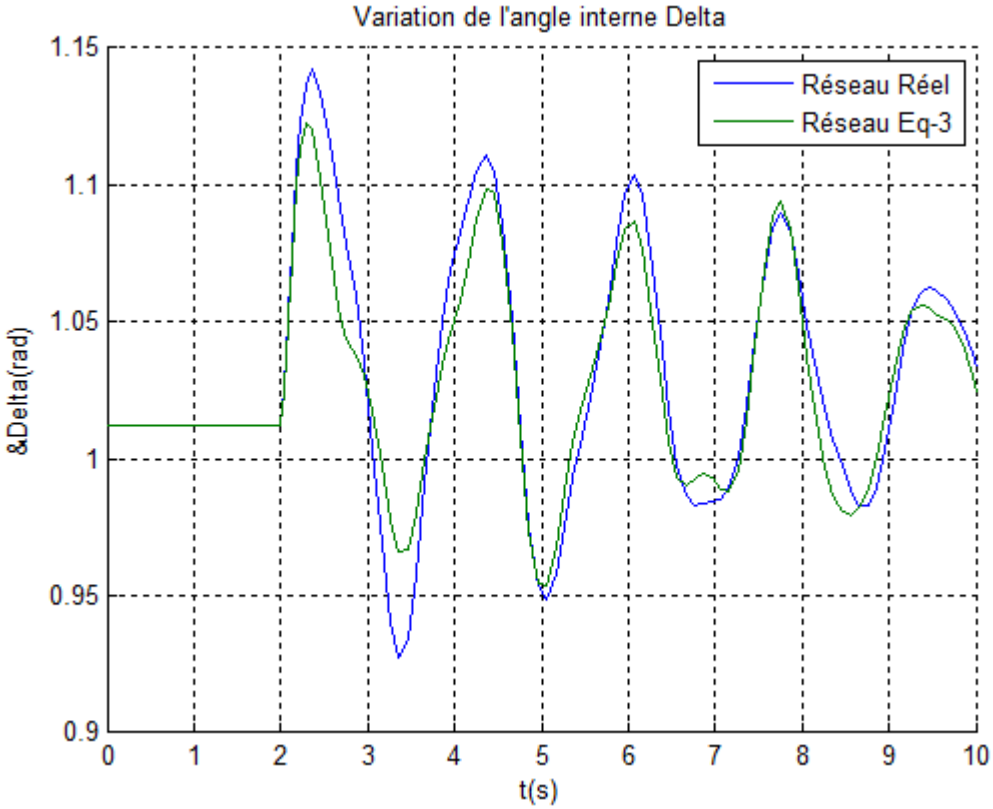


Figure.IV.24 Variation de l'angle interne de la machine 8.

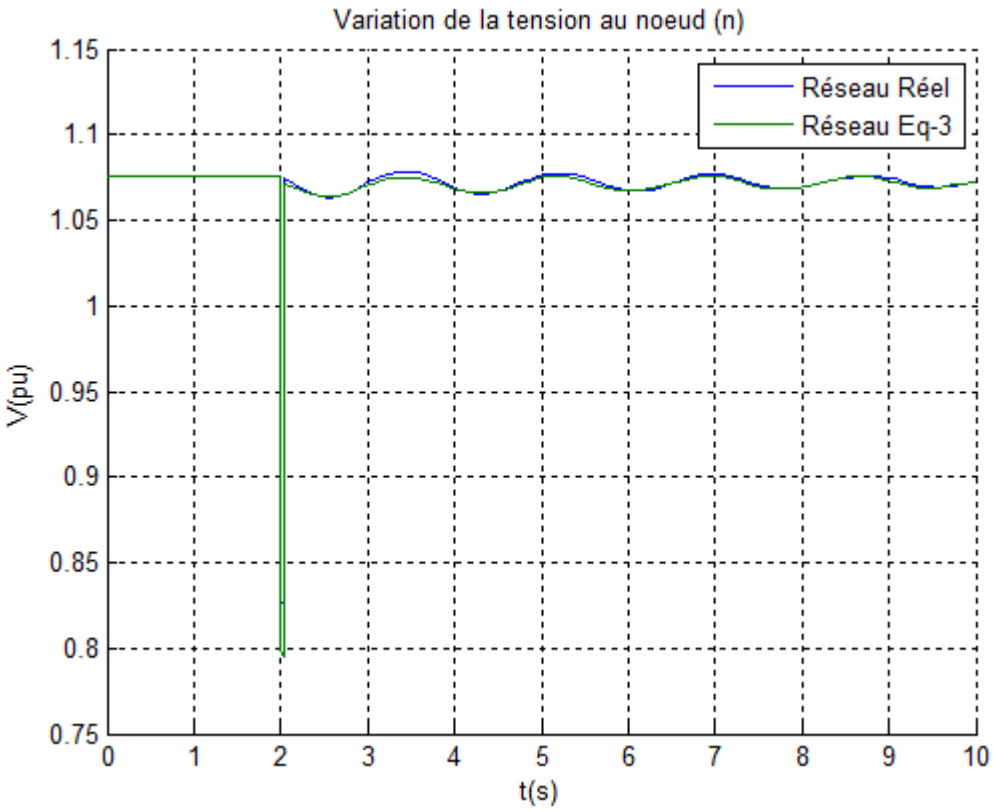


Figure.IV.25 Variation de la tension au nœud de frontière (nœud 16).

IV.5.3 Discussion des résultats

Les résultats de la simulation du réseau équivalent avec les paramètres estimées sont encourageants et montre l'efficacité de l'algorithme développé ainsi que l'aptitude de l'équivalent estimé à reproduire le comportement du réseau réel suite à des perturbations choisis aléatoirement.

- Perte d'une ligne :

Dans les figures IV.7et IV.8, les équivalents Eqo et Eq1 obtenus par les deux premières estimations produisent une erreur de $7 \cdot 10^{-4} pu$ et $4 \cdot 10^{-4} pu$ respectivement sur la tension des nœuds 18 et 31 pendant le défaut, alors que les équivalents Eq2 et Eq3 donnent les mêmes valeurs obtenues par le réseau réel. Après élimination du défaut, les équivalents Eq0, Eq1 et Eq2 donnent les mêmes modules d'oscillations des tensions des nœuds 18 et 31 avec une erreur inférieure à 25% dans la période d'oscillation par rapport au réseau réel.

Le réseau Eq3 obtenu par l'estimation finale reproduit les mêmes comportements après l'élimination du défaut pour les amplitudes et les périodes d'oscillation les tensions dans les nœuds 18 et 31 représentées sur ces figures.

Dans les figures IV.9, IV.10 et IV.11, qui représentent l'évolution de la vitesse et des angles internes des machines N°10 et 2 par rapport à la machine N°1, de chaque réseau prise comme référence. Les équivalents Eq0, Eq1 et Eq2 des trois premières estimations présentent la même allure des courbes du réseau réel, avec une petite erreur dans la période d'oscillation qui s'amplifie avec le temps.

L'équivalent finale Eq3 produit des caractéristiques de vitesses et d'angle interne superposables aux courbes réelles malgré les variation très petites manifestées par le réseau réel qui sont de l'ordre de $10^{-4} pu$, $6 \cdot 10^{-3} rad$ et $9 \cdot 10^{-3} rad$ respectivement pour la vitesse de la machine N°10, l'angle interne de la machine N°2 et l'angle interne de la machine N°10 évaluées en prenant la machine N°1 comme référence.

- Cour circuit triphasé :

Les mêmes remarques sont valables pour les figures IV.16 et IV.17 des tensions respectives du nœud de frontière 16 et le nœud 6, les trois premiers équivalents estimés Eq0, Eq1 et Eq2 produisent une erreur de $0.15 pu$ et $6 \cdot 10^{-2} pu$ respectivement sur les tensions des nœuds 16 et 6 pendant le défaut, mais après élimination du défaut, l'amplitude de fluctuation

des tensions est la même que celle du réseau réel, avec une erreur dans la période d'oscillation de l'ordre de 26% sur une période de $1.8s$ relevé sur le réseau réel.
Nous distinguons aussi sur ces deux figures, que le réseau Eq3 de l'estimation finale reproduit des courbes de tensions dans les deux nœuds 16 et 6, superposables aux courbes obtenues par le réseau réel. Une erreur est cependant à relever concernant les amplitudes des tensions pendant le défaut qui est de l'ordre de $0.025\ pu$ et $0.01\ pu$ respectivement sur les nœuds 16 et 6.

Sur les courbes des figures IV.18, 19 , 20 et IV.21 des vitesses et angles internes respectivement des machine N°9 et 2 par rapport à la machine N°1, nous constatons une erreur de 25% qui existe toujours sur la période d'oscillation des équivalents Eqo,Eq1 et Eq2 par rapport au réseau réel. Et une erreur maximale sur l'amplitude de l'ordre de $10^{-3}pu$ et $0.5 \cdot 10^{-3}pu$ respectivement sur les vitesses des machines N°2 et 9, et de $5 \cdot 10^{-2}rad$ sur les angles internes des machines N°2 et 9. Par contre, l'amortissement des oscillations est le même avec le réseau réel.

Les courbes obtenues par le réseau équivalent final, sont superposables aux courbes réelles du point de vue périodes et amplitudes d'oscillations.

Concernant l'équivalent de l'estimation finale, des résultats supplémentaires sont présentés dans l'annexe.A3 pour différents mesures de comparaison et dans différents endroits du réseau.

IV.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé une méthode d'estimation de paramètres basée sur un algorithme évolutionnaire. Dans le but d'obtenir un équivalent dynamique du réseau externe, plusieurs scenarii de simulation dynamique ont été proposés afin d'augmenter la précision du modèle estimé par l'algorithme développé.

La simulation dynamique a été lancée pour le réseau équivalent et réel suite à une petite et grande perturbations, et les résultats obtenus prouvent que le réseau équivalent réalisé, peut reproduire les caractéristiques principales du réseau réel.

La réalisation d'un équivalent dynamique par l'approche d'estimation de paramètres en utilisant des méthodes évolutionnaires ne nécessite pas de données concernant la zone externe du réseau. Cette approche n'a besoin que d'informations concernant la configuration, les paramètres et l'état de fonctionnement du réseau interne.

CONCLUSION GENERALE

Conclusion Générale

Ce travail de recherche s'inscrit dans le cadre de la détermination des équivalences dynamiques des grands réseaux électriques par les algorithmes intelligents et méthaheuristiques. Une classification des différentes techniques utilisées dans la réduction des réseaux électriques a été présentée. Le choix d'un modèle de réseau multimachine adapté à l'analyse de la stabilité dynamique pour les phénomènes électromécanique a été discuté. Le réseau externe est modélisé par un générateur équivalent raccordé au nœud de frontière pour représenter l'influence de ce réseau sur le réseau interne. A l'aide du principe d'identification des paramètres, nous avons développé une approche basée sur les algorithmes génétiques pour une estimation optimisée des paramètres du générateur équivalent à partir des mesures de perturbation. Les résultats obtenus, de l'application sur le réseau test IEEE 39 nœuds, nous permettent de tirer les conclusions suivantes :

- La méthode proposée donne des résultats satisfaisants sans avoir besoin d'acquérir les données du réseau externe.
- Le modèle réduit préserve la structure physique du système électrique complet (les variables sont physiques, *i.e.*, tensions, vitesses, angles machines, etc).
- L'algorithme développé est plus flexible et permet des réductions avec des taux prédéfinis par l'utilisateur (via le choix des nœuds de frontières).
- L'équivalent dynamique obtenu donne les mêmes performances pour différents types de défaut et n'a pas besoin d'être ré-estimé pour chaque type de défaut.
- La technique développée dans cette étude peut être utilisée pour les applications en ligne sur des réseaux réels. Les paramètres du réseau équivalent seront mis-à-jour en boucle à chaque fois que c'est nécessaire.
- La méthode de réduction proposée peut être considérée comme un outil standard pour la réduction des modèles dynamiques des systèmes électriques pour l'analyse et la simulation de la stabilité dynamique.

