HAL
open science

Interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnexion

Sami Ammari

To cite this version:

Sami Ammari. Interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnexion. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2000. Français. NNT : . tel-00688618

HAL Id: tel-00688618

https://theses.hal.science/tel-00688618

Submitted on 18 Apr 2012

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque
|__|__|__|__|__|__|__|__|__|__|

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

Spécialité : Génie Electrique

préparée au ***Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble***

dans le cadre de ***l'Ecole Doctorale « Electronique, Electrotechnique, Automatique, Télécommunications, Signal »***

Présentée et soutenue publiquement

par

Sami AMMARI

Le 10 Novembre 2000

Titre

Interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnexion.

Directeur de Thèse :

Nouredine HADJSAID

JURY

M.	Jean-Paul LOUIS,	Président et Rapporteur
M.	Jean-Pascal CAMBRONNE,	Rapporteur
M.	Nouredine HADJSAID	Examinateur
M.	Didier GEORGES,	Co-encadrant
M.	Yvon BESANGER,	Co-encadrant
M.	Sylvain VITET	Examinateur

Avant-propos

Le travail présenté dans ce mémoire a été effectué au sein de l'équipe systèmes et réseaux électriques (SYREL) du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG).

Je tiens à remercier :

Monsieur Jean Paul LOUIS, Professeur à l'Ecole Normale Supérieure de Cachan pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse et d'en être rapporteur.

Monsieur Jean-Pascal CAMBRONNE, Professeur à l'Université Paul Sabatier pour avoir accepté d'être rapporteur de ce travail.

Monsieur Sylvain VITET, Ingénieur de recherche à Electricité De France (EDF) de son intérêt pour le sujet traité et d'avoir accepté de faire partie des membres du jury.

Monsieur Nouredine HADJSAID, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, d'avoir efficacement dirigé mes travaux de thèse pendant trois ans. Je le remercie aussi pour les bonnes conditions de travail qu'il m'a assurées, son amitié et les conseils qu'il m'a prodigués tout au long de ce travail de recherche.

Monsieur Didier GEORGES, Professeur à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, qui a co-dirigé cette thèse, pour son extrême compétence et son encadrement efficace et très humain.

Monsieur Yvon BESANGER, Professeur Agrégé à l'Institut National Polytechnique de Grenoble, d'avoir contribué à l'aboutissement de ce travail. Il a su pendant une phase cruciale de la thèse, qui est la dernière année, remplacer M. HADJSAID (en année de mobilité à l'étranger) avec beaucoup de compétence et de sérieux.

Monsieur Jean-Pierre ROGNON, Directeur du LEG, de m'avoir accueilli dans ce laboratoire.

Je tiens également à remercier tous les amis que j'ai connu au LEG et avec lesquels j'ai passé des moments très « rigolo » et sympa. Je cite particulièrement Gérald CLAEYS, Kérim MEKKI, Chulasa PRAING, Jean-Daniel ARNOULD, Yann LE FLOCH, Delphine RIU, Basma BEL HABIB, Isabelle EL BAAKLINI, Damien DE BENEDETTIS, Jean-François CANARD, Orphée CUGAT…

Je dois aussi placer une pensé très reconnaissante à toute ma famille et particulièrement mes parents pour tous leurs sacrifices et encouragements sans lesquels j'aurais jamais persévéré sur cette voie.

Je ne remercierai jamais assez Mohamed et Chantal LAGHA et toute leur famille qui n'ont épargné aucun effort pour m'aider à surmonter toutes les difficultés pour mes premiers jours à Grenoble et tout le long de mon séjour.

Et enfin, une pensé particulière à mes potes : Moez YEDDES, Khaled LAOUAMRI, Slim HARBI, Moez YOUSSEF, Samy LAGHA, Imed MOUSSA.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION ---------- 1

CHAPITRE I : LES OSCILLATIONS DE PUISSANCE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

I INTRODUCTION ---------- 3

II LES OSCILLATIONS DE PUISSANCE DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ---------- 3

III STABILITÉ DES RESEAUX ELECTRIQUES ---------- 6

III.1 Définitions ---------- 6

III.2 Stabilité de tension ---------- 6

III.3 Stabilité des angles ---------- 6

IV THÉORIE DES PETITS SIGNAUX ---------- 7

IV.1 Représentation linéaire du réseau ---------- 7

IV.2 Valeurs propres et modes d'oscillations ---------- 9

IV.3 Vecteurs propres et matrices modales ---------- 12

IV.4 Facteurs de participation ---------- 12

IV.5 Forme modale ---------- 12

IV.6 Commandabilité et observabilité ---------- 13

IV.7 Sensibilités et résidus ---------- 14

IV.7.1 Les résidus ---------- 14

IV.7.2 Sensibilités au éléments de la matrice d'état ---------- 14

IV.7.3 Sensibilités à un paramètre q quelconque ---------- 15

V LES DISPOSITIFS FACTS ---------- 17

V.1 Rappel : Le concept FACTS ---------- 17

V.2 Présentation sommaire de quelques dispositifs FACTS ---------- 17

V.3 Le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé (STATCOM) ------ 18

V.4 Utilisation du STATCOM pour l'amortissement des oscillations de puissance ------ 20

VI CONCLUSION ---------- 21

CHAPITRE II : INTERACTIONS DE REGULATION

I INTRODUCTION AUX PHÉNOMÈNES D'INTERACTIONS DANS LES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES ----------22

I.1 Interactions "harmoniques" ---------- 22

I.2 Résonances sous-synchrones et interactions torsionnelles sous-synchrones---------- 23

I.3 Interactions de régulation---------- 23

II LES PHÉNOMÈNES D'INTERACTION DE RÉGULATION RELATÉS DANS LA LITTÉRATURE ----------24

II.1 Une étude CIGRE sur les interactions de régulation dans les réseaux électriques--- 25

II.1.1 Les régulations dans les réseaux électriques et les interactions associées ----------26

II.1.2 Exemples d'interactions de régulation----------27

II.1.3 Conception et coordination des régulateurs d'amortissement des oscillations de puissance----------31

II.1.4 Conclusions et perspectives de l'étude CIGRE ----------35

II.2 Mise en évidence d'interactions de régulation dans un réseau test ---------- 35

II.2.1 Réseau test 2 zones 4 machines ----------36

II.2.2 Interaction STATCOM-STATCOM et STATCOM-PSS ----------38

II.3 Interaction FACTS-PSS-charge dynamique---------- 39

III CONCLUSION----------41

CHAPITRE III : MODELISATION DES CHARGES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

I INTRODUCTION----------43

II LA MODÉLISATION DES CHARGES----------44

II.1 Définitions---------- 44

II.2 Importance d'une modélisation fine des charges ---------- 45

II.3 Approches pour la modélisation des charges---------- 47

II.3.1 Modèles de connaissance----------47

II.3.2 Décomposition des charges par secteurs ----------47

II.3.3 Modèles de représentation ou par identification à partir des mesures ----------49

III MODÈLES DES CHARGES ---------- 51

III.1 Modèles statiques et caractéristiques dynamiques des charges ---------- 52

III.1.1 Modèles statiques ---------- 52

III.1.2 Caractéristiques dynamiques des charges ---------- 54

III.2 Modèles dynamiques des moteurs à induction ---------- 55

III.2.1 Modèle simplifié ---------- 56

III.2.2 Modèles décrivant les dynamiques des flux ---------- 58

III.3 Autres modèles dynamiques des charges ---------- 58

III.3.1 Modélisation par une fonction de transfert ---------- 58

III.3.2 Modèle générique de charge ---------- 58

IV AGRÉGATION DES MODÈLES DE CHARGE ---------- 60

IV.1 Agrégation de charges de natures différentes ---------- 60

IV.2 Agrégation des moteurs à induction ---------- 61

V CONCLUSION ---------- 62

CHAPITRE IV : INTERACTION FACTS – CHARGE DYNAMIQUE

I INTRODUCTION ---------- 63

II INFLUENCE DES CHARGES DYNAMIQUES SUR LA STABILITÉ DYNAMIQUE DES RÉSEAUX ---------- 63

II.1 L'exemple du réseau Taiwanais ---------- 64

II.2 Interaction charge dynamique-réseau : Approche par contre-réaction de la charge - 66

II.2.1 Interaction charge dynamique - réseau ---------- 66

II.2.2 Influence des charges dynamiques sur la stabilité dynamique des réseaux ---------- 69

II.2.3 Influence des charges dynamiques sur l'efficacité d'une boucle d'amortissement des oscillations de puissance : Exemple illustratif ---------- 70

III INTERACTION FACTS – CHARGE DYNAMIQUE : CAS D'ÉTUDE ----- 74

III.1 Mise en évidence de l'interaction FACTS-charge dynamique ---------- 75

III.2 Influence de l'emplacement de la charge dynamique ---------- 77

III.2.1 Influence sur l'amortissement du mode critique ---------- 78

III.2.2 Analyse de sensibilité, commandabilité et observabilité du mode critique ---------- 79

III.2.3 Interprétations ---------- 81

III.3 Variation des paramètres de charge et influence sur l'interaction ---------- 83
III.3.1 Influence de la proportion de charge dynamique ----------84
III.3.2 Influence de l'inertie de la charge ----------88

IV CONCLUSION----------93

CHAPITRE V : SOLUTIONS POUR L'INTERACTION FACTS – CHARGE DYNAMIQUE

I INTRODUCTION----------94

II MODÈLES DE SYSTÈMES INCERTAINS ----------94

II.1 Formes d'incertitudes ---------- 95

II.2 Représentation polytopique des systèmes incertains ---------- 96
II.2.1 Système linéaire stationnaire ----------96
II.2.2 Système polytopique ----------96

II.3 Systèmes linéaires à paramètres variants---------- 97

III SOLUTIONS POUR L'INTERACTION ENTRE FACTS ET CHARGES DYNAMIQUES ----------98

III.1 Méthode basée sur les sensibilités ---------- 99
III.1.1 Méthode de compensation de la moyenne des phases de sensibilité---------- 101
III.1.2 Méthode de compensation de la moyenne pondérée des phases des sensibilités----- 102

III.2 Méthodes basée sur les techniques LMI----------105
III.2.1 Introduction aux LMIs ---------- 106
III.2.2 Approche basée sur une représentation polytopique non structurée du système incertain ---------- 107
III.2.3 Approche basée sur une représentation par un système linéaire à paramètres variants ---------- 112
III.2.4 Réductions de modèles pour le calcul des boucles d'amortissement des oscillations de puissance---------- 115
III.2.5 Pré et post-compensation du processus en boucle ouverte---------- 117
III.2.6 Etapes de dimensionnement des boucles d'amortissement des oscillations de puissance par LMI ---------- 117
III.2.7 Application de l'approche polytopique au cas d'incertitude sur la constante d'inertie -- ---------- 118
III.2.8 Application de l'approche polytopique au cas d'incertitude sur les proportions de charge dynamique ---------- 120
III.2.9 Application de l'approche *LPV* au réseau test---------- 124

IV CONCLUSION---------- 130

CONCLUSION GENERALE ---------- **132**

RÉFÉRENCES BLIOGRAPHIQUES ---------- **134**

ANNEXES ---------- **139**

Annexe A : Les stabilisateurs des systèmes de puissance - PSS ----------139

Annexe B : Le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé ----------143

Annexe C : Concepts fondamentaux pour les réductions de modèle ----------148

Annexe D : Algorithmes LMI ----------155

Annexe E : Données du réseau 4 machines-2 zones ----------157

Références Annexes ----------155

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION

Le 20ème siècle a vu peu à peu l'électricité s'imposer comme vecteur privilégié de l'énergie dans la quasi-totalité des domaines domestiques et industriels. Supports incontournables de cette énergie, les réseaux de transport et de distribution représentent aujourd'hui un enjeu économique et technologique considérable. Systèmes de plus en plus complexes, et alimentant des charges elles-mêmes de plus en plus exigeantes, les réseaux d'énergie sont omniprésents sur le territoire des pays industrialisés, dans les sites industriels, mais aussi dans les navires, les avions, etc ...

La maîtrise des régimes de fonctionnement perturbés et la conception de systèmes de protection rapides, sûrs et sélectifs contribuent à augmenter à la fois la fiabilité des réseaux d'énergie et la qualité du produit "électricité". Par ailleurs, la dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays d'Europe, modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des grands systèmes de production, transport et distribution d'énergie électrique. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques, que se soit dans le domaine de la recherche ou de l'exploitation, se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis.

Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance). Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux soutenues, ce qui permettra d'augmenter les marges de stabilité, la flexibilité et aussi la qualité de l'énergie dans les réseaux électriques. Grâce à leur faible temps de réponse à des changements dans les réseaux, les dispositifs FACTS sont aussi avérés comme des éléments pouvant contribuer à l'amortissement des oscillations basse fréquence en remplacement ou en complément des traditionnels stabilisateurs de puissance (Power System Stabilizer : PSS).

Toutefois, ces régulateurs, bien que souvent efficaces, ne sont pas à l'abri d'éventuelles interactions entre eux mais aussi avec d'autres éléments du réseau. Ces phénomènes peuvent se produire entre les dispositifs FACTS, mais aussi avec d'autres éléments comme, par exemple, les régulations de tension des machines ou les stabilisateurs de puissance qui leur

sont éventuellement associés. Méconnus il y a quelques années, ces phénomènes d'interaction dite "de régulation ", sont désormais de plus en plus étudiés et mieux compris par les spécialistes des réseaux électriques.
D'autres éléments pouvant interagir avec les FACTS sont les charges dynamiques. Très peu d'études ont été menées dans ce sens par le passé. De ce fait, nous nous sommes donnés comme objectif dans cette thèse d'étudier les éventuelles interactions qui peuvent résulter de l'insertion des dispositifs FACTS dans les réseaux en présence de charges dynamiques.

Ainsi, le premier chapitre de cette thèse est consacré à une introduction aux problèmes d'oscillations de puissance, un phénomène de plus en plus fréquent pendant les dernières décennies. Les stabilisateurs de systèmes de puissance (PSS), et plus récemment les dispositifs FACTS, sont utilisés pour améliorer l'amortissement de ces oscillations. Ces derniers seront brièvement exposés à la fin de ce chapitre.

Dans le deuxième chapitre, nous aborderons quelques exemples d'interactions de régulations dont certains correspondent à des cas réels. Parmi ces problèmes, celui de l'interaction entre les dispositifs FACTS et les charges dynamiques fera l'objet d'une étude détaillée dans la suite de la thèse.

Ainsi, et avant d'attaquer l'analyse proprement dite de ce phénomène, nous consacrerons le troisième chapitre à une présentation des différents modèles de charge indispensables pour une telle étude.

Le quatrième chapitre de cette thèse permettra une meilleure compréhension du phénomène d'interaction entre les FACTS et les charges dynamiques. Nous traiterons ce problème par une étude en petits signaux mais aussi à travers une approche fréquentielle et par simulation temporelle non-linéaire avec le logiciel d'étude dynamique des réseaux EUROSTAG.

Dans le cinquième et dernier chapitre, nous proposerons des solutions à ce problème d'interaction. Une première solution s'inspire des techniques classiques de sensibilité. Les deux autres sont basées sur les techniques LMI (Linear Matrix Inequality). Nous présenterons les avantages et les limites de chaque méthode.

CHAPITRE I

LES OSCILLATIONS DE PUISSANCE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

I INTRODUCTION

Les planificateurs sont de plus en plus conscients des limites d'utilisation des réseaux de transport. La situation actuelle dans beaucoup de pays au monde est caractérisée par les tendances suivantes :

- Augmentation de la consommation d'électricité due à l'industrialisation, à l'urbanisation et à la croissance de la population. Avec l'augmentation des transits de puissance, les réseaux deviennent plus compliqués à gérer, subissent de grandes variations de puissance et de grandes pertes. Ceci fait que leur niveau de sécurité diminue.
- Contraintes écologiques et administratives. Le respect de l'environnement joue un rôle important dans la société actuelle. Il est en particulier de plus en plus difficile d'obtenir des permis de construire pour de nouvelles lignes ou pour l'implantation de nouvelles centrales. En pratique, cela demande plusieurs années.
- Contraintes opérationnelles. La demande de puissance a une croissance constante mais géographiquement irrégulière. Les centrales qui génèrent l'énergie sont souvent éloignées des charges importantes et la localisation des nouvelles centrales dépend essentiellement d'autorisations administratives et du respect de l'environnement, comme nous l'avons vu ci-dessus.

De plus, dans le contexte actuel de dérégulation du marché de l'électricité, on assiste à une augmentation du nombre de transactions entre les différents acteurs du secteur de l'énergie électrique. Ceci a entraîné une nette hausse du niveau de transit donnant lieu à des incidents graves dans certains pays comme aux USA.

II LES OSCILLATIONS DE PUISSANCE DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

Pour satisfaire la demande d'énergie sous les contraintes que l'on vient de citer, les compagnies gérant les réseaux de transport font de plus en plus appel, pour des problèmes économiques et d'amélioration de la sécurité, aux échanges internationaux de puissance. Cela demande une interconnexion de systèmes supposés indépendants au départ. L'augmentation du maillage associé au mode de transit libre de puissance à travers les réseaux développe des boucles de puissance et des flux parallèles, ce qui surcharge certaines lignes avec pour conséquence une détérioration du profil de tension et la diminution de la stabilité d'une partie ou de la totalité du réseau.

Dans ce contexte, on assiste également à l'apparition, de plus en plus, d'oscillations de puissance de basse fréquence entre les réseaux interconnectés. Or ces oscillations, dans certains cas, sont faiblement amorties et persistent sur de longues périodes, avec comme conséquence la limitation du transit de puissance voire l'instabilité du réseau.

Un des premiers exemples de ces phénomènes d'oscillations s'est manifesté aux Etats-Unis en 1964 avec l'interconnexion du Northwest Power Pool et du Southern Power Pool [YU83], et cela avant la mise en place du WSCC (Western Systems Coordinating Council). Lors de cette interconnexion, une oscillation basse fréquence est apparue obligeant alors les opérateurs à séparer les deux systèmes. D'autres phénomènes similaires ont ensuite été constatés, par exemple lors de l'interconnexion du Saskatchewan - Manitoba - West Ontario System au Canada en 1965 [YU83], sur le réseau WSCC en 1978, lors de l'interconnexion des réseaux yougoslave, autrichien et italien en 1971 et 1974, dans le réseau du Sud-Est australien en 1975 puis de l'Ouest en 1982 et 1983 [KU95], lors de l'interconnexion du Southern Scotland Electric Power avec le British Grid en Grande Bretagne en 1978 [YU83], à Taïwan en 1984, au Sud du Brésil en 1985 et 1987 [KU95]. Enfin, l'interconnexion des réseaux de Centre-Europe (Pologne, République Tchèque, Slovaquie et Hongrie) et des réseaux d'Europe de l'Ouest est à l'origine d'oscillations de puissance faiblement amorties, phénomène apparu pour la première fois en octobre 1995 [WE97]. Comme on peut le constater à la suite de cette énumération (non exhaustive), ces phénomènes d'oscillation de puissance inter-régions touchent l'ensemble des continents. De plus, la France n'est pas épargnée puisque de tels phénomènes ont été observés sur les axes d'interconnexion France-Espagne, France-Italie ou encore France-Allemagne.

L'origine de ce phénomène vient du fait que les générateurs d'un réseau de transport ou de réseaux interconnectés peuvent fonctionner à des fréquences légèrement différentes (suite à une variation de charge ou à une contingence dans une région donnée, par exemple). Ainsi, lors d'une perturbation, ces générateurs vont absorber ou fournir le surplus de puissance suivant leur position électrique, l'énergie stockée dans leur masse tournante, leurs caractéristiques de commande, etc... Par conséquent, les machines vont osciller entre eux. Si ces oscillations sont la plupart du temps peu contraignantes au niveau même des machines, il n'en est pas de même pour les lignes qui relient les groupes de machines. Les différents groupes de machines oscillent les uns contre les autres, et le transit de puissance à travers les lignes en est le reflet. De très petites oscillations au niveau des générateurs peuvent devenir conséquentes au niveau de ces lignes de transport d'énergie.

On voit donc apparaître ici un problème totalement différent de la notion de maintien de tension et de fréquence. Ceci a conduit au développement de nouvelles boucles de régulations sur les générateurs dites "stabilisateurs des systèmes de puissance" ou "boucles d'amortissement des oscillations de puissance", plus connues sous le terme PSS en anglais (Power System Stabilizers). Ces PSSs ont pour mission l'amortissement des oscillations en agissant sur le système d'excitation du générateur. Pour plus de détails sur les PSS, on pourra se référer à l'annexe A.
Traditionnellement, les PSSs sont ajoutés aux boucles de régulation de la tension d'excitation des machines afin d'amortir les modes électromécaniques locaux. Cependant, ces PSSs peuvent s'avérer insuffisants quand il s'agit de modes d'oscillation inter-régions auxquels plusieurs machines participent.

Pour cela, les dispositifs FACTS (Flexible AC transmission System) dont les objectifs principaux étaient de contrôler les transits de puissance, d'augmenter la capacité de charge des lignes et de maintenir le niveau de tension dans les réseaux, ont été doté d'une fonction supplémentaire. Il s'agit d'équiper les FACTS d'une nouvelle régulation qui a pour but d'amortir les oscillations de puissance et principalement celles qui correspondent aux modes inter-régions. Ainsi, et grâce à leur faible temps de réponse à des changements dans les réseaux, les dispositifs FACTS sont apparus comme des éléments pouvant contribuer à l'amortissement des oscillations basse fréquence en remplacement ou en complément des traditionnels stabilisateurs de puissance (PSS).

Cependant, l'interaction des FACTS entre eux, mais aussi avec d'autres éléments du réseau dont les régulations des machines ou les charges dynamiques n'est pas à exclure. De tels phénomènes, ont un impact certain sur la sécurité du réseau. Ils doivent donc être étudiés avec le plus grand soin. Nous consacrerons la suite de ce rapport à l'étude de ces interactions. Nous mettrons particulièrement l'accent sur l'interaction des FACTS avec les charges dynamiques, sujet principal de cette thèse.

Avant de présenter plus en détail ces interactions, il est utile de passer en revue quelques rappels et définitions sur la stabilité des réseaux, la théorie des petits signaux, outil indispensable à la maîtrise des phénomènes d'interactions. En outre, nous ferons un rappel bref du concept FACTS et de quelques uns de ces dispositifs en mettant particulièrement l'accent sur le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé ou STATCOM (*STATic COMpensator*), le dispositif FACTS que nous utilisons le plus dans cette étude.

III STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

III.1 Définitions

Commençons tout d'abord par une définition générale de la stabilité des systèmes de puissance énoncée par Anderson et Fouad [AN77] :
"Si la réponse oscillatoire d'un système de puissance pendant la période transitoire suivant une perturbation est amortie et si le système tend en un temps fini vers un nouvel état d'équilibre, le système est stable. Sinon, il est instable".

Conventionnellement, on distingue deux types de stabilité : la stabilité des angles et la stabilité de tension [KU93].

III.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un réseau électrique à maintenir en permanence les tensions acceptables pour tous les nœuds dans un réseau en régime de fonctionnement normal et perturbé. Une instabilité de tension se manifeste par une chute progressive jusqu'à l'effondrement de la tension suite à des perturbations dans le réseau comme l'augmentation de la charge ou le changement du régime de fonctionnement. La cause principale d'une instabilité de tension est l'incapacité du réseau à fournir la puissance réactive suffisante à la suite d'une perturbation.

III.3 Stabilité des angles

La stabilité des angles s'intéresse à l'étude de l'aptitude des machines synchrones dans un réseau d'interconnexion à maintenir le synchronisme. Elle nécessite l'étude des oscillations électromécaniques dans le réseau.

Cependant il est nécessaire de faire une distinction suivant le type de perturbation que voit le système. Si cette perturbation est forte et brutale, comme par exemple la perte d'une machine ou un court-circuit, les machines peuvent perdre le synchronisme. De telles perturbations sont susceptibles de provoquer des comportements non-linéaires du système. Nous sommes ici dans le cas d'un problème de stabilité transitoire dite aussi " stabilité de première oscillation". Celle-ci dépend fortement de l'ampleur et de la position de la perturbation, ainsi que de l'état initial du système.

Inversement, si les perturbations sont faibles, comme par exemple de faibles variations de l'état de charge du système, et pour un réseau non surchargé, nous parlerons de stabilité dynamique (anciennement appelée "stabilité statique") ou stabilité en "petits mouvements ou petits signaux". Contrairement à la stabilité transitoire, la stabilité dynamique tend à être une propriété de l'état du système. C'est donc une condition nécessaire au fonctionnement du réseau. Par extension, l'étude de la stabilité dynamique vise aussi à améliorer le niveau d'amortissement des oscillations du système.

Partant de l'hypothèse que la stabilité dynamique concerne l'étude de l'influence des petites perturbations, il est possible d'obtenir une représentation linéaire du réseau. Par suite, les outils d'analyse et de commande linéaire peuvent être appliqués. Dans le domaine des réseaux électriques, on parle de théorie des petits signaux.

IV THEORIE DES PETITS SIGNAUX

IV.1 Représentation linéaire du réseau

Pour modéliser les grands réseaux électriques, on utilise souvent un modèle de comportement dynamique appelé "représentation d'état ". Il s'agit en effet de représenter un réseau électrique par n équations différentielles non linéaires du type :

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \ldots, x_n,\ u_1, u_2, \ldots, u_r,\ t) \qquad i = 1,2,\ldots,n \tag{I.1}$$

où n représente l'ordre du système et r le nombre d'entrées.

Si les fonctions f_i ne dépendent pas explicitement du temps, on peut écrire

$$\dot{x} = f(x, u) \tag{I.2}$$

où n représente l'ordre du système, r le nombre d'entrées et (x, u, f) sont des vecteurs colonnes du type :

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix} \qquad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix} \qquad f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}.$$

Le vecteur d'état x contient les variables d'état du réseau, le vecteur u contient les entrées du réseau et $\dot{x}$ représente la dérivée des variables d'état par rapport au temps. L'équation exprimant la relation entre les sorties du réseau y, les entrées et les variables d'état est souvent décrite par :

$$y = g(u, x) \tag{I.3}$$

Cette représentation non-linéaire peut être utilisée par exemple dans le cas d'études de stabilité transitoire. Cependant, dans le cas de la stabilité dynamique, les perturbations sont faibles, ce qui permet de linéariser le système.

Ainsi, le comportement d'un réseau électrique au voisinage d'un point de fonctionnement (x_0, u_0) est donné par la représentation d'état linéaire de la forme suivante :

$$\begin{aligned} \Delta\dot{x} &= A \cdot \Delta x + B \cdot \Delta u \\ \Delta y &= C \cdot \Delta x + D \cdot \Delta u \end{aligned} \tag{I.4}$$

où $A = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$ $B = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_1}{\partial u_r} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial f_n}{\partial u_r} \end{bmatrix}$

$C = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial x_1} & \cdots & \frac{\partial g_m}{\partial x_n} \end{bmatrix}$ $D = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_1}{\partial u_r} \\ \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial g_m}{\partial u_1} & \cdots & \frac{\partial g_m}{\partial u_r} \end{bmatrix}$

avec

Δx : le vecteur d'état de dimension 'n' ;

Δu : le vecteur des variables d'entrée de dimension 'r' ;

Δy : le vecteur des variables de sortie de dimension 'm' ;

A : la matrice d'état de dimension 'nxn' ;

B : la matrice des variables d'entrée de dimension 'nxr' ;

C : la matrice des variables de sortie de dimension 'mxn' ;

D : la matrice de dimension 'mxr' définissant la dépendance des signaux de sortie aux signaux d'entrée ;

'n' l'ordre du système ;

'r' le nombre d'entrées ;

'm' le nombre de sorties,

où :

$$\Delta x = x - x_0 \,, \quad \Delta y = y - y_0 \,, \quad \Delta u = u - u_0 \tag{I.5}$$

x_0, y_0, u_0 : état initial du système.

Nous obtenons ainsi la représentation d'état linéarisée du système. Il est alors possible de calculer les valeurs propres de la matrice d'état et d'utiliser les propriétés liées à celles-ci.

I.2 Valeurs propres et modes d'oscillations

Les valeurs propres λ_i de la matrice A sont solutions de l'équation :

$$A \cdot \Phi = \lambda \cdot \Phi \quad \text{ou } \Phi : \text{vecteur '}n\times 1\text{'} \tag{I.6}$$

Les 'n' solutions non triviales de :

$$\det(A - \lambda \cdot I) = 0 \tag{I.7}$$

fournissent les valeurs propres (λ_1, λ_2, ... , λ_n) de la matrice A. Ces valeurs sont réelles ou complexes. Si les coefficients de la matrice A sont réels, les valeurs propres complexes sont conjuguées, c'est-à-dire de la forme $\sigma \pm j\omega$.

La réponse libre du système (I.4) s'écrit:

$$\frac{\partial \Delta x}{\partial t} = A \cdot \Delta x \tag{I.8}$$

Moyennant un changement de base: $\Delta x = \Phi \cdot z$, (I.9)

nous pouvons écrire :

$$\frac{\partial z}{\partial t} = \Lambda \cdot z \tag{I.10}$$

avec : $$\Lambda = \Phi^{-1} \cdot A \cdot \Phi \tag{I.11}$$

$\Lambda = \Phi^{-1} \cdot A \cdot \Phi$ est la matrice de Jordan associée à A. Elle représente 'n' équations du premier ordre non couplées.

$$\frac{\partial z_i}{\partial t} = \lambda_i \cdot z_i \qquad i = 1, \ldots, n \tag{I.12}$$

Ces équations ont pour solution, avec $z_i(0)$ comme valeur initiale de z_i :

$$z_i(t) = z_i(0) \cdot e^{\lambda_i t} \tag{I.13}$$

Or $\Delta x(t) = \Phi \cdot z(t)$, soit

$$\Delta x(t) = \begin{bmatrix} \Phi_1 & \ldots & \Phi_n \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} z_1(t) \\ \vdots \\ z_n(t) \end{bmatrix} \tag{I.14}$$

Donc, à partir de l'équation (I.13),

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^{n} \Phi_i \cdot z_i(0) \cdot e^{\lambda_i t} \tag{I.15}$$

Soit $C_i = z(0)$. A partir de l'équation (I.15), on a :

$$\Delta x(t) = \sum_{i=1}^{n} \Phi_i \cdot C_i \cdot e^{\lambda_i t} \tag{I.16}$$

La réponse temporelle de la i^{ième} variable d'état est donnée par :

$$\Delta_i x(t) = \Phi_{i1} \cdot C_1 \cdot e^{\lambda_1 t} + \ldots + \Phi_{in} \cdot C_n \cdot e^{\lambda_n t} \tag{I.17}$$

L'équation précédente donne l'expression de la réponse libre dans le temps suivant les valeurs propres et les vecteurs propres. Ainsi, la réponse libre est donnée par une combinaison linéaire de 'n' modes dynamiques correspondant aux 'n' valeurs propres de la matrice d'état. La caractéristique temporelle d'un mode correspondant à une valeur propre λ_i est donnée par $e^{\lambda_i t}$.

• Une valeur propre réelle négative correspond à un mode non oscillatoire. Une valeur propre réelle positive représente une instabilité apériodique.

• Les valeurs propres complexes viennent par paires, et chaque paire correspond à un mode d'oscillation. La partie réelle de la valeur propre donne l'amortissement. La partie imaginaire donne la pulsation d'oscillation ω.

La fréquence d'un mode $\lambda = \sigma \pm j\omega$ est

$$f = \frac{\omega}{2\pi} \text{ Hz} \tag{I.18}$$

et le taux d'amortissement τ est calculé par l'équation

$$\tau = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \tag{I.19}$$

Une partie réelle négative représente une oscillation amortie alors qu'une partie réelle positive représente une oscillation d'amplitude croissante, et donc une instabilité.

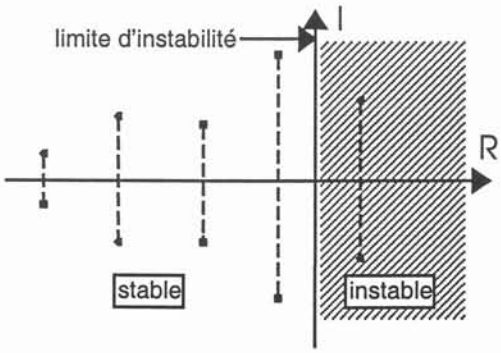


figure I. 1 - Exemple de représentation des valeurs propres dans le plan complexe

Dans l'exemple ci-dessus, une paire de complexes conjugués ont leur partie réelle positive. Le système est alors instable.

Dans les études de stabilité dynamique des réseaux électriques, on s'intéresse particulièrement aux modes d'oscillations basse fréquence. Ces derniers peuvent être de plusieurs types :

- les modes d'oscillation liés aux régulations d'éléments du réseau tels que les machines ou les dispositifs FACTS ;
- les modes d'oscillation torsionnels ;
- les modes d'oscillation électromécaniques, qui correspondent à un échange d'énergie cinétique entre les machines via la vitesse de rotation électrique et la position angulaire rotorique des machines. Ce sont ces modes qui posent de nombreux problèmes dans le cas des interconnexions de grands réseaux électriques.