De nouvelles voies de recherche peuvent être envisagées afin d'enrichir et d'améliorer ce travail. Les principales sont :

- Etudier la possibilité de l'intégration de cet algorithme dans les outils d'analyse des oscillations d'interconnexion utilisés par les gestionnaires du réseau de transport de SONELGAZ, pour les réseaux voisins Tunisien et Marocain.

- Etendre l'application de cette approche avec la construction d'un équivalent dynamique pour l'analyse et la simulation de la stabilité transitoire en utilisant un modèle de générateur plus détaillé et l'utilisation des mesures directes effectués sur un réseau réel de transport.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

[1] S. Decknann, A. Pizzolante, A. Monticelli, B. Stott, and O. Alsac, Pt., 11: *Studies on Power System Load Flow Equivalencing*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, No. 6 (Nov/Dec 1980)

[2] G. Contaxis and A.S. Debs : *Identification of External System Equivalents for Steady-State Security Assessment*. IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, pp. 409-414 (March/April 1978)

[3] L. Wang, M. Klein, S. Yrga, P. Kundur : *Dynamic Reduction of Large Power Systems for Stability Studies*. IEEE Transactions on Power Systems, Volume 12, Issue 2, pp.889 – 895 (May 1997)

[4] J.M. Undrill and A.E. Tumer : *Construction of Power System Electromechanical Equivalents by Modal Analysis*. IEEE Trans., Vol. PAS-90, pp. 2049-59 (1971)

[5] W.W. Price and B.A. Roth : *Large-Scale Implementation of Modal Dynamic Equivalents*. IEEE Trans., Vol. PAS-100, pp. 3811-3817 (1981)

[6] D. Chaniotis, M.A Pai. : *Model Reduction in Power System Using Krylov Subspace Methods*. IEEE Trans on Power Systems, Vol. 20, No. 2 (2005)

[7] R. Podmore : *Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents*. IEEE Trans Power Apparatus Systems, Vol. PAS-97, No.4 pp. 1344-1354, (July/August 1978)

[8] J.R. Winkelman, J.H. Chow, B.C. Bowler, B, Avramovic and P.V Kokotovic : *An Analysis of Interarea Dynamics of Multi-Machine Systems.* IEEE Trans PoweP Svstems, vol. 100, No.2, pp.754-763 (1981)

[9] J.H. Chow : *Time-Scale Modeling of Dynamic Networks with Applications to Power Systems*. Lecture Notes in Control and Information Sciences, vol. 46, Springer Verlag. (1982)

[10] T.N. Nababhushana and K.T. Veeramanju : *Coherency Identification Using Growing Self Organizing Feature Maps.* International Conference on Energy Management and Power Delivery, vol. 1, pp. 113-116 (1998)

[11] N. Gacic, A.I. Zecevic and D.D. Siljak : *Coherency Recognition Using Epsilon Decomposition*. IEEE Trans. Power Systems, vol. 13,No 2, pp. 314-319 (May 1998)

[12] Z. Shuqiang, C. Xianring and P. Yunjiang : *A Reduced Order Method for Swing Mode Eigenvalue Calculating Based on Fuzzy Coherency Recognition.* International Conference on Power System Technology, vol. 2, pp. 1402-1405 (1998)

[13] M Y. Hussain and V. G. Rau : *Coherency Identification and Construction of Dynamic Equivalent for Large Power System.* 2nd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, vol 2, pp. 887- 892 (1993)

[14] M.H, Haque and A.H.M.A. Rahim : *An Efficient Method of Identifying Coherent Generators Using Taylor Series Expansion.* IEEE Trans. Power Systems, vol. 3, No 3, pp. 1112-1118 (Aug. 1988)

[15] R.D. Masiello and F.C Schweppe : *Multi-Machine Excitation Stabilization Via System Identification* . IEEE Trans. on PAS, pp. 444-454 (March/April 1975)

[16] W.W. Price, F.C. Schweppe, E.M. Gulachenski and R.F. Silva : *Maximum Likelihood Identification of Power System Dynamic Equivalents.* Proc. IEEE Conference on Decision and Control (1974)

[17] W.W. Price, D.N. Ewart, E.D. Gulachenski and R.F. Silva : *Dynamic Equivalents from on-line Measurements.* IEEE Trans. on PAS, pp. 1349-1357 (July/Aug. 1975)

[18] M.A.H. Ibrahim, O.M. Mostafa and A.H. El-Abiad : *Dynamic Equivalents Using Operating Data Stochastic Modelling.* IEEE Trans. on PAS, pp.1713-1722 (Sept./Oct. 1976).

[19] J. Giri and A. Bose : *Identification of Dynamic Equivalents for On-Line Transient Security Assessment.* IEEE PES Summer Meeting, no. A77-514-3 (1977)

[20] Yao-nan Yo, M.A. El-Sharakawi and M.D. Wvong : *Estimation of Unknown Large Power System Dynamics.* IEEE Trans. on PAS, pp. 279-289 (Jan./Feb. 1979)

[21] K.N. Stanton : *Estimation of Turbo-alternator transfer Function Using Normal Operating Data.* IEE Proc., pp. 1713-1720 (Sept. 1965)

[22] J.N. Prewett, E.D. Farmer, W.D. Laing and P. Jervis : *Studies of a State Estimation Procedure for a Power System and its On-Line Performance.* IEE Conference on On-Line Operation and Optimization of Transmission and distribution Systems (June 1976)

[23] F.C. Schweppe and J. Wildes : *Power System Static-state Estimation, Part I and II.* IEEE Trans. on PAS, pp. 120-135 (Jan. 1970)

[24] Farmer R.G. : *Power System Dynamics and Stability*, The Electric Power Engineering Handbook, 2nd edition, CRC Press, Talyor & Francis Group, LLC (2006).

[25] Sauer P. and Pai M. : *Power System Dynamics and Stability*, Upper. Saddle River, NJ: Prentice-Hall (1998).

[26] Machowski J., Bialek J.W. and Bumby J.R. : *Power system dynamics and stability*, West Sussex, London, John Wiley & Sons Ltd, (1998).

[27] Kundur P. : *Power System Stability and Control*. The EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill. Inc.(1994).

[28] Custem T.V. : *Systèmes électriques de Puissance II*. Cours ELEC 047, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.

[29] Andersson G. : *Modeling and analysis of Electric Power Systems*, Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, (March 2006).

[30] Anderson P.M. and Fouad A.A. : *Power System Control and Stability*, IEEE. Press. (2003).

[31] Yu Yao-Nan : *Electric Power System Dynamics*, Academic Press (1983).

[32] Basler M.J. and Schaefer, R.C. : *Understanding power system stability* . Proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers, pp. 46-67, (April 2005).

[33] Milano F., PSAT: *Power System Analysis Toolbox*, Documentation for PSAT version 1.3.4, July 2005. http://thunderbox.uwaterloo.ca/~fmilano.

[34] Custem T.V. : *Systèmes électriques de Puissance I*. Cours ELEC 029, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, (2002).

[35] 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).

[36] IEEE Task Force on Power System Stabilizers : *Overview of Power System Stability Concepts*. IEEE Trans. On Power Systems, pp. 1762-1768, (2003).

[37] Tolba A. : *Commande des systèmes d'énergie de puissance par des approches heuristiques modernes*, Thèse magister Département Génie Electrique,ENP, Alger, (2005).

[38] Bornard P., Pavard M. et Testud G. *: Réseaux d'Interconnexion et de Transport : Réglages et Stabilité* . Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique, D4-092, (2005).

[39] Andersson G. : *Dynamic and Control of Electric Power Systems.* Lectures 227-528, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, (March 2004).

[40] Arthur R. Bergen and Vittal V. : *Power System Analysis*. 2nd Edition, Prentice Hall, (2000).

[41] J. M. Ramirez Arredondo : *Obtaining dynamic equivalents through the minimization of a line flows function.* International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 21: 365-373, (1999).

[42] D. Craciun : *Equivalents dynamiques des réseaux de puissance : comparaison de méthodes évolutionnaires* . JCGE'08 LYON, (16 et 17 décembre 2008).

[43] Momoh JA. *:Electric Power System Applications of Optimisation.* Marcel Dekker Inc., New York, ISBN 0-8247-9105-3 (2001)

[44] Gardiner.C.W : *Handbook of stochastic methods for physics, chemistry, and the natural sciences*. Book (ISBN 0387156070 [pbk]) Springer-Verlag. Berlin and New York (1985).

[45] Kwang Y.Lee, Mohamed A. El-Sharkawi : *Modern Heuristic Optimization Techniques*. IEEE Press Editorial Board Copyright by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. ISBN 978-0471-45711-4 (2008)

[46] Stefan STERPU : *Contrôle de performances de producteurs indépendants pour une meilleure sécurité des réseaux électriques* . Thèse de Doctoral, INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE (2005)

[47] Nesmat ABU-TABAK : *Stabilité dynamique des systèmes électriques multimachines : modélisation, commande, observation et simulation* . Thèse Doctoral, L'ÉCOLE CENTRALE DE LYON (2008)

[48] Andersson G.: *Dynamic and Control of Electric Power Systems.* Lectures 227-528, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, (March 2004).

[49] Lambert, JD., Lambert, D : Chapitre 5 en *Numerical Methods for Ordinary Differential Systems: The Initial Value Problem*, Wiley, New York, (1991).

[50] Houck C.R., Joines J.A., Kay M.G. : *A Genetic Algorithm for Function Optimization: A Matlab Implementation*, NCSU-IE TR 95-09, (1995).

[51] ARIF Salem : *Différentes Techniques de Planification de l'Energie Réactive dans les Réseaux Electriques.* Thèse de doctorat, Ecole nationale polytechnique d'Alger (29 avril 2008).

[52] Federico Milano : *PSAT Power System Analysis Toolbox.* Universit à degli Studi di Genova, Italy (November 2002)

[53] J.E. Fagan.: *Synchronous Machine Modeling Mechanization and System Performance Study* . Thèse de doctorat, The University of Texas at Arlington, (mai 1977).

[54] Jingping Yang, Jing Zhang : *Dynamic Equivalents of Power System Based on Extended Two Particle Swarm Optimization.* IEEE, Third International Conference on Natural Computation (ICNC 2007)

ANNEXE

Annexe A1.

Transformation de Park.

Afin d'établir les équations décrivant le comportement du système globale, il est nécessaire de ramener les grandeurs (décrits dans un repère local *d*-*q*) de chaque générateur à un seul repère commun pour tous les générateurs, il s'agit du repère *D*-*Q*, comme le montre la figure (1A).

L'axe réel (*D*) du repère commun est habituellement employé comme une référence pour mesurer l'angle de rotor de machine. Pour une machine représentée en détail comprenant la dynamique d'un ou plusieurs circuits de rotor, l'angle δ de rotor est défini par l'angle entre l'axe (*q*) de la machine et l'axe réel (*D*), comme il est montré par la figure suivante.

Pour une machine représentée par un modèle classique, l'angle de rotor δ est l'angle entre la tension E' et l'axe réel (*D*). En régime dynamique, l'angle δ se varie avec la vitesse de rotor.

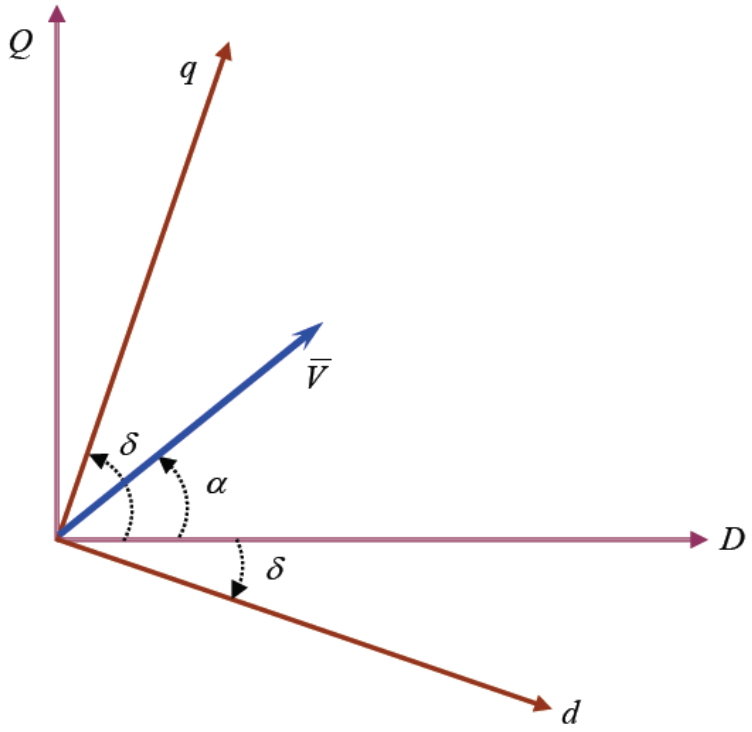


Figure A.1.1 Changement de référentiel du repère local (d-q) au repère commun (D-Q).

De la figure (1A), soit $\bar{V}$ un vecteur dans l'espace.

Dans le repère (*D*-*Q*), il s'écrit :

$$\bar{V}_{(DQ)} = V\, e^{j\alpha} \qquad \text{(A.1.1)}$$

Alors que dans le repère (*d*-*q*), il s'écrit :

$$\bar{V}_{(dq)} = V\, e^{j(\alpha-\gamma)} \tag{A.1.2}$$

Sachant que $\gamma = \delta - 90°$, l'équation (2A) devient :

$$\bar{V}_{(dq)} = V\, e^{j\alpha}\, e^{-j(\delta-90°)} \tag{A.1.3}$$

Ainsi, le passage d'un repère à l'autre s'effectue par une simple rotation comme l'exprime l'équation suivante :

$$\bar{V}_{(dq)} = \bar{V}_{(DQ)}\, e^{j(90°-\delta)} \tag{A.1.4}$$

En décomposant en parties réelle et imaginaire et en regroupant sous forme matricielle, on obtient les équations décrivant le passage d'un repère à l'autre:

$$\begin{pmatrix} V_d \\ V_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} sin\delta & -cos\delta \\ cos\delta & sin\delta \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_D \\ V_Q \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} V_Q \\ V_D \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} sin\delta & cos\delta \\ -cos\delta & sin\delta \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_d \\ V_q \end{pmatrix} \tag{A.1.5}$$

Annexe A2.

Données du réseau de transport IEEE New England 39 nœuds

A2.1 Données des lignes du réseau : (Toutes les valeurs sont données dans la même base MVA)

Tableau A2.1 Données des lignes du réseau.

Donnée des lignes					Rapport des transformateurs	
Du nœud	Au nœud	R	X	B	Amplitude	Déphasage
1	2	0.0035	0.0411	0.6987	0.000	0.00
1	39	0.0010	0.0250	0.7500	0.000	0.00
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0.000	0.00
2	25	0.0070	0.0086	0.1460	0.000	0.00
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0.000	0.00
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0.000	0.00
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0.000	0.00
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0.000	0.00
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	0.000	0.00
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0.000	0.00
6	7	0.0006	0.0092	0.1130	0.000	0.00
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0.000	0.00
7	8	0.0004	0.0046	0.0780	0.000	0.00
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0.000	0.00
9	39	0.0010	0.0250	1.2000	0.000	0.00
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0.000	0.00
14	15	0.0018	0.0217	0.3660	0.000	0.00
15	16	0.0009	0.0094	0.1710	0.000	0.00
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	0.000	0.00
16	19	0.0016	0.0195	0.3040	0.000	0.00
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0.000	0.00
16	24	0.0003	0.0059	0.0680	0.000	0.00
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0.000	0.00
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0.000	0.00
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0.000	0.00
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0.000	0.00
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0.000	0.00
25	26	0.0032	0.0323	0.5130	0.000	0.00
26	27	0.0014	0.0147	0.236	0.000	0.00
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0.000	0.00
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0.000	0.00
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0.000	0.00
12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
6	31	0.0000	0.0250	0.0000	1.070	0.00
10	32	0.0000	0.0200	0.0000	1.070	0.00
19	33	0.0007	0.0142	0.0000	1.070	0.00
20	34	0.0009	0.0180	0.0000	1.009	0.00
22	35	0.0000	0.0143	0.0000	1.025	0.00
23	36	0.0005	0.0272	0.0000	1.000	0.00
25	37	0.0006	0.0232	0.0000	1.025	0.00
2	30	0.0000	0.0181	0.0000	1.025	0.00
29	38	0.0008	0.0156	0.0000	1.025	0.00
19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.060	0.00

A.2.2 Données des nœuds du réseau :

Toutes les valeurs sont données dans la même base MVA, notons que le générateur 2 est le nœud de référence.

Tableau A2.2 Données des nœuds du réseau.

N° nœud	Type	Tension	Charge		Générateur		
			MW	MVar	MW	MVar	Unite
1	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
3	PQ	-	322.0	2.4	0.0	0.0	
4	PQ	-	500.0	184.0	0.0	0.0	
5	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
6	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
7	PQ	-	233.8	84.0	0.0	0.0	
8	PQ	-	522.0	176.0	0.0	0.0	
9	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
10	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
11	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
12	PQ	-	7.5	88.0	0.0	0.0	
13	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
14	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
15	PQ	-	320.0	153.0	0.0	0.0	
16	PQ	-	329.0	32.3	0.0	0.0	
17	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
18	PQ	-	158.0	30.0	0.0	0.0	
19	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
20	PQ	-	628.0	103.0	0.0	0.0	
21	PQ	-	274.0	115.0	0.0	0.0	
22	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	
23	PQ	-	247.5	84.6	0.0	0.0	
24	PQ	-	308.6	-92.0	0.0	0.0	
25	PQ	-	224.0	47.2	0.0	0.0	
26	PQ	-	139.0	17.0	0.0	0.0	
27	PQ	-	281.0	75.5	0.0	0.0	
28	PQ	-	206.0	27.6	0.0	0.0	
29	PQ	-	283.5	26.9	0.0	0.0	
30	PV	1.0475	0.0	0.0	250.0	-	Gen10
31	PV	0.9820	9.2	4.6	-	-	Gen2
32	PV	0.9831	0.0	0.0	650.0	-	Gen3
33	PV	0.9972	0.0	0.0	632.0	-	Gen4
34	PV	1.0123	0.0	0.0	508.0	-	Gen5
35	PV	1.0493	0.0	0.0	650.0	-	Gen6
36	PV	1.0635	0.0	0.0	560.0	-	Gen7
37	PV	1.0278	0.0	0.0	540.0	-	Gen8
38	PV	1.0265	0.0	0.0	830.0	-	Gen9
39	PV	1.0300	1104.0	250.0	1000.0	-	Gen1

A.2.3 Données des générateurs :

Toutes les valeurs sont données dans la même base MVA (100MVA)

H : constante d'inertie (s).

Ra : Résistance d'armature (pu)

Xd : Réactance synchrone d'axe direct (pu).

Xq : Réactance synchrone d'axe en quadrature (pu).

X'd : Réactance transitoire d'axe direct (pu).

T'do : Constante de temps de la machine en circuit ouvert (s).

D : Coefficient d'amortissement du générateur (pu).

Tableau A2.3 Données des générateurs.

N° Générateur	H (s)	Ra (pu)	Xd (pu)	Xq (pu)	X'd (pu)	T'do (s)	D (pu)
1	500.0	0	0.02	0.019	0.006	7.0	0
2	30.3	0	0.295	0.282	0.0697	6.56	0
3	35.8	0	0.2495	0.237	0.0531	5.7	0
4	28.6	0	0.262	0.258	0.0436	5.69	0
5	26.0	0	0.67	0.62	0.132	5.4	0
6	34.8	0	0.254	0.241	0.05	7.3	0
7	26.4	0	0.295	0.292	0.049	5.66	0
8	24.3	0	0.290	0.280	0.057	6.7	0
9	34.5	0	0.2106	0.205	0.057	4.79	0
10	42.0	0	0.1	0.069	0.031	10.2	0

A.2.4 Données des systèmes d'excitation :

K_a : gain de l'AVR (pu).

T_a : constante de temps de l'AVR (s).

E_{fd_min} : limite inférieure de la sortie de l'AVR (pu).

E_{fd_max} : limite supérieure de la sortie de l'AVR (pu).

Tableau A2.4 Données des systèmes d'excitation

N° Générateur	Ka (pu)	Ta(s)	$E_{fd\ max}$ (pu)	$E_{fd\ min}$ (pu)
1	200	0.05	5	-5
2	200	0.05	5	-5
3	200	0.05	5	-5
4	200	0.05	5	-5
5	200	0.05	5	-5
6	200	0.05	5	-5
7	200	0.05	5	-5
8	200	0.05	5	-5
9	200	0.05	5	-5
10	200	0.05	5	-5

A.2.5 Données des turbines et des gouverneurs :

wref : Vitesse de référence (pu).

KR : gain (pu).

Tmin : limite inférieure du couple mécanique (pu).

Tmax : limite supérieure du couple mécanique (pu).

Ts : constante de temps du régulateur (s).

Tc : constante de temps du servomécanisme (s).

T3 : constante de temps (s).

T4 : constante de temps (s).

T5 : constante de temps (s).

Tableau A2.5 Données des turbines et des gouverneurs.