Comme cela a été précisé auparavant, les modes électromécaniques sont aujourd'hui un vrai problème résultant de l'interconnexion croissante des grands systèmes électriques. Les oscillations électromécaniques dans les systèmes de puissance surviennent dans une gamme de fréquence variant de 0.2 à 2.5 Hz. Elles correspondent à un échange, entre machines, d'énergie stockée dans les masses tournantes, c'est-à-dire d'énergie cinétique.

Plusieurs types de modes d'oscillation sont observés :

- Les modes inter-régions ou inter-zones, qui correspondent à des modes d'oscillation entre groupes de machines. La fréquence de ces modes est généralement comprise entre 0.2 et 0.8 Hz.
- Les modes locaux, correspondant à des oscillations entre machines proches. La fréquence de ces modes d'oscillation est comprise entre 0.8 et 1.8 Hz.
- Les modes d'oscillation rencontrés dans les systèmes faiblement maillés. Une oscillation de ce type correspond à un échange d'énergie entre une machine et le système. Ces modes, dont les fréquences sont de l'ordre de 0.8 Hz, sont généralement considérés comme des modes locaux.
- Les modes d'oscillation entre machines dans un même site de production, dont la fréquence est comprise entre 1.5 et 2.5 Hz. Ils ont pour conséquence une action réciproque sur les régulations plutôt que sur les transferts de puissance et, par conséquent, ne seront pas pris en compte dans cette étude.

I.3 Vecteurs propres et matrices modales

Pour n'importe quelle valeur propre λ_i, un vecteur Φ_i avec n colonnes qui satisfait la relation

$$A \cdot \Phi_i = \lambda_i \cdot \Phi_i \tag{I.20}$$

est appelé « vecteur propre de droite » de la matrice A associé à la valeur propre λ_i. De la même façon, un vecteur Ψ_i avec n lignes satisfaisant la relation

$$\Psi_i \cdot A = \lambda_i \cdot \Psi_i \tag{I.21}$$

est appelé « vecteur propre de gauche » de la matrice A associé à la valeur propre λ_i. Avec ces vecteurs, deux matrices modales peuvent être décrites de la façon suivante :

$$\Phi = [\Phi_1 \quad \Phi_2 \quad \cdots \quad \Phi_n] \tag{I.22}$$

$$\Psi = [\Psi_1 \quad \Psi_2 \quad \cdots \quad \Psi_n]^T \tag{I.23}$$

où la matrice modale à droite Φ contient les vecteurs propres de droite et la matrice modale à gauche Ψ contient les vecteurs propres de gauche. La matrice de Jordan Λ vérifie :

$$A \cdot \Phi = \Phi \Lambda \tag{I.24}$$

$$\Psi \cdot \Phi = I \tag{I.25}$$

I.4 Facteurs de participation

Une matrice de participation P est définie par :

$$P = [p_1 \quad p_2 \quad \cdots \quad p_n] \tag{I.26}$$

avec

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \cdot \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \cdot \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \cdot \Psi_{in} \end{bmatrix} \tag{I.27}$$

où Φ_{ki} est l'élément de la k^{ième} ligne et de la i^{ième} colonne de la matrice modale Φ, et Ψ_{ik} est l'élément de la i^{ième} ligne et de la k^{ième} colonne de la matrice modale Ψ.

L'élément $p_{ki} = \Phi_{ki}\Psi_{ik}$ est appelé facteur de participation. Il nous permet de mesurer la participation relative de la k^{ième} variable d'état au i^{ième} mode d'oscillation et vice-versa.

I.5 Forme modale

Reprenons l'équation (I.9) sous une autre forme :

$$\Delta x = \Phi \cdot z = [\Phi_1 \quad \cdots \quad \Phi_n] \cdot z \tag{I.28}$$

Les variables $\Delta x_1,...,\Delta x_n$ sont les variables d'état d'origine représentant les performances dynamiques du système. Les variables $z_1,...,z_n$ sont les variables d'état transformées telles que chaque variable représente une seule et unique valeur propre.

L'équation (I.28) montre que le vecteur propre de droite donne la forme du mode, c'est-à-dire l'activité relative des variables d'état lorsqu'un mode est excité. Ainsi, le degré d'activité de la variable d'état x_k pour le i^{ième} mode est fourni par l'élément Φ_{ki} du vecteur propre de droite Φ_i. Les normes des éléments de Φ_i donnent l'étendue de l'activité des 'n' variables d'état pour le i^{ième} mode, et les angles de ces éléments donnent les déplacements de phase des variables d'état par rapport au mode.

I.6 Commandabilité et observabilité

Le système (I.4) peut être écrit dans la base de Jordan sous la forme :

$$\Phi \cdot \frac{\partial z}{\partial t} = A \cdot \Phi \cdot z + B \cdot \Delta u \tag{I.29}$$

$$\Delta y = C \cdot \Phi \cdot x + D \cdot \Delta u \tag{I.30}$$

ou encore :

$$\dot{z} = \Lambda \cdot z + B' \cdot \Delta u \tag{I.31}$$

$$\Delta y = C' \cdot z + D \cdot \Delta u \tag{I.32}$$

avec les matrices B' et C' définies par :

$$B' = \Phi^{-1} \cdot B \tag{I.33}$$

$$C' = C \cdot \Phi \tag{I.34}$$

En examinant les équations (I.33) et (I.34), si la i^{ième} ligne de la matrice B' est composée de valeurs nulles, alors les entrées n'ont aucune action sur le i^{ième} mode. Dans un tel cas, le i^{ième} mode est dit "non commandable". Aussi, nous pouvons observer que la i^{ième} colonne de la matrice C' indique si la variable z_i intervient sur les variables de sortie. Quand les valeurs de ce vecteur colonne ont des valeurs nulles, le mode correspondant est dit « non observable ».

La matrice B' de dimension '$n \times r$' est appelée matrice de commandabilité où chacun des éléments B'(i,j) est considéré comme le facteur de commandabilité du mode λ_i par le signal u_j. La matrice C' de dimension '$m \times n$' est appelée matrice d'observabilité où chacun des

éléments $C'(i,j)$ est considéré comme le facteur d'observabilité du mode λ_i par le signal sortie y_j.

I.7 Sensibilités et résidus

I.1.1 Les résidus

Soit la fonction de transfert $S(s)$ du système (I.4). La décomposition de S(s) en fractions rationnelles de premier ordre conduit à :

$$S(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = \frac{R_1}{(s-\lambda_1)} + \frac{R_2}{(s-\lambda_2)} + \cdots + \frac{R_n}{(s-\lambda_n)} = \sum_{i=1}^{n} \frac{R_i}{(s-\lambda_i)} \tag{I.35}$$

R_i sont appelés les résidus de $S(s)$ associés au valeurs propres λ_i . Ces résidus peuvent être calculés à partir de :

$$R_i = w_i^T \cdot B \cdot C \cdot v_i \tag{I.36}$$

où w_i^T et v_i sont respectivement les vecteurs propres normés de gauche et de droite associés à λ_i.

I.1.2 Sensibilités aux éléments de la matrice d'état

Il s'agit en fait d'examiner la sensibilité des valeurs propres aux variations des éléments de la matrice d'état A. Pour cela, il est possible d'utiliser l'équation (I.20).

$$A \cdot \Phi_i = \lambda_i \cdot \Phi_i, \qquad i = 1 \ldots n$$

Soit a_{kj}, élément de la matrice A se situant à la k^{ième} ligne et j^{ième} colonne. En différentiant l'expression précédente, on obtient :

$$\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \cdot \Phi_i + A \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \cdot \Phi_i + \lambda_i \cdot \frac{\partial \Phi}{\partial a_{kj}} \tag{I.37}$$

En multipliant les deux termes de l'égalité par Ψ_i, et en rappelant que $\Psi_i \cdot \Phi_i = 1$ et que $\Psi_i \cdot (A - \lambda_i \cdot I) = 0$, il vient :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \cdot \Phi_i = \Psi_{ik} \cdot \Phi_{ji} \tag{I.38}$$

Ainsi, la sensibilité de la valeur propre λ_i à l'élément a_{kj} de la matrice d'état est égale au produit de l'élément du vecteur propre de gauche Ψ_{ik} par l'élément du vecteur propre de droite Φ_{ji}.

Les concepts de commandabilité, d'observabilité et de sensibilité peuvent être appliqués par exemple afin de déterminer l'influence qu'aurait l'insertion dans le réseau d'un dispositif FACTS et ce sur chaque mode d'oscillation.

I.1.3 Sensibilités à un paramètre q quelconque

Plusieurs approches peuvent être utilisées pour calculer les sensibilités des valeurs propres d'un réseau aux variations d'un paramètre q du réseau. Ce dernier peut être le gain d'une boucle de régulation (PSS par exemple). Dans ce cas, la sensibilité traduit l'influence de la contre-réaction d'une telle boucle sur les valeurs propres du réseau. Parmi ces approches, on distingue :

I.1.3.1 - Approche basée sur un modèle explicite ou implicite du réseau

Un modèle explicite de réseau est celui où les dérivées des variables d'états sont exprimées exclusivement en fonction des variables d'états c'est à dire sous la forme :

$$\Delta\dot{x} = A \cdot \Delta x .$$

Dans ce cas, la sensibilité d'une valeur propre λ_i à un paramètre q s'écrit :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = w_i^T \cdot \frac{\partial A}{\partial q} \cdot v_i \tag{I.39}$$

L'inconvénient d'une telle approche est qu'elle demande le calcul de la dérivée de la matrice A par rapport à q ce qui demande souvent un calcul analytique assez délicat.

Quand un réseau est représenté par un système d'équations algébro-différentiel, le modèle est dit implicite. L'utilisation d'un tel modèle, après élimination des variables algébriques correspondant aux courants injectés ou absorbés par les dispositifs dynamiques (générateurs, FACTS, charges dynamiques ...) dans le réseau, permet dans beaucoup de cas de simplifier cette tâche. Le système d'équations qui en résulte est fonction des variables d'états différentielles x et aussi des tensions ΔV aux différents nœuds du réseau :

$$\begin{bmatrix} I & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta\dot{x} \\ \Delta\dot{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta V \end{bmatrix} \tag{I.40}$$

Si on pose : $z = \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta V \end{bmatrix}, \quad A_z = \begin{bmatrix} A_{11} & A_{12} \\ A_{21} & A_{22} \end{bmatrix}, \quad E = \begin{bmatrix} I & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix},$

l'équation (I.40) s'écrit alors :

$$E \cdot \Delta\dot{z} = A_z \cdot \Delta z \tag{I.41}$$

L'avantage d'une telle représentation est qu'il est plus facile de trouver la dépendance des différentes équations au paramètre q et aussi de part le fait que la matrice A_z est creuse.

La sensibilité d'une valeur propre λ_i à un paramètre q qui s'écrit :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = w_{i,\Delta z}^T \cdot \frac{\partial A_z}{\partial q} \cdot v_{i,\Delta z} = \begin{bmatrix} w_{i,\Delta x}^T & w_{i,\Delta V}^T \end{bmatrix} \cdot \frac{\partial A_z}{\partial q} \cdot \begin{bmatrix} v_{i,\Delta x} \\ v_{i,\Delta V} \end{bmatrix} \tag{I.42}$$

I.1.1.2 - Approche basée sur un modèle hybride du réseau.

Une représentation linéaire hybride du réseau suppose que le réseau peut être divisé en deux parties. Une partie représentée par le modèle linéaire d'état :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{x} &= A \cdot \Delta x + b \cdot \Delta u \\ \Delta y &= c \cdot \Delta x \end{aligned} \tag{I.43}$$

et une autre qui dépend du paramètre q représenté par une fonction de transfert $F(s,q)$. Une telle représentation permet d'évaluer l'effet d'un régulateur (PSS par exemple) sur les performances du système global [ROD97].

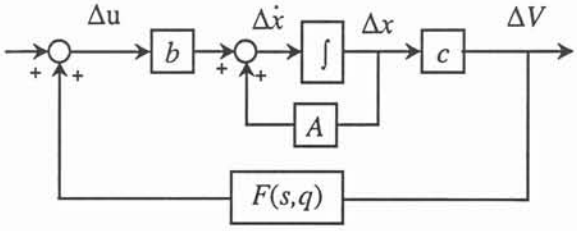


figure I. 2 - forme hybride du modèle d'un système

La sensibilité d'une valeur propre λ_i à un paramètre q de la fonction $F(s,q)$ s'écrit :

$$\frac{d\lambda_i}{dq} = w_i^T b \cdot \left. \frac{dF(s,q)}{dq} \right|_{s=\lambda_i} \cdot cv_i \tag{I.44}$$

En boucle ouverte, cette sensibilité est égale au résidu R_i associé à la valeur propre λ_i et s'écrit :

$$\frac{d\lambda_i}{dq} = R_i = w_i^T b \cdot cv_i \tag{I.45}$$

Cette formule permet un calcul plus facile de la sensibilité en séparant en deux composantes significatives :

- une composante, indépendante de q, mais tenant compte de l'emplacement de la boucle de retour dans le réseau et déterminée par R_i,

- une deuxième qui traduit l'influence du paramètre q sur la fonction de transfert à re-boucler sur le système $F(s,q)$ donnée par $\partial F/\partial q$.

On constatera, dans les prochains chapitres, que cette représentation hybride est très utile pour le calcul des compensateurs de phase des boucles PSS, ainsi que pour l'étude de l'influence des charges sur l'amortissement des oscillations de puissance.

V LES DISPOSITIFS FACTS

V.1 Rappel : Le concept FACTS

Les problèmes des réseaux énoncés précédemment devenant plus présents d'année en année, EPRI (Electric Power Research Institute), qui représente un consortium de recherche sur les réseaux électriques et regroupant plusieurs compagnies d'électricité des Etats Unis et d'ailleurs, a lancé en 1988 le concept FACTS (Flexible AC Transmission System). C'est un projet à long terme qui vise à rendre l'exploitation des réseaux plus "flexibles" [PAS98].

La technologie FACTS utilise l'électronique de puissance et plus particulièrement des systèmes à thyristors ou TOG (Thyristors à Ouverture par Gâchette – GTO en Anglais) qui permettent d'obtenir des vitesses de commande nettement supérieures à celles des systèmes mécaniques qui sont encore largement utilisés, et un niveau de maintenance bien inférieur car les systèmes mécaniques s'usent beaucoup plus rapidement que les systèmes statiques.

V.2 Présentation sommaire de quelques dispositifs FACTS

La famille des dispositifs FACTS est grande. Parmi ceux-ci, on peut distinguer :

- les Compensateurs Série Contrôlés par Thyristors, en anglais *Thyristor Controlled Series Compensators* (TCSC), qui permettent de modifier l'impédance des lignes avec une grande flexibilité;
- les déphaseurs statiques (*Static Phase Shifters* - SPS), où des thyristors sont utilisés sur des transformateurs réglables, assurant un contrôle de l'angle de transmission ;
- les Compensateurs Statiques d'Energie Réactive, en anglais *Static Var Compensators* (SVC), où la compensation est de type shunt, qui permettent le contrôle de la demande en énergie réactive et de la tension de ligne grâce à la commutation synchrone de batteries de capacités et d'inductances;

- le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé ou STATCOM (*STATic COMpensator*), de type shunt, développé ces dernières années grâce au développement des thyristors à ouverture par gâchette (TOG) à grande puissance et très performants ;
- l'UPFC (*Unified Power Flow Controller*), dont le concept est assez récent. Ce compensateur réunit les fonctions du compensateur shunt, du compensateur série et du déphaseur.

Nous allons développer la présentation du STATCOM dans la section qui suit. Il s'agit du dispositif FACTS qui nous intéresse particulièrement dans cette étude, et que nous devons traiter pour une meilleure compréhension de la suite de cette thèse. Plus de détails sur les autres dispositifs FACTS sont exposés dans les références [PAS98, BES96,PET97].

V.3 Le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé (STATCOM – STATic COMpensator)

Après le SVC, l'arrivée des thyristors GTO a conduit au développement d'un autre dispositif FACTS shunt : le STATCOM. Similaire au compensateur synchrone tournant classique, le STATCOM présente un temps de réponse plus court et il n'a pas d'inertie mécanique. Il est capable de fournir ou d'absorber de l'énergie réactive. Il se présente le plus souvent sous la forme d'un onduleur de tension (figure I.3).

Son principe est simple : un onduleur de tension produit, grâce à une source de tension continue, un jeu de tensions triphasées, en phase et couplées aux tensions d'une ligne via une inductance faible. Celle-ci correspond en général à l'inductance de fuite par phase du transformateur de couplage [BES96,PET97].

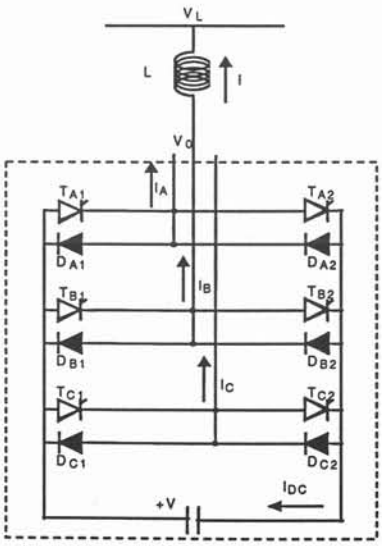


figure I. 3 - Schéma de base d'un onduleur de tension

L'échange d'énergie réactive entre la ligne et le STATCOM est contrôlé par l'amplitude de la tension de sortie de ce dernier. Ses caractéristiques de fonctionnement sont bien supérieures à celles du compensateur statique classique (SVC) : la figure I.4 représente la caractéristique de la tension du réseau en fonction du courant réactif produit par le STATCOM.

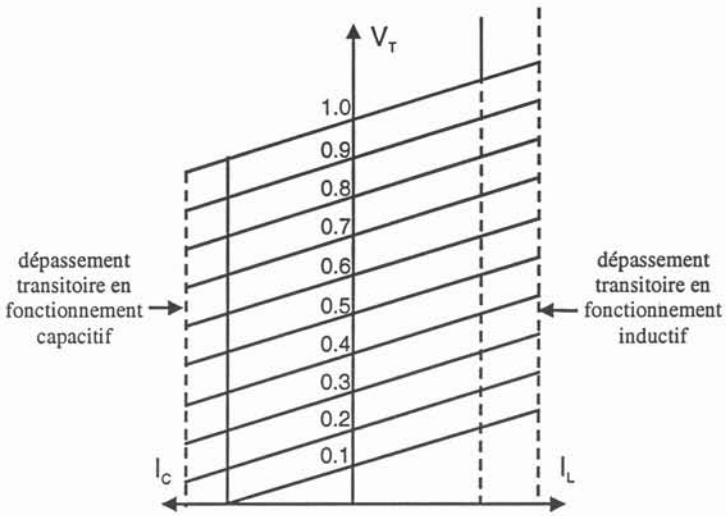


figure I. 4 - Caractéristique du STATCOM

Le STATCOM présente de nombreux avantages :

- bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle ;
- bonne réponse dynamique : le système répond quasiment instantanément.

A la base, le STATCOM est utilisé pour améliorer le niveau de tension dans les réseaux de transport et de distribution. En injectant du courant réactif dans son nœud de connexion, il assure le soutien de tension grâce à deux boucles de régulations de courant et de tension dans le réseau comme le montre la figure I.5.

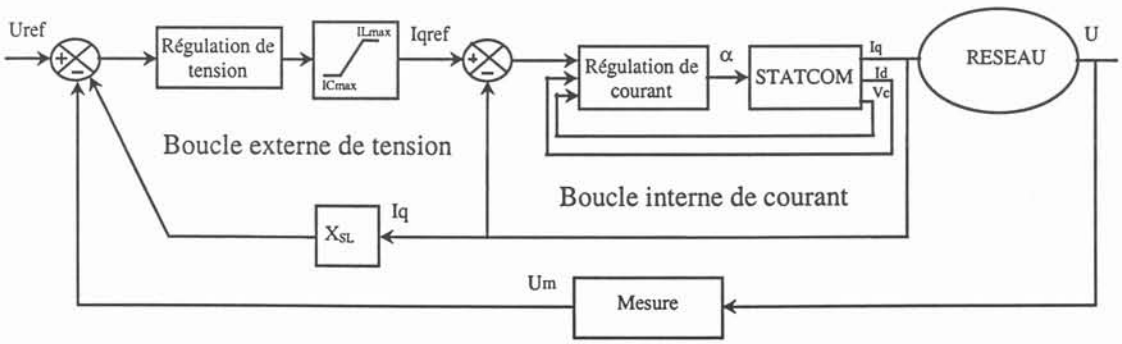


figure I. 5 - STATCOM pour le soutien de tension

Le développement complet du modèle de STATCOM utilisé dans cette thèse et de ses différentes régulations est donné en Annexe B.

V.4 Utilisation du STATCOM pour l'amortissement des oscillations de puissance

Afin de profiter des dispositifs FACTS pour l'amortissement des oscillations de puissance, il faudra ajouter une boucle d'amortissement du même type que celle d'un PSS dans la commande du dispositif FACTS (figure I.6).

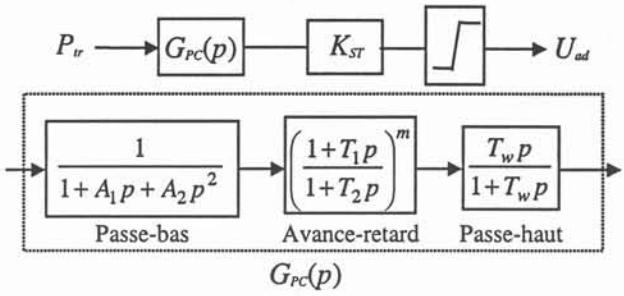


figure I. 6 - Boucle d'amortissement des oscillations de puissance

La boucle d'amortissement des oscillations de puissance du STATCOM se compose d'un bloc avance-retard "G_{PC}" permettant d'obtenir la compensation de phase optimale, et d'un bloc de gain "K_{ST}" assurant l'amortissement désiré. Comme pour le PSS, un filtre passe-haut, nommé "wash-out" en anglais, assure que la boucle d'amortissement des oscillations de puissance ne réagisse pas aux variations normales de son signal d'entrée. Un filtre de type passe-bas accompagné éventuellement d'un limiteur peut aussi être utilisée pour atténuer le gain à haute fréquence (impact du bruit).

Le signal d'entrée de la boucle d'amortissement peut être de divers types : transit de puissance active, réactive ou apparente dans une ligne, courant en ligne, fréquence, déphasage, etc. Le choix de ce signal est basé sur l'analyse des facteurs d'observabilité. La compensation de phase est calculée sur la base des sensibilités des valeurs propres du système [FAD63, MEL80]. Plus de détails sur cette technique dite "méthode des résidus ou des sensibilités" sont exposés en annexe A.

La sortie de cette boucle notée u_{ad} est ajoutée à celle de la boucle de régulation de tension comme le montre la figure I.7.

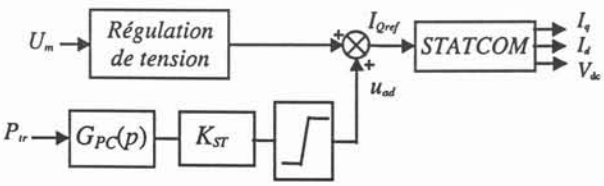


figure I. 7 - STATCOM pour le soutien de tension et l'amortissement des oscillations de puissance

VI CONCLUSION

Nous avons consacré une partie de ce chapitre à une sensibilisation aux problèmes d'oscillations de puissance, un phénomène de plus en plus fréquent pendant les dernières décennies. Les stabilisateurs des systèmes de puissance (PSS) et plus récemment les dispositifs FACTS ont été utilisés pour améliorer l'amortissement de ces oscillations.

Les dispositifs FACTS sont capables de remplir diverses fonctions comme le maintien de tension, le contrôle des flux de puissance, et aussi l'amélioration de la stabilité du réseau, etc. Cependant, l'effet inverse peut se produire et une interaction, parfois néfaste, peut avoir lieu entre ces dispositifs et d'autres éléments du réseau (autres régulations, machines, charges dynamiques ...) en l'absence de coordination.

Nous avons ensuite introduit les différents outils mathématiques qui nous servirons dans la suite de ces travaux de thèse. Ces outils s'inscrivent dans le cadre de la théorie des petits signaux qui permet entre autres de caractériser et identifier ces phénomènes d'interaction liés à la stabilité dynamique des réseaux.

Dans le chapitre suivant, nous allons exposer plusieurs exemples d'interactions de régulations.

CHAPITRE II

INTERACTIONS DE REGULATION

"... Look at system's or a procedure's greatest strength to see the source of its greatest weakness."

John A. Casazza

Auteur de " The developement of electric power transmission "[CAS93].

I INTRODUCTION AUX PHENOMENES D'INTERACTIONS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

Les régulations sont d'une importance essentielle pour un fonctionnement sûr, fiable, et économique des systèmes d'énergie modernes. Afin d'améliorer la qualité de l'énergie électrique, les ingénieurs inventent et exploitent de plus en plus de nouveaux dispositifs et de nouvelles régulations les plus avancées pour diverses applications. C'est le cas des dispositifs FACTS qui constituent véritablement une nouvelle technologie dans le domaine des réseaux électriques. C'est un développement inévitable, particulièrement dans le nouveau contexte mondial de libéralisation du marché de l'énergie électrique, mais il est à rappeler que comme dans tous les domaines, l'évolution est souvent accompagnée de certains risques.

En effet et comme on l'a déjà exposé au chapitre I, les dispositifs FACTS permettent une meilleure exploitation des réseaux électriques et contribuent à l'amélioration de leur stabilité. Cependant, l'utilisation de nombreux dispositifs FACTS dans un réseau complexe et interconnecté, introduit une nouvelle dimension en terme de dynamique qui doit être attentivement examinée afin d'assurer une complète compatibilité de ces dispositifs. Il est essentiel qu'il y ait un haut degré de coordination entre les dispositifs connectés en différents lieux du réseau en s'assurant que leurs actions ne soient pas négatives au vu de la fiabilité du système [PAS98]. Les réseaux modernes, par leur complexité et par les modifications multiples qu'ils subissent sur leurs architectures et leurs planifications, rendent cette tâche de coordination assez délicate. A ceci vient se rajouter la difficulté d'une modélisation très fine des réseaux électriques et qui fait que certains éléments peuvent ne pas être pris en compte [CIG99].

C'est ainsi qu'apparaît la notion d'interactions des dispositifs FACTS entre eux, mais aussi avec d'autres éléments du réseau dont les régulations des machines ou les charges dynamiques. Ces interactions peuvent être de différents types.

I.1 Interactions "harmoniques"

Ce type d'interaction peut provenir de l'insertion de dispositifs FACTS tels que le SVC, le STATCOM, le TCSC et/ou de l'insertion de convertisseurs HVDC (High Voltage DC - redresseurs et onduleurs haute tension). Il est caractérisé par la génération ou l'amplification d'harmoniques dans les signaux de tension et de courant. Les convertisseurs HVDC sont une des causes majeures de la génération d'harmoniques dans les grands réseaux électriques. Les

dispositifs à base d'électronique de puissance interagissent avec les régulations. L'étude de tels phénomènes nécessite un programme d'analyse des harmoniques ou d'étude temporelle en transitoire rapide pouvant être complétée par l'étude des valeurs propres (théorie des petits signaux) [HA92, PAS98].

I.2 Résonances sous-synchrones (SSR - SubSynchronous Resonance) et interactions torsionnelles sous-synchrones (SSTI - SubSynchronous Torsional Interaction)

Il est possible de voir apparaître ou s'amplifier des phénomènes de résonance sous-synchrone avec l'introduction de convertisseurs HVDC et/ou de dispositifs FACTS shunt ou série de par la présence d'éléments capacitifs et inductifs dans les réseaux. Ces interactions sont normalement plus complexes dans les réseaux comportant une compensation série puisque des interactions mettant en jeu plusieurs types de modes peuvent apparaître. Leur gamme de fréquence est très étendue. Cela peut aller de quelques hertz jusqu'à la fréquence de synchronisme [PAS98].

Les oscillations torsionnelles sont le fruit d'une interaction de l'arbre des turbines à vapeur avec les réseaux compensés par capacités séries ou avec les régulations du système d'excitation des machines, du couple mécanique, des convertisseurs HVDC ou des dispositifs FACTS [HA87].

Pour ces deux types d'interaction, les outils d'étude sont identiques à ceux utilisés pour l'étude des interactions générant des harmoniques. Il est également possible d'utiliser un logiciel d'étude dynamique et d'examiner les valeurs propres du système [GE90].

I.3 Interactions de régulation

Les régulations associées à de nombreux dispositifs que l'on rencontre dans les grands réseaux électriques, c'est-à-dire les régulations des dispositifs FACTS, des convertisseurs HVDC, des capacités séries réglables, les régulations de tension (AVR) et de puissance des générateurs et les stabilisateurs de puissance (PSS), ont des modes d'oscillation naturels à des fréquences sous-synchrones (typiquement de 1 Hz à 35 Hz) [WO96, PAS98].

En fonction des "distances électriques" entre les dispositifs, ces régulations peuvent interagir entre elles, soutenant des oscillations ou même entraînant une instabilité dynamique [IEEE96]. Un autre type d'interaction de régulations est l'interaction entre une régulation et un mode d'oscillation naturel d'un élément du réseau [IEEE96]. Par exemple, l'introduction d'un dispositif FACTS près d'un autre pourrait dégrader l'amortissement d'un mode d'oscillation

naturel de ce dernier. Cela peut se traduire par l'apparition d'un nouveau mode d'oscillation lié à l'interaction de deux régulations de dispositifs FACTS.

De plus, une interaction de régulation peut aussi avoir un effet différent des deux effets évoqués précédemment. En effet, l'introduction d'un système à base d'électronique de puissance peut provoquer l'amplification d'un effet de résonance via une interaction de régulation. Par exemple, la présence d'un TCSC près d'une capacité série peut provoquer un effet de résonance tel que cela a été présenté au § I.2 [CL95]. Il est alors possible que l'introduction d'un SVC près d'un TCSC accentue cet effet de résonance, via une interaction de régulation entre ces deux dispositifs FACTS. On peut noter ici une certaine ambiguïté quant au type d'interaction qui rentre en jeu (l'étude doit-elle être celle d'un phénomène de résonance sous-synchrone ou celle d'une interaction de régulation, ou même plus certainement des deux à la fois?), ce qui accentue encore la complexité de l'étude des phénomènes mis en jeu.

Enfin, des interactions entre les régulations des dispositifs FACTS entre eux ou des interactions entre les régulations des dispositifs FACTS et celles des stabilisateurs de puissance des machines peuvent entraîner une dégradation de l'amortissement des oscillations de puissance [HA87, FR95]. Cela est particulièrement vrai lorsque ces dispositifs FACTS sont utilisés justement afin d'amortir des modes d'oscillation inter-régions.

Ce problème d'interaction de régulations attire toujours plus d'attention avec l'accroissement du nombre de dispositifs à base d'électronique de puissance dans les réseaux électriques et des commandes qui leur sont associées; accroissement qui ne fait que débuter. Surtout, la complexité de ces phénomènes en rend l'étude délicate.

Si les phénomènes d'interactions torsionnelles ou harmoniques et si les phénomènes de résonance sont connus depuis longtemps, ils prennent aujourd'hui une nouvelle dimension avec l'insertion des dispositifs FACTS. Ainsi, nous nous intéresserons ici plus attentivement à ce dernier type d'interaction.

II LES PHENOMENES D'INTERACTION DE REGULATION RELATES DANS LA LITTERATURE

Dans la littérature traitant des systèmes d'énergie électrique, beaucoup de situations où les régulations des réseaux ont eu un comportement inattendu à la suite d'une interaction avec d'autres régulations ou tout simplement avec le réseau lui même et ses différents composants (générateurs, charges, ...) ont été traitées.

Le phénomène d'interaction des régulations des dispositifs FACTS, peu traité il y a quelques années, intéresse de plus en plus les chercheurs et les industriels dans le domaine des réseaux électriques. En effet, ces dispositifs étaient peu utilisés, notamment en Europe, pour des raisons relatives aux coûts d'installation et de maintenance. Ils commencent maintenant à gagner du terrain dans le contexte de l'ouverture du marché de l'électricité avec tout ce que cela pourrait engendrer sur les nouvelles architectures des réseaux comme nous l'avons évoqué en introduction.

Une des premières études date de 1989 et a été présentée par Ramos et Tyll [RA89]. Elle présente les performances dynamiques d'un réseau radial brésilien sur lequel trois SVCs devaient être implantés. Cette étude a montrée qu'une instabilité peut avoir lieu s'il n'y pas de coordination entre les régulations de ces SVCs.