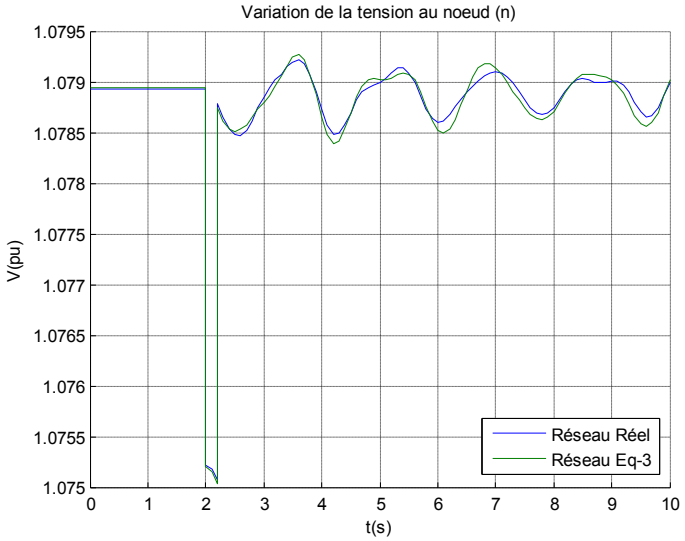
N° Générateur	w_{ref} (pu)	K_R (pu)	T_{min} (pu)	T_{max} (pu)	T_s (s)	T_c (s)	T_3 (s)	T_4 (s)	T_5 (s)
1	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
2	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
3	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
4	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
5	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
6	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
7	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
8	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
9	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50
10	1	0.05	0.75	16	0.1	0.45	0	12	50

Annexe A3.

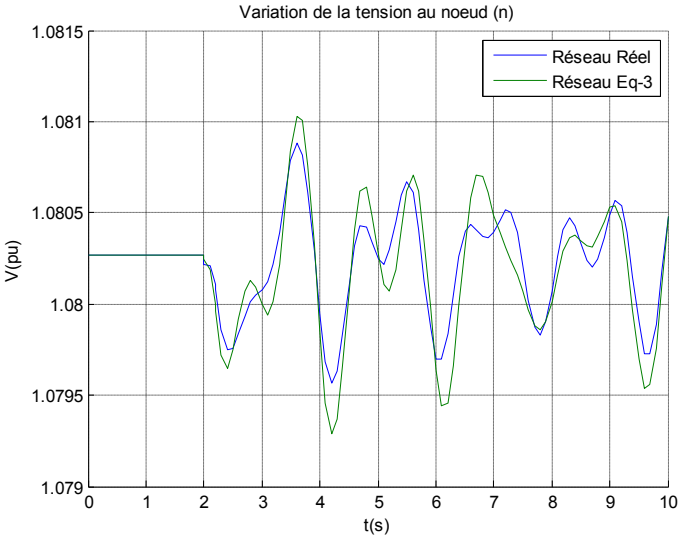
Résultats et comparaisons (Réseau réel, Réseau équivalent)

A3.a) -Perte de la ligne 3-18:

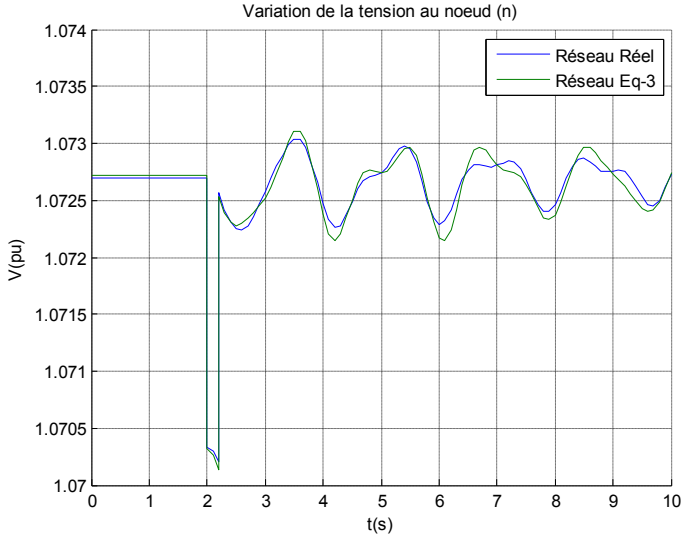
A3.a.1) Courbes des tensons :



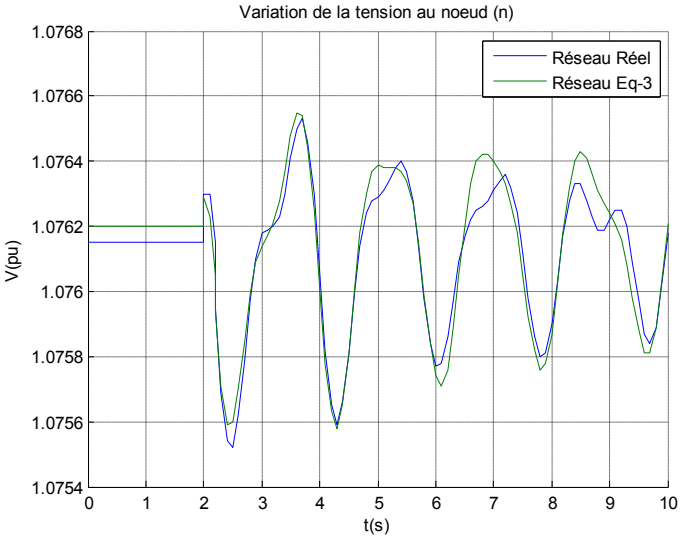
Nœud N°2



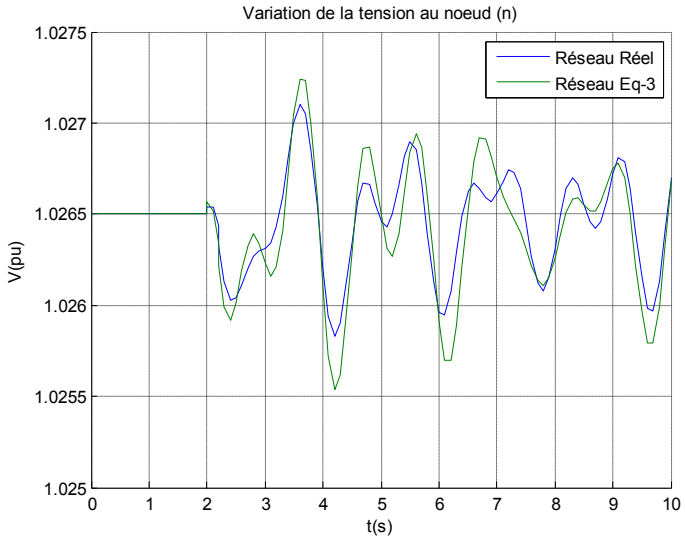
Nœud N°29



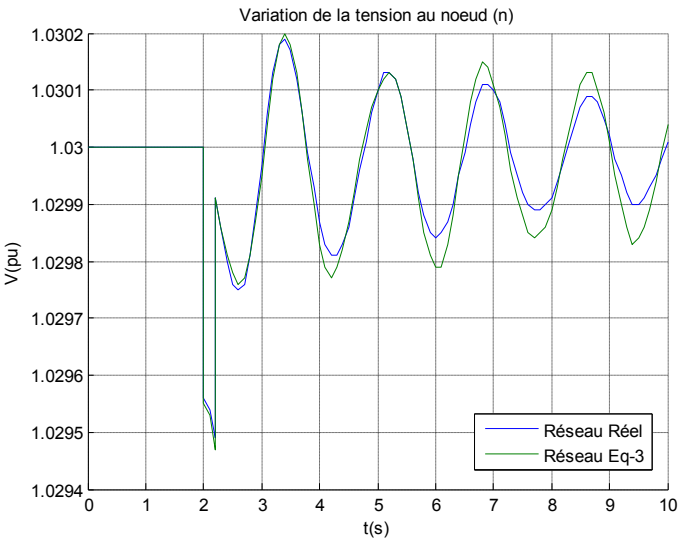
Nœud N°10



Nœud N°16

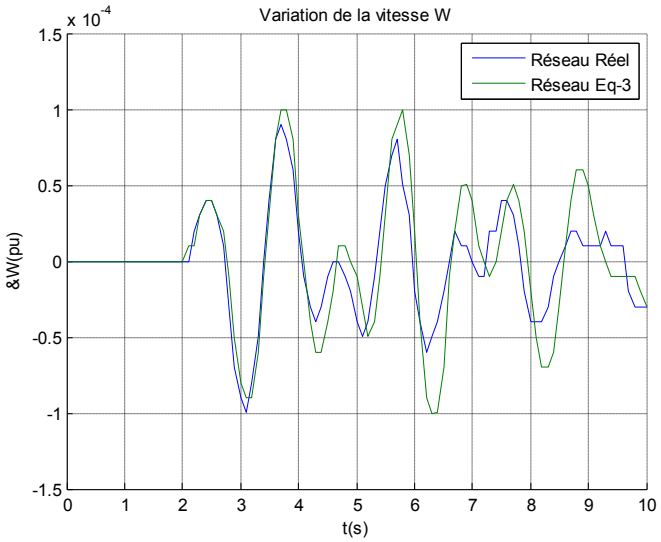


Nœud N°38

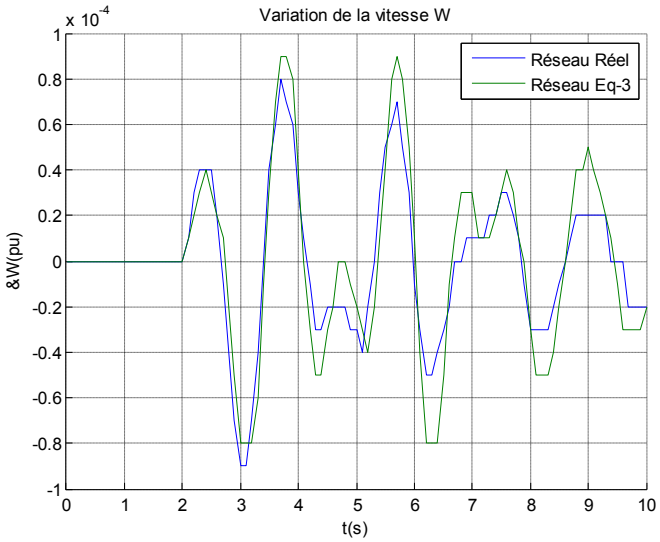


Nœud °39

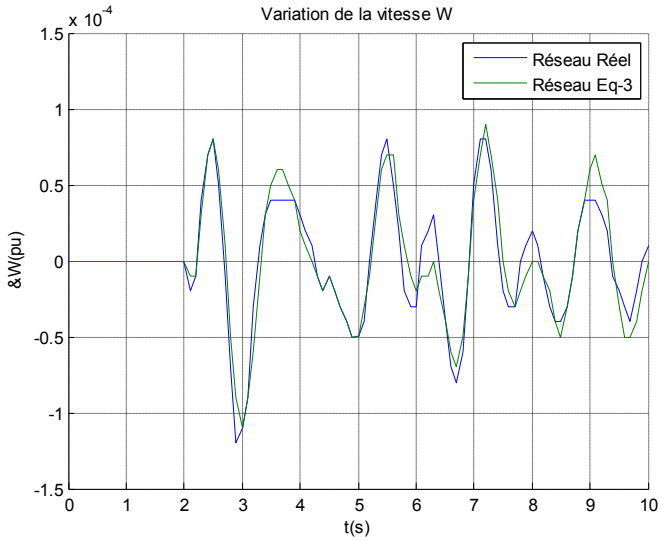
A3.a.2) Courbes des vitesses :



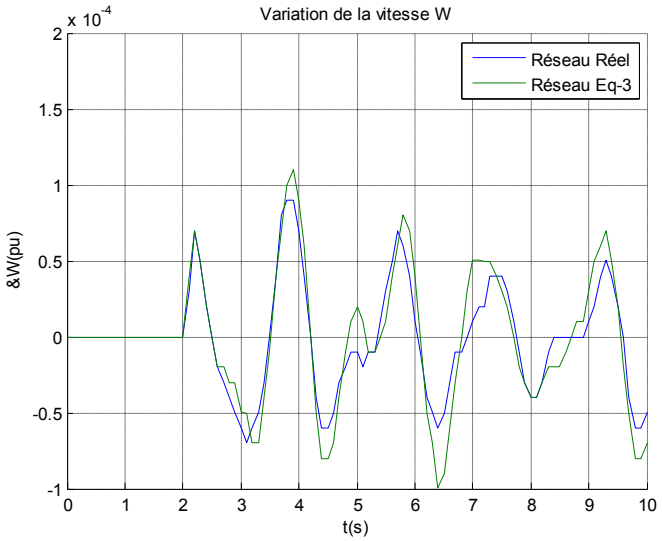
Machine N°2



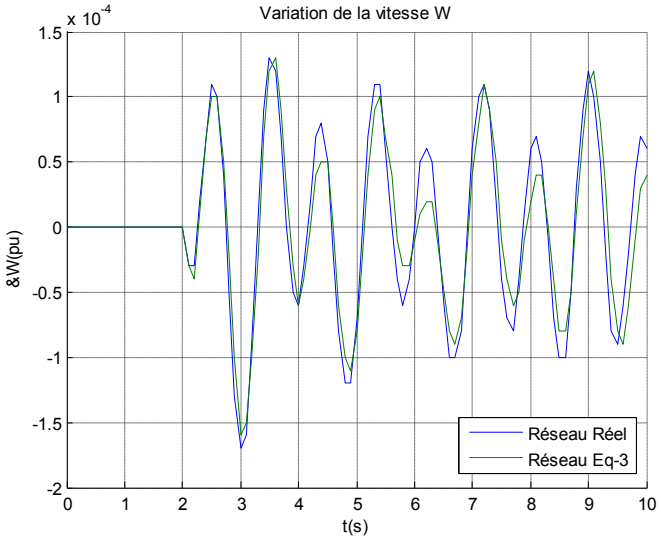
Machine N°3



Machine N°8

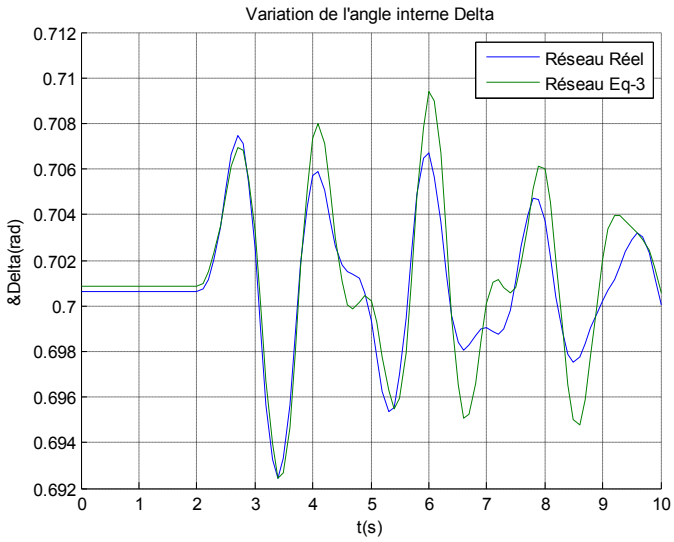


Machine N°9

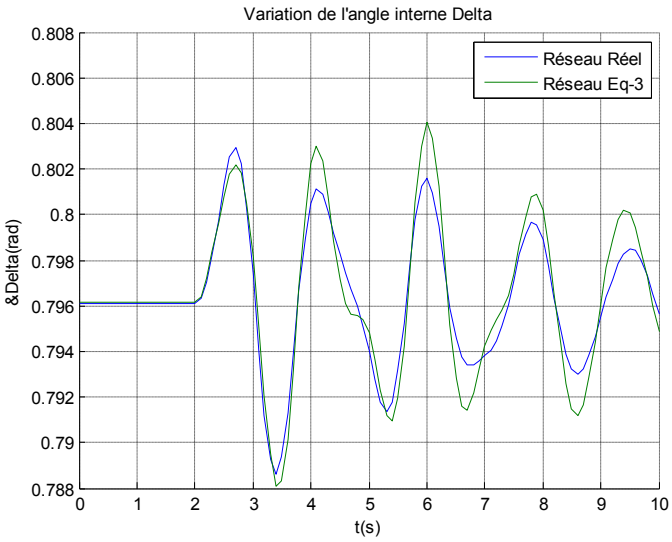


Machine N°10

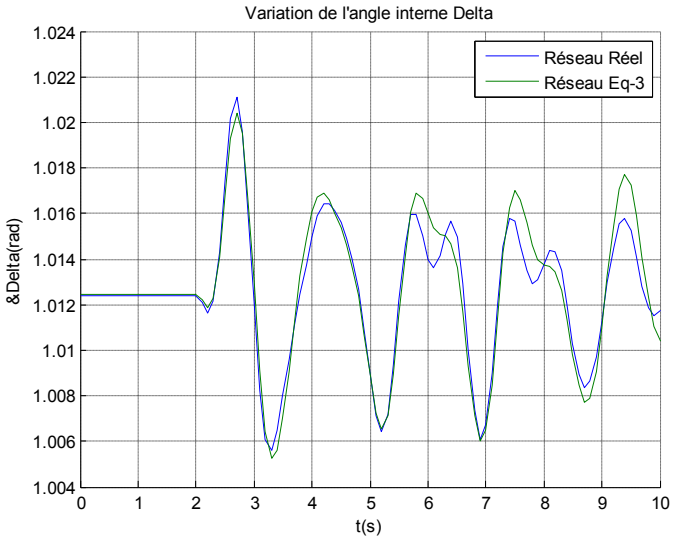
A3.a.3) Courbes des angles internes :