Une autre étude a été menée dans le cadre d'un projet d'implantation de SVCs dans le réseau américain 'Southwestern' [BE94]. Elle a permis de mettre en évidence la potentialité d'une interaction négative entre les régulations des SVCs avec celles des convertisseurs HVDC proches.

En 1999, une "task force CIGRE" a présenté une étude qui a été menée sur l'impact des interactions de régulation sur les performances dynamiques des réseaux électriques. Dans le paragraphe suivant, nous allons résumer cette qui présente un intérêt certain pour notre travail de thèse.

II.1 Une étude CIGRE sur les interactions de régulation dans les réseaux électriques

La "Task Force CIGRE TF 38.02.16" nommée "*Impact of Interaction among Power System Controls*" s'est penchée sur le problème des interactions de régulations dans les réseaux électriques et de leurs impacts sur les performances dynamiques des réseaux électriques [CIG99]. Les principaux objectifs de cette étude étaient :

- d'identifier les principales régulations dans les réseaux électriques, leurs champs d'actions et les interactions qu'elles peuvent entraîner avec les autres composantes du réseau,
- de mettre en évidence les outils et les techniques utilisés pour l'étude des interactions de régulation et les solutions pour assurer une meilleure coordination permettant de remédier à ce problème,

- d'identifier les obstacles et les contraintes pour une meilleure exploitation des régulateurs dans les réseaux électriques,
- de développer des directives aidant les planificateurs des systèmes de commande dans les réseaux électriques à se décider sur la façon de remédier aux problèmes d'interaction, soit par coordination, soit en adoptant à priori des structures de commande moins couplées et par conséquent avec moins de risque d'interaction.

II.1.1 Les régulations dans les réseaux électriques et les interactions associées

Dans cette partie, sont exposées les différentes régulations utilisées pour assurer la sécurité et une meilleure conduite du réseau en terme de stabilité et de performances dynamiques. Il s'agit des :

▪ régulations des générateurs comportant :

- les différentes régulations de turbine (vitesse et puissance de turbine, fréquence des générateurs, protections contres les survitesses, les variations de fréquences, les résonances sous-synchrones…),
- les régulations d'excitation, entre autre l'AVR et les boucles PSS,
- les transformateurs régleurs en charge,

▪ régulations des sous-stations parmi lesquels :

- les transformateurs régleurs en charges,
- les compensateurs de puissance réactive,
- les systèmes de ré-enclenchement automatique.

▪ régulations des dispositifs à base d'électronique de puissance :

- les compensateurs statiques d'énergie réactive SVCs,
- les liaisons à courant continu HVDC,
- les autres dispositifs FACTS.

Il est évident que l'introduction de toutes ces régulations, et bien d'autres que nous n'avons pas citées ici, dans un réseau électrique augmente la complexité du système et la possibilité d'engendrer des phénomènes d'interactions.

De tels effets proviennent souvent :

- de la non linéarité du système et aussi des actionneurs de contrôle,
- des interactions entre différents niveaux dans une structure hiérarchique de commande,
- du couplage à travers un régulateur de certains processus qui autrement n'interagissent pas.

Afin de remédier à ces interactions, les propositions suivantes ont été suggérées :

- développement et utilisation de nouvelles techniques de commande plus avancées pour les réseaux,
- développement de lois de commande plus sélectives (avec une sensibilité minimale aux interactions hors bande)
- développement de lois de commande hybrides (continu et discret) avec une logique d'identification permettant de détecter les interactions néfastes.

I.1.2 Exemples d'interactions de régulation

Dans cette partie, les auteurs présentent quelques cas d'interaction qui ont eu lieu dans des réseaux électriques réels ou qui ont été identifiées dans des études de stabilité. Nous avons choisi d'illustrer les exemples suivants.

I.1.2.1 Interactions entre les PSS et les autres régulateurs des générateurs

Des interactions se sont produites entre PSSs et régulations des turbines de la centrale électrique hydraulique de Reece en Tasmanie (Australie). La centrale électrique a deux générateurs avec une puissance nominale de 120 MVA chacun. Des PSSs, avec la puissance électrique comme signal d'entrée, ont été installés en 1994. Les essais de mise en service, pour différentes conditions de charge, n'ont montré aucun problème majeure. Quelques jours après, les deux générateurs se sont retrouvés avec une saturation de réactif et très proches de leur production maximale. Ceci a entraîné des oscillations sur les puissances réactives des deux générateurs entre 5 et 45 MVAR. La fréquence du réseau s'est mis à osciller entre 48 et 52 Hz ce qui a nécessité le déclenchement des deux générateurs.

Malheureusement, le réseau n'était pas équipé de phasemètres ou PMUs en anglais (Phase Measure Unit) pour enregistrer de tels événements en vue de leur identification à posteriori. Cependant, l'hypothèse la plus probable est qu'il y a eu interaction entre les régulations des turbines et les PSSs. En effet, puisque les PSSs utilisent comme signal d'entrée la puissance électrique, ils sont très sensibles aux changements de puissance/fréquence du système.

Pour éviter ces interactions, Il a fallu baisser les limitations sur les sorties des PSSs et les constantes de temps de leurs filtres passe-haut (washout) de 3 à 1s. Après ces changements, le même problème ne s'est jamais reproduit. Cependant, des oscillations de basse fréquence (de période 20s) apparaissent dans le système de temps à autre et ceci du fait que les régulations des turbines sont mal coordonnées.

Un phénomène semblable est reporté dans la référence [CIG96], où on a observé des interactions dans l'une des centrales thermiques au Queensland (Australie). Ceci a eu comme

conséquence des oscillations excessives de plusieurs MVAR dans le réseau. Pour surmonter ce problème, il était nécessaire de réduire le gain du PSS à basse fréquence.

I.1.2.2 Interaction entre les transformateurs avec régleurs en charge

Dans beaucoup de réseaux électriques, les transformateurs reliant différents niveaux de tension dans le réseau de transport sont équipés de régleurs en charge connus dans la terminologie anglo-saxonne sous le nom de Load Tap Changers (LTCs), (figure II.1). Ces dispositifs aident à augmenter la capacité de transfert du réseau et le réglage de la tension en déconnectant la génération de la charge.

Les transformateurs régleurs en charge, dispositifs dont la dynamique est quelques fois négligée dans certaines études de stabilité dynamique ou de tension des réseaux électriques, peuvent interagir entre eux à différents niveaux provoquant des oscillations. L'exemple suivant illustre un tel phénomène [CUT98].

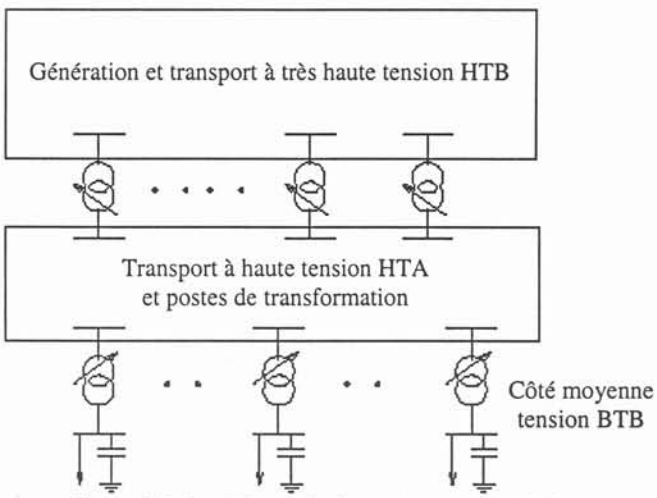


figure II. 1 - Réseau à deux niveaux de LTCs

Considérons le réseau radial simple de la figure II.2. Quand le rapport de transformation r_1 du transformateur HTB/HTA diminue, la haute tension commandée V_H et la moyenne tension V_M augmentent.

Cependant, quand le rapport de transformation r_2 du transformateur HTA/BTB diminue dans le but de soutenir la tension V_M, la tension V_H du côté HTB diminue également. En outre, quand V_H augmente, le courant dans la ligne HTB diminue de la même puissance, réduisant de ce fait les pertes réactives dues à la réactance de la ligne X_1.

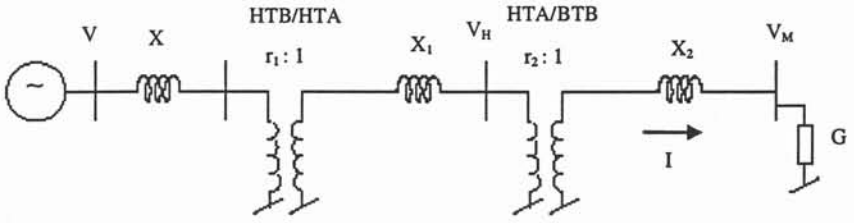


figure II. 2 - Réseau radial avec deux transformateurs régleurs en charge.

Pour ces raisons, la coordination des deux LTCs doit faire en sorte que le LTC du niveau HTB/HTA soit plus rapide que celui du niveau HTA/BTB [LAC79]. Ceci assurera un meilleur réglage avec un minimum de commutations possibles.

Le temps de réponse du transformateur HTA/BTB est en général de 20 à 40 secondes plus grand que celui du HTB/HTA. La même règle s'applique lorsqu'il y a plusieurs niveaux de LTC : plus on s'approche de la charge, plus les LTCs deviennent lents. Les valeurs typiques de temps de réponse pour le niveau HTB/HTA sont de 20 secondes pour la première commutation et de 5 secondes pour les suivantes, tandis qu'elles sont de 40 à 60 secondes pour la première prise du niveau HTA/BTB et de 10 secondes pour les prises suivantes.

Un aspect dynamique particulier d'un système avec des LTCs de différents niveaux montés en cascade est son caractère oscillatoire [LAC79, HIS93]. En général, n'importe quels mécanismes de restauration de charge en cascades peuvent entraîner des oscillations quand ils agissent dans la même période de temps [VO95].

Dans le cas particulier des deux niveaux de LTC de la figure II.1, des oscillations peuvent avoir lieu quand le LTC du niveau HTB/HTA ne parvient pas à restaurer la tension du côté BTB avant que celui du niveau HTA/BTB commence à agir.

	Cas 1		Cas 2	
Niveau	HTB/HTA	HTA/BTB	HTB/HTA	HTA/BTB
Temps de réponse de la 1ère prise (s)	20	50	30	45
Temps de réponse des prises suivantes (s)	5	10	10	10

Tableau II. 1 - Paramètres des deux LTCs.

Pour illustrer ce phénomène d'interaction, considérons le réseau de la figure II-2. On considère que le LTC du niveau HTB/HTA possède un temps de réponse suffisamment rapide par rapport à celui du HTA/BTB correspondant aux valeurs du cas1 du tableau II-1.

L'incident simulé est une augmentation de 20% de la charge G supposée du type conductance à l'instant t=5 s.

La figure II.3 montre que le LTC du niveau HTB/HTA parvient à restaurer la tension des deux cotés HTB et BTB avec seulement 5 prises et ceci avant que l'autre LTC ne soit activé.

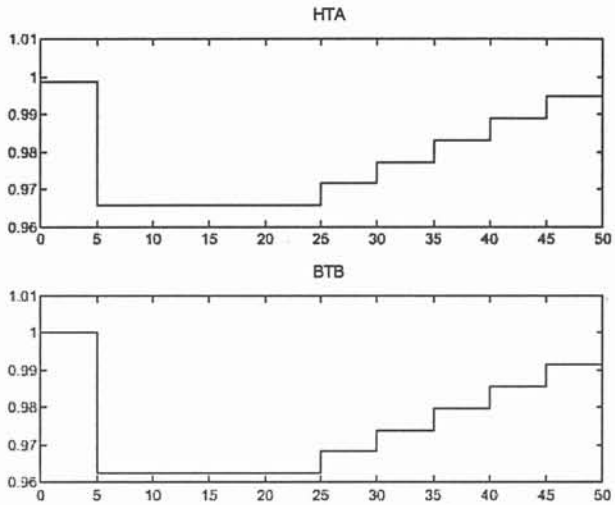


figure II. 3 - Réponse du réseau avec un LTC HTB/HTA rapide.

Des oscillations apparaissent au niveau de la tension du côté BTB quand on considère que le LTC HTB/HTA répond plus lentement à la suite d'un incident avec les valeurs du 2ème cas du tableau II-1. Comme le montre la figure II.4, le LTC HTB/HTA ne parvient plus à restaurer la tension avant que celui du niveau HTA/BTB ne réagisse à l'instant 50 s. Ceci engendrera un chevauchement dans l'action des deux LTCs provoquant des dépassements plus importants au niveau de la tension V_M , comportement indésirable pour le réseau (figure II.4).

Il est aussi à noter que les LTCs mettent un temps plus important pour la restauration de la tension (100s).

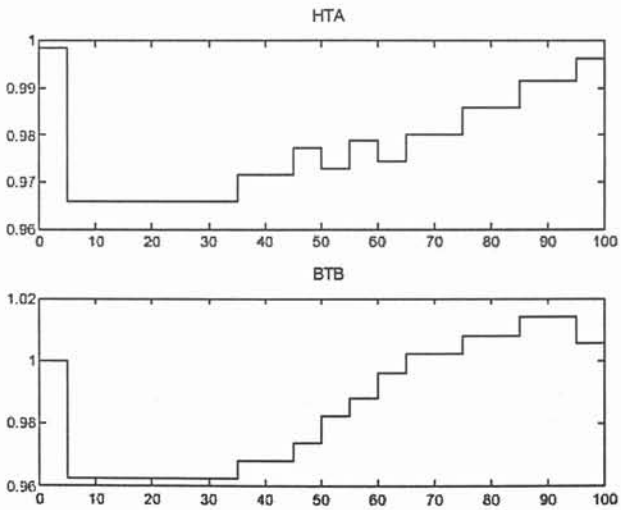


figure II. 4 - Réponse du réseau avec un LTC HTB/HTA lent.

Cet exemple montre l'importance de la coordination des LTCs dans les réseaux électriques afin d'éviter une interaction néfaste entre les différentes dynamiques de ces derniers.
Ce phénomène, qui à première vue relève de la stabilité de tension, montre que les problèmes de stabilité dynamique et celle de stabilité de tension sont souvent couplés.

I.1.2.3 Interaction entre les dispositifs de liaisons à courant continu HVDC

Ces dernières années, on a implanté plusieurs liaisons à courant continu dans les réseaux électriques et ceci pour réaliser l'interconnexion de réseaux voisins. Dans les réseaux scandinave ou indien par exemple on trouve plusieurs liaisons HVDC. Des interactions peuvent avoir lieu entre ces dispositifs si leurs actions ne sont pas coordonnées. Les opérateurs de réseaux électriques ont souvent eu à faire face à de tels phénomènes.
Une interaction peut se produire par exemple quand une liaison HVDC est commandée à travers un de ses régulateurs pour augmenter son niveau de transfert de puissance. Ceci entraînera une chute brusque de la tension aux bornes du redresseur côté réseau à cause de l'augmentation de la puissance réactive consommée par le convertisseur. Si cette diminution de tension est trop importante ou trop rapide, ceci peut entraîner un disfonctionnement des autres liaisons HVDC voisines.
Afin d'éviter de telles interactions, les convertisseurs de certaines liaisons HVDC dans un réseau doivent être équipés d'une régulation de tension pour éviter que des variations importantes de tension d'une liaison ne se répercute sur une autre.

I.1.3 Conception et coordination des régulateurs d'amortissement des oscillations de puissance

Après une présentation sommaire des différents phénomènes d'interactions de régulation dans les réseaux électriques, la Task Force CIGRE s'est penchée particulièrement sur les régulateurs d'amortissement des oscillations de puissance. L'impact de l'interaction de tels régulateurs sur la stabilité dynamique des réseaux est d'une grande importance. En effet, avec l'interconnexion croissante des réseaux de transport, des oscillations de puissance entre les systèmes interconnectés sont apparues. Ces oscillations, dans certains cas, sont faiblement amorties et persistent sur de longues périodes. Elles peuvent être très nuisibles au bon fonctionnement des réseaux. Des régulateurs appelés souvent boucles d'amortissement des oscillations de puissance ou PSS sont utilisés dans le but d'augmenter l'amortissement de ces modes d'oscillations améliorant ainsi les performances dynamiques des réseaux.

Cependant, dans la conception de ces régulateurs, un certain nombre de conditions doivent être satisfaites afin d'assurer un certain niveau de performance en termes d'amortissement et de sécurité sur une plage suffisante de points de fonctionnement et de configurations du système.

Pendant longtemps, les opérateurs de réseaux ne faisaient pas de la coordination des stabilisateurs des systèmes de puissance une condition obligatoire dans la conception de leurs régulateurs. Ceci est dû essentiellement au fait que les diverses approches qu'ils utilisaient et qui sont souvent basées sur le modèle d'une seule machine raccordée à un nœud infini, couplées avec des outils classiques de la théorie de commande, répondaient à leur attentes dans beaucoup de cas. Il est vrai qu'ils ne disposaient pas des nouvelles techniques de commande que l'on connaît actuellement.

Une autre condition aussi importante que la coordination dans la mise en œuvre de ces régulations est la robustesse. L'élaboration de méthodes de conception incluant robustesse et coordination doit susciter une attention particulière dans l'avenir.

Malgré l'avancée considérable que connaît la théorie de la commande de nos jours, il faut reconnaître que les réseaux électriques posent, par leur complexité, un certain nombre de difficultés dans l'application de ces techniques. En effet, la linéarisation des équations dans un réseau électrique réel conduit souvent à des matrices de grande taille et à un nombre élevé de variables d'états limitant l'utilisation dans la pratique d'une commande par retour d'état ou même par retour de sortie centralisé.

En outre, il serait souhaitable de maintenir les structures de commande ayant prouvé leur fiabilité dans le passé. A court terme, un plus grand intérêt sera porté sur des structures de commande d'ordre réduit comparables à celles déjà en exploitation dans les réseaux électriques. A plus long terme, et avec le développement des technologies de mesure et de transmissions, d'autres structures de commande plus évoluées et moins restrictives, peuvent être envisagées.

I.1.3.1 Conditions pour la mise en œuvre des régulations dans les réseaux électriques :

Ainsi, il a été convenu dans cette étude que les conditions suivantes doivent être prises en compte dans la mise en œuvre d'une commande pour diverses régulations dans un réseau :

- **La coordination** : ceci permettra une utilisation optimale des dispositifs mis en jeu dans un réseau et réduira au minimum ou empêchera des éventuelles interactions néfastes entre régulateurs, améliorant ainsi les performances dynamiques du système.
- **Les contraintes de faisabilité sur la structure de commande** : la complexité de structure d'un régulateur peut être un facteur limiteur à l'application d'une technique de commande aux réseaux électriques. Parmi ces contraintes, la décentralisation est souvent une condition imposée aux structures de commande. Cependant, il est à noter que l'évolution inévitable des réseaux électriques permettra d'élargir le champ d'application de certaines structures.
- **La robustesse** : des méthodes de conception incluant robustesse et coordination doivent être développées afin de fournir aux opérateurs de réseaux des outils nécessaires à une conduite fiable et performante de leurs systèmes. En particulier, des commandes correctement conçues pour les nouveaux dispositifs à base de l'électronique de puissance aideront à maintenir une marge adéquate de sécurité dans une large bande de fonctionnement.

I.1.3.2 Une procédure pour la conception des régulations dans les réseaux électriques :

Il s'agit essentiellement des étapes suivantes :

1. **Définition d'un modèle pour le système** :

La première étape consiste à développer un modèle pour représenter le comportement dynamique du réseau. Comme l'étude de stabilité dynamique relève souvent de la théorie des petits signaux, ce modèle est linéarisé autour d'un point de fonctionnement. Le modèle linéarisé du système contient souvent des informations qui ne sont pas d'une importance majeure pour le calcul de la commande. En effet, les PSSs par exemple, sont conçus pour affecter les caractéristiques modales du système sur une plage étroite de fréquence. Dans ce cas, la réduction d'ordre du système linéaire fournit une option pour faciliter la conception d'une loi de commande [SAN96]. Le modèle réduit maintient les caractéristiques modales du système initial sur l'intervalle de fréquence d'intérêt, exige moins d'effort de calcul et permet au concepteur de se concentrer sur les caractéristiques d'intérêt du système.

2. **Formulation des performances désirées pour le système** :

En général, un régulateur doit satisfaire d'autres conditions en plus de celles discutées auparavant qui sont :

051 098033 3

- d'éviter l'instabilité transitoire et de garantir un certain degré d'amortissement suite à une importante perturbation du système,
- de réduire au minimum le risque d'interaction néfaste dans le réseau pouvant compromettre ses performances dynamiques.

Une étape importante dans le processus de conception d'une commande est la sélection des signaux de mesure et de commande les plus efficaces. Ainsi, les modes d'oscillation cibles doivent être respectivement observables et commandables par les signaux de mesure et de commande et l'effet de ces derniers sur les autres modes doit être le plus faible possible. Dans ce sens, la théorie des petits signaux fournit des outils extrêmement utiles (les valeurs propres, les formes de modes, la sensibilité modale, etc.). L'analyse de sensibilité modale présente en particulier un indicateur fiable sur l'influence des signaux de commande et de mesure sur les modes du système.

3. **Conception des régulateurs et de leur coordination** :

Les méthodes de commande proposées dans cette étude pour la coordination des régulations dans les réseaux sont basées sur des techniques linéaires d'analyse et peuvent être récapitulées comme suit :

1- Méthodes basées sur la programmation linéaire.
2- Méthodes basées sur la théorie de commande optimale.
3- Méthodes basées sur les techniques d'optimisation sous contraintes.
   - sans formulation explicite d'exigence de robustesse,
   - avec formulation explicite d'exigence de robustesse
4- Optimisation sous contraintes d'un indice sélectif de performances modales.
5- Coordination globale des régulateurs FACTS avec les techniques d'optimisation.
6- Coordination des boucles d'amortissements des oscillations de puissance par les algorithmes génétiques.

4. **Vérification de la conception et évaluation des performances** :

Les performances souhaitées pour le système doivent être testées. La loi de commande ne peut être validée sans que le système réalise les performances souhaitées en termes de robustesse, de limitation d'interaction et bien sûr de stabilité. L'analyse modale et la simulation temporelle du comportement dynamique d'un modèle détaillé du système sont les outils les plus utilisés. L'analyse fréquentielle du système ainsi que du régulateur représente aussi un outil pouvant apporter des informations très utiles sur les performances du système régulé en termes d'amortissement et de robustesse.

Cependant, le concepteur peut être confronté à des situations où il sera obligé de relaxer les contraintes imposées à priori afin d'obtenir des solutions faisables pour son problème. Ainsi, et suivant le cas, il pourra réduire la marge de robustesse au détriment du degré d'amortissement des oscillations ou vice-versa. Dans tout les cas, c'est toujours le souci d'éviter l'instabilité pour une plage de points de fonctionnement possibles qui doit conditionner son choix.

I.1.4 Conclusions et perspectives de l'étude CIGRE

La coordination des régulateurs dans les réseaux électriques peut réduire les interactions néfastes, et améliore les performances dynamiques du système. C'est l'un des points principaux soulignés par ce groupe de travail de CIGRE TF 38.02.16 sur l'impact des interactions de régulations dans les réseaux électriques.

La régulation dépasse de plus en plus son cadre purement technique pour devenir un produit du marché. Avec la libéralisation du marché de l'électricité partout dans le monde, performance, sécurité et rentabilité ne peuvent être que fortement liées.
Une exploitation sûre, économique et optimale des régulations est de plus en plus exigée dans un domaine à haut enjeu économique qui est celui des réseaux électriques. Les techniques de commande les plus avancées suscitent plus d'intérêt de la part des opérateurs de réseaux tels que celles basées sur les systèmes experts, la logique floue ou les réseaux de neurones. Il est certain qu'en pratique, l'application de tels régulateurs aux réseaux est actuellement très réduite, mais cela ne tardera pas à venir avec le développement rapide des moyens de calculs.

I.2 Mise en évidence d'interactions de régulation dans un réseau test

Nous avons choisi de présenter des cas d'interaction de régulation mettant en jeu les FACTS car n'oublions pas que ce sont particulièrement ces dispositifs qui nous intéressent dans cette thèse.
Cet exemple est tiré du rapport de thèse de J.C. Passelergue [PAS98], qui s'est intéressé dans ces travaux aux phénomènes d'interactions de régulation. Ayant effectué certaines simulations sur un réseau test symétrique composé de 4 machines réparties dans 2 zones et ainsi que sur d'autres réseaux plus grands, il a mis essentiellement l'accent sur les interactions mettant en jeu les dispositifs FATCS. Nous présentons sommairement quelques exemples d'interaction qu'il a pu étudier.

I.2.1 Réseau test 2 zones 4 machines

Le réseau test 2 zones 4 machines utilisé dans cette étude est composé de 2 zones, chaque zone comportant chacune 2 machines. Les machines synchrones sont de puissances nominales égales et équipées de régulations identiques (régulations de la tension d'excitation et du couple mécanique délivré par la turbine). Les 2 zones sont topologiquement symétriques et elles sont reliées entre elles par deux lignes d'interconnexion parallèles. Les données et les paramètres dynamiques de ce réseau, schématisé sur la figure III.1, sont fournies en Annexe E.

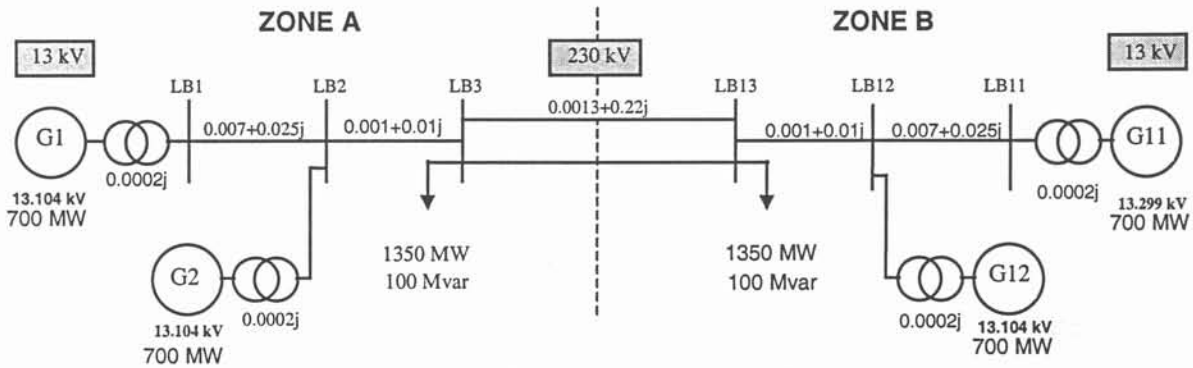


figure II. 5 - Réseau test 2 zones 4 machines

Une étude en petits signaux a donc été menée afin de déterminer les différents modes d'oscillation, et plus particulièrement les modes électromécaniques, présents dans ce réseau test. Il s'agissait de calculer les facteurs de participation de chaque variable d'état pour l'ensemble des valeurs propres du système afin d'identifier les modes d'oscillation. Huit modes d'oscillation (huit paires de valeurs propres complexes conjuguées) ont été mis en évidence. Ceux-ci sont rapportés dans le tableau II.2 sous la forme de leurs valeurs propres associées, de leur fréquence et de leur coefficient d'amortissement ξ respectif.

	Valeurs propres	**fréquence (Hz)**	ξ
$\lambda 1$	-0.65±j8.00	1.27	0.08
$\lambda 2$	-0.68±j8.04	1.28	0.08
$\lambda 3$	-0.05±j4.54	0.72	0.01
$\lambda 4$	-0.75±j2.35	0.37	0.30
$\lambda 5$	-0.50±j1.49	0.24	0.31
$\lambda 6$	-0.42±j1.28	0.20	0.31
$\lambda 7$	-0.26±j0.56	0.09	0.41
$\lambda 8$	-0.26±j0.56	0.09	0.42

Tableau II. 2 - Valeurs propres, fréquence et taux d'amortissement des modes d'oscillations

Le tableau II.3 donne pour chaque mode les variables d'état prépondérantes (*i.e.* les variables d'état associées aux facteurs de participation les plus élevés).

• 'EFD' désigne ici une variable d'état liée à la régulation de la tension d'excitation vue du stator des machines.

• 'CM' désigne une variable d'état associée à la régulation de vitesse (régulation du couple mécanique délivré par la turbine) des machines.

• 'ω' désigne la vitesse de rotation électrique de la machine, 'θ' la position angulaire rotorique de la machine et 'λf' le flux magnétique de l'enroulement d'excitation de la machine.

modes d'oscillation	**variables d'état prépondérantes**
λ1	ω(G1), θ(G1) ; ω(G2), θ(G2) ; ω(G11), θ(G11) ; ω(G12), θ(G12)
λ2	ω(G1), θ(G1) ; ω(G2), θ(G2) ; ω(G11), θ(G11) ; ω(G12), θ(G12)
λ3	ω(G1), θ(G1) ; ω(G2), θ(G2) ; ω(G11), θ(G11) ; ω(G12), θ(G12)
λ4	CM(G1), ω(G1) ; CM(G2), ω(G2) ; CM(G11), ω(G11) ; CM(G12), ω(G12)
λ5	EFD(G1), λf(G1) ; EFD(G2), λf(G2) ; EFD(G11), λf(G11) ; EFD(G12), λf(G12)
λ6	EFD(G1), λf(G1) ; EFD(G2), λf(G2) ; EFD(G11), λf(G11) ; EFD(G12), λf(G12)
λ7	EFD(G1), λf(G1) ; EFD(G2), λf(G2)
λ8	EFD(G11), λf(G11) ; EFD(G12), λf(G12)

Tableau II. 3 - Variables d'état prépondérantes des modes d'oscillation

Le mode λ4 est un mode lié aux régulations de vitesse des machines. Toutes les machines du réseau sont concernées.

Les 4 derniers modes dépendent des flux principaux des machines et de variables d'état liées aux régulations de la tension d'excitation des machines. Il s'agit donc de modes liés aux régulations de tension des machines. Les modes λ5 et λ6 voient la participation de toutes les machines du réseau, tandis que le mode λ7 est lié aux machines de la zone A et le mode λ8 à celles de la zone B.

Enfin, il apparaît que les 3 premiers modes sont des modes électromécaniques puisque ceux-ci voient de fortes participations de 'ω' et 'θ'. En particulier, le mode λ3 est très faiblement amorti. Il s'agit du mode critique.

En examinant de plus près les facteurs de participation des variables d'états du système à ces trois modes, puis les formes de modes, on constate que :

Le mode $\lambda 1$ est un mode local qui voit principalement les machines G1 et G2 s'opposer.

Il est de même pour le mode $\lambda 2$ qui voit la machine G11 osciller contre la machine G12.

Pour ce qui est du mode $\lambda 3$, il s'agit d'un mode d'oscillation inter-régions opposant deux groupes de machines, les machines G1 et G2 (zone A) d'une part et les machines G11 et G12 (zone B) d'autre part. Ce mode d'oscillation, le plus faiblement amorti, est le mode critique. Ce dernier mode sera alors le mode cible dont l'auteur se propose d'améliorer l'amortissement.

I.2.2 Interaction STATCOM-STATCOM et STATCOM-PSS

La figure II.6 donne, lors de l'insertion d'un seul STATCOM, la tension à son nœud de connexion. Le soutien de tension assuré par le dispositif FACTS est nettement observable.

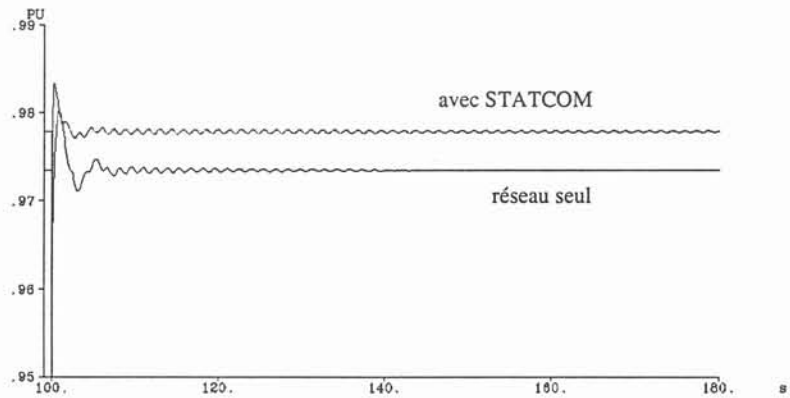


figure II. 6 - Tension au nœud de connexion du STATCOM en fonction du temps

La figure II.7, quant à elle, permet d'observer le transit de puissance active existant sur une ligne inter-régions après un court-circuit fugitif pour le réseau en présence de deux STATCOMs. On constate que le système devient instable.

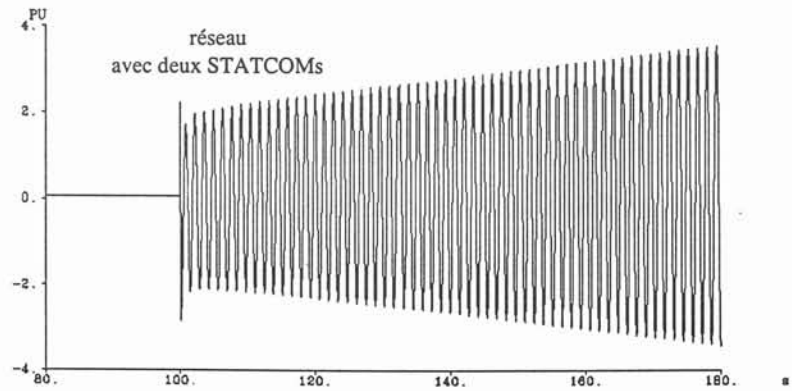


figure II. 7 - Transit de puissance active entre zones en fonction du temps

Ainsi, l'insertion simultanée de deux STATCOMs utilisés en soutien de tension dans ce réseau test a entraîné la dégradation d'un mode d'oscillation inter-régions déjà à l'origine faiblement amorti, provoquant ainsi l'instabilité du réseau.

Cette dégradation de la stabilité du réseau est liée à un phénomène d'interaction entre les dispositifs FACTS entre eux et les régulations des machines. Les phénomènes rencontrés ici sont du même type que ceux présentés par la "slow transient task force IEEE" [IEEE96] concernant l'insertion de trois SVCs dans le réseau radial brésilien.

Un second exemple de phénomènes d'interaction peut être donné ici, mais pour une utilisation du STATCOM en amortissement des oscillations de puissance. Toujours dans le réseau test composé de 2 zones et 4 machines, en connectant simultanément un PSS et un STATCOM dont le but est d'amortir les oscillations de puissance entre les deux zones, on constate que le mode d'oscillation inter-régions est sensible à un phénomène d'interaction entre le PSS et le STATCOM. Il en résulte une dégradation de l'amortissement de ce mode.

La figure II.8 illustre ce propos. Il s'agit une nouvelle fois du transit de puissance active entre les deux zones après un court-circuit fugitif. Ainsi, l'amortissement du mode d'oscillation inter-régions est plus rapide dans le cas de l'insertion du STATCOM seul par rapport à celui de l'insertion simultanée du STATCOM et du PSS.

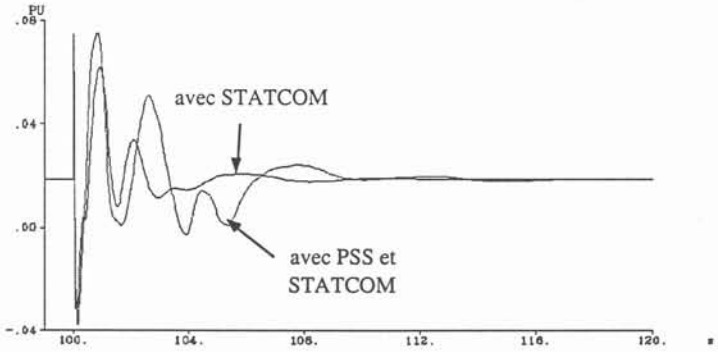


figure II. 8 - Transit de puissance active entre zones en fonction du temps

I.3 Interaction FACTS-PSS-charge dynamique

Dans le paragraphe précédent, nous avons mis l'accent sur les interactions de régulation et particulièrement celles qui concernent les dispositifs FACTS entre eux ou avec d'autres régulations du réseau. Ce type d'interaction commence à être de plus en plus connu et pris en compte comme le témoigne l'étude Cigré sur l'impact des interactions de régulation dans les réseaux électriques. Certaines solutions commencent à apparaître dans le but de rémedier à de

tels phénomènes. Nous citons par exemple les travaux de J.C. Passelergue [PAS98, JCP98] dans ce sens et qui propose des techniques de coordination des régulations basées sur les théories d'optimisation et de programmation mathématique ainsi que sur les méthodes de commande optimale.

Un autre facteur, qu'il nous semble intéressant de prendre en compte dans l'étude de ces phénomènes d'interactions de régulation, est celui qui concerne l'influence des modèles de charge sur l'analyse de stabilité dynamique des réseaux électriques.

Considérons pour ceci le même réseau test de la figure II.5 équipé toujours d'une boucle PSS sur la régulation de tension de la machine G1 et un STATCOM sur le nœud LB13 utilisé à la fois pour le soutien de tension et l'amortissement des oscillations de puissance. Sans trop rentrer dans les détails des modèles des charges, qui feront l'objet du prochain chapitre, notons que le terme « statique » signifie dans cet exemple illustratif que la charge est équivalente à une impédance constante et que par « dynamique », nous entendons dire un moteur à induction de même puissance que dans le cas statique.

La simulation d'un incident du type court-circuit fugitif (le même que dans le § II.2.2) montre une dégradation des performances dynamiques du réseau lorsque la charge est représentée par un modèle dynamique comme cela apparaît sur la figure II.9. Le phénomène d'interaction entre le STATCOM et le PSS est nettement amplifié par rapport au § II.2.2. On constate même que le modèle de charge influence plus violemment l'étude de la stabilité du réseau que l'interaction entre le STATCOM et le PSS.

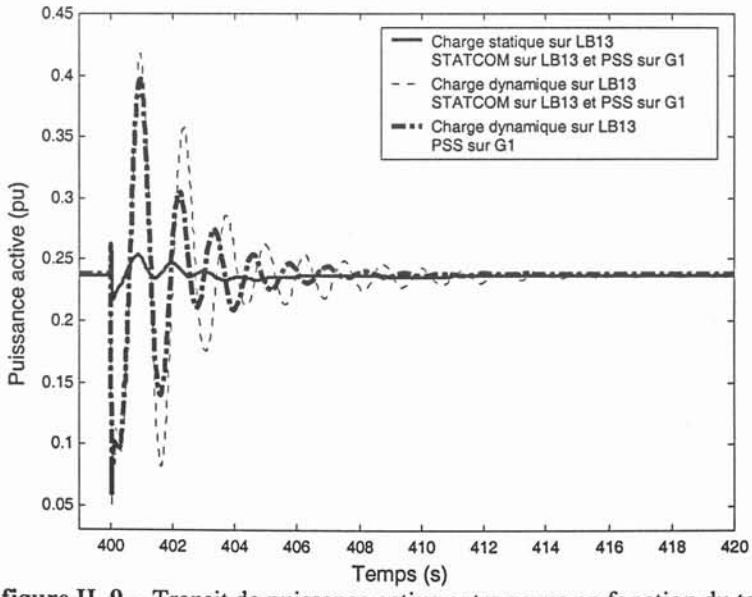


figure II. 9 - Transit de puissance active entre zones en fonction du temps

Une analyse des principaux modes d'oscillation affectés par ce phénomène (mode lié à la régulation de vitesse de la machine G1, mode électromécanique local de la zone 1 et le mode inter-région) vient confirmer l'influence du modèle de charge choisi sur l'étude des performances dynamiques des réseaux électriques. En effet, il apparaît dans le tableau II.4 que l'amortissement du mode inter-régions se dégrade sensiblement lorsqu'on adopte un modèle de charge dynamique.

	Charge statique Avec STATCOM sur LB13 et PSS sur G1		**Charge dynamique** Avec STATCOM sur LB13 et PSS sur G1		**Charge dynamique** Avec PSS sur G1	
	Valeur propre	τ	Valeur propre	τ	Valeur propre	τ
Mode propre de G1	-1,14+ j 2,38	0,43	-1.02 + j 2,36	0,40	-0,86 + j 2,86	0,29
Mode local G1↔G2	-0,76 + j 7,98	0,09	-0.67 + j 7,74	0,09	-0,72 + j 7,97	0,09
Mode inter-région	**-0,61 + j 5,75**	**0,11**	**-0.27 + j 5,05**	**0,05**	**-0,35 + j 5,17**	**0,07**

Tableau II. 4 - Principaux modes d'oscillations affectés par le modèle de charge

II CONCLUSION

Les soucis environnementaux et les pressions commerciales ont orienté la tendance des réseaux d'énergie de la croissance vers des objectifs de qualité. Ceci s'est traduit par l'augmentation du nombre de régulations mises en jeu dans les réseaux et par une meilleure exploitation des dispositifs conventionnels et non conventionnels dans les réseaux. En effet, les générateurs sont de plus en plus équipés de boucles d'amortissement de puissance ainsi que les régulateurs des dispositifs FACTS dont les champs d'action se développent de jour en jour.

Toutefois, ces régulateurs, bien que souvent efficaces, ne sont pas à l'abri d'éventuelles interactions entre eux mais aussi avec d'autres éléments du réseau. Dans ce chapitre, on a mis l'accent sur ce phénomène, à travers quelques exemples d'études mais aussi des cas réels, où des interactions entre régulateurs ont eu un impact négatif sur les performances dynamiques des réseaux électriques.

Ces phénomènes peuvent venir entre autres de l'interaction des dispositifs FACTS entre eux, mais aussi avec d'autres éléments comme, par exemple, les régulations de tension des machines, les stabilisateurs de puissance qui leur sont éventuellement associés, etc ...

D'autres éléments pouvant interagir avec les FACTS sont les charges dynamiques. A travers un exemple illustratif, nous avons démontré l'importance du modèle de charge dans l'analyse des performances dynamiques des réseaux électriques. Très peu d'études ont été menées dans ce sens par le passé. De ce fait, nous nous sommes donné comme objectif dans cette thèse d'étudier les interactions qui peuvent résulter de l'insertion des dispositifs FACTS dans les réseaux en présence de charges dynamiques.

Ainsi et avant d'attaquer l'analyse proprement dite de ce phénomène, nous consacrerons le prochain chapitre à une présentation des différents modèles de charge utilisés dans les études de stabilité dynamique des réseaux.

CHAPITRE III

MODELISATION DES CHARGES DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

I INTRODUCTION

Aujourd'hui, l'exploitation d'un réseau électrique requiert des décisions de plus en plus complexes et rapides. En effet, le besoin de fiabilité et l'importance de l'enjeu économique que suscitent les réseaux d'énergie électrique contraignent les planificateurs et les exploitants à prendre en compte tous les facteurs pouvant influer sur les performances dynamiques des réseaux. De nos jours, les compagnies d'électricité ne peuvent se permettre ni une sous-exploitation de leurs matériels ayant souvent nécessité un lourd investissement, ni une sur-exploitation pouvant nuire aux performances du système et par conséquent à la qualité de l'énergie.

La simulation numérique pour l'analyse des comportements dynamiques des réseaux reste à ce jour l'outil le plus utilisé permettant des prises de décisions adéquates en vue de la réalisation de ces objectifs.
De ce fait, un intérêt particulier est porté, au fil des ans, sur une modélisation fine des différentes composantes d'un réseau électrique. Ainsi, la plupart des dispositifs dynamiques, tels que les unités génératrices ou plus récemment les dispositifs FACTS, sont actuellement représentés avec des modèles assez complets. En effet, les génératrices du type machine synchrone peuvent être représentées dans un logiciel de simulation du comportement dynamique des réseaux comme EUROSTAG par un modèle d'ordre 6 tenant compte des différentes dynamiques rotoriques et statoriques et de la saturation des circuits magnétiques, etc. Un modèle dit de "Fortescue" du même ordre peut aussi être envisagé pour l'étude des régimes dissymétriques (court-circuit monophasé ou biphasé par exemple) [EU97].

Il n'en était pas de même pour les modèles des charges, considérant que ces derniers ne jouent qu'un rôle secondaire car n'affectant que les impédances du réseau. En effet, et jusqu'en 1970, la représentation des charges pour les études de stabilité des réseaux a souvent été simpliste. [HE93]

Ensuite, et par le biais de ces premières approches qui ont consisté à modéliser les charges en régime statique sous formes d'impédances constantes ou de sources électriques (courant ou puissance constante), de nombreux auteurs se sont rendus compte que leurs modèles affectaient le comportement dynamique du réseau. A cette époque l'emploi de telles représentations des charges se justifiait par des moyens de calcul peu performants.

II LA MODELISATION DES CHARGES

Le but de ce paragraphe est de présenter l'état de l'art des modèles de charges les plus utilisés pour les études d'analyse des performances dynamiques des réseaux électriques. Il est important de signaler qu'il ne s'agit en aucun cas d'une étude exhaustive de tous les types de charges existant réellement dans la pratique tant ce domaine de recherche est vaste. Ceci dépasse le cadre de cette thèse. Notre but sera principalement d'établir une liste des charges réputées typiques qui nous servira par la suite pour traiter le problème d'interaction entre ces charges et les dispositifs FACTS. Avant de venir aux différents modèles de charge, on commencera tout d'abord par définir le sens du mot « charge » dans le domaine des réseaux électriques.

II.1 Définitions

Le mot « charge » peut avoir plusieurs significations dans la terminologie des réseaux électriques :

- un dispositif connecté à un réseau et consommant de l'énergie électrique,
- toute la puissance (active et/ou réactive) consommée par tous les dispositifs reliés au réseau,
- une proportion du réseau qui n'est pas explicitement représentée par le modèle du système, mais plutôt traitée comme un seul dispositif relié à un nœud consommateur du réseau,
- dans un autre contexte, la charge peut représenter aussi la puissance à la sortie d'un générateur ou une unité génératrice. [TF93]

Ces définitions sont en réalité assez proches les unes des autres. Les charges traduisent en effet dans tous ces cas la consommation d'énergie électrique dans le réseau. La seule différence réside dans la façon dont cette consommation est représentée. Dans notre étude, qui se situe dans le cadre de la stabilité dynamique des réseaux électriques, le mot « charge » représentera l'agrégation de quelques centaines ou milliers de dispositifs différents qui composent un nœud de consommation dans un réseau. Dans le paragraphe IV, nous présenterons en détail quelques méthodes d'agrégation des charges.

Notons pour l'instant qu'une agrégation de charges approche, en plus des différentes composantes de charge « proprement dites », les postes de transformation, les lignes et câbles des réseaux distribution, les câbles, la compensation d'énergie réactive, etc...[TF95]. La figure III.1 schématise ce qu'on appelle un nœud de charge dans les réseaux.

Avant de présenter les différents modèles de charge adoptés dans les études de stabilité dynamique, il est important de savoir que pour l'agrégation d'un modèle de charge dans un réseau, les hypothèses simplificatrices suivantes sont considérées :

- toutes les composantes de charge sont supposées être connectées en parallèle au nœud de charge du réseau ne faisant pas intervenir le réseau de distribution,
- les pertes de réactif dans les lignes ou la compensation d'énergie réactive, dans le réseau de distribution sont modélisées par une composante supplémentaire de charge en parallèle.
- Les charges monophasées sont supposées être uniformément réparties dans le réseau de distribution pour pouvoir être représentées par une charge triphasée équilibrée.

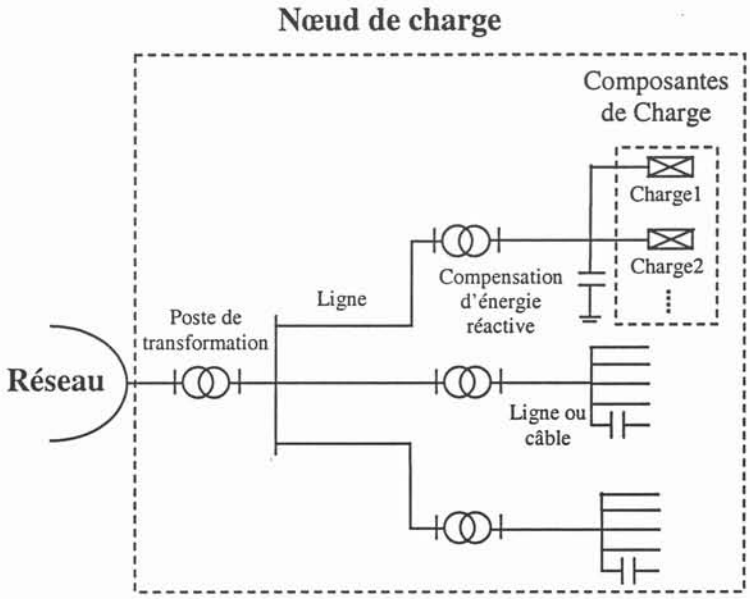


figure III. 1 - Représentation schématique d'un nœud de charge.

II.2 Importance d'une modélisation fine des charges

La modélisation des charges, disons le, n'est pas une tâche facile pour diverses raisons parmi lesquelles :

- le grand nombre de charges élémentaires apparemment semblables du point de vue de leur fonctionnement mais aussi aux caractéristiques très différentes et nécessitant chacune un modèle spécifique,
- le changement continuel de la composition des charges dans le temps et le manque d'information concernant les charges elles-mêmes et leurs combinaisons,
- les imprécisions affectant les caractéristiques des charges, en particulier lors de variations de tension et/ou de fréquence de grandes amplitudes.

Un autre facteur aussi important est que chaque modèle de charge présente un domaine de validité et convient à un type d'étude et peut ne pas correspondre à un autre. Il convient alors

de prendre des précautions dans la modélisation des charges suivant le type de problème traité, qu'il s 'agisse d'étude de stabilité de tension, ou de stabilité transitoire ou dynamique des angles ou de n'importe quel autre type d'étude.

En effet, la représentation des charges par un modèle statique simple ne convient pas aux études d'analyse de stabilité de tension. Par exemple, l'effondrement de tension qu'a connu le réseau suédois, suite à un écroulement de tension en 1983, n'a pu être reproduit par simulation que par la prise en compte d'une modélisation détaillée des caractéristiques des différentes charges du réseau. Il a été prouvé que l'adoption d'un modèle de charge classique du type statique n'était pas approprié lorsque la tension baisse en dessous de 0.8 pu. Les détails des modèles de charge (pour les moteurs à induction, pour l'éclairage et pour les réfrigérateurs) requis pour une telle étude sont exposés dans la référence [WA86].

De même, des études de stabilité de tension sur le réseau Ontario Hydro de la région de l'Ontario au Canada ont démontré la nécessité d'une prise en compte de la dynamique des charges. On peut citer l'exemple d'une étude sur l'impact de la perte d'une ligne de transport sur le niveau de tension du réseau [VA88].
Ainsi, dans les études de stabilité de tension, les caractéristiques des charges doivent être correctement représentées dans le cas de chutes de tension importantes dans le réseau.

Pour ce qui est des études de stabilité dynamique ou de stabilité dite des "angles", les modèles de charges peuvent aussi influencer les performances dynamiques des réseaux. En effet, les oscillations des modes inter-régions engendrent des variations importantes des tensions et des fréquences locales dans les réseaux électriques. Dans de tels cas, la dépendance de la charge à la fréquence et à la tension peut être d'un impact significatif sur ces oscillations.

L'utilisation d'un modèle de charge statique du type impédance constante pour le réseau Nord Américain a entraîné une sur-estimation de 25% de l'amortissement des oscillations de puissance par rapport à un modèle de charge plus précis [TF93].
Ainsi, certaines modélisations simplistes des charges sont à prendre avec précaution comme par exemple celle d'approcher un moteur à induction par une puissance constante ou un four à arc par une impédance constante.

II.3 Approches pour la modélisation des charges

Il existe essentiellement deux approches différentes permettant la modélisation des charges. La première est basée sur ce qu'on appelle un modèle de connaissance. La seconde donne lieu à un modèle dit de "représentation" [HE93].

II.3.1 Modèles de connaissance

Ils sont obtenus à partir d'équations du fonctionnement de la charge à étudier. Le comportement de la charge est donc mis en équations de manière simple. Compte tenu de la diversité des charges et de leurs variations en fonction de divers et nombreux paramètres (heure, jour, saison, évènement ...), ce type d'approche ne peut être envisageable que pour un nombre limité de charges tels que les moteurs. Cette famille de charge fera l'objet d'une présentation plus détaillée ultérieurement.
En plus, certaines charges, comme les lampes fluorescentes, mettent en jeu des phénomènes physiques assez diverses et une étude analytique simple serait manifestement insuffisante. Des considérations thermiques, photométriques ou encore optiques interviennent nécessairement.

Il faut savoir ne retenir, suivant le cas et le domaine d'étude et pour un modèle de charge que les informations utiles et pouvant apporter des améliorations significatives en termes de simulation du comportement. La mise au point d'un modèle complet pour une composante de charge peut s'avérer dans certains cas d'une complexité telle qu'il convient d'y recourir que dans les cas où l'on a prouvé la nécessité.

II.3.2 Décomposition des charges par secteurs

Lorsque l'on veut étudier un groupe de charges différentes en vue de les modéliser, une technique très répandue consiste à créer des sous-ensembles de charges ayant des caractéristiques communes. La proposition la plus fréquente consiste à regrouper les charges correspondantes en trois secteurs : résidentiel, commercial et industriel. Selon les régions étudiées, on peut être amené à ajouter un quatrième secteur agricole. Il s'agit d'une démarche acceptable, car ces secteurs sont souvent très distincts du point de vue de leur répartition géographique et de leur comportement. On peut ainsi envisager, par exemple, trois ou quatre modèles de représentation regroupant chacune des charges de nature semblable. Le diagramme de la figure III.2 énumère quelques exemples de charges communément trouvées dans ces secteurs :

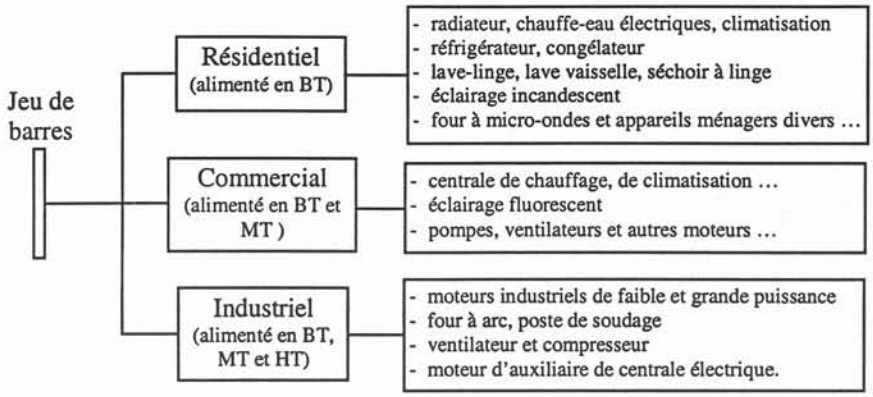


figure III. 2 - Décomposition des charges par secteurs

S'il est possible de dissocier géographiquement ces trois secteurs, on peut aboutir à un modèle unique obtenu, par exemple en les pondérant en fonction de leur puissance. Mais au préalable, il faudra un modèle de représentation pour chaque secteur.

L'avantage de ce type de répartition est de tenir compte de la localisation géographique des charges et de leurs périodes de fonctionnement (été/hiver et même jour/nuit). Ceci revient donc à considérer une variation temporelle de la répartition en secteurs. Mais au niveau d'un secteur donné, on sera incapable de distinguer les charges les unes des autres. Le tableau III.1 illustre un exemple de décomposition par secteurs des charges du réseau Ontario Hydro au Canada publié dans [PR88].

Zone	Résidentiel	Commercial	Industriel	Auxiliaires de Centrale
	%	%	%	%
11	57,77	13,15	29,08	0,00
12	39,67	15,36	44,97	-
13	57,27	16,71	26,02	-
14	59,06	16,97	24,15	-
15	57,18	22,86	19,96	-
16	47,24	30,97	21,79	-
21	34,44	35,34	30,22	-
22	38,51	27,23	34,26	-
23	45,80	42,22	11,98	-
24	42,42	35,30	22,28	-
25	50,97	39,24	9,79	-
26	40,22	51,10	8,68	-
31	0,00	0,00	100,00	-
32	0,00	0,77	99,23	-
33	0,00	7,09	92,91	-
35	0,00	0,00	100,00	-
36	0,00	0,00	100,00	0,00
99	0,00	0,00	0,00	100,00
41	0,00	0,00	0,00	100,00
42	0,00	0,00	0,00	100,00
1	36.42	26,76	36,82	0,00

Tableau III. 1 - Répartition par secteur des charges du réseau de l'Ontario

En fait, il n'est pas toujours facile de séparer distinctement les trois secteurs. En effet, on observe souvent des recouvrements rendant plus difficile cette approche de séparation en secteurs. Ce type de modélisation reste tout de même très utilisé.

II.3.3 Modèles de représentation ou par identification à partir des mesures

Lorsqu'on évoque un modèle de représentation, cela signifie que l'on impose a priori une représentation (polynomiale, exponentielle ou autre) capable de traduire la réalité observable sans faire appel à la connaissance physique des phénomènes sous-jacents. Les modèles ont généralement un caractère semi-empirique car ils sont obtenus par identification mathématique à partir des mesures relevées sur site. Ceci nécessite quand même un minimum de connaissance à priori sur un modèle adéquat du système. Il s'agit en effet de se fixer un type de représentation (algébrique polynomiale, fonction de transfert, représentation d'état ...) et chercher ensuite à identifier les paramètres de cette représentation.

Les paramètres en question peuvent être obtenues à l'aide de deux méthodes :

- mesure de la réponse du système lors de perturbations imposées,
- mesure de la réponse du système quand on le laisse évoluer de manière naturelle.

L'identification des paramètres d'une charge peut être réalisée grâce à la théorie de l'estimation.

<u>Exemple</u> : cet exemple est tiré de la référence [ME82].

Considérons par exemple une charge modélisée par une représentation d'état linéaire de la forme suivante :

$$\dot{x} = Ax + Bu \tag{III.1}$$

$$y = Cx + Du \tag{III.2}$$

où x est le vecteur d'état, u l'entrée du système représentant la charge, y sa sortie.

On pourrait choisir pour une charge donnée de prendre comme signaux d'entrée respectivement les composantes réelle ΔV_R et imaginaire ΔV_I de la tension à ses bornes et comme sorties les courants réel ΔI_R et imaginaire ΔI_I qu'elle absorbe. x est supposé être d'ordre 2 et ne représente aucune signification physique.

On obtient alors :

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ \alpha_1 & \alpha_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_R \\ \Delta V_I \end{bmatrix} \tag{III.3}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta I_R \\ \Delta I_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \alpha_3 & \alpha_4 \\ \alpha_5 & \alpha_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \alpha_7 & \alpha_8 \\ \alpha_8 & \alpha_7 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_R \\ \Delta V_I \end{bmatrix} \qquad \text{(III.4)}$$

Les paramètres du modèle de charge proposé peuvent être obtenus par un procédé d'identification grâce aux mesures des réponses de la charge à des entrées de perturbations. La méthode utilisé dans cette exemple est basée sur l'estimation par la technique des moindres carrées pondérés de la figure III.3.

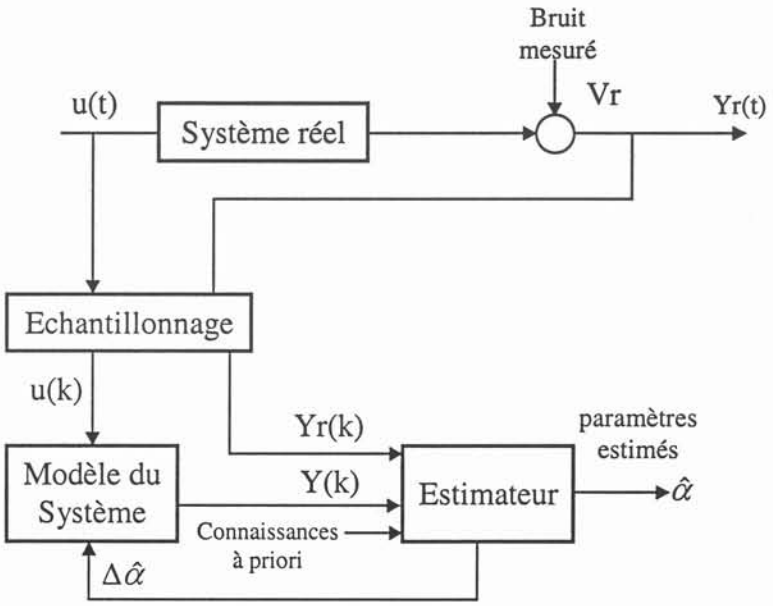


figure III. 3 - Identification des paramètres de la charge par estimation

Pour l'estimation des paramètres α du modèle de charge, une fonction coût *J* peut être définie comme suit :

$$J = \int_0^T [y_r(t) - y(t)]^T W [y_r(t) - y(t)] dt \qquad \text{(III.5)}$$

où :

$y_r(t)$ est la sortie réelle mesurée obtenue pour une entrée connue $u(t)$,

$y(t)$ est la sortie du modèle de la charge pour la même entrée $u(t)$.

En différentiant l'équation (III.2) par rapport à un paramètre α autour d'un point d'équilibre α_0, on obtient :

$$\left[\frac{\partial y}{\partial \alpha}\right]_{\alpha_0} = C(\alpha_0)\left[\frac{\partial x}{\partial \alpha}\right]_{\alpha_0} + \left[\frac{\partial C(\alpha)}{\partial \alpha}\right]_{\alpha_0} x(\alpha_0) + \left[\frac{\partial D(\alpha)}{\partial \alpha}\right]_{\alpha_0} u \qquad \text{(III.6)}$$

On procède de même pour l'équation (III.1) :

$$\frac{d}{dt}\left[\frac{\partial x}{\partial \alpha}\right]_{\alpha_0} = A(\alpha_0)\left[\frac{\partial x}{\partial \alpha}\right]_{\alpha_0} + \left[\frac{\partial A(\alpha)}{\partial \alpha}\right]_{\alpha_0} x(\alpha_0) + \left[\frac{\partial B(\alpha)}{\partial \alpha}\right]_{\alpha_0} u \qquad \text{(III.7)}$$

En minimisant la fonction coût J (discrétisée) par rapport à α, nous obtenons :

$$\Delta\hat{\alpha} = \hat{\alpha} - \alpha_0 = \left[\sum_{i=1}^{n}\left[\frac{\partial y(i)}{\partial \alpha}\right]^T W\left[\frac{\partial y(i)}{\partial \alpha}\right]\right]_{\alpha_0}^{-1} \cdot \left[\sum_{i=1}^{n}\left[\frac{\partial y(i)}{\partial \alpha}\right]^T W(y_r(i) - y(i))\right]_{\alpha_0} \qquad \text{(III.8)}$$

où $\hat{\alpha}$ est la valeur estimée de α, i=1,...n est le nombre des points d'échantillonnage sur l'intervalle $[0, T]$ et W est une matrice de pondération.

En substituant (III.6) et (III.7) dans (III.8), une solution itérative peut ainsi être trouvée :

$$\hat{\alpha}_k = \hat{\alpha}_{k-1} + G \cdot \Delta\alpha_k \qquad \text{(III.9)}$$

où G est une matrice gain solution de (III.8).

Même si les techniques d'identification des paramètres sont rigoureuses, le caractère approximatif de ce modèle est accentué par l'incertitude des mesures. Un autre inconvénient est le coût d'installation des équipements d'acquisition de mesures qui doivent être réactualisés de temps à autre à cause des divers facteurs affectant la charge.

III MODELES DES CHARGES

Dans ce paragraphe, nous présentons les modèles de charge couramment utilisés dans les études du comportement dynamique des réseaux électriques. L'état de l'art actuel des modèles des charges proposés dans les études des performances dynamiques des réseaux est caractérisé par un manque de normalisation et de flexibilité.

Un groupe de travail IEEE sur la représentation des charges pour les études de performance dynamique des réseaux électriques s'est fixé alors comme objectif de standardiser (ou du moins de définir de façon plus claire) certains modèles de charge parmi les plus courants afin de permettre un échange plus facile des données entre les différents utilisateurs de ces logiciels [TF93,TF95].

Dans les sections III.1 et III.2, nous récapitulons l'essentiel de ces modèles.

III.1 Modèles statiques et caractéristiques dynamiques des charges

III.1.1 Modèles statiques

D'un point de vue historique, les premiers modèles utilisés pour les charges sont du type statique. Nous entendons dire par "statique", une représentation de la charge uniquement par des relations algébriques.

Si on considère par exemple une charge qui interagit avec le réseau à travers les puissances active et réactive qu'elle absorbe et en fonction de la tension V et de la fréquence f au nœud de charge, une telle représentation peut s'écrire :

$$\begin{aligned} P &= f_P(V, f) \\ Q &= f_Q(V, f) \end{aligned} \qquad \text{(III.10)}$$

Pour cette représentation, on suppose en fait que la charge répond instantanément à toute variation de la tension ou de la fréquence.

III.1.1.1 Modèle exponentiel

Pour ce modèle, les puissances actives et réactives de la charge dépendent exponentiellement de la tension et de la fréquence suivant l'expression :

$$\begin{aligned} P &= P_0\left[\frac{V}{V_0}\right]^{Pv}\left[\frac{f}{f_0}\right]^{Pf} \\ Q &= Q_0\left[\frac{V}{V_0}\right]^{Qv}\left[\frac{f}{f_0}\right]^{Qf} \end{aligned} \qquad \text{(III.11)}$$

P_0, Q_0, V_0, f_0 sont souvent considérés comme étant les valeurs nominales ou correspondant au régime d'équilibre initial avant une perturbation.