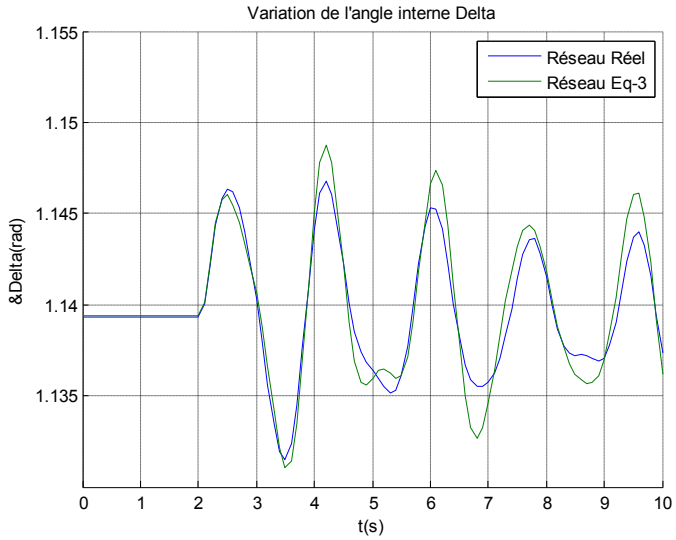
Machine N°2



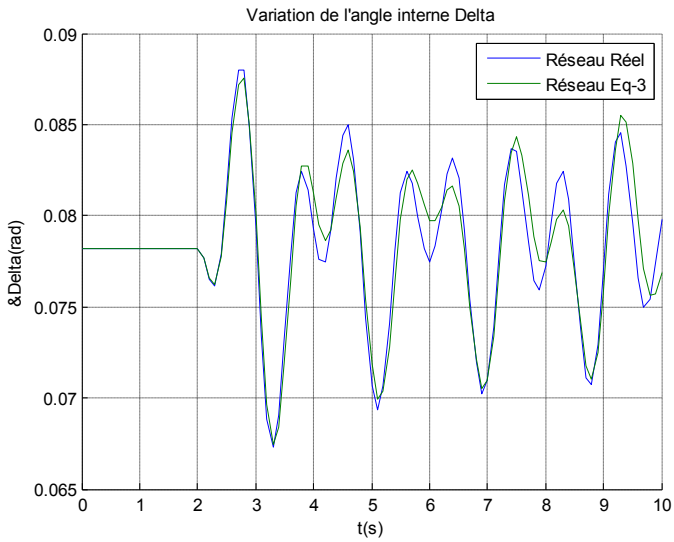
Machine N°3



Machine N°8

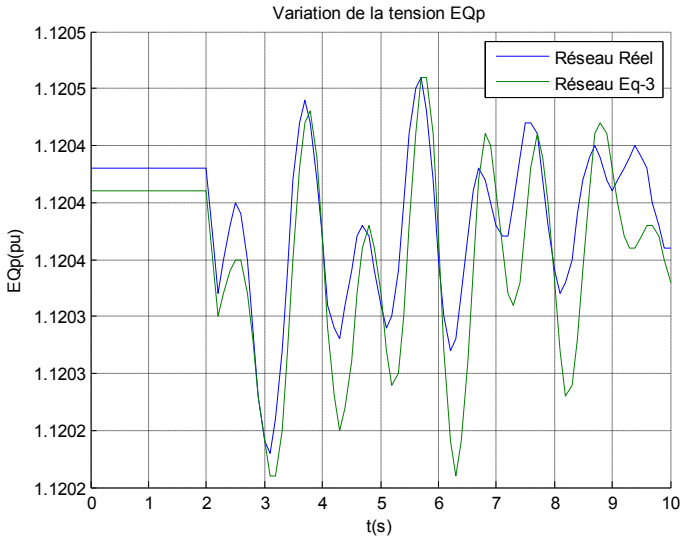


Machine N°9

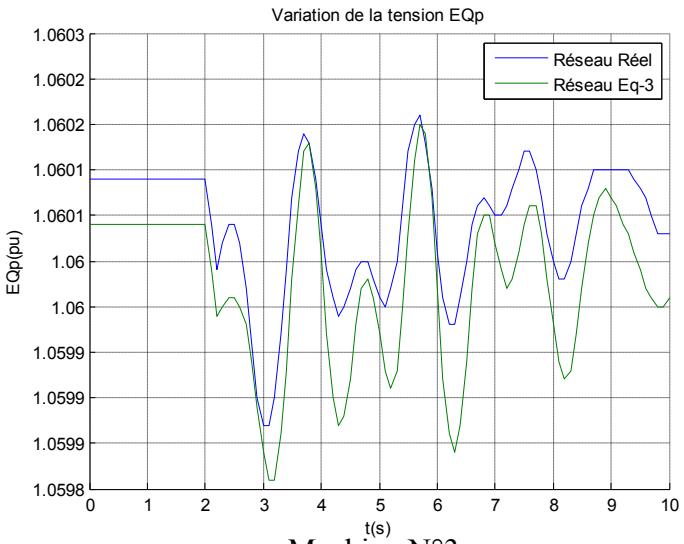


Machine N°10

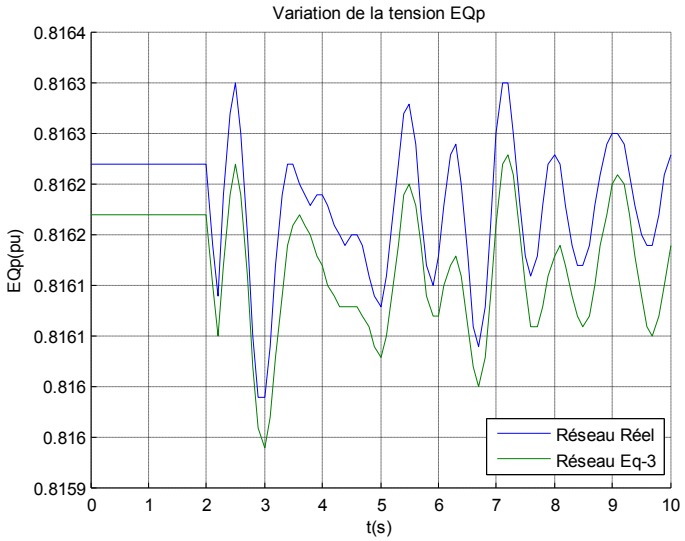
A3.a.4) Courbes des tensions internes E'q :



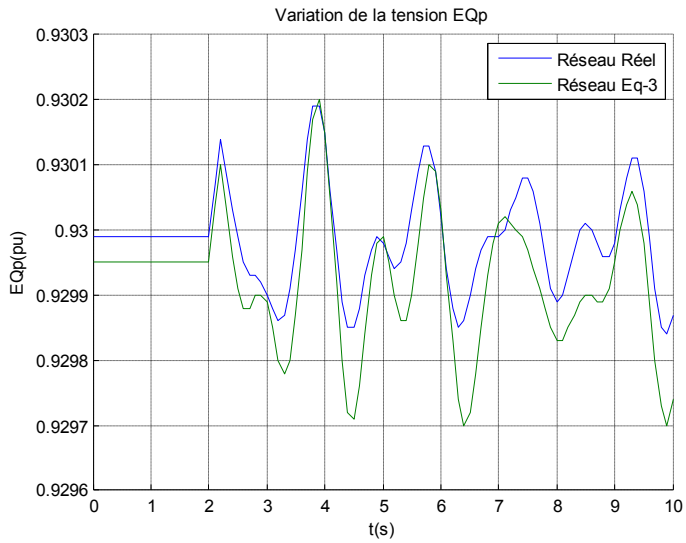
Machine N°2



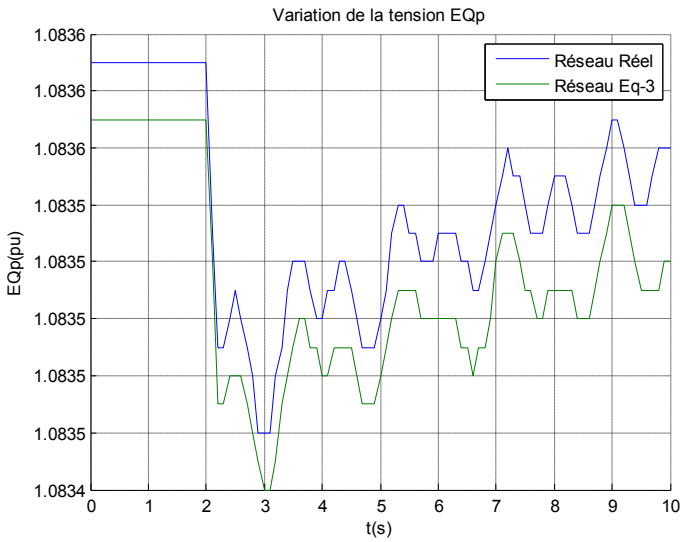
Machine N°3



Machine N°8



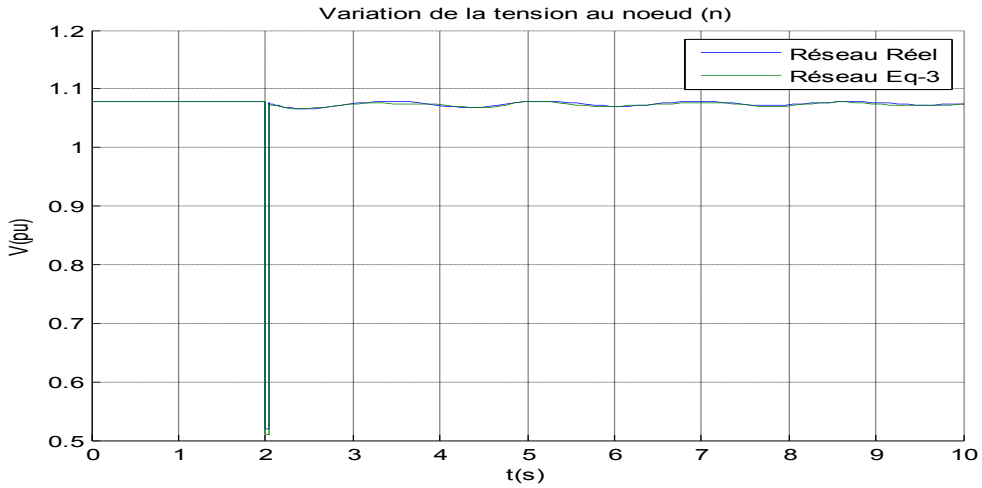
Machine N°9



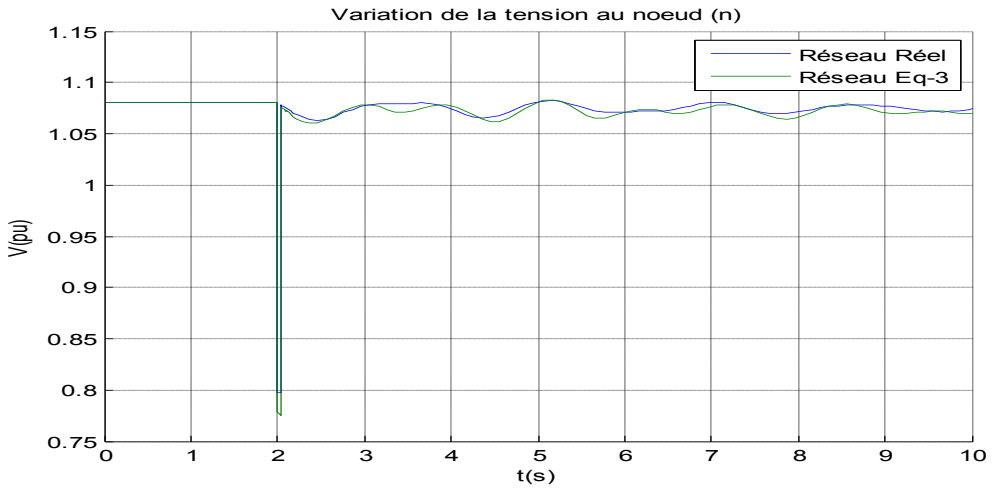
Machine N°10

A3.b) –Court circuit triphasé au nœud 30 :

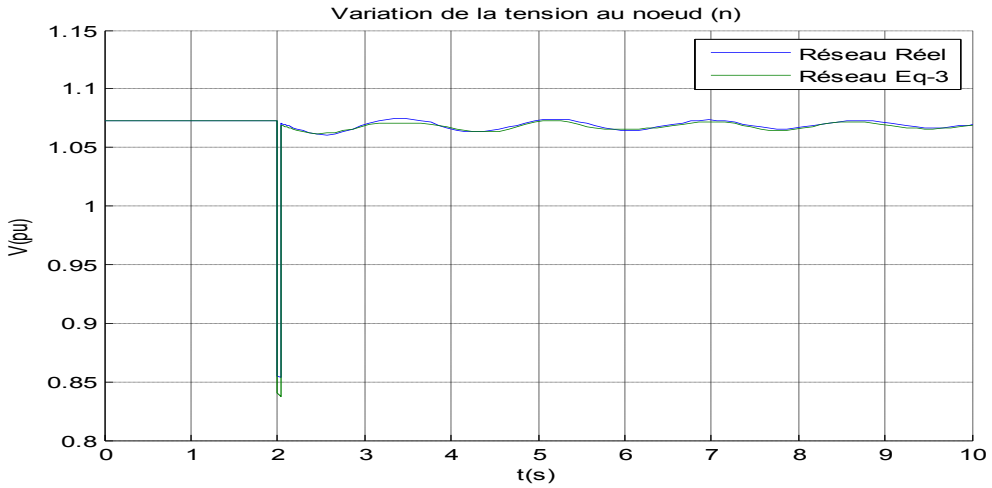
A3.b.1) Courbes des tensons :