L'importance des exposants P_v, P_f, Q_v et Q_f dépend de la nature de la charge.

Pour $P_v = Q_v = P_f = Q_f = 0$, la charge est dite à puissance constante.

C'est le cas de certaines charges équipées de dispositifs de régulation permettant de maintenir une tension constante. Ce type de modèle peut être adopté pour représenter les machines asynchrones à forte inertie ou des dispositifs électroniques à un niveau de tension supérieur à 80% de la valeur de référence.

Pour $P_v = Q_v = 2$, $P_f = Q_f = 0$, il s'agit d'un modèle de charge dit à impédance constante. Dans ce cas la relation (III.11) s'écrit :

$$P = P_0 (\frac{V}{V_0})^2$$
$$Q = Q_0 (\frac{V}{V_0})^2 \qquad \text{(III.12)}$$

C'est le cas des charges résistives (Q_0=0) du type radiateur, chauffe-eau ou autres moyens de chauffage contrôlés par un thermostat ou manuellement.

D'autres éléments tels que les capacités shunt ou les inductances peuvent être représentés aussi par le modèle de l'équation (III.12) ou plus rarement par un autre modèle exponentiel tenant compte de la dépendance à la fréquence du type :

- $Q = Q_0 (\frac{V}{V_0})^2 \left(\frac{f}{f_0}\right)^{-1}$ pour la capacité shunt
- $Q = Q_0 (\frac{V}{V_0})^2 \left(\frac{f}{f_0}\right)$ pour l'inductance

Pour P_v,=Q_v =1, la charge est dite à courant constant.

Comme exemple de charge pouvant être représentée par un modèle exponentiel, nous citons les lampes à incandescence. Elles ont été souvent assimilées à une résistance constante. Mais lors d'une variation de tension, le filament est le siège d'une grande variation de température, ce qui entraîne des changements de la valeur de la résistance en fonction de la tension : la valeur de la résistance diminue lorsque la tension augmente. Le modèle retenu est en général :

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0}\right)^{a_p} \text{ avec } a_p = 1{,}55. \qquad \text{(III.13)}$$

Ce modèle est intermédiaire entre celui d'une charge à courant constant et celui à impédance constante. D'un point de vue dynamique, on peut associer une constante de temps thermique au modèle, mais celle-ci est souvent très faible comparée aux autres constantes de temps rencontrées dans l'analyse de stabilité.

III.1.1.2 Modèle polynomial

Il s'agit d'un modèle statique où la dépendance de la puissance de la charge au module de sa tension est représentée sous la forme polynomiale suivante :

$$P = P_0\left[a_2\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + a_1\left(\frac{V}{V_0}\right) + a_0\right]$$
$$Q = Q_0\left[b_2\left(\frac{V}{V_0}\right)^2 + b_1\left(\frac{V}{V_0}\right) + b_0\right] \qquad \text{(III.14)}$$

Pour ce type de charge il est à noter que : $\sum_{i=0}^{2} a_i = 1$ et $\sum_{i=0}^{2} b_i = 1$.

Exemple : Certains conditionneurs d'air peuvent être représenté par le modèle (III.14) :

$$P = 2{,}02 \cdot V^2 - 4 \cdot V + 2.97$$
$$Q = 12{,}9 \cdot V^2 - 26{,}8 \cdot V + 12{,}9$$

L'inconvénient du modèle polynomial est sa limite de flexibilité. En effet, il est difficile de représenter avec un tel modèle des charges avec une puissance réactive relativement sensible à la variation de tension. Or il a été démontré par la pratique que le terme $\Delta Q/\Delta V$ est de 4 à 7 pu/pu pour un nœud de charge. Ceci peut s'expliquer par le fonctionnement en saturation des transformateurs des réseaux de distribution.

III.1.2 Caractéristiques dynamiques des charges

Les modèles statiques que l'on vient de présenter, et qui sont largement utilisés dans les études de stabilité de tension ou de stabilité dynamique (stabilité des angles), supposent un temps de réponse négligeable de la charge à toute variation de la tension ou de la fréquence. Ils peuvent être bien appropriés pour des charges à très faibles inerties ou pour l'analyse des régimes quasi-stationnaires.

Toutefois, la validité de ces modèles est limitée à de faibles variations de la tension pour des charges comme les moteurs à induction. D'autres charges présentent aussi des caractéristiques dynamiques et ne peuvent être représentées par des modèles statiques [CO82]. Il s'agit par exemple des compresseurs équipés de relais thermiques ou à maximum de courant, des lampes à décharges, des conditionneurs d'air et des réfrigérateurs contrôlés par thermostat. Il est cependant difficile d'obtenir une représentation basée sur un modèle de connaissance pour ces types de charge. C'est pourquoi elles ont été souvent représentées par des modèles statiques.

Dans le prochain paragraphe, nous présenterons les modèles dynamiques des moteurs à induction. C'est ce type de charges qui nous intéresse particulièrement dans cette étude. En

effet, le but de cette thèse n'est pas de faire une étude exhaustive sur les différentes composantes de charge et leurs influences sur la stabilité dynamique des réseaux. C'est plutôt le comportement dynamique des dispositifs FACTS en présence de charges dynamiques dans les réseaux qui nous intéresse. En outre, les moteurs à induction représentent à eux seuls 60% à 70% de la consommation des charges industrielles dans les réseaux et de ce fait ils constituent la composante majeure dans un nœud de charge pouvant interagir avec les dispositifs FACTS.

III.2 Modèles dynamiques des moteurs à induction

Les machines asynchrones représentent une grande composante des charges dynamiques. Undrill et Laskowski [LA82] ont démontré l'importance d'adopter des modèles dynamiques tenant compte de l'inertie et des dynamiques des flux rotoriques pour les nœuds de charge présentant une grande proportion de machines asynchrones. Avec les moyens de calculs dont on dispose actuellement, ceci ne pose plus de problèmes.

En adoptant des modèles statiques pour les moteurs à induction, on risque de passer à coté de certains phénomènes qui peuvent être d'une importance essentielle pour la sécurité du réseau. En effet, les comportements dynamiques des moteurs suite à des perturbations dans le réseau influencent d'une façon remarquable le recouvrement de tension. Les dynamiques rotoriques affectent aussi l'amortissement des oscillations de puissance.

A cause des différences considérables entre les caractéristiques des petites et des grandes machines asynchrones, il est préférable d'adopter des modèles agrégés séparément pour ces deux classes de moteurs.

Les modèles représentant les trois phases avec un seul circuit rotorique dans chaque axe sont généralement bien appropriés pour l'agrégation des machines asynchrones dans les réseaux.

Dans les études de stabilité dynamique, deux types de modèles sont généralement utilisés :

- un modèle dit "simplifié" ne tenant compte que de la dynamique inertielle du rotor et où les transitoires rotoriques sont négligés. Ce modèle est particulièrement destiné à la modélisation des charges du réseau électrique. Un tel modèle est bien approprié aux moteurs de faible puissance [TF95].
- un modèle dit "complet" tenant compte des dynamiques des flux rotoriques en plus de celle des masses tournantes.

L'équation mécanique de la machine asynchrone s'écrit dans les deux cas comme suit :

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{1}{2H}(C_e - C_m) \qquad \text{(III.16)}$$

où:

ω_R est la vitesse du moteur,

C_e : couple électrique de la machine,

C_m : couple mécanique souvent représenté par la fonction polynomiale en ω_R qui suit :

$$C_m = C_{m0}\left[A\cdot\left(\frac{\omega_R}{\omega_{R0}}\right)^2 + B\cdot\left(\frac{\omega_R}{\omega_{R0}}\right) + C\right] \qquad \text{(III.17)}$$

avec : $$C = 1-(A+B+D) \qquad \text{(III.18)}$$

III.2.1 Modèle simplifié

Le modèle simplifié du moteur asynchrone néglige les transitoires statoriques et rotoriques. Il ne comprend qu'un seul enroulement équivalent rotorique. Le modèle tient compte de la variation de la fréquence du réseau d'alimentation.

Le schéma équivalent classique d'un moteur à simple cage est rappelé ci-après.

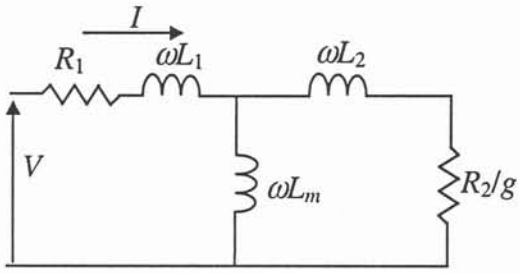


figure III. 4 - Circuit équivalent d'une machine asynchrone à simple cage

ω qu'on notera par la suite par ω_{ref} est la pulsation du réseau,

R_1 : résistance de fuite statorique,

L_1 : réactance de fuite statorique,

R_2 : résistance de fuite rotorique,

L_2 : résistance de fuite rotorique,

L_m : réactance mutuelle rotor-stator.

g est le glissement de la machine et défini à partir de l'équation suivante :

$$g = \frac{\omega_{ref} - \omega_R}{\omega_{ref}} \qquad \text{(III.19)}$$

Dans ce cas le moteur à induction est représenté par la seule équation différentielle (III.16) décrivant la dynamique des masses tournantes.

L'expression du couple électrique de la machine est :

$$C_e = \frac{U_R I_R + U_I I_I - R_1 |I|^2}{\omega_{ref}} \tag{III.20}$$

A partir de (III.16) et (III.20), nos obtenons l'expression différentielle suivante:

$$\frac{d\omega_R}{dt} = \frac{1}{2H\omega_{ref}}(U_R I_R + U_I I_I - R_1 |I|^2) - \frac{C_m(\omega_R)}{2H} \tag{III.21}$$

où :

H est la constante d'inertie de la machine en $MW \cdot s / MVA$ ou juste en s,

U_R, U_I, I_R, I_I sont respectivement la tension réelle et imaginaire et le courant statorique réel et imaginaire du moteur.

U_R, U_I sont imposées par la tension au nœud de raccordement de la charge dans le réseau.

I_R, I_I sont solutions du système d'équations algébriques suivant :

$$R_2 \cdot U_R - s\omega(L_m + L_2) \cdot U_I - [R_1 R_2 - s\omega^2(L_1 L_m + L_1 L_2 + L_m L_2)] \cdot I_R + [R_1 s\omega(L_m + L_2) + \omega(L_1 + L_m) R_2] \cdot I_I = 0 \quad \text{(III.22)}$$

$$R_2 \cdot U_I + s\omega(L_m + L_2) \cdot U_R - [R_1 R_2 - s\omega^2(L_1 L_m + L_1 L_2 + L_m L_2)] \cdot I_I - [R_1 s\omega(L_m + L_2) + \omega(L_1 + L_m) R_2] \cdot I_R = 0 \quad \text{(III.23)}$$

Ce modèle admet une variable d'état différentielle qui est la vitesse du moteur ou le glissement puisqu'ils sont liés par l'équation (III.19) et 3 variables algébriques qui sont I_R, I_I et ω_{ref}.

Le tableau III.2 récapitule quelques données typiques pour des moteurs à induction de différents secteurs. [TF95]

Type	R_1	X_1	X_m	R_2	X_2	A	B	D	H	FP
1	0.031	0.1	3.2	0.018	0.18	1	0	0	0.7	0.6
2	0.013	0.067	3.8	0.009	0.17	1	0	0	1.5	0.8
3	0.013	0.14	2.4	0.009	0.12	1	0	0	0.8	0.7
4	0.013	0.14	2.4	0.009	0.12	1	0	0	1.5	0.7
5	0.077	0.107	2.22	0.079	0.098	1	0	0	0.74	0.46
6	0.035	0.094	2.8	0.048	0.163	1	0	0	0.93	0.6
7	0.064	0.091	2.23	0.059	0.071	0.2	0	0	0.34	0.8

Tableau III. 2 - Données typiques pour des moteurs de différents secteurs

Type 1 : moteurs industriels à faible puissance

Type 2 : moteurs industriels à grande puissance

Type 3 : pompes à eau

Type 4 : moteurs auxiliaires des centrales.

Type 5 : agrégation des moteurs utilisés dans le secteur résidentiel

Type 6 : agrégation des moteurs utilisés dans les secteurs résidentiel et industriel

Type 7 : agrégation des moteurs des systèmes de conditionnement d'air.

X_1, X_2, X_m sont des inductances obtenues à partir des réactances L_1, L_2, L_m .

FP : facteur de puissance de la machine.

III.2.2 Modèles décrivant les dynamiques des flux

Plusieurs représentations de la machine asynchrone tenant compte des dynamiques des flux ont été proposées dans la littérature [BI95,TF95]. Dans la plupart de ces modèles, les dynamiques des flux statoriques sont négligées devant celles des flux rotoriques. Cette hypothèse conduit à un modèle d'ordre 3 ayant comme variables d'états : le glissement ou la vitesse du moteur et les f.é.m. induites ou les flux rotoriques sur les axes d et q.

D'autres détails peuvent être représentés tels que la saturation des inductances de fuite ou les dispositifs auxiliaires ou de régulation qu'on trouve sur certains moteurs industriels (variateurs de vitesses ou autres...). De tels modèles conviennent à l'étude de certains phénomènes telle que l'influence du démarrage ou l'arrêt de la machine sur le réseau..

III.3 Autres modèles dynamiques des charges

Les modèles dynamiques des moteurs à induction que l'on vient de présenter sont des modèles de connaissance. L'obtention de tels modèles n'est pas toujours évidente du fait de la difficulté d'agréger par une seule machine un nœud de charge. Certaines charges comme les systèmes de chauffage ne se prêtent pas à ce type de modèles. Pour résoudre ce problème d'autres modèles dynamiques ont été proposés.

III.3.1 Modélisation par une fonction de transfert

On peut citer l'exemple d'un modèle proposé par identification à partir des mesures d'un nœud de charge du réseau Ontario Hydro et qui est composé essentiellement de deux usines de papeteries. [BI95]

La charge est en grande partie composée de moteurs à inductions et synchrones avec des couples mécaniques différents. Le modèle s'écrit :

$$\begin{aligned} \Delta P(t) &= \Delta P_f(t) + \Delta P_V(t) \\ \Delta Q(t) &= K_4 \Delta V(t) \end{aligned} \qquad \text{(III.24)}$$

où ΔP_f est une partie de la puissance active de la charge comme fonction de la fréquence et dont la dynamique est décrite par la fonction de transfert suivante :

$$\Delta P_f(s) = K_2(1 + sT_f) \cdot \Delta f(s) \qquad \text{(III.25)}$$

et ΔP_V est la partie de la charge comme fonction de la tension tel que :

$$\Delta P_V(s) = K_5 \cdot \frac{(s+b)(s+a)}{(s+b)^2 + \omega^2} \Delta V(s) \qquad \text{(III.26)}$$

avec :

$4{,}2 \le K_2 \le 8{,}7$; $1{,}6 \le K_4 \le 3{,}2$; $0{,}7 \le K_5 \le 1{,}33$

$a = 5{,}3 \quad b = 1{,}0 \quad \omega = 14 rd/s \quad T_f = 0{,}5s$

III.3.2 Modèle générique de charge

Récemment, un modèle de charge dit « générique » ou à recouvrement exponentiel a été proposé pour représenter le comportement dynamique des charges dans des études d'analyse de stabilité dynamique et de tension. [HIS95, HIS98, HMI95]

Ce modèle de représentation, identifié à partir des mesures, est basé sur la réponse indicielle d'une charge typique suite à une variation en échelon de la tension [HI92, HI94]. Cette réponse est caractérisée par un recouvrement en exponentiel de la puissance active P_d consommée par la charge qui suit une variation également en échelon de cette même puissance comme le montre la figure III.5.

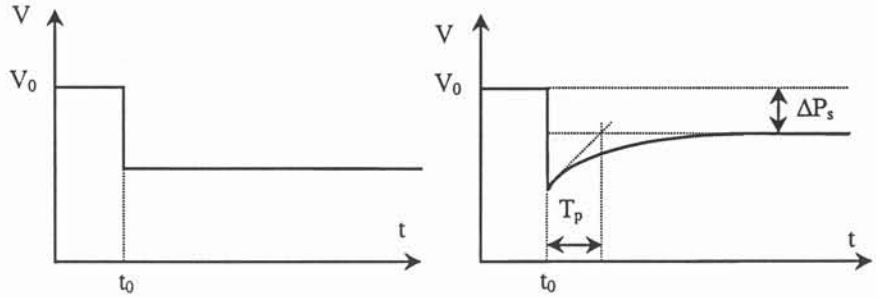


figure III. 5 - Réponse indicielle du modèle générique

Une telle réponse peut être décrite par l'équation différentielle suivante :

$$T_p \cdot \dot{x}_p = P_s(V) - P_d \qquad \text{(III.27)}$$

$$x_p = P_d - P_t(V) \qquad \text{(III.28)}$$

où $P_t(V)$ et $P_s(V)$ représentent respectivement la réponse initiale et la valeur finale de la puissance active de la charge à la suite d'une variation indicielle de la tension V et qui s'écrivent :

$$P_s(V) = P_0 \cdot (\frac{V}{V_0})^{n_{ps}} \qquad \text{(III.29)}$$

$$P_t(V) = P_0 \cdot (\frac{V}{V_0})^{n_{pt}} \qquad \text{(III.30)}$$

où :

V_0 et P_0 sont respectivement la tension et la puissance nominale de la charge,

n_{ps} et n_{pt} sont respectivement les indices statique (à l'équilibre) et transitoire décrivant la dépendance puissance – tension,

T_p représente la constante de temps de la charge correspondant au temps de recouvrement pour une variation en échelon de la tension.

x_p est une variable d'état décrivant la dynamique du système.

Un modèle similaire peut être utilisé pour représenter la dynamique de la composante réactive d'une charge.

IV AGREGATION DES MODELES DE CHARGE

A partir des années 80, l'agrégation des charges a suscité beaucoup d'intérêt. L'agrégation des charges consiste à représenter plusieurs charges pouvant être de natures différentes par une seule charge qui décrit, avec plus ou moins de précision, le comportement de l'ensemble des charges élémentaires. En fait, les travaux correspondants se partagent entre d'une part l'agrégation de charges de natures différentes, et d'autre part l'agrégation des moteurs à induction. En effet, ces derniers étant les charges industrielles les plus répandues dans les réseaux, il est utile d'en obtenir des modèles les plus réalistes possibles. [HE93]

IV.1 Agrégation de charges de natures différentes

La modélisation de charges à partir des mesures effectuées au niveau d'un jeu de barres détaillée au § II.3.3 est en fait une méthode d'agrégation sous-jacente qui ne fait appel à aucun critère explicite d'agrégation.

D'autres approches basées sur une connaissance statistique de la composition des charges consistent à les répartir selon leur nature, statique ou dynamique et à considérer séparément les pertes en ligne, comme l'indique la figure III.6.

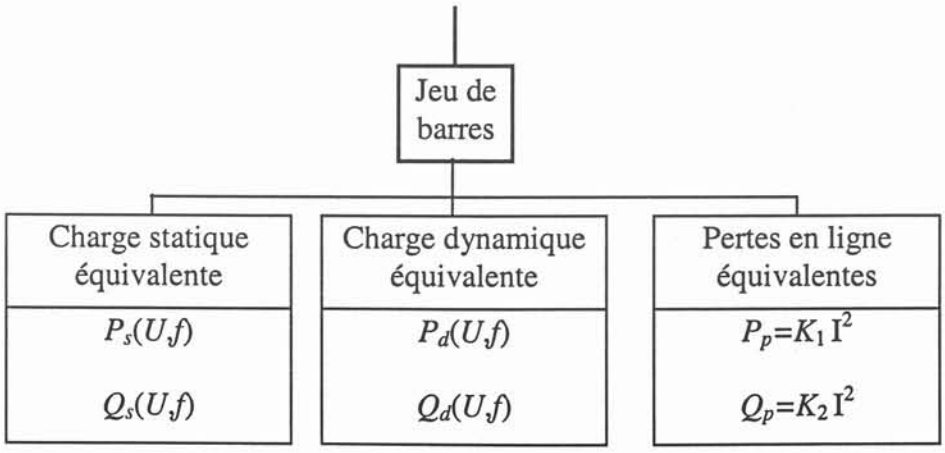


figure III. 6 - Séparation des modèles de charges au niveau d'un nœud.

Les puissances actives et réactive P_s et Q_s de la charge statique équivalente sont représentées par des expressions polynomiales en fonction de la tension et de la fréquence.
P_d et Q_d sont des fonctions de transfert obtenues à l'aide d'un calcul pas à pas : lors des perturbations des conditions d'alimentation, ces fonctions de transfert changent en permanence. Les pertes en ligne sont modélisées à l'aide d'impédances constantes, I étant le courant de ligne.

Une dernière méthode très utilisée et entièrement numérique consiste à procéder à une réduction topologique du réseau. Le système initial, généralement d'ordre élevé, tient compte de toutes les charges connectées. A l'aide de critères de réduction plus ou moins empiriques, on peut diminuer l'ordre du système. Cette méthode requiert la connaissances de toutes les charges initialement connectées avec les difficultés déjà évoquées liées à la connaissance exacte de toutes les charges consommatrices du réseau.

IV.2 Agrégation des moteurs à induction

La modélisation en régime dynamique lent d'un groupe de moteurs à induction ayant des caractéristiques différentes a été abordée de plusieurs façons.
Une première technique consiste à agréger des moteurs alimentés par un même jeu de barres en représentant chaque moteur par son schéma équivalent. [NO87]
Les moteurs sont supposés être connectés en parallèle, il est alors possible de les réduire en un circuit équivalent et d'obtenir les caractéristiques couple-vitesse du moteur équivalent agrégé par l'intermédiaire de calculs numériques.
Une autre approche, basée sur un modèle du 3ème ordre négligeant les transitoires statoriques, consiste à pondérer les paramètres dynamiques des différents moteurs d'un nœud de charge (la constante d'inertie H, la constante de temps τ du rotor, les résistances et réactances) en fonction de la puissance mécanique nominale de chaque moteur pour obtenir les paramètres du moteur équivalent. [IL74]

Il existe d'autres méthodes d'agrégation qui permettent d'obtenir des modèles de charges plus ou moins adéquats. Toutefois, il est important de signaler que quelle que soit la méthode utilisée, le modèle obtenu est toujours sujet à des incertitudes sur ces paramètres dont il faut tenir compte.

V CONCLUSION

Dans les études de stabilité dynamique des réseaux électriques, beaucoup de soins ont été apportés à la modélisation des différentes composantes du réseau (machines synchrones, transformateurs, lignes de transport ...). Cependant, les charges ont souvent été représentées par des modèles agrégés statiques relativement simplifiés.

Actuellement, les considérations économiques sont de plus en plus prépondérantes et le fait de sous-estimer une consommation de charges par suite d'une représentation trop simpliste, peut conduire à des situations inacceptables : instabilité imprévue du réseau et sous-équipement en dispositifs de protections jugés à priori inutiles sur la base des seuls résultats de simulation.

Ainsi, la modélisation des charges, peu traitée il y a quelques années, intéresse de plus en plus les spécialistes des réseaux électriques. Nombre de ces modèles des charges ont été proposés et leur influence sur les performances dynamiques des réseaux est de plus en plus établie.

La plupart des études sur l'influence des modèles de charge choisis sur l'étude du comportement dynamique des réseaux relèvent du domaine de stabilité de tension. Dans le prochain chapitre, nous montrerons également l'importance de la prise en compte d'une représentation adéquate des charges dans les études de stabilité dynamique (petits signaux) des réseaux électriques en mettant particulièrement l'accent sur un phénomène d'interaction entre les dispositifs FACTS et les charges dynamiques.

CHAPITRE IV

INTERACTION FACTS – CHARGE DYNAMIQUE

I INTRODUCTION

Nous avons évoqué dans le chapitre II le phénomène d'interaction des dispositifs FACTS entre eux et avec d'autres éléments du réseau. Nous nous sommes particulièrement intéressés aux interactions de régulations. A travers les exemples présentés, nous avons montré l'importance de la prise en compte de tels phénomènes dans la mise en œuvre de régulations pour les FACTS.

Le problème d'interaction de régulation, peu traité il y a quelques années, est désormais de plus en plus connu et mieux maîtrisé par les spécialistes des réseaux électriques. Un aspect moins connu de ce phénomène est celui qui concerne l'interaction entre FACTS et charges dynamiques. En effet, peu d'attention a été accordée à la modélisation des charges dans l'étude de la stabilité dynamique des réseaux électriques. Il est vrai que dans l'étude de stabilité de tension, on a de plus en plus tendance à inclure différents modèles et comportements de charge que dans le passé. Il n'en est pas de même dans l'étude de la stabilité des angles.

Parmi les rares recherches qui ont été menées dans ce sens, nous citerons les travaux effectués par Hiskens et Milanovic de l'université de Newcastle en Australie que nous présentons dans la première partie de ce chapitre [HIS97], ainsi que des recherches menées par W. S. Kao et S. C. Chen de l'université technologique de Taipei (Taiwan) sur l'effet des modèles de charge sur les régulateurs PSSs et les SVCs [KA98].

Dans ces travaux, il a été prouvé que les charges et plus particulièrement les charges dynamiques peuvent être d'une influence significative sur l'amortissement des oscillations de puissance dans les réseaux électriques. Nous allons examiner ceci dans les sections suivantes.

II INFLUENCE DES CHARGES DYNAMIQUES SUR LA STABILITE DYNAMIQUE DES RESEAUX

Dans l'étude de stabilité dynamique des réseaux, on a accordé plus d'attention à la représentation des centres de production et du réseau de transport qu'à la modélisation des charges. On se contente généralement d'un modèle de charge statique et souvent de type impédance constante. On pensait souvent que les charges ne pouvaient influencer d'une façon significative les performances dynamiques des réseaux de part leurs faibles participations aux

modes d'oscillations. Il y a toujours eu tendance à considérer les charges comme des composantes locales du réseau ne pouvant affecter que la stabilité de tension dans une zone et en aucun cas la stabilité des angles.

Cependant, la tendance actuelle à équiper les réseaux de nombreuses régulations telles que les dispositifs FACTS ou les régulateurs PSS dans plusieurs endroits et à différents niveaux nécessite une attention particulière quant à la possibilité de leur interaction avec les charges.

II.1 L'exemple du réseau Taiwanais

Depuis quelques années, W. S. Kao et S. C. Chen de l'université technologique de Taipei ont étudié l'influence des modèles de charge sur la stabilité dynamique du réseau Taiwanais [KA94, KA98].

Ce réseau (figure IV.1), par sa structure longitudinale (radiale), est sujet à des oscillations basses fréquences. Dans la référence [HS87], il a été démontré que les caractéristiques des charges ont une influence considérable sur l'amortissement de ces oscillations.

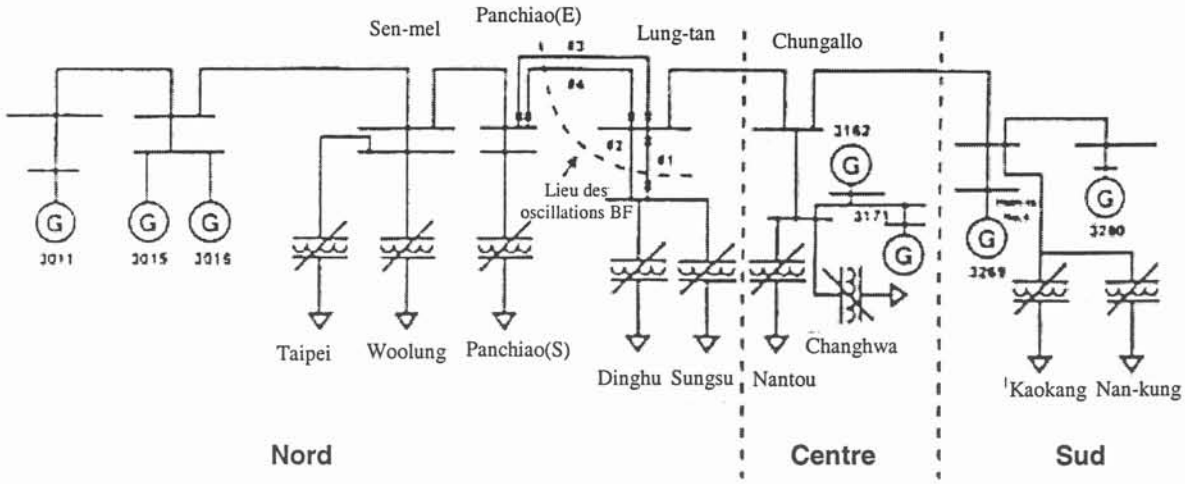


figure IV. 1 - Représentation schématique du réseau Taiwanais

Les modèles de charge utilisés dans cette étude sont :

- un modèle de charge dynamique constitué par un moteur à induction équivalent. Les paramètres de la machine sont déterminés en utilisant les données relevées sur les nœuds de charge [LO87].
- un modèle statique de charge du type impédance constante.
- un modèle hybride représenté par une charge dynamique du type moteur à induction équivalent et une charge statique.

- un modèle statique du type dépendance exponentielle à la tension identique à ceux présentés au § III.1.1.1 du chapitre III qu'on appellera modèle exponentiel.

L'étude a démontré dans un premier temps que l'amortissement du mode d'oscillation basse fréquence est fortement influencé par le modèle de charge comme cela apparaît sur le tableau IV.1.

Type de charge	Valeur propre	Fréquence (Hz)	Taux d'amortissement
Modèle dynamique	0.14 ± j5.39	0.858	-0.026
Modèle composite	0.08 ± j5.47	0.871	-0.014
Modèle exponentiel	-0.009 ± j5.71	0.909	0.0016
Modèle à impédance constante	-0.03 ± j5.75	0.914	0.0055

Tableau IV. 1 - Mode d'oscillation basses fréquences : valeur propre, fréquence et amortissement pour le réseau sans SVCs, ni PSSs.

Dans un deuxième temps, le réseau taiwanais est équipé de deux SVCs aux nœuds Penchiao 345 kV (S) et Lung-tan 345 kV et /ou de deux PSSs sur les générateurs 3016 et 3280. (voir figure IV.1). L'analyse de l'amortissement du mode d'oscillation basse fréquence du réseau montre une amélioration de ce dernier par rapport au cas du réseau sans PSSs et SVCs pour les 4 modèles de charge. Cependant, les performances sont nettement meilleures dans le cas d'un modèle de charge du type impédance constante ou exponentiel que pour les 2 autres modèles de charge, c'est à dire le modèle hybride et le modèle dynamique.

Type de charge	avec PSSs			avec SVCs			avec PSSs et SVCs		
	Valeur propre	τ	F (Hz)	Valeur propre	τ	F (Hz)	Valeur propre	τ	F (Hz)
Hybride	-0.35± j5.8	0.061	0.92	-0.18± j5.65	0.033	0.90	-0.25± j5.77	0.044	0.92
Dynamique	-0.15± j5.52	0.027	0.88	-0.11± j5.48	0.02	0.87	-0.12± j5.59	0.021	0.89
Exponentiel	-0.39± j5.85	0.067	0.93	-0.29± j5.71	0.051	0.91	-0.31± j5.26	0.058	0.85
Impédance constante	-0.41± j5.82	0.07	0.92	-0.31± j5.71	0.053	0.91	-0.37± j5.78	0.065	0.92

Tableau IV. 2 - Mode d'oscillation basses fréquences : valeur propre, fréquence et amortissement pour le réseau avec SVCs ou/et PSSs.

Dans la même étude [KA98], la simulation non linéaire d'un défaut sur ce réseau a permis de confirmer ces résultats. Il a été prouvé que les modèles de charge affectent considérablement

les résultats de l'analyse de l'amortissement des oscillations électromécaniques dans le réseau Taiwanais et influencent par suite les performances des régulateurs SVCs et PSSs.

II.2 Interaction charge dynamique - réseau : Approche par contre-réaction de la charge

Les réseaux électriques sont souvent sujets à des oscillations électromécaniques qui caractérisent le transfert d'énergie à travers le réseau de transport entre les machines pour les modes locaux (typiquement de 0.7 à 2 Hz) et entre les différentes zones pour les modes inter-régions (de 0.1 à 0.8Hz).

Les oscillations inter-régions persistent souvent sur de longues périodes et peuvent avoir un impact négatif sur la stabilité dynamique des réseaux électriques. On se doit alors d'améliorer leurs amortissements par une coordination des différentes boucles d'amortissement des générateurs ainsi que des FACTS. Toutefois, il s'est avéré dans la pratique que les résultats obtenus restent, malgré tout, optimistes par rapport à la réalité. De nombreux facteurs peuvent être à l'origine de l'imprécision de ces prédictions. Les modèles de charges, entre autres, peuvent être d'une influence considérable sur la stabilité dynamique des réseaux. [HMI95]

II.2.1 Interaction charge dynamique - réseau

Afin de mettre en évidence ce phénomène, I. A. Hiskens et J.V. Milanovic ont introduit une nouvelle approche dans la façon d'analyser l'influence des charges dynamiques sur l'amortissement des oscillations basses fréquences dans les réseaux [HIS95, HMI95, HIS97]. Ils proposent en fait de considérer le réseau comme un système en boucle fermée dont la charge dynamique constitue la contre-réaction (re-bouclage) comme le montre la figure IV.2.

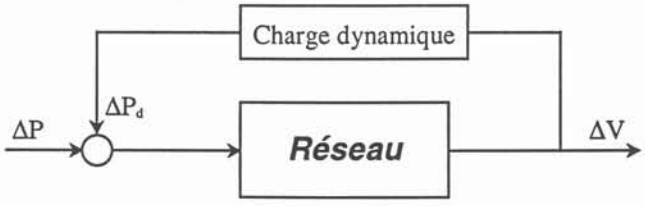


figure IV. 2 - Interaction charge dynamique – réseau

Avec :

ΔP : variation de la puissance active au nœud de charge.

ΔP_d : variation de la puissance active de la charge dynamique.

ΔV : variation de la tension au nœud de charge.

En effet, reprenons le modèle générique d'une charge dynamique présenté au chapitre III (éq. III.27):

$$T_p \cdot \dot{x}_p = P_s(V) - P_d \tag{IV.1}$$

$$x_p = P_d - P_t(V) \tag{IV.2}$$

où $P_t(V)$ et $P_s(V)$ représentent respectivement la réponse initiale et la valeur finale de la puissance active de la charge suite à une variation indicielle de la tension V. Elles s'écrivent :

$$P_s(V) = P_0 \cdot (\frac{V}{V_0})^{n_{ps}} \tag{IV.3}$$

$$P_t(V) = P_0 \cdot (\frac{V}{V_0})^{n_{pt}} \tag{IV.4}$$

Où V_0 et P_0 sont respectivement la tension et la puissance nominale de la charge,

n_{ps} et n_{pt} sont respectivement les indices statiques (à l'équilibre) et transitoires décrivant la dépendance puissance – tension,

T_p représente la constante de temps de la charge correspondant au temps de recouvrement pour une variation en échelon de la tension.

Un modèle similaire peut être utilisé pour représenter la dynamique de la composante réactive de la charge.

Considérons maintenant un modèle du réseau décrit par les équations différentielles et algébriques suivantes :

$$\dot{x} = f(x, y) \tag{IV.5}$$

$$0 = g(x, y) \tag{IV.6}$$

Les équations différentielles du réseau décrivent les dynamiques des générateurs, des boucles de régulations, des dispositifs FACTS et des charges dynamiques.

Les équations algébriques traduisent l'équilibre de puissances entre les nœuds et assurent la répartition de charge dans le réseau.

Considérons par exemple l'équation traduisant l'équilibre de puissance active dans un nœud de charge. Elle s'écrit :

$$0 = P_d - P_l(\theta, V) \tag{IV.7}$$

où $P_l(\theta,V)$ est la puissance active totale fournie par le réseau au nœud de charge ou générateur et P_d représente la puissance de charge consommée au nœud.

La prise en compte de la dynamique d'une charge dans un nœud conduit à modifier l'équation (IV.7) à partir de (IV.2) pour obtenir :

$$x_p + P_t - P_l(\theta,V) = 0 \qquad \text{(IV.8)}$$

La linéarisation du système algébro-différentiel autour d'un point de fonctionnement conduit au système d'équations linéaires suivant [HMI95]:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_x & f_y \\ g_x & g_y \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \qquad \text{(IV.9)}$$

On se propose maintenant d'étudier l'effet d'une variation de puissance active et réactive ΔP, ΔQ dans un nœud de charge sur sa tension V. Pour ceci, le système (IV.9) peut être réecrit de façon à considérer ΔP, ΔQ en tant qu'entrées du système et ΔV en tant que sortie comme le représente l'équation suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{x} \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} f_x & f_y \\ g_x & g_y \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ b_1 & b_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_d \\ \Delta Q_d \end{bmatrix} \qquad \text{(IV.10)}$$

$$\Delta V = \begin{bmatrix} 0 & c^T \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta y \end{bmatrix} \qquad \text{(IV.11)}$$

b_1, b_2, c sont des vecteurs colonnes dont les éléments sont nuls sauf pour les équations algébriques décrivant l'équilibre de puissance au nœud de charge concerné.

L'élimination des variables algébriques Δy du système d'équations (IV.10) conduit à la représentation d'état suivante:

$$\begin{aligned} \Delta\dot{x} &= A \cdot \Delta x + B \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_d \\ \Delta Q_d \end{bmatrix} \\ \Delta y &= C \cdot \Delta x + D \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_d \\ \Delta Q_d \end{bmatrix} \end{aligned} \qquad \text{(IV.12)}$$

avec :

$A = f_x - f_y \cdot g_y^{-1} \cdot g_x \quad B = -f_y \cdot g_y^{-1} \cdot [b_1 \quad b_2]$

$C = -c^T \cdot g_y^{-1} \cdot g_x \quad D = -c^T \cdot g_y^{-1} \cdot [b_1 \quad b_2]$

Revenons maintenant au modèle générique des charges dynamiques. La linéarisation de ce modèle autour d'un point de fonctionnement donne [HIS97]:

$$\begin{aligned}\Delta P_d &= \left(\frac{P_0}{V_0}\right)\cdot n_{pt}\cdot\frac{(T_p\cdot s+\frac{n_{ps}}{n_{pt}})}{(1+T_p\cdot s)} \\ &= L(s,T_p)\cdot s\end{aligned} \tag{IV.13}$$

Si on ne considère que l'effet de la variation de puissance active dans un nœud de charge sur le réseau, la fonction de transfert du système (IV.12) s'écrit :

$$\begin{aligned}\Delta V &= (C(s\cdot I-A)^{-1}B+D)\cdot\Delta P_d \\ &= S(s)\cdot\Delta P_d\end{aligned} \tag{IV.14}$$

D'après (IV.14), une variation de la puissance de charge ΔP_d produit une variation de la tension ΔV. Cependant, dans l'équation (IV.13), il apparaît qu'une variation de la tension ΔV au nœud de charge entraîne un changement de la puissance de charge ΔP_d demandée au nœud. Ceci démontre le caratère interréagissant du réseau avec la charge [HIS97].

Ainsi, $S(s)$ peut être vu comme un système en boucle ouverte dont la charge est la contre-réaction comme cela apparaît sur la figure IV.3.

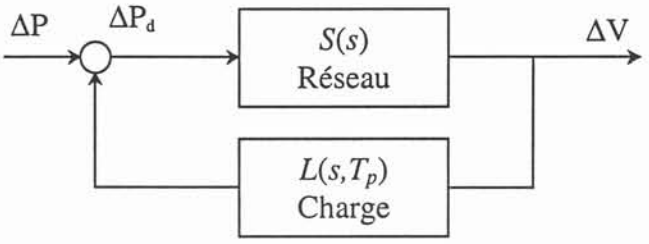


figure IV. 3 - Interprétation de la charge comme une contre-réaction au réseau

II.2.2 Influence des charges dynamiques sur la stabilité dynamique des réseaux

La fonction de transfert $S(s)$ représente le réseau en boucle ouverte c'est à dire sans contre-réaction de charge dynamique. La décomposition de $S(s)$ en fractions rationnelles du premier ordre conduit à :

$$S(s)=\frac{R_1}{(s-\lambda_1)}+\frac{R_2}{(s-\lambda_2)}+\cdots+\frac{R_n}{(s-\lambda_n)}=\sum_{i=1}^{n}\frac{R_i}{(s-\lambda_i)} \tag{IV.15}$$

où λ_i sont les valeurs propres de la matrice A de la représentation d'état (IV.12) et R_i sont les résidus qui leur sont associés [HIS97].

Ces résidus peuvent être calculés à partir de :

$$R_i = w_i^T\cdot B\cdot C\cdot v_i \tag{IV.16}$$

où w_i^T et v_i sont respectivement les vecteurs propres normés de gauche et de droite associés à λ_i. B et C sont les matrices de la représentation dans l'espace des états du système de l'équation (IV.12)

Si on considère le système re-bouclé de la figure IV.3, et si on suppose que $L(s,T_p)=0$ pour $T_p=0$, alors la sensibilité de λ_i à une variation incrémentale de T_p est donnée par :

$$\Delta\lambda_i = \frac{\partial\lambda_i}{\partial T_p} = R_i \frac{\partial L(\lambda_i, T_p)}{\partial T_p} \qquad \text{(IV.17)}$$

D'après l'équation (IV.13), l'hypothèse $L(s,T_p)=0$ pour $T_p=0$ est vrai sie $n_{ps}=0$. Or pour différents types de charge, on a $n_{ps} \prec\prec n_{pt}$. L'approximation $L(s,0)\approx 0$ est souvent bien fondée (valable) [ZH94].

Comme la charge est statique pour $T_p=0$ et qu'elle est dynamique pour $T_p \succ 0$, l'équation (IV.17) traduit alors la sensibilité d'un mode du système à l'introduction d'une charge dynamique dans le réseau.

D'après (IV.17), $\Delta\lambda_i$ reflète la variation d'un mode λ_i pour une petite variation de T_p autour de zéro. Si la partie réelle de $\Delta\lambda_i$ est négative, cela se traduira par une amélioration de l'amortissement de λ_i. Dans le cas contraire, le changement dans le modèle de charge est accompagné d'une détérioration de l'amortissement. En outre, le module de $\Delta\lambda_i$ mesure l'étendue de l'influence du modèle de charge sur λ_i.

Notons que $\Delta\lambda_i$ est fonction de R_i et de la sensibilité de la charge $\partial L/\partial T_p$, donc autant de la position de la charge dans le réseau que de la variation de sa dynamique. Ainsi, la formulation de la sensibilité suivant (IV.17) permet de déterminer la ou les positions dans le réseau où la charge a une influence significative sur les modes critiques.

II.2.3 Influence des charges dynamiques sur l'efficacité d'une boucle d'amortissement des oscillations de puissance : Exemple illustratif [HIS95, HIS98]

Les compensateurs statiques d'énergie réactive SVCs ou les FACTS d'une manière générale peuvent être utilisés pour l'amortissement des oscillations de puissance grâce à l'ajout d'une boucle du type PSS noté CSS sur la figure IV.4 [HIS95, HIS98].

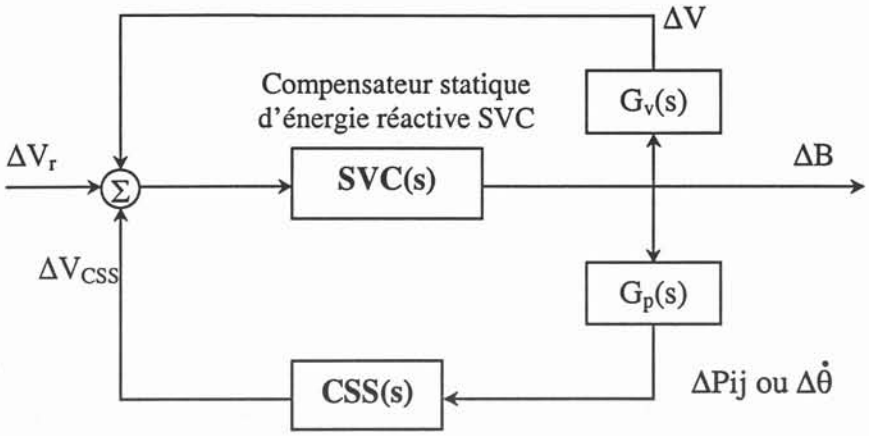


figure IV. 4 - Réseau test 8 noeuds.

La fonction de transfert $G_p(s)$ modélise la réponse du signal d'entrée de la boucle CSS(s) à une variation de l'admittance B du SVC. En réalité, la variation de l'admittance se traduit par une variation de la tension au nœud de connexion du SVC à travers la fonction de transfert $G_v(s)$, entraînant du même coup une variation de la puissance consommée au nœud de charge et donc de l'échange de puissance entre les différents nœuds du réseau. L'entrée de la boucle d'amortissement des oscillations de puissance est le signal qui observe le mieux le mode cible dont on se propose d'améliorer l'amortissement. Cela peut être la puissance transitant entre deux zones et mesurable au nœud de connexion du SVC ou la fréquence de ce nœud [HIS95].

La boucle CSS agit sur le réseau en modulant la tension au nœud de connexion du SVC. Quand les paramètres de cette boucle sont correctement réglés, les variations des puissances des charges dans le réseau vont dans le sens de l'amélioration de l'amortissement des modes électromécaniques. De telles boucles, basées sur une technique de compensation de phase classique, sont traditionnellement calculées sur la base d'un modèle de statique de charge.

Toutefois, il est connu que les charges présentent souvent un caractère dynamique dans leur dépendance à la tension. C'est le cas par exemple des moteurs à induction. Ce comportement dynamique des charges introduit un une différence de phase entre la tension et la puissance qui peut affecter dans certains cas sur les performances de la boucle d'amortissement de puissance du SVC. En fonction des paramètres de la charge et du réseau, ceci peut se traduire par une amélioration de l'amortissement dans le réseau. Cependant, le cas contraire est aussi envisageable.

Pour illustrer ces propos, considérons le réseau 4 machines-8 nœuds suivant :

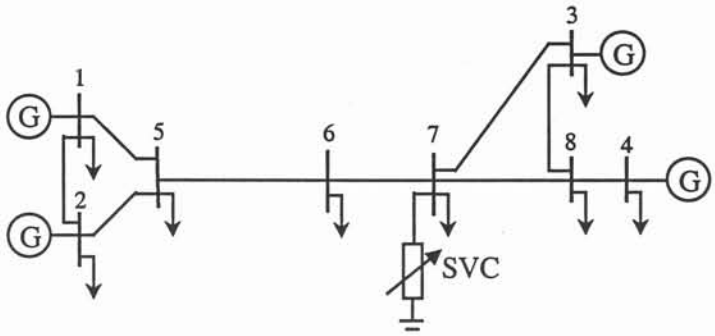


figure IV. 5 - Réseau test 8 noeuds.

Dans un premier temps, toutes les charges dans ce réseau sont représentées par un modèle statique exponentiel, c'est à dire du type :

$$P = P_0 \cdot (\frac{V}{V_0})^{n_{ps}} \quad Q = Q_0 \cdot (\frac{V}{V_0})^{n_{qs}} \tag{IV.18}$$

avec $n_{ps} = 1.2$ et $n_{qs} = 3$.

Ensuite, un modèle dynamique de charge du même type que celui des équations (IV.1) et (IV.2) pour la puissance active et réactive est adopté pour représenter la charge au nœud 7.

Le calcul de répartition de charge dans ce réseau montre un niveau bas de la tension au nœud 7 par rapport aux autres nœuds du réseau, d'où l'intérêt d'installer un SVC sur ce nœud. Puis, le SVC est doté d'une boucle d'amortissement des oscillations de puissance CSS(s) identique à celle de la figure IV.4. Cette boucle est calculée sur la base du modèle de charge statique de l'équation (IV.18). Ceci suppose que la tension et la puissance de la charge sont en phase. L'avantage d'une telle régulation est de moduler la tension, ce qui permet d'ajuster le transit de puissance entre les machines en vue de l'amélioration de l'amortissement dans le réseau.

La figure IV.6 montre l'influence des régulateurs du SVC sur l'amortissement du mode inter-régions pour les 4 cas de figure suivants :

- réseau sans SVC,
- réseau avec SVC sans boucle CSS,
- réseau avec SVC muni d'une boucle CSS calculée sur la base du modèle de charge statique (éq. IV.18),
- réseau avec SVC muni d'une boucle CSS calculée sur la base du modèle de charge générique avec $T_p = T_q = 0.25\,s$.

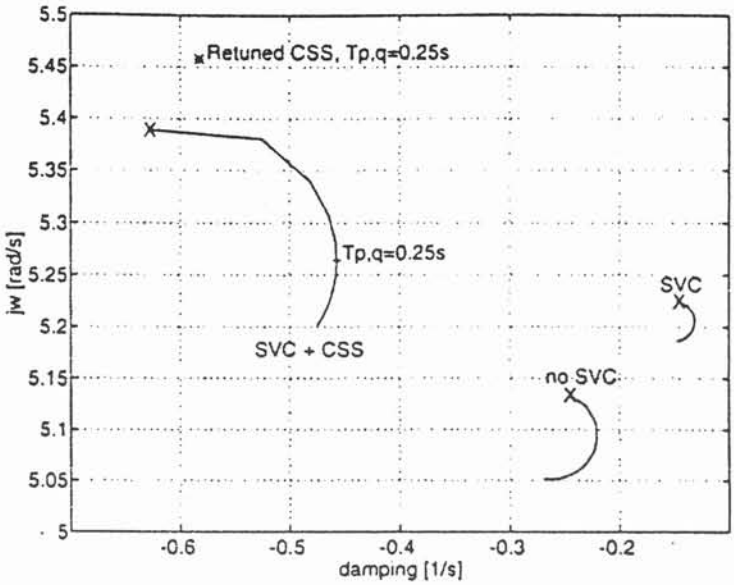


figure IV. 6 - variation de l'amortissement du mode inter-régions du système

Les premiers points des 4 courbes de la figure IV.6, représentés par une croix "×", représentent la valeur propre associée au mode inter-régions pour un modèle de charge statique correspondant à $T_p = T_q = 0\,s$. Il apparaît que dans le cas du réseau sans SVC, le mode inter-régions est mieux amorti que dans le cas avec SVC sans CSS. Ceci s'explique par le fait que l'insertion d'un SVC sans boucle CSS permet uniquement l'amélioration du plan de tension du réseau, surtout au nœud de connexion du SVC. C'est en fait la fonction principale d'un SVC qui est de maintenir constante la tension d'un nœud. Toutefois, comme la puissance de charge dépend statiquement de la tension, elle a tendance aussi à rester constante. Ceci entraîne un changement dans l'équilibre des puissances du réseau et influence l'amortissement des oscillations de puissances.

Dans le cas d'un SVC muni d'une boucle CSS, on constate une amélioration de l'amortissement du mode inter-régions qui voit sa partie réelle passer de –0,14 à –0,63. Le SVC paraît bien efficace dans ce cas. L'évolution du lieu des pôles (root loci) de la figure IV.6, pour une variation des constantes de temps T_p et T_q de la charge entre 0s et 2s, montre pour les trois premiers cas une diminution de l'amortissement pour les faibles constantes de temps puis une augmentation pour les plus élevées. La constante de temps correspondant à l'amortissement le plus faible est autour de 0,2-0,3 s pour tous ces cas.

La sensibilité du mode inter-régions aux variations de la dynamique des charges est la moins importante dans le cas d'un SVC sans CSS (la sensibilité est donnée par l'étendue des lieux de pôles). En effet, le SVC tendra à maintenir constante la tension au nœud où il est connecté

et comme la variation de la dynamique de la charge est dépendante de la variation de sa tension, ceci réduira l'influence de la charge sur la dynamique du réseau.

En se référant à la représentation du réseau de la figure IV.2, on constate que dans ce cas, le SVC réduit le gain du transfert en boucle ouverte du réseau. Il s'en suit naturellement une diminution de l'influence de la charge dynamique quand elle est re-bouclée sur le réseau.
Par contre, quand le SVC est muni d'un correcteur CSS, le système devient beaucoup plus sensible aux variations des paramètres T_p et T_q de la charge comme cela apparaît sur la figure IV.6. Ceci est dû à un déréglage de la boucle d'amortissement des oscillations de puissance du SVC par le biais du déphasage introduit par la charge dynamique. Toutefois, on peut remarquer sur la figure IV.6 que l'amortissement du mode inter-régions dans le cas d'un SVC+CSS reste toujours supérieur au cas d'un SVC sans CSS même pour les constantes de temps T_p et T_q les plus contraignantes.

Le figure IV.6 montre également l'emplacement de la valeur propre du mode inter-régions quand la charge au nœud 7 est dynamique, avec des constantes de temps égales à 0,25, et avec une boucle CSS recalculée pour en tenir compte. Ceci montre que la capacité d'un SVC à fournir l'amortissement adéquat au système demeure inchangée par le comportement des charges dynamiques pourvu qu'elles soient prises en compte dans le calcul de la boucle CSS.

III INTERACTION FACTS – CHARGE DYNAMIQUE : CAS D'ETUDE

Nous reprenons le réseau test déjà présenté au chapitre II.

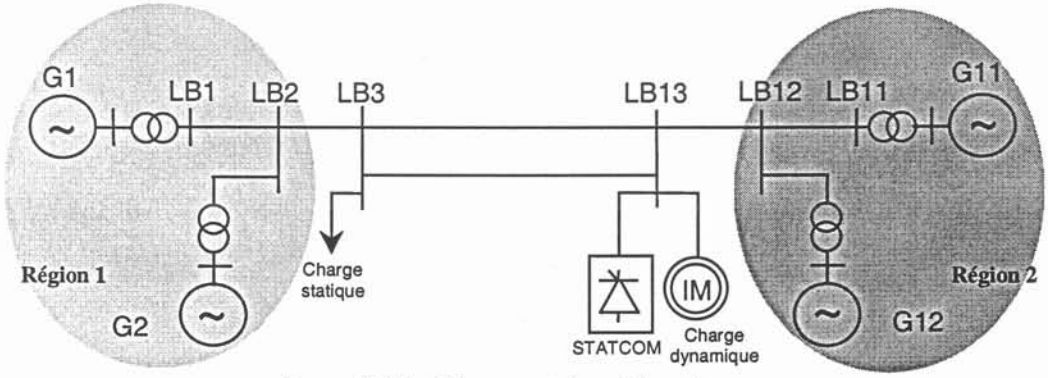


figure IV. 7 - Réseau test 4 machines 2 zones

Ce réseau est maintenant équipé d'un STATCOM utilisé à la fois pour le soutien de tension et pour l'amortissement des oscillations de puissance. Nous considérons maintenant que les

charges raccordées aux nœuds LB3 et LB13 peuvent être représentées par des modèles dynamiques ou statiques.

Nous supposons également qu'un modèle du moteur à induction équivalent qu'on notera IM agrége les charges dynamiques dans les nœuds de consommation comme le montre la figure IV.7.

III.1 Mise en évidence de l'interaction FACTS-charge dynamique

Nous considérons dans un premier temps le réseau test sans STATCOM. Nous avons simulé avec EUROSTAG, logiciel d'étude dynamique des réseaux, un court-circuit triphasé fugitif résistif sur une des deux lignes d'interconnexion du réseau test. Ce défaut permet de "visualiser" l'amortissement du mode d'oscillation inter-régions. Le court-circuit survient au bout de 400 secondes. La ligne où se produit le court-circuit est ouverte après 50 ms, ce qui conduit à l'élimination du défaut, puis la ligne est refermée 10 ms plus tard.

La figure IV. 8 montre le transit de puissance active sur la ligne d'interconnexion parallèle à la ligne où se produit le court-circuit. Nous constatons bien la présence d'oscillations très faiblement amortie dans le cas d'une charge statique du type impédance constante. Dans le cas de charge dynamique du type moteur à induction, le système devient instable suite au court-circuit.

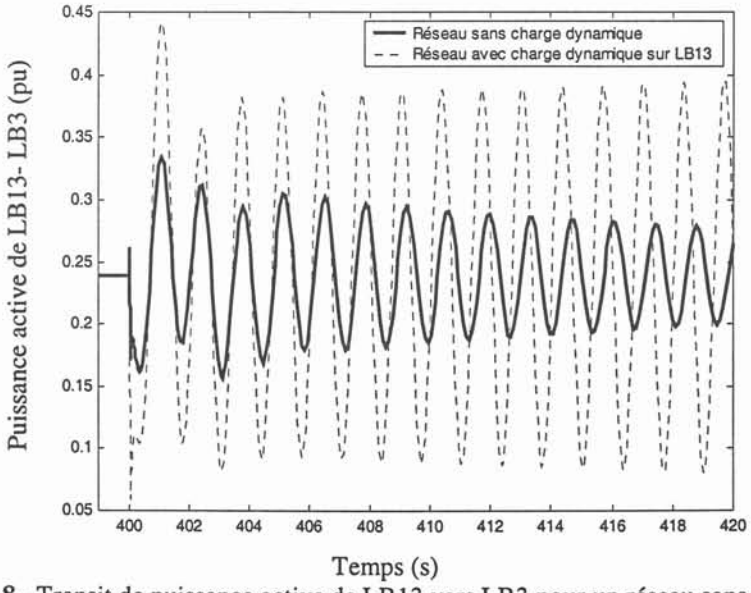


figure IV. 8 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3 pour un réseau sans STATCOM.

Le réseau est ensuite équipé d'un STATCOM implanté sur le nœud LB13. Le STATCOM est utilisé en soutien de tension. Il est donc muni d'une régulation de tension et commandé en courant par une commande linéarisante (cf. Annexe B). La figure IV. 9 montre la réponse du réseau suite au défaut du cas précédent. Il apparaît que dans les deux cas (réseau avec ou sans charge dynamique), le réseau est stable. Cependant, des oscillations basses fréquences persistent sur de longues périodes.

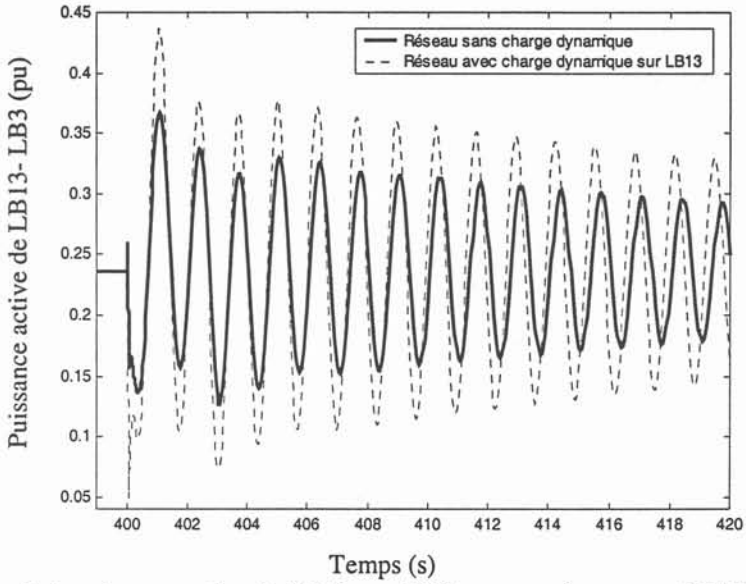


figure IV. 9 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3 pour un réseau avec STATCOM en soutien de tension .

Le réseau est maintenant doté d'une boucle PSS pour l'amortissement des oscillations de puissances qui vient s'ajouter aux autres régulations du STATCOM. Cette boucle a été calculée sur la base d'un modèle de charge statique au nœud LB13.

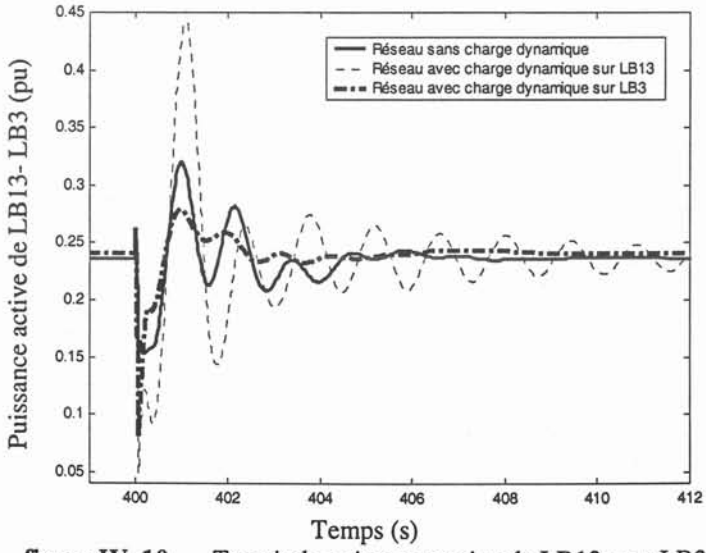


figure IV. 10 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

Dans le cas d'un STATCOM placé sur le nœud LB3, on constate d'après la figure IV.11 que le même phénomène d'interaction entre STATCOM et charge dynamique se produit quand cette dernière est raccordée au nœud LB3. En effet, des oscillations moins amorties de la puissance active transitant entre les nœuds LB13 et LB3 persistent dans ce cas par rapport au cas où la charge dynamique est sur le nœud LB13. Nous pouvons constater aussi que le dépassement est plus important dans ce même cas.

Ainsi, la capacité du STATCOM à amortir les oscillations de puissance dans le réseau a été diminuée par la prise en compte d'un modèle dynamique pour la charge au nœud où le STATCOM est raccordé.

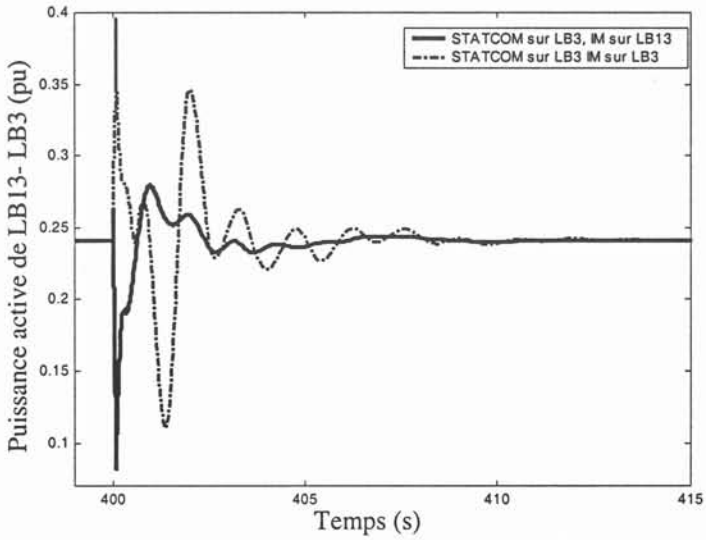


figure IV. 11 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3.

Après cette mise en évidence du phénomène d'interaction, différents cas de figure seront testés en détail sur ce réseau test. Nous étudierons notamment l'influence :

A- de l'emplacement de la charge dynamique et du STATCOM dans le réseau :

- charge dynamique sur LB3 ou LB13,
- STATCOM sur LB3 ou LB13 (voir figure IV.7).

B- de la variation des paramètres de la charge :

- inertie de la charge
- proportion de la charge dynamique par rapport à la totalité de la charge

III.2 Influence de l'emplacement de la charge dynamique

Comme nous l'avons montré dans le paragraphe précédent, une interaction a eu lieu entre le STATCOM et la charge dynamique quand ces derniers étaient connectés au même nœud. Nous allons dans cette partie analyser ce phénomène et expliquer ses raisons.

III.2.1 Influence sur l'amortissement du mode critique

- STATCOM sur LB13

Le STATCOM est placé sur le nœud LB13. La fonction principale du STATCOM est de soutenir la tension en ce nœud. Le mode inter-régions du réseau est faiblement amorti. Afin d'améliorer l'amortissement de ce mode, une boucle supplémentaire du type PSS est associée à la régulation de tension du STATCOM. En supposant que la charge au nœud LB13 est du type impédance constante et donc statique, le calcul d'un filtre avance-retard par les techniques classiques de sensibilité conduit à l'expression suivante :

$$G_{ST} = 7{,}29 \cdot \frac{1+0{,}36 \cdot p}{1+0{,}12 \cdot p}$$

Dans le tableau IV.3, nous présentons les résultats de l'analyse de la valeur propre associée au mode critique qui est le mode inter-régions pour différentes configurations du réseau :

- charges statiques sur LB3 et LB13,
- charge statique sur LB3 et dynamique sur LB13
- charge dynamique sur LB3 et statique sur LB13.

τ étant le taux d'amortissement du mode critique. Il est calculé à partir de la valeur propre associée suivant l'équation (I.19) du chapitre I.

λ_{cr} est le mode critique du réseau qui correspond dans le cas du réseau 4 machines-2 zones au mode inter-régions.