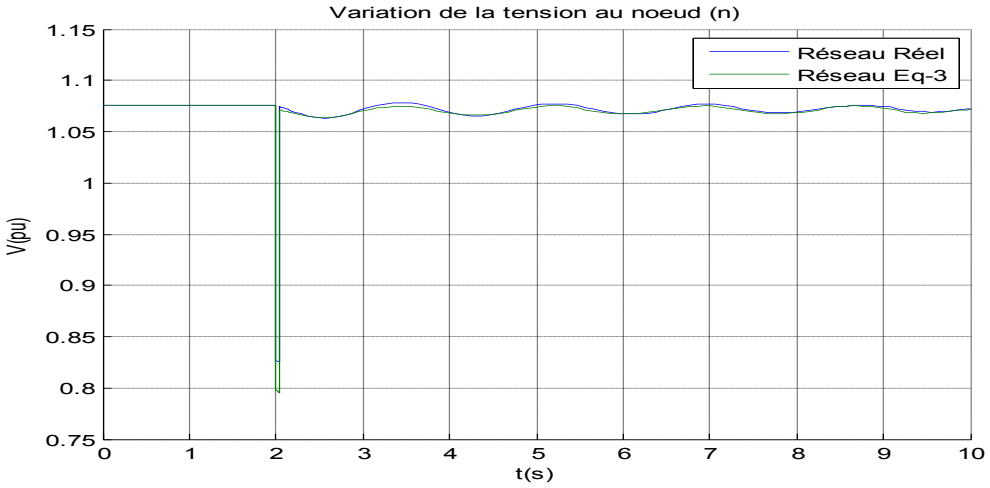
Nœud N°2



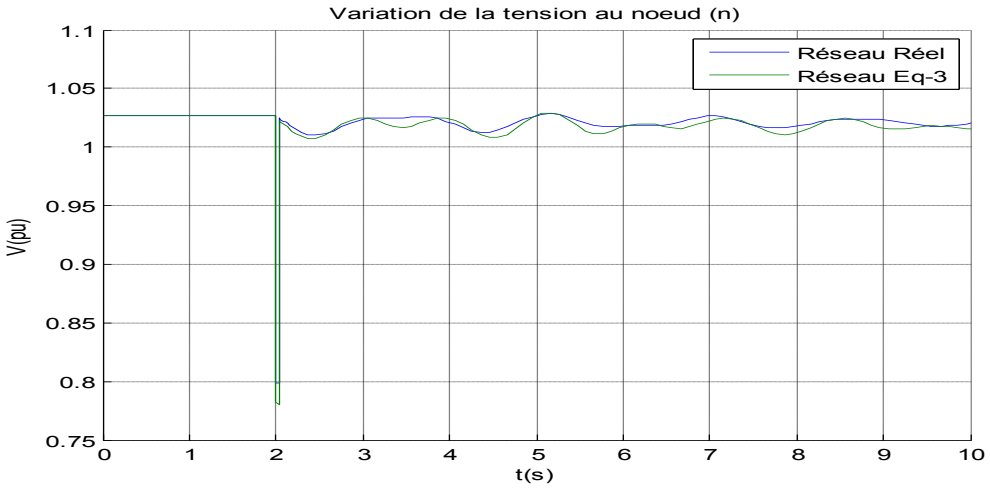
Nœud N°29



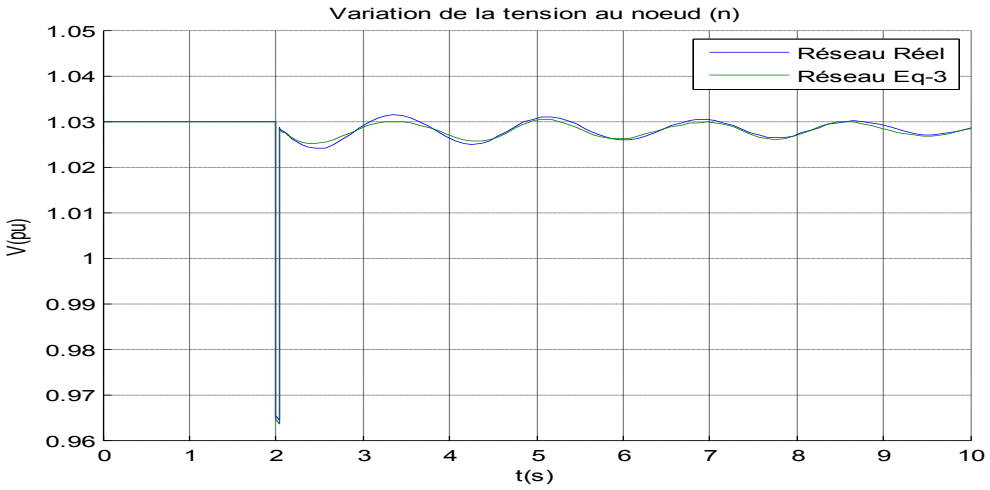
Nœud N°10



Nœud N°16

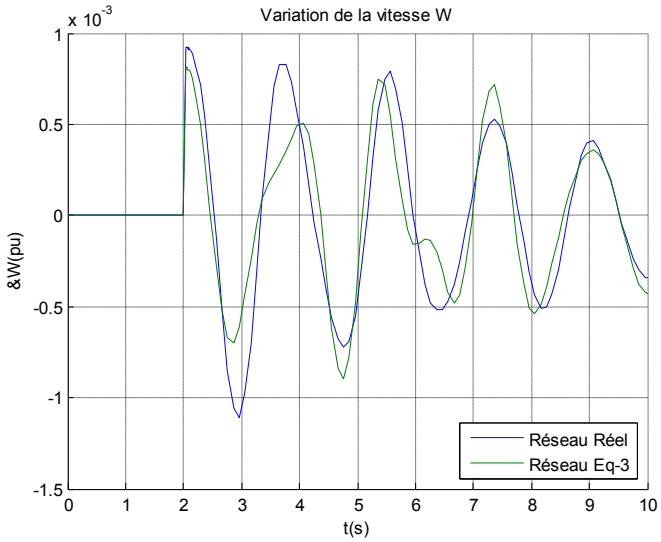


Nœud N°38

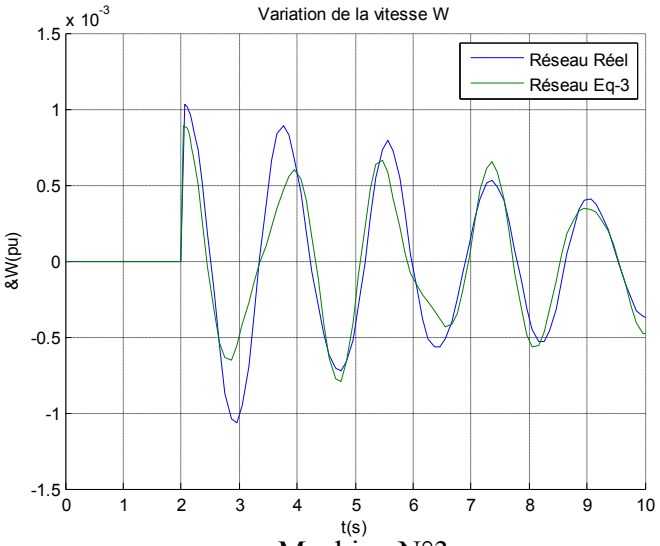


Nœud N°39

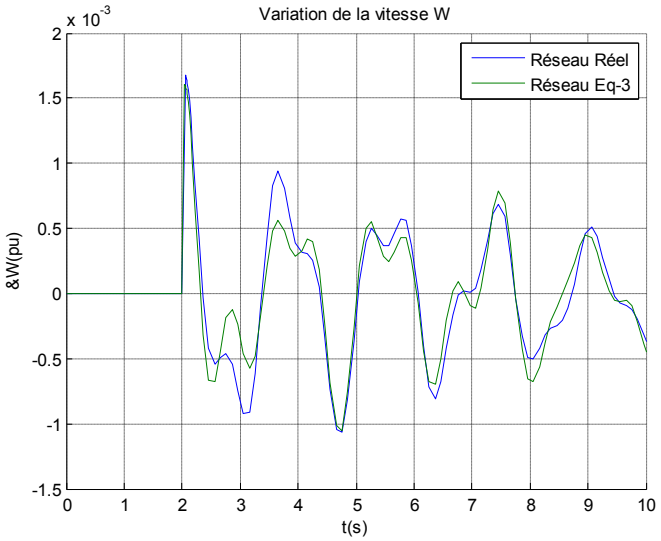
A3.b.2) Courbes des vitesses :