	Charge statique		*Charge dynamique sur LB13*		*Charge dynamique sur LB3*	
	Valeur propre	τ	Valeur propre	τ	Valeur propre	τ
λ_{cr} en boucle ouverte	-0,03 + j 4,73	0,006	-0,02 + j 4,80	0,004	-0,001 + j 4,77	0,0002
λ_{cr} en boucle fermée	-0,54 + j 4,76	0,11	**-0,076 + j 4,59**	**0,017**	-0,54 + j 4,88	0,11

Tableau IV. 3 - Valeur propre et amortissement du mode critique

- STATCOM sur LB3

Le STATCOM est maintenant implanté au nœud LB3. La boucle PSS du STATCOM dans ce cas est : $G_{ST} = -4{,}35 \cdot \frac{1+0{,}38 \cdot p}{1+0{,}12 \cdot p}$

	Charge statique		*Charge dynamique sur LB13*		*Charge dynamique sur LB3*	
	Valeur propre	τ	Valeur propre	τ	Valeur propre	τ
λ_{cr} en boucle ouverte	-0,024+ j 4,74	0,005	0,006 + j 4,80	-0,001	-0,012 + j 4,78	0,002
λ_{cr} en boucle fermée	-0,55 + j 4,75	0,12	-0,53 + j 4,86	0,11	**-0,14 + j 4,60**	0,03

Tableau IV. 4 - Valeur propre et amortissement du mode critique

Nous remarquons que l'emplacement de la charge dynamique sur le même nœud que le STATCOM entraîne une dégradation importante de l'amortissement du mode inter-régions. Par contre, lorsque le STATCOM et la charge dynamique sont sur des nœuds différents, la boucle PSS assure des performances sensiblement comparables, en terme d'amortissement des oscillations du mode inter-régions, par rapport au cas de la charge statique.

III.2.2 Analyse de sensibilité, commandabilité et observabilité du mode critique

L'analyse de l'amortissement du mode inter-régions du réseau 4 machines-2 zones a montré que la boucle d'amortissement des oscillations de puissance peut s'avérer peu efficace lorsque l'on ne tient pas compte du caractère dynamique des charges quand ces dernières sont sur le même nœud que le STATCOM.

Comme ces boucles du type PSS sont basées sur une compensation de phase de la fonction de transfert du réseau à la fréquence du mode critique, nous nous proposons d'examiner la sensibilité de ce mode pour les mêmes configurations que dans le paragraphe précédent. Les résultats de cette étude sont récapitulés dans le tableau IV.5.

cas	*Charge statique*	*Charge dynamique sur LB13*	*Charge dynamique sur LB3*
STATCOM sur LB13			
Sensibilité	-0,034 + j 0,020	-0,014 – j 0,011	-0,036 + j 0,024
Norme	0,040	**0,018**	0,043
Phase	2,62 rd/ 150°	3,80 rd/ -142°	2,55 rd/ 146°
STATCOM sur LB3			
Sensibilité	0,053 – j 0,034	0,053 – j 0,036	0,027 + j 0,007
Norme	0,063	0,064	**0,028**
Phase	5,72 rd/ -32°	5,69 rd/ -34°	0,26 rd/ +15°

Tableau IV. 5 - Indice de sensibilité du mode critique

L'étude de la sensibilité du mode inter-régions à une boucle d'amortissement d'oscillations de puissance montre que celle-ci diminue quand le STATCOM est raccordé au même nœud que la charge dynamique. On remarque aussi, dans ces cas, que la phase de la sensibilité est sensiblement différente des cas où la charge est statique ou quand la charge est raccordée à un nœud différent de celui du STATCOM, comme on pourra le voir sur la figure IV.12. Ainsi, la phase à compenser par le filtre avance-retard du PSS est différente suivant la position du STATCOM par rapport à la charge dynamique. Ceci met en évidence le fait que le modèle de charge adopté peut affecter les résultats de l'analyse des performances dynamiques du système.

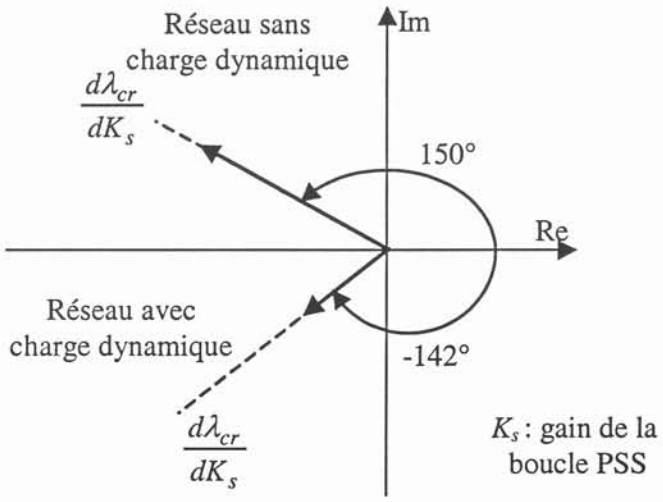


figure IV. 12 - Sensibilité en boucle ouverte du mode critique au gain K_S de la boucle PSS

L'analyse des facteurs de commandabilité et d'observabilité du mode inter-régions au signal de sortie de la boucle PSS du STATCOM (qui est le signal de commande du système), résumé au tableau IV.6, prouve que le mode inter-régions est moins commandable lorsque le STATCOM et la charge dynamique sont connectés au même nœud.

Par contre, l'observabilité de ce mode par le signal de sortie du réseau, qui est le courant qui transite entre les deux zones, ne subit pas de variation importante dans les différents cas de figures. Ceci prouve que la charge dynamique, quand elle est proche du STATCOM, influence directement son action. Il s'agit d'un phénomène d'interaction entre le STATCOM et la charge dynamique.

En effet le STATCOM agit sur le réseau en modulant la tension au nœud auquel il est connecté. La charge dynamique agit également sur la tension par le biais de sa dynamique en introduisant un déphasage dans le transfert entre la tension et la puissance. Ce déphasage

perturbe la sensibilité du mode inter-régions au gain du PSS, entraînant dans certains cas la dégradation de son amortissement.

Dans le prochain paragraphe, nous expliciterons encore cette idée afin d'en tirer une règle permettant de prédire à priori l'interaction négative entre une boucle d'amortissement des oscillations de puissance et les charges dynamiques.

Cas	*Charge statique*	*Charge dynamique sur LB13*	*Charge dynamique sur LB3*
STATCOM sur LB13			
Commandabilité	0,028	**0,014**	0,033
Observabilité	1,42	1,29	1,33
STATCOM sur LB3			
Commandabilité	0,044	0,049	**0,020**
Observabilité	1,45	1,32	1,38

Tableau IV. 6 - Commandabilité et observabilité du mode critique

III.2.3 Interprétations

Considérons le cas d'une charge statique sur LB13. La valeur propre du mode critique est :

$$\lambda_{BO} = -0{,}03 + j \cdot 4{,}73$$

Le transfert de la boucle PSS du STATCOM à la fréquence du mode critique s'écrit :

$$G_{PSS}(p = \lambda_{BO}) = 10{,}84 + j \cdot 6{,}30$$

La sensibilité du mode critique au PSS en boucle fermée s'écrit :

$$\left.\frac{d\lambda}{dK}\right|_{BF} = G_{PSS}(\lambda_{BO}) \cdot \left.\frac{d\lambda}{dK}\right|_{BO} = (10{,}84 + j \cdot 6{,}30) \cdot (-0{,}034 + j \cdot 0{,}020i) = \mathbf{-0{,}49 + j \cdot 0{,}002}$$

La boucle PSS, dans ce cas, réalise bien la compensation à 180° puisque la sensibilité du mode critique en boucle fermée est à partie réelle négative et sa partie imaginaire est faible. Ceci se traduit par l'amélioration de l'amortissement du mode critique qui voit sa partie réelle se déplacer de –0,49 vers le côté gauche du plan complexe comme le montre l'expression suivante:

$$\lambda_{\mathrm{BF}} = \lambda_{BO} + \left.\frac{d\lambda}{dK}\right|_{BF} = -0{,}03 + \mathrm{j}\cdot 4{,}73 + \left(-0{,}49 + \mathrm{j}\cdot 0{,}002\right) = -0{,}52 + \mathrm{j}\cdot 4{,}73$$

La figure IV.13 schématise cette compensation.

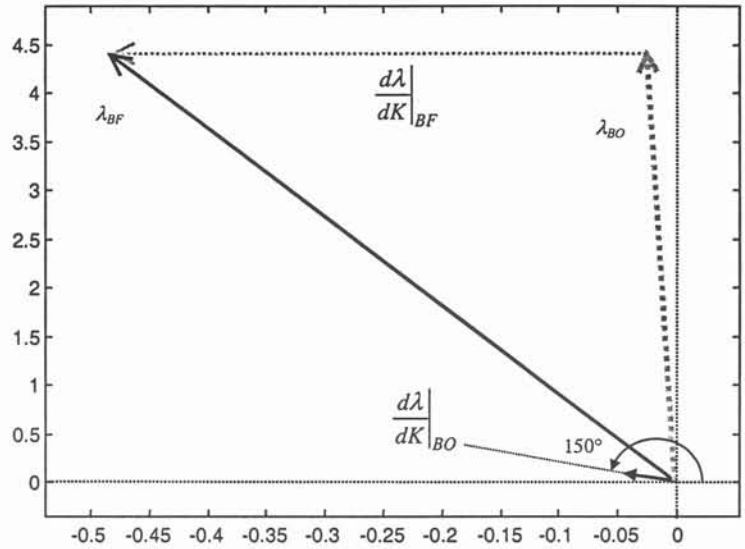


figure IV. 13 - Compensation de phase pour un réseau avec charge statique

Dans le cas d'une charge dynamique sur LB13, on a la valeur propre du mode critique :

$$\lambda_{BO} = -0{,}02 + \mathrm{j}\cdot 4{,}80$$

Pour ce mode, on a

$$G_{PSS}(\lambda_{BO}) = 10{,}92 + \mathrm{j}\cdot 6{,}34$$

En boucle fermée, on obtient :

$$\left.\frac{d\lambda}{dK}\right|_{BF} = G_{PSS}(\lambda_{BO})\cdot\left.\frac{d\lambda}{dK}\right|_{BO} = (10{,}92 + \mathrm{j}\cdot 6{,}34)\cdot(-0{,}014 - \mathrm{j}\cdot 0{,}011) = \mathbf{-0{,}083 - j\cdot 0{,}21}$$

On constate que, dans ce cas l'indice de sensibilité du mode critique au gain du PSS en boucle ouverte a une phase supérieure à 180°. Ceci fait en sorte qu'en boucle fermée cette sensibilité ne voit pas sa partie réelle fortement diminuer comme c'était le cas pour la charge statique. La figure IV.14 illustre ce cas.

Il s'en suit :

$$\lambda_{\mathrm{BF}} = \lambda_{BO} + \left.\frac{d\lambda}{dK}\right|_{BF} = -0{,}02 + \mathrm{j}\cdot 4{,}80 + \left(-0.083 - \mathrm{j}\cdot 0{,}21\right) = -0{,}10 + \mathrm{j}\cdot 4{,}59$$

Une interaction négative a donc eu lieu entre la charge dynamique et le PSS du STATCOM, limitant les performances de ce dernier. On en déduit que lorsque la sensibilité d'un mode d'oscillation à un PSS en boucle ouverte voit sa phase supérieure à 180°, ceçi entraînera la dégradation de l'amortissement de ce mode en boucle fermée.

Dans notre cas la charge dynamique déplace la phase de la sensibilité de 151° à 218° ce qui a entraîné la dégradation de l'amortissement du mode inter-régions par rapport au cas d'une charge statique.

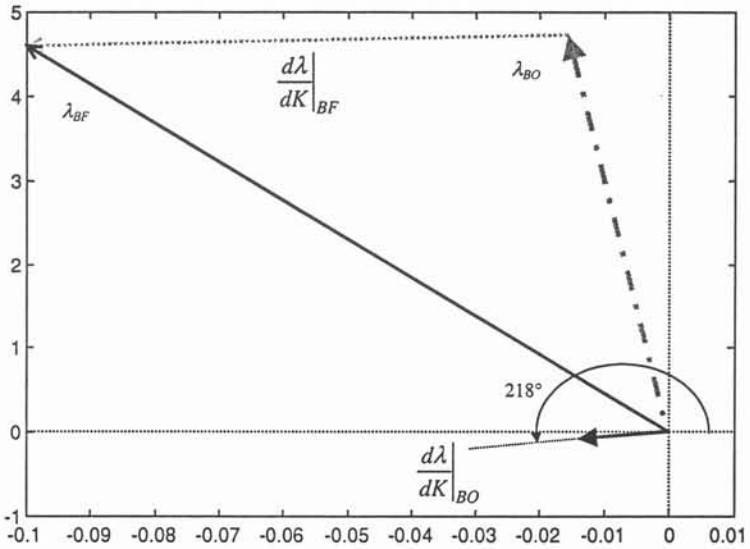


figure IV. 14 - Compensation de phase pour un réseau avec charge dynamique

III.3 Variation des paramètres de charge et influence sur l'interaction

La modélisation des charges dans un réseau électrique a souvent été une tache assez délicate. En effet, les paramètres statiques et dynamiques des charges sont souvent entachés d'incertitudes. Comme on l'a déjà exposé au chapitre précédent, l'identification de ces modèles est souvent basée sur l'estimation à partir des données statistiques (ou de mesures) ou sur la base de la connaissance à priori d'un modèle physique. Ainsi les proportions de puissance active et réactive dynamiques des charges ou les inerties (ou les temps de réponse), par exemple, sont souvent des paramètres incertains et fortement dépendants du site (industriel, résidentiel,...), de la taille (grande ou petite industrie par exemple), de la date (heure, jour et mois) et bien d'autres facteurs.

Nous allons, dans la partie qui suit, étudier l'influence de ces facteurs sur la stabilité dynamique du réseau et sur le degré de performance du STATCOM en terme de soutien de tension et d'amortissement des oscillations de puissance.

Nous appelons proportion de charge dynamique qu'on notera par " pP ", le pourcentage de charge dynamique, en l'occurrence le moteur à induction équivalent dans notre cas, par rapport à la totalité de la charge. Ainsi, pP est égal à 0 dans le cas où la charge est entièrement représentée par un modèle statique et à 1 dans le cas d'un modèle dynamique.

III.3.1 Influence de la proportion de charge dynamique

III.3.1.1 Influence sur le mode inter-régions

Nous considérons trois cas de figures

C- 100 % de charge statique, 0 % de charge dynamique : pP = 0.

D- 50 % de charge statique, 50 % de charge dynamique : pP = 0,5.

E- 0 % de charge statique, 100 % de charge dynamique : pP = 1.

Le STATCOM étant muni, en plus de sa boucle de soutien de tension, d'une boucle PSS calculée sur la base d'un modèle de charge statique.

Il apparaît que suite au défaut à l'instant 400 s, le réseau présente des oscillations basses fréquences plus ou moins amorties suivant le cas. En effet, la figure IV.15 montre que ces oscillations sont bien amorties pour le cas où pP=0, moins amorties pour pP=0,5 et sensiblement moins amorties pour pP=1.

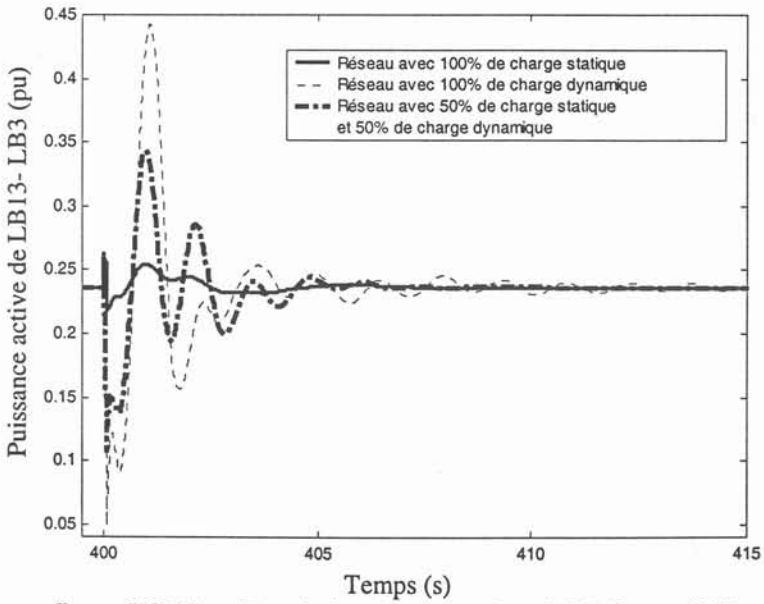


figure IV. 15 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3.

L'analyse de la courbe de variation du taux d'amortissement du mode inter-régions de la figure IV.16 en fonction de la proportion pP de charge dynamique au nœud LB13 montre une

décroissance d'un facteur 6 de ce taux en boucle fermée quand pP augmente alors qu'en boucle ouverte, ce taux ne diminue que d'un facteur 1,5.

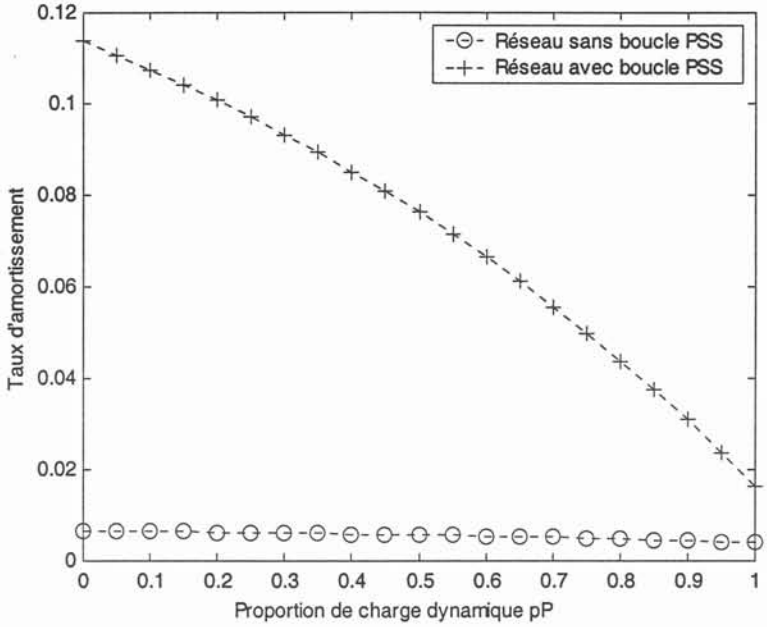


figure IV. 16 - Variation du taux d'amortissement du mode inter-régions en fonction de la proportion de charge dynamique au nœud LB13.

III.3.1.2 Influence sur la réponse fréquentielle

Dans cette partie nous allons nous intéresser à la réponse fréquentielle du réseau et à l'influence du modèle de charge sur cette réponse. Pour ceci nous considérons que la proportion de charge dynamique notée pP varie entre 0 et 1, c'est à dire entre un modèle de charge purement statique et un autre entièrement dynamique.

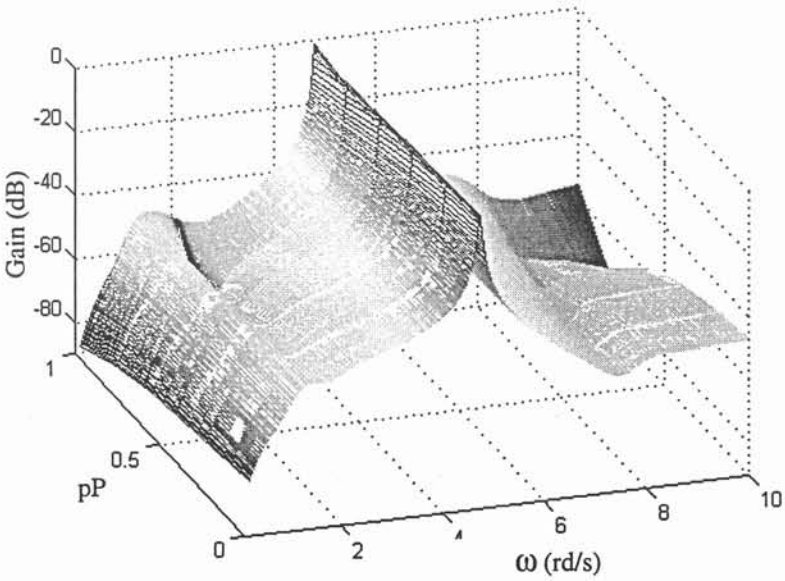


figure IV. 17 - Variation de la réponse fréquentielle en fonction de la proportion de charge dynamique

Il apparaît sur la figure IV.17 que la réponse du réseau est affectée essentiellement pour trois fréquences quand la proportion de charge dynamique varie. Une étude de facteurs de participation permet l'identification des modes d'oscillations correspondants.

Il s'agit ainsi :

- d'un mode avec une pulsation ω entre 4,5 rd/s et 5 rd/s : il s'agit du mode inter-régions,
- d'un autre mode avec une pulsation ω autour de 2 rd/s : c'est un mode lié aux régulations de vitesse des machines.
- d'un dernier mode d'une pulsation ω variant de 6 à 10 rd/s suivant les proportions de charge dynamique. Ce mode est lié à la boucle de soutien de tension du STATCOM. Notons que cette pulsation est proche de celle du mode inter-régions comme cela apparaît sur la figure IV.18.

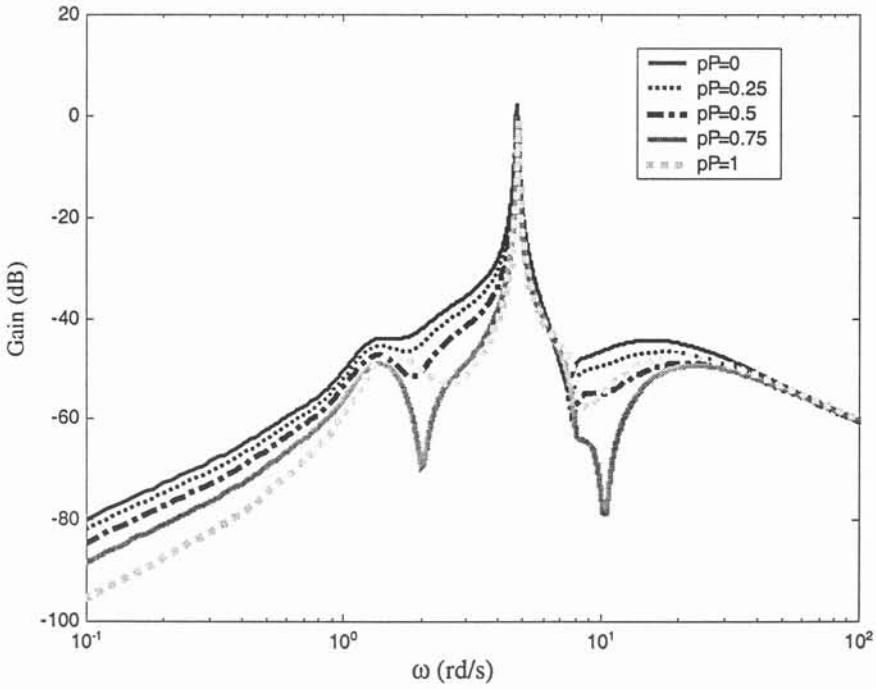


figure IV. 18 - Variation de la réponse fréquentielle pour différentes valeurs de proportion de charge dynamique

Nous allons dans un premier temps nous intéresser au mode inter-régions. En examinant de plus près la réponse fréquentielle en boucle ouverte du réseau autour de la fréquence de ce mode (entre 4 et 6 rd/s), on constate que son gain varie fortement en fonction de pP (figure IV.19). Ceci confirme les résultats de l'étude petits signaux qui a démontré que la sensibilité du mode critique à la boucle PSS du STATCOM dépend du modèle de charge adopté.

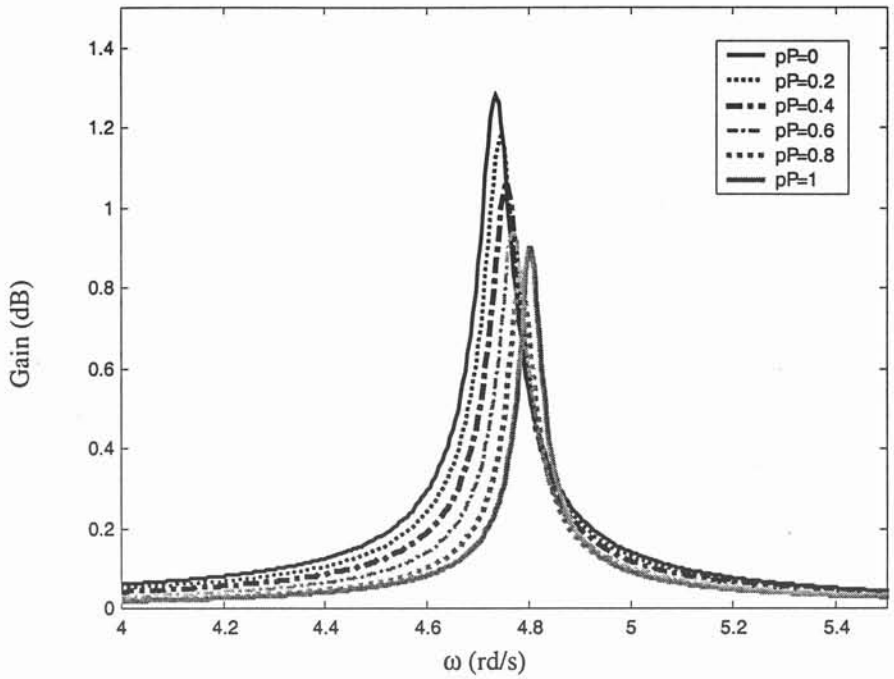


figure IV. 19 - Courbe de gain de la réponse fréquentielle du réseau pour différentes valeurs de proportion de charge dynamique autour de la fréquence du mode inter-régions

L'analyse de la courbe de phase de la figure IV.20, pour différentes valeurs de pP, montre le déplacement de la phase autour de la fréquence du mode critique suivant la variation de pP. Ceci prouve que le réseau est fortement sensible au nœud de raccordement du STATCOM à la variation de la dynamique de la charge. Ce déplacement de phase entraînera comme on l'a démontré au § III.2.3, une mauvaise compensation de phase par le filtre avance-retard du PSS et donc une dégradation des performances dynamiques du réseau.

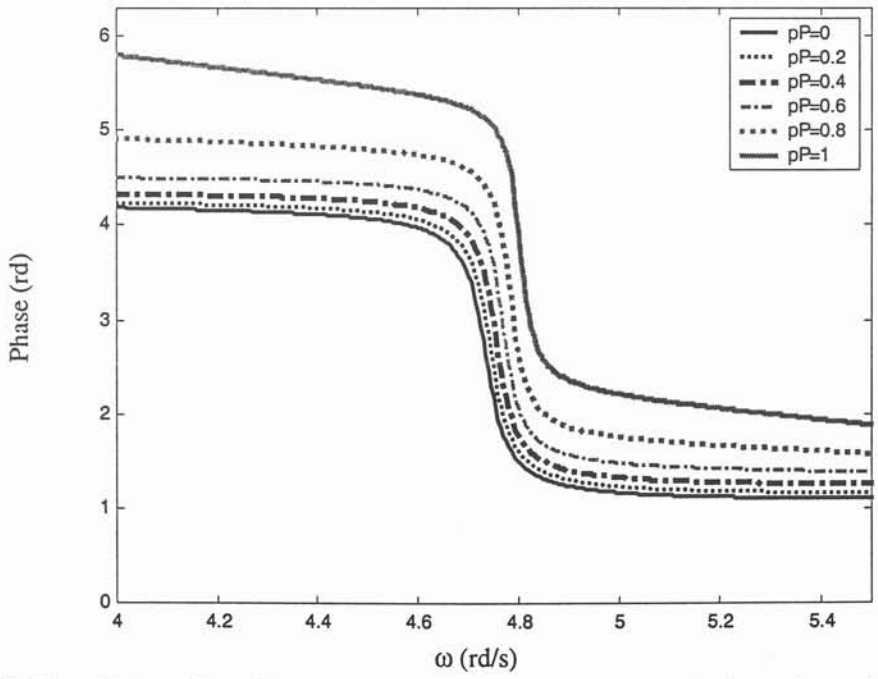


figure IV. 20 - Gain et phase du système en fonction de la proportion de charge dynamique autour de la fréquence du mode inter-régions.

III.3.2 Influence de l'inertie de la charge

Nous nous proposons d'étudier maintenant l'influence d'un autre paramètre qui est l'inertie H du moteur à induction sur les performances dynamiques du réseau du point de vue de l'interaction entre la charge dynamique et le STATCOM.

Pour ceci, considérons la représentation schématique du réseau test avec une charge dynamique et le STATCOM sur le même nœud LB13 (figure IV.21).

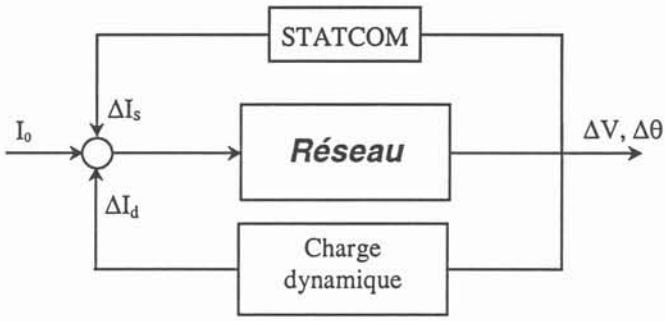


figure IV. 21 - Schémas du réseau avec charge dynamique et STATCOM .

Le STATCOM, ainsi que la charge agissent sur le réseau en injectant ou en absorbant un courant dans le nœud de connexion. Afin d'étudier l'influence de l'inertie de la charge sur la capacité du STATCOM à amortir les oscillations de puissance, nous considérons le réseau équipé d'un STATCOM pour le soutien de la tension et l'amortissement des oscillations de puissance comme un système en boucle ouverte et que la charge dynamique constitue une contre-réaction à ce système.

Les signaux de sortie du système sont la tension nodale V et son déphasage θ. Le signal d'entrée est le courant I absorbé par la charge dynamique avec ses composantes réelle et imaginaire I_R et I_I.

La représentation d'état du réseau avec la boucle PSS du STATCOM s'écrit:

$$\begin{aligned} \dot{X} &= A \cdot X + [B_1 \quad B_2] \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_R \\ \Delta I_I \end{bmatrix} \\ \Delta V &= C_1 \cdot X + [D_{11} \quad D_{12}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_R \\ \Delta I_I \end{bmatrix} \\ \Delta\theta &= C_2 \cdot X + [D_{21} \quad D_{22}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta I_R \\ \Delta I_I \end{bmatrix} \end{aligned} \qquad \text{(IV.19)}$$

La représentation d'état linéaire du moteur à induction est:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= \frac{-a}{H} \cdot x + b \cdot \Delta V \\ \Delta I_R &= c_1 \cdot x + d_1 \cdot \Delta V + K\theta_1 \cdot \Delta\theta \\ \Delta I_I &= c_2 \cdot x + d_2 \cdot \Delta V + K\theta_2 \cdot \Delta\theta \end{aligned} \qquad \text{(IV.20)}$$

La variable d'état x correspond à la vitesse angulaire du moteur à induction.

La fonction de transfert de cette charge s'écrit alors :

$$\begin{aligned} \Delta I_R &= Kv_1 \cdot \frac{1 + k_1 \cdot T_1 \cdot p}{1 + T_1 \cdot p} \cdot \Delta V + K\theta_1 \cdot \Delta\theta \\ \Delta I_I &= Kv_2 \cdot \frac{1 + k_2 \cdot T_1 \cdot p}{1 + T_1 \cdot p} \cdot \Delta V + K\theta_2 \cdot \Delta\theta \end{aligned} \qquad \text{(IV.21)}$$

avec :

$$T_1 = \frac{H}{a}$$

$$Kv_1 = \frac{c_1 \cdot b + d_1 \cdot a}{a}, \quad Kv_2 = \frac{c_2 \cdot b + d_2 \cdot a}{a}$$

$$k_1 = \frac{d_1 \cdot a}{c_1 \cdot b + d_1 \cdot a}, \quad k_2 = \frac{d_2 \cdot a}{c_2 \cdot b + d_2 \cdot a}$$

Nous retrouvons donc le modèle générique des charges dynamiques que nous avons présenté dans le §III.2.2.2 du chapitre III.

La fonction de transfert de la charge de l'équation (IV.21) peut s'écrire :

$$\begin{aligned} \Delta I_R &= Kv_1 \cdot (k_1 + \frac{1 - k_1}{1 + T_1 \cdot p}) \cdot \Delta V + K\theta_1 \cdot \Delta\theta \\ \Delta I_I &= Kv_2 \cdot (k_2 + \frac{1 - k_2}{1 + T_1 \cdot p}) \cdot \Delta V + K\theta_2 \cdot \Delta\theta \end{aligned} \qquad \text{(IV.22)}$$

Le cas d'une charge statique du type impédance constante correspond à une constante de temps T1 très grande.