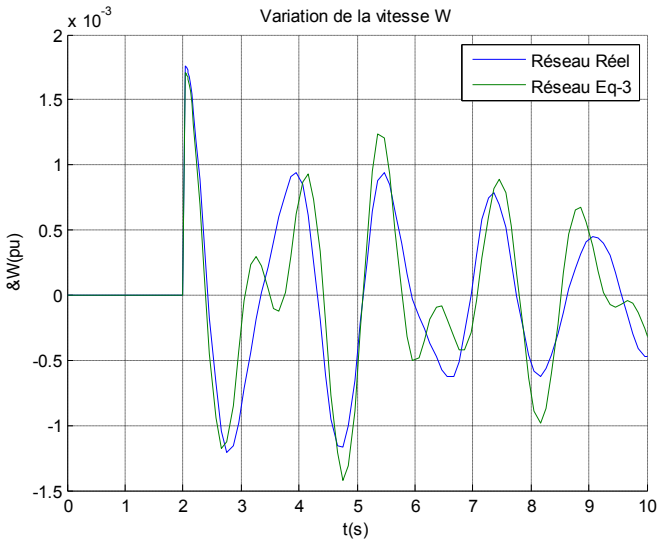
Machine N°2



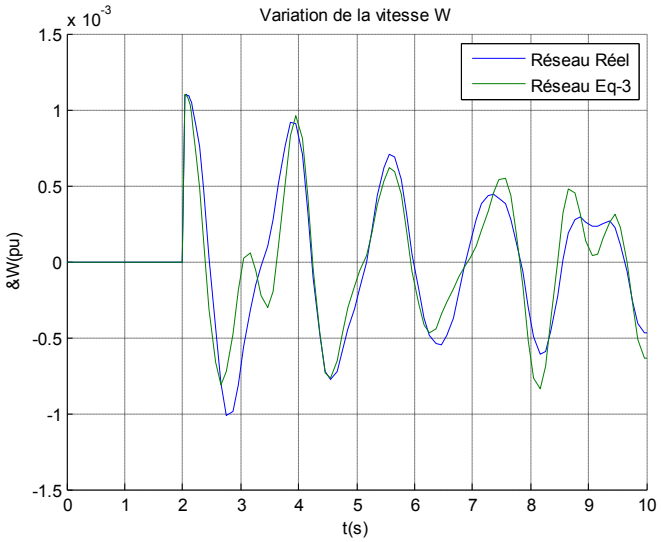
Machine N°3



Machine N°8

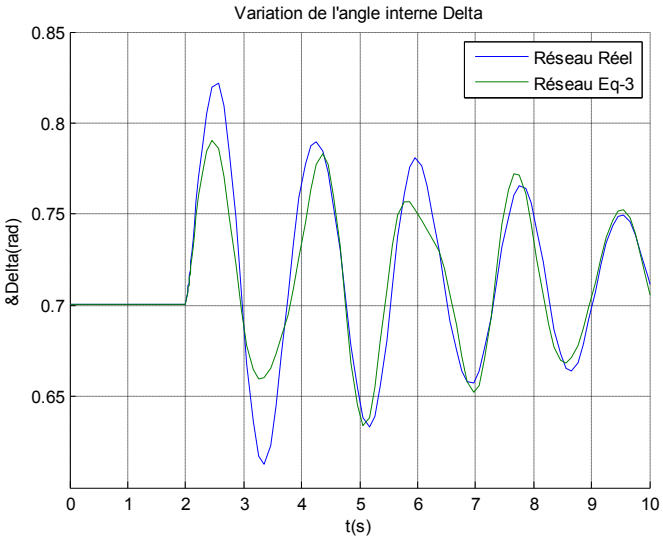


Machine N°9

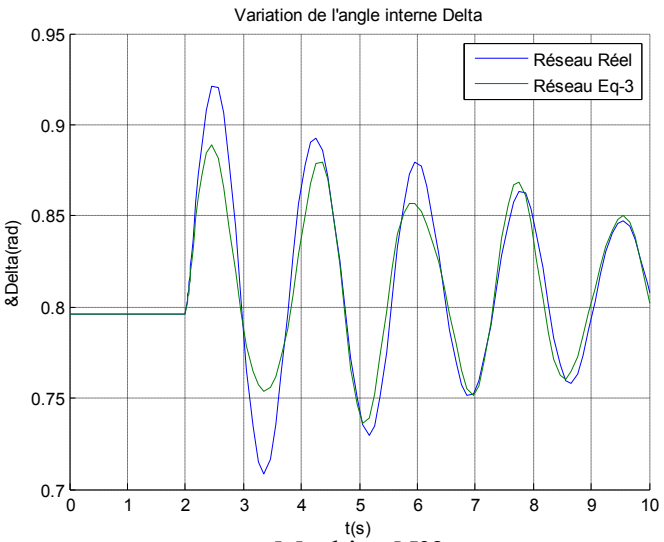


Machine N°10

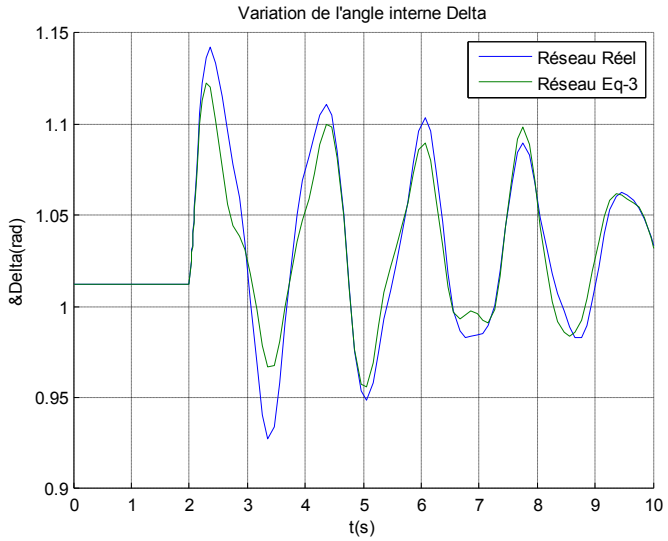
A3.b.3) Courbes des angles internes :



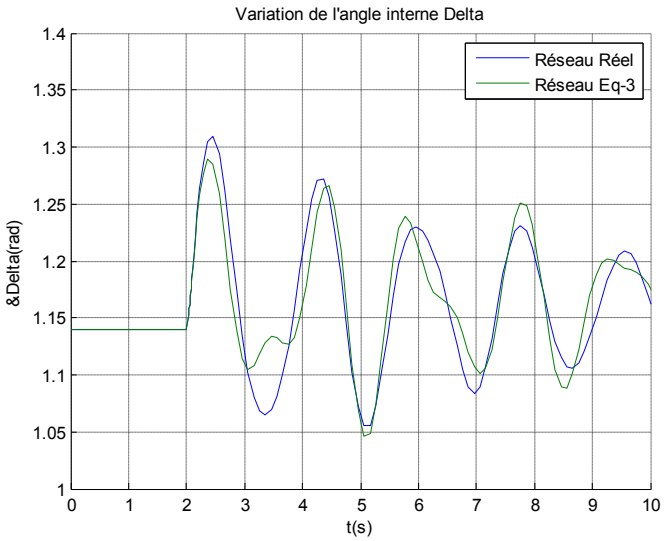
Machine N°2



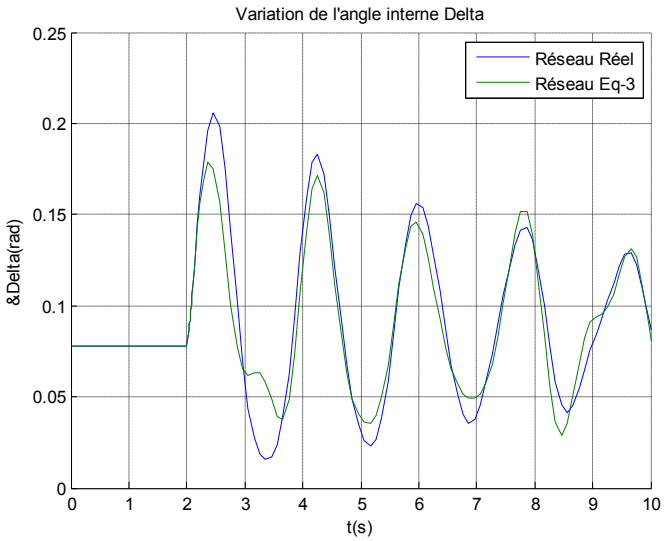
Machine N°3



Machine N°8

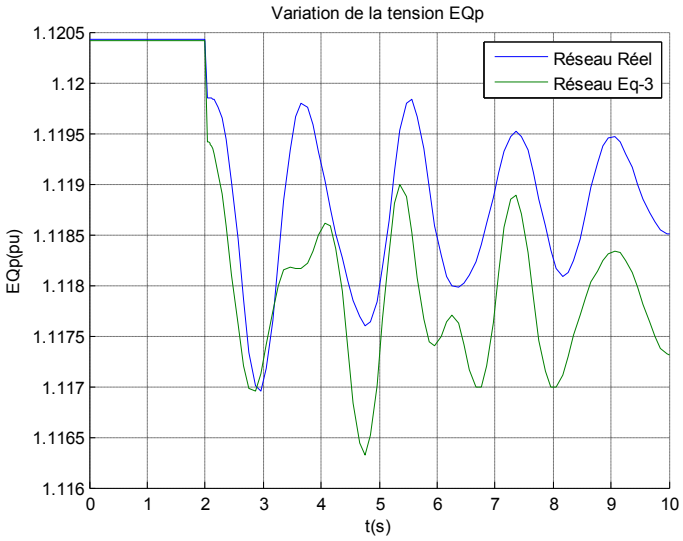


Machine N°9

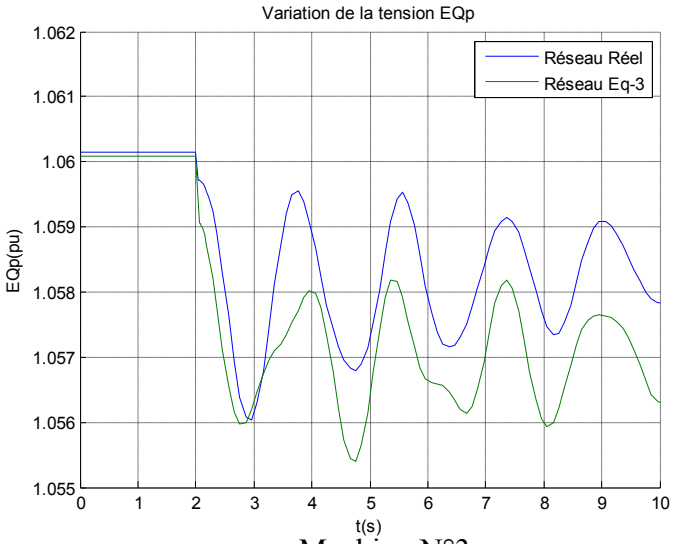


Machine N°10

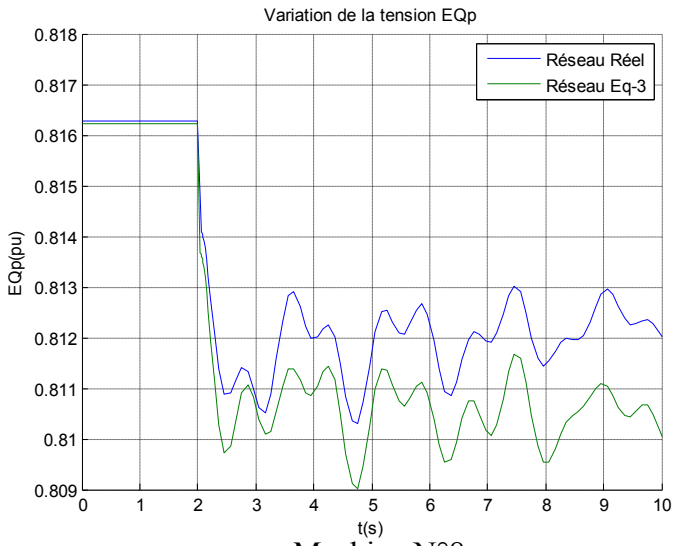
A3.b.4) Courbes des tensions internes E'q :



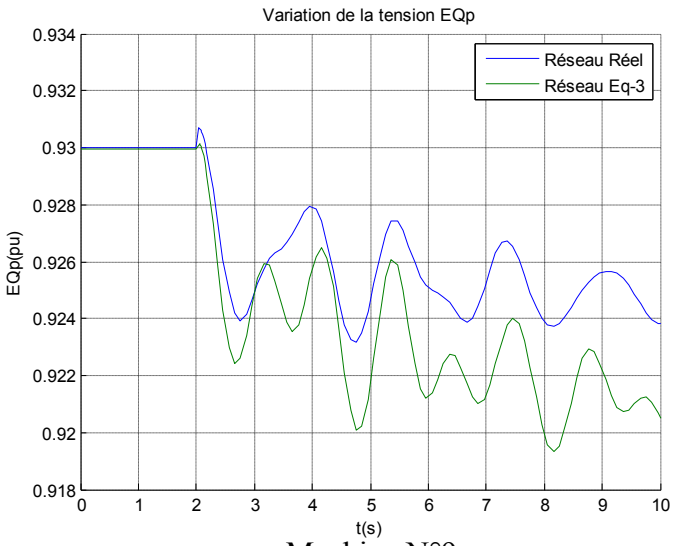
Machine N°2



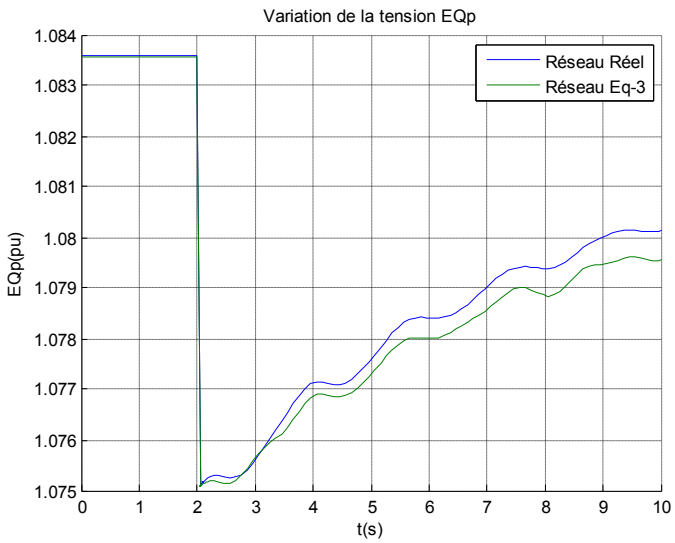
Machine N°3



Machine N°8



Machine N°9



Machine N°10

PUBLICATION

Publication International

Auteurs : R.Gueddouche, M.Boudour.

Titre du livre : Métaheuristique pour la Compensation de l'Énergie Réactive.

Sous-titre : Optimisation du Nombre, Emplacement et Taille, des Condensateurs Shunt dans les réseaux de Distribution.

Broché: 108 pages

Editeur : Editions universitaires européennes, est une marque déposée de Südwestdeutscher Verlag für Hochschulschriften GmbH & Co. KG Dudweiler Landstr. 99,66123 Sarrebruck, Allemagne.

Date de publication : 7 janvier 2011

Langue : Français

ISBN-10: 6131558523

ISBN-13: 978-6131558528