Ainsi, quand $T_1 \rightarrow +\infty$

$$\begin{aligned} \Delta I_{RS} &= Kv_1 \cdot k_1 \cdot \Delta V + K\theta_1 \cdot \Delta\theta \\ \Delta I_{IS} &= Kv_2 \cdot k_2 \cdot \Delta V + K\theta_2 \cdot \Delta\theta \end{aligned} \qquad \text{(IV.23)}$$

Le transfert de la charge au nœud LB13 s'écrit alors d'après (IV.22) et (IV.23):

$$\begin{aligned} \Delta I_R &= \Delta I_{RS} + Kv_1 \cdot \frac{1 - k_1}{1 + T_1 \cdot p} \cdot \Delta V \\ \Delta I_I &= \Delta I_{IS} + Kv_2 \cdot \frac{1 - k_2}{1 + T_1 \cdot p} \cdot \Delta V \end{aligned} \qquad \text{(IV.24)}$$

Il apparaît alors que la charge est constituée d'une partie correspondant à une contre-réaction statique :

$$\Delta I = \begin{bmatrix} \Delta I_{RS} \\ \Delta I_{IS} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Kv_1 \cdot k_1 & K\theta_1 \\ Kv_2 \cdot k_2 & K\theta_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V \\ \Delta \theta \end{bmatrix}, \tag{IV.25}$$

et une partie dynamique :

$$\begin{aligned} \Delta I_{Rd} &= Kv_1 \cdot \frac{1-k_1}{1+T_1 \cdot p} \cdot \Delta V = \frac{K_{Rd}}{1+T_1 \cdot p} \cdot \Delta V \\ \Delta I_{Id} &= Kv_2 \cdot \frac{1-k_2}{1+T_1 \cdot p} \cdot \Delta V = \frac{K_{Id}}{1+T_1 \cdot p} \cdot \Delta V \end{aligned} \tag{IV.26}$$

On a alors la fonction de transfert suivante de la charge dynamique :

$$L(p,T_1) = \begin{bmatrix} L_1(p,T_1) \\ L_2(p,T_1) \end{bmatrix}, \text{ avec : } L_1(p,T_1) = \frac{K_{Rd}}{1+T_1 \cdot p}, \quad L_2(p,T_1) = \frac{K_{Id}}{1+T_1 \cdot p}$$

Considérons la représentation hybride du réseau de la figure IV.22. La charge dynamique est considérée comme une contre-réaction par rapport au système en boucle ouverte formé par le réseau et le STATCOM. Cette représentation est dite hybride parce que le réseau est exprimé dans un espace d'états alors que la charge est définie en tant que fonction de transfert.

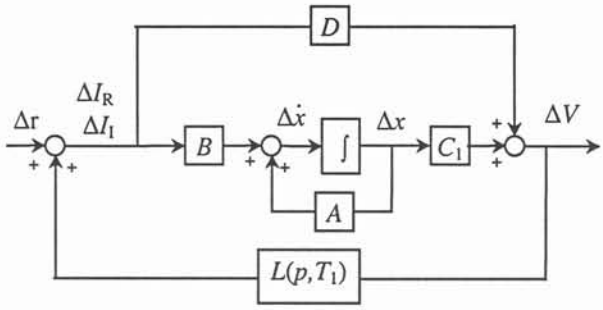


figure IV. 22 - Représentation hybride du réseau avec charge dynamique

La sensibilité du transfert de la partie dynamique de la charge à T_1 s'écrit

$$\begin{aligned} \left.\frac{dL_1(p,T_1)}{dT_1}\right|_{p=\lambda_i} &= \frac{-K_{Rd} \cdot \lambda_i}{(1+T_1 \cdot \lambda_i)^2} \\ \left.\frac{dL_2(p,T_1)}{dT_1}\right|_{p=\lambda_i} &= \frac{-K_{Id} \cdot \lambda_i}{(1+T_1 \cdot \lambda_i)^2} \end{aligned} \tag{IV.27}$$

Dans la représentation hybride du réseau, le terme T_1 n'apparaît que dans la fonction de transfert $L(p,T_1)$. La sensibilité d'une valeur propre λ_i à T_1 s'écrit alors:

$$\frac{d\lambda_i}{dT_1} = R1_i \cdot \left.\frac{dL_1(p,T_1)}{dT_1}\right|_{p=\lambda_i} + R2_i \cdot \left.\frac{dL_2(p,T_1)}{dT_1}\right|_{p=\lambda_i} \qquad \text{(IV.28)}$$

où $R1_i$ et $R2_i$ sont les résidus pour la valeur propre λ_i de la fonction de transfert en boucle fermée du réseau avec la charge dynamique.

Ces résidus s'écrivent :

$$\begin{aligned} R1_i &= w_i \cdot B_1 \cdot \frac{1}{(1 - L_1(\lambda_i, T_1) \cdot D_{11})^2} \cdot C_1 \cdot v_i \\ R2_i &= w_i \cdot B_2 \cdot \frac{1}{(1 - L_2(\lambda_i, T_1) \cdot D_{12})^2} \cdot C_1 \cdot v_i \end{aligned} \qquad \text{(IV.29)}$$

La sensibilité d'un mode d'oscillation à la variation de l'inertie H de la machine est alors :

$$\frac{d\lambda_i}{dH} = \frac{d\lambda_i}{dT_1} \cdot \frac{dT_1}{dH} = \frac{1}{a} \cdot \frac{d\lambda_i}{dT_1} \qquad \text{(IV.30)}$$

L'inertie H d'une charge dynamique peut varier normalement entre 0.3s pour les moteurs utilisés dans les systèmes de climatisation et 3s pour les grands moteurs industriels. La figure IV.23 montre la variation de la sensibilité du mode inter-régions en fonction de l'inertie de la charge dynamique.

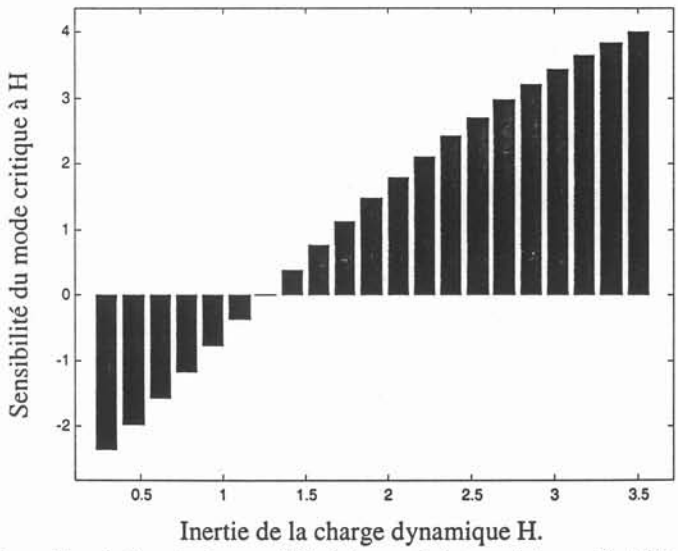


figure IV. 23 - Varaiation de la sensibilité du mode inter-régions $d\lambda_i/dH$ en fonction de H.

Il apparaît sur cette figure que pour une constante d'inertie H inférieure à 1,5s, la sensibilité du mode inter-régions à H est négative. Ainsi les charges dynamiques d'une inertie entre 0,3s et 1,5s introduisent une interaction négative avec le STATCOM. On remarque aussi que plus l'inertie est grande, plus la sensibilité du mode inter-régions est grande et mieux il est amorti.

Si on appelle $\Delta\lambda_{ir}$, le déplacement du mode inter-régions pour une petite variation de H noté ΔH, on a alors :

$$\Delta\lambda_{ir} = \frac{d\lambda_i}{dH} \cdot \Delta H \qquad \text{(IV.31)}$$

La figure IV.24 montre le déplacement de la partie réelle du mode inter-régions en fonction de H. On constate que pour une constante d'inertie inférieure à 1,5s, le déplacement de la valeur propre associée au mode inter-régions est dans le sens de la diminution de la stabilité et que plus H augmente, plus la stabilité s'améliore .

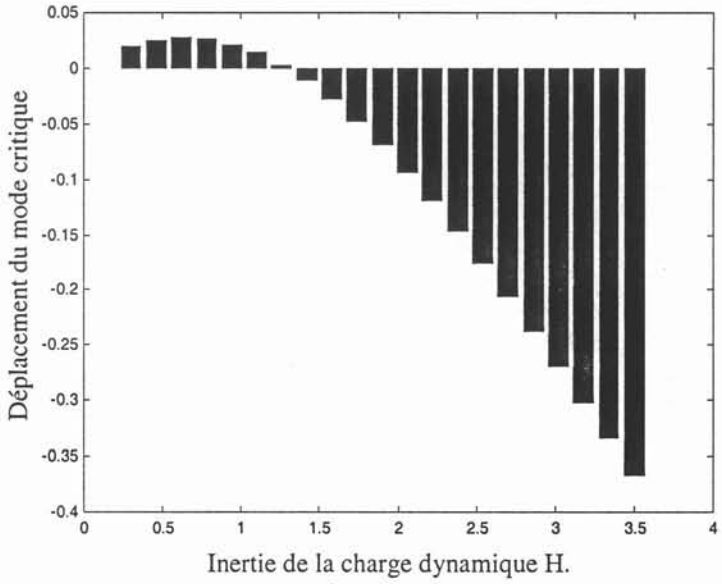


figure IV. 24 - Varaiation $\Delta\lambda_{ir}$ du mode inter-régions en fonction de H.

Les résultats de simulation sous EUROSTAG viennent confirmer cette hypothèse puisqu'on remarque un meilleur amortissement pour H=3,5 comme le montre la figure IV.25.

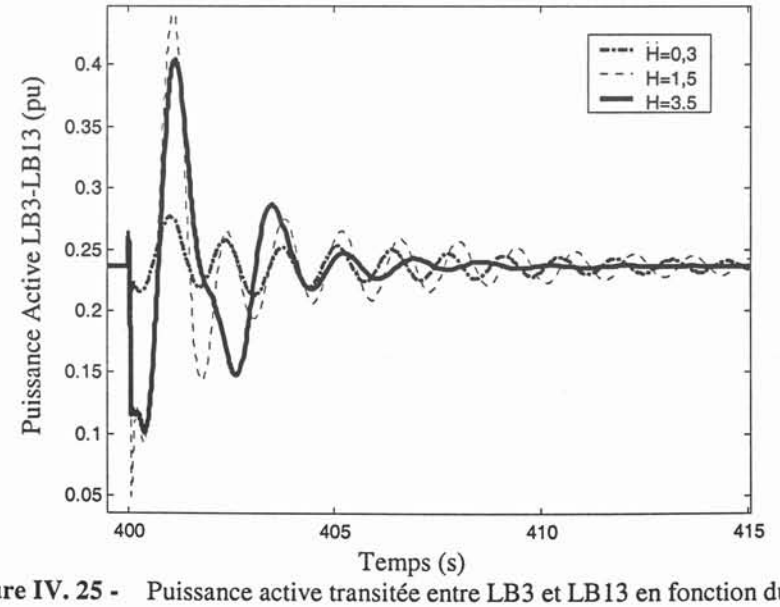


figure IV. 25 - Puissance active transitée entre LB3 et LB13 en fonction du temps.

IV CONCLUSION

Nous nous sommes penchés dans ce chapitre sur l'étude de l'influence des modèles de charge sur la stabilité dynamique des réseaux électriques. Nous avons passé en revue certaines études ayant traité ce problème. Dans ces études, il a été prouvé que plus d'intérêt doit être accordé aux modèles de charge dans les analyses de stabilité dynamique afin de garantir à ces études un certain degré de fiabilité. Il était important de signaler que les modèles de charge sont dans beaucoup de cas une des sources de l'éloignement de la simulation du comportement dynamique des réseaux électriques par rapport au fonctionnement réel.

Ensuite, nous nous sommes intéressés à la mise en évidence du problème d'interaction entre les dispositifs FACTS et les charges dynamiques. Nous avons procédé à une étude par simulation non linéaire et aussi par une analyse petits signaux détaillée sur le réseau test 4 machines-2 zones. Cette étude a montré une dégradation nette des performances en terme d'amortissement des oscillations de puissance d'un dispositif FACTS qui est le STATCOM quand le caractère dynamique des charges est négligé.

Plusieurs cas de figures ont été traités dans cet exemple. En effet, nous avons testé le comportement dynamique du réseau pour différentes caractéristiques de charge (statique, dynamique , hybride ...), leurs emplacements dans le réseau par rapport au STATCOM, ainsi qu'en fonction de la variation des paramètres de ces charges telle que l'inertie (ou les constantes de temps).

Le but était de comprendre la nature de ce phénomène d'interaction afin de pouvoir lui apporter des solutions efficaces comme nous le proposerons dans le prochain chapitre. Aussi, nous avons pu apporter une approche basée, entre autre, sur l'analyse de sensibilité permettant d'identifier les cas ou cette interaction affecte d'une manière significative le comportement dynamique des réseaux.

De toute évidence, une modélisation plus fine des charges dans les réseaux et surtout la prise en compte de leur caractère dynamique semble être inévitable. Toutefois, cela reste assez souvent une tâche délicate et les modèles obtenus demeurent quand même incertains.

CHAPITRE V

SOLUTIONS POUR L'INTERACTION FACTS – CHARGE DYNAMIQUE

I INTRODUCTION

Dans le chapitre précédent, nous avons pu constater que les charges interagissent par leurs caractéristiques dynamiques, souvent incertaines, avec les régulations des dispositifs FACTS. Ces interactions sont souvent néfastes pour la stabilité dynamique du réseau. En effet, dans certains cas, elles peuvent entraîner une dégradation sensible de la stabilité dynamique des réseaux. D'où l'importance d'une modélisation fine des charges dans les réseaux électriques.

Toutefois, et comme nous l'avons évoqué au chapitre III, l'obtention de modèles de charge précis est une tâche délicate. En plus, ces modèles présentent, malgré tout, des incertitudes inévitables dues aux caractères stochastiques des charges.

La prise en compte de ces incertitudes dans la synthèse d'une loi de commande rejetant au maximum l'effet néfaste de ces interactions entre FACTS et charges dynamiques fera l'objet de ce chapitre.

Ainsi, nous proposerons essentiellement deux méthodes pour résoudre ce problème.
La première, s'inspire des techniques classiques des résidus [ROD97] (ou des sensibilités des valeurs propres). Elle tient compte de la marge d'incertitudes paramétriques et de la composition des charges dynamiques d'un réseau.
La deuxième méthode proposée est basée sur l'utilisation des inégalités matricielles linéaires (LMI). Cette approche, relativement nouvelle dans la théorie de commande, a été récemment appliquée au problème de commande robuste dans les réseaux électriques [ISH99, SHI99]. Ces méthodes seront validées sur le réseau test quatre machines - deux zones.

Dans le prochain paragraphe, nous traiterons de la modélisation des incertitudes liées aux charges dynamiques dans les réseaux électriques en vue de l'élaboration de régulateurs par la suite.

II MODELES DE SYSTEMES INCERTAINS

Une des premières étapes pour aborder la commande consiste à élaborer un modèle qui décrit le comportement du système considéré. Les modèles basés sur les équations d'état sont en pratique très limités, car ils supposent implicitement une connaissance parfaite du système.
En fait, les modèles d'équations d'états ne sont qu'une représentation très approchée de la « réalité », un modèle à partir duquel on pourra aborder un certain nombre de problèmes

pratiques. L'incertitude est toujours présente dans un modèle censé refléter une « réalité physique ». Elle peut avoir, entre autres, pour origine une simplification, voulue par le concepteur, d'un modèle plus précis. A titre d'exemple, pour décrire le comportement d'une structure mécanique flexible (satellite, train, robot), on utilise souvent un modèle issu d'un code d'éléments finis. Un tel modèle donne lieu à une dimension de l'espace d'état souvent prohibitive pour le calcul effectif de la loi de commande. L'ingénieur est donc amené à réduire le modèle, le plus souvent en négligeant les modes de haute fréquence. De même, on peut être amené à négliger certaines non-linéarités (saturations, frottements, etc).

L'incertitude est souvent inhérente à la « réalité physique ». Il est parfois très difficile, voire impossible, d'identifier certains paramètres intervenant dans les équations différentielles décrivant le système. Ainsi, certains paramètres correspondant au vol stationnaire d'un hélicoptère ne sont connus qu'à des intervalles près. On parle alors d'incertitudes paramétriques [EGH97].

L'incertitude peut aussi refléter des perturbations externes au système, qu'il est difficile (voire impossible) de prévoir à l'avance. Il en est ainsi des sautes de vent perturbant la trajectoire d'un avion, de pannes pouvant perturber le bon fonctionnement de la chaudière d'une centrale électrique, etc.

Il existe beaucoup de modèles permettant de décrire les systèmes incertains. Pour ce qui nous concerne dans cette étude, on supposera que l'incertitude est « inconnue mais bornée ». Ainsi, dans le cas d'une incertitude sur certains paramètres intervenant dans une équation différentielle, on supposera que ceux-ci appartiennent à des intervalles donnés. Il en résulte une famille de modèles, dont chaque élément correspond à un choix des paramètres dans les intervalles donnés. [EGH97]

Dans ce paragraphe, nous examinons essentiellement deux modèles qui seront utilisés par la suite pour décrire les incertitudes liées aux charges dynamiques dans les réseaux électriques.

II.1 Formes d'incertitudes

Deux types d'incertitudes existent :

1. *Dynamiques* : qui représentent les dynamiques négligées du système original.
2. *Paramétriques* : qui viennent de la méconnaissance des valeurs des paramètres physiques [SNY99].

Nous pouvons définir aussi un troisième type d'incertitude appelée « l'incertitude du modèle » qui représente une combinaison des incertitudes dynamiques et paramétriques. Ces incertitudes peuvent être représentées sous deux formes différentes : l'incertitude des modèles d'état et le modèle linéaire fractionnel.

II.2 Représentation polytopique des systèmes incertains

Avant d'introduire la représentation polytopique des systèmes incertains, nous avons besoin de définir les systèmes linéaires stationnaires.

II.2.1 Système linéaire stationnaire

Un système défini par la représentation d'état suivante :

$$\begin{bmatrix} \dot{X} \\ Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X \\ u \end{bmatrix} \tag{5.5}$$

est dit système linéaire stationnaire (que nous abrégeons *LTI* de l'anglais *Linear Time-Invariant*) si les matrices *A*, *B*, *C*, *D* sont constantes et ne dépendent pas du temps.

$S = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$ est dite matrice du système [FOL97,BER96].

II.2.2 Système polytopique

Soit le système non stationnaire suivant:

$$\begin{aligned} x &= A(t) \cdot x + B(t) \cdot u \\ y &= C(t) \cdot x + D(t) \cdot u \end{aligned} \tag{5.6}$$

Ce système est dit « polytopique » si sa matrice $S(t) = \begin{bmatrix} A(t) & B(t) \\ C(t) & D(t) \end{bmatrix}$ varie dans un polytope fixe de matrices, c'est à dire :

$$S(t) \in Co\{S_1, \ldots S_k\} := \left\{ \sum_{i=1}^{k} \alpha_i S_i \ : \ \alpha_i \geq 0, \ \sum_{i=1}^{k} \alpha_i = 1 \right\} \tag{5.7}$$

où $S_1, \ldots S_k$ sont les sommets de ce polytope.

$$S_1 = \begin{bmatrix} A_1 & B_1 \\ C_1 & D_1 \end{bmatrix}, \ldots, S_k = \begin{bmatrix} A_k & B_k \\ C_k & D_k \end{bmatrix} \tag{5.8}$$

En d'autres termes, *S*(*t*) est une combinaison convexe des matrices systèmes $S_1, \ldots S_k$. $\alpha_1, \ldots \alpha_k$ sont appelés les coordonnées polytopique de *S* [GAH95].

Une telle représentation inclut :

- les systèmes définis avec une multitude de modèles, chaque modèle correspond à un point de fonctionnement particulier,
- les systèmes non-linéaires de la forme :

$$\dot{x} = A(x) \cdot x + B(x) \cdot u, \qquad Y = C(x) \cdot x + D(x) \cdot u$$

• les systèmes linéaires à paramètres variants que nous détaillerons dans le prochain paragraphe.

II.3 Systèmes linéaires à paramètres variants

On peut très souvent modéliser un système incertain comme un système *LTI*, re-bouclé sur un « processus » Δ (voir figure V.1). Ce terme Δ, qui contient toutes les incertitudes du système (par exemple, les paramètres inconnus mais bornés), a des entrées p et des sorties q éventuellement fictives.

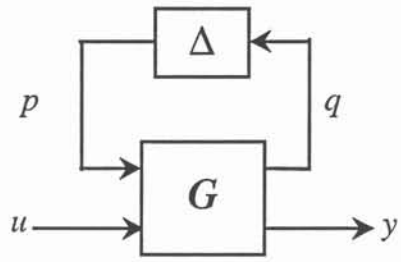


figure V. 1 - Systèmes linéaires à paramètres variants

Ce système est dit « linéaire à paramètres variants ». Dans la suite l'abréviation *LPV* (Linear Parameter Varying en Anglais) désignera un tel système [FOL97].

Les équations d'état du système décrit ci-dessus sont :

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ q \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_p & B_u \\ C_q & D_{qp} & D_{qu} \\ C_y & D_{yp} & D_{yu} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x \\ p \\ u \end{bmatrix} \tag{5.9}$$

où les signaux $x : \Re_+ \to \Re^n$, $u : \Re_+ \to \Re^{n_u}$ et $y : \Re_+ \to \Re^m$ sont respectivement l'état, l'entrée et la sortie du système. Les signaux $p : \Re_+ \to \Re^{n_\Delta}$ et $q : \Re_+ \to \Re^{n_\Delta}$ sont les signaux d'interconnexion du système nominal et de la matrice de gain Δ.

Les signaux d'entrée p et de sortie q sont liés par la relation :

$$p = \Delta \cdot q \tag{5.10}$$

et respectent une propriété de $\{U, V, W\}$-dissipativité instantanée [FOL97]. Cette dernière peut s'exprimer sous la forme d'une contrainte sur la matrice Δ :

$$U \le 0, W \ge 0, \begin{bmatrix} \Delta \\ I \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} U & V \\ V^T & W \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \\ I \end{bmatrix} \ge 0 \tag{5.11}$$

L'élimination des signaux de l'interconnexion p et q conduisent aux équations d'état du système *LPV* suivant :

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ y \end{bmatrix} = \left(\begin{bmatrix} A & B_u \\ C_y & D_{yu} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_p \\ D_{yp} \end{bmatrix} \cdot \tilde{\Delta} \cdot \begin{bmatrix} C_q^T \\ D_{qu}^T \end{bmatrix}^T \right) \begin{bmatrix} x \\ u \end{bmatrix}, \qquad (5.12)$$

$$\tilde{\Delta} = \Delta \cdot (I - D_{qp}\Delta)^{-1}$$

III SOLUTIONS POUR L'INTERACTION ENTRE FACTS ET CHARGES DYNAMIQUES

Comme nous l'avons vu dans la section précédente, nous devons tenir compte des incertitudes des charges dynamiques afin d'éviter leur interaction avec les régulateurs FACTS.

Afin de traiter les incertitudes des modèles de charges, nous considérons essentiellement deux types d'incertitudes:

- incertitudes paramétriques des charges. Un de ces paramètres peut être la constante d'inertie *H* des moteurs à induction. Ceci traduit la diversité des moteurs qui peuvent être liés à un nœud de charge dans un réseau électrique (industriel, résidentiel...).
- erreurs sur l'estimation des caractéristiques de charge ou incertitudes sur la variation de la composition de charge. En fait, dans un nœud de charge, outre les charges du type moteur à induction, il existe d'autres charges tels que l'éclairage qui peuvent avoir de l'importance pour certaines périodes (particulièrement la nuit) et dont les caractéristiques diffèrent de celles des moteurs. Ainsi, nous considérerons qu'une proportion de la puissance dans un nœud de charge est dynamique et représentée par un moteur à induction équivalent et que l'autre partie est statique (éclairage) et représentée par une impédance constante comme le montre la figure V.2.

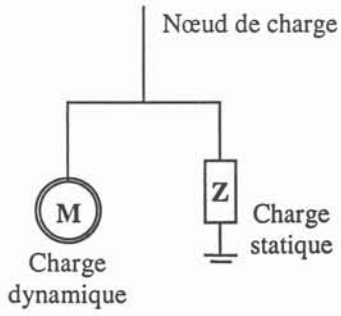


figure V. 2 - Décomposition d'un nœud de charge

La proportion de charge dynamique varie entre 0 et 1 et sera notée pP pour la suite de ce rapport.

On propose deux méthodes pour remédier à l'interaction FACTS-charge dynamique :

- méthode basée sur les sensibilités
- loi de commande robuste basée sur les techniques LMI.

Ces méthodes seront appliquées et testées sur le réseau 4 machines-2 zones. Ce dernier, est équipé d'un STATCOM sur son nœud de charge LB13. Pour une meilleure clarté, nous reprenons de nouveau le schéma de ce réseau (figure V.3) et celui des différentes régulations associées au STATCOM (figure V.4).

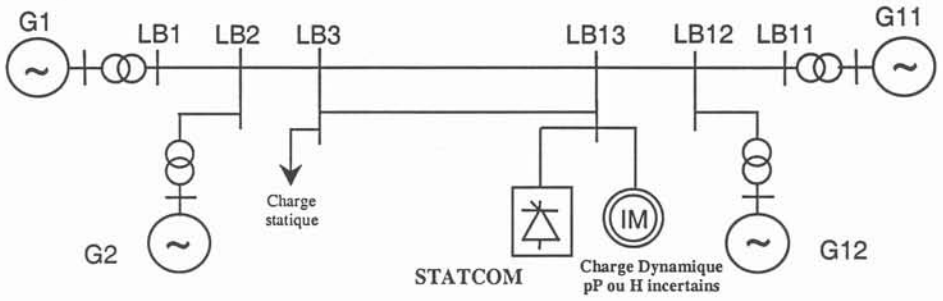


figure V. 3 - Réseau test 4 machines 2 zones

On s'intéressera particulièrement à la boucle d'amortissement des oscillations de puissance qu'on notera PSS (Power System Stabilizer) pour la suite de ce travail.

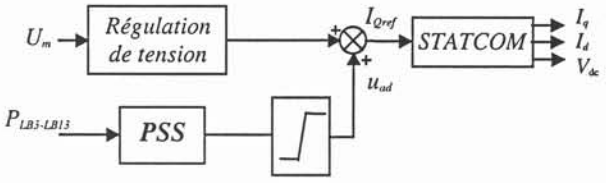


figure V. 4 - STATCOM pour le soutien de tension et l'amortissement des oscillations de puissance

III.1 Méthode basée sur les sensibilités

La technique classique pour calculer un bloc de compensation de phase est basée sur une méthode de sensibilité.

Le facteur de sensibilité d'un mode au gain K du PSS est défini comme suit:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K} = w_i^T B \cdot C\, v_i \tag{5.13}$$

où :

v_i et w_i sont respectivement les vecteurs propres de droite et de gauche associés à la valeur propre λ_i.

B et C sont respectivement la matrice de commande et la matrice de sortie de la représentation d'état du système.

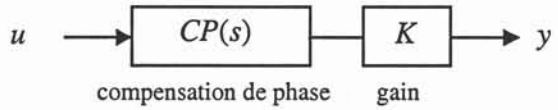


figure V. 5 - Régulation PSS

En décomposant la boucle PSS comme dans la figure V.5, la sensibilité du système en boucle fermée est:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K} = w_i^T B \cdot CP(\lambda_i) \cdot C\, v \tag{5.14}$$

Le but de la compensation de phase est d'obtenir une phase de la sensibilité de la valeur propre du mode critique la plus proche possible de 180°. La phase optimale de compensation est:

$$\angle CP(\lambda_i) = \pm 180° - \angle SE(\lambda_i) \tag{5.15}$$

où :

$$SE(\lambda_i) = w_i^T B \cdot C\, v_i \tag{5.16}$$

Cependant cette technique n'est pas robuste par rapport à la variation des paramètres dynamiques des charges comme nous l'avons montré dans le chapitre IV et comme l'illustre le cas de figure suivant : considérons en fait le réseau test 4 machines-2 zones et calculons les paramètres de la boucle PSS par la technique classique des résidus (ou sensibilité) sur la base d'une proportion de charge dynamique pP=0,5. Nous obtenons le PSS suivant :

$$G_{PC}(s) = 3 \cdot \frac{1 + 0{,}6 \cdot s}{1 + 0{,}07 \cdot s}$$

Pour des proportions de puissance active et réactive égales à 0,65 et 1, nous obtenons les résultats illustrés par la figure V.6. Nous constatons que le réseau avec pP=1 présente des oscillations instables au niveau de la puissance active transitée entre LB13 et LB3 suite à un incident de court-circuit.

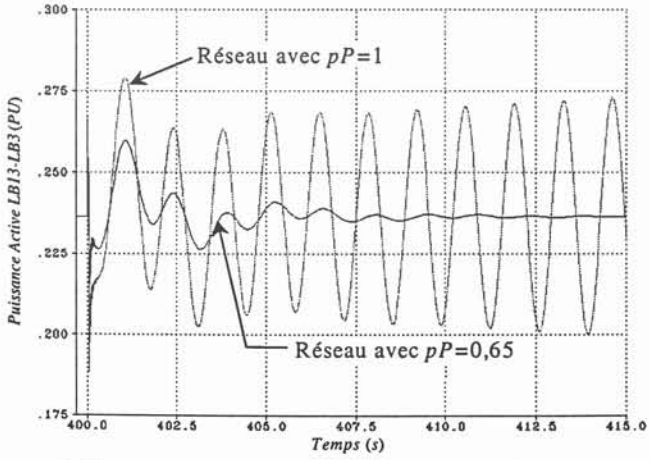


figure V. 6 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

Pour remédier à ce problème, nous proposons deux méthodes dérivées de la méthode de sensibilité classique mais qui présentent l'avantage de prendre en compte les variations de la composition des charges et l'incertitude sur les paramètres de charge :

- méthode de compensation de la moyenne des phases de sensibilité,
- méthode de compensation de la moyenne pondérée des phases de sensibilité [AM00].

III.1.1 Méthode de compensation de la moyenne des phases de sensibilité

La technique classique de compensation de phase basée sur le calcul de la sensibilité du mode critique à une boucle du type PSS du système est valable pour un seul point de fonctionnement et suppose une connaissance certaine du modèle du réseau. En aucun cas elle ne peut traiter de la variation des paramètres du réseau ou des incertitudes de modèles. Or, dans le chapitre IV, nous avons montré que la méconnaissance d'un modèle exact pour les charges du réseau peut réduire l'efficacité des boucles PSS des FACTS à amortir les oscillations de puissance. Comme la modélisation fine des charges est une tache assez difficile et que dans tous les cas le modèle obtenu est forcément entaché d'incertitudes paramétriques, il sera judicieux d'en tenir compte dans le calcul de la boucle PSS des FACTS.

Pour ceci, considérons le cas du réseau test 4 machines-2 zones où la charge est formée de deux composantes : une dynamique et une autre statique et que les proportions de ces deux types de modèles de charge sont inconnues ou ne peuvent être connues du fait de leur variation continuelle dans le temps.

Soit pP la proportion de charge dynamique que l'on suppose complètement inconnue et donc pouvant varier dans l'intervalle $[0,1]$. En examinant la courbe de variation de la phase de sensibilité par rapport à la variation de la proportion de charge dynamique pP de la figure V.7, il apparaît une distance importante entre pP=0 et pP=1.

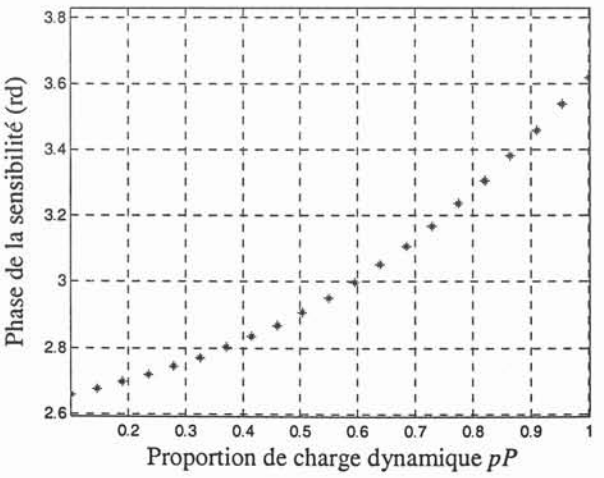


figure V. 7 - Variation de la phase de la sensibilité avec pP.

Une solution à ce problème consiste à calculer la moyenne des phases $\angle CP_a$ des différentes valeurs de sensibilités $\angle CP_i$ possibles. En d'autres termes, il est possible de faire varier la proportion de charge pP sur l'intervalle $[0,1]$ et de calculer à chaque fois la phase de la sensibilité $\angle CP_i$ correspondant à ces N variations. On a alors :

$$\angle CP_a = \frac{\sum_i \angle CP_i}{N} \tag{5.17}$$

avec $N = \sum i$.

Considérant cette méthode, nous obtenons le PSS suivant :

$$G_{PC}(s) = 30 \cdot \frac{1 + 0.22 \cdot s}{1 + 0.19 \cdot s}$$

L'application de ce nouveau PSS au réseau montre une stabilisation du réseau sur tout l'intervalle de variation de pP comme cela apparaît sur la figure V.8. Cependant, des oscillations sensiblement moins amorties persistent pour le cas pP=1 par rapport à pP=0.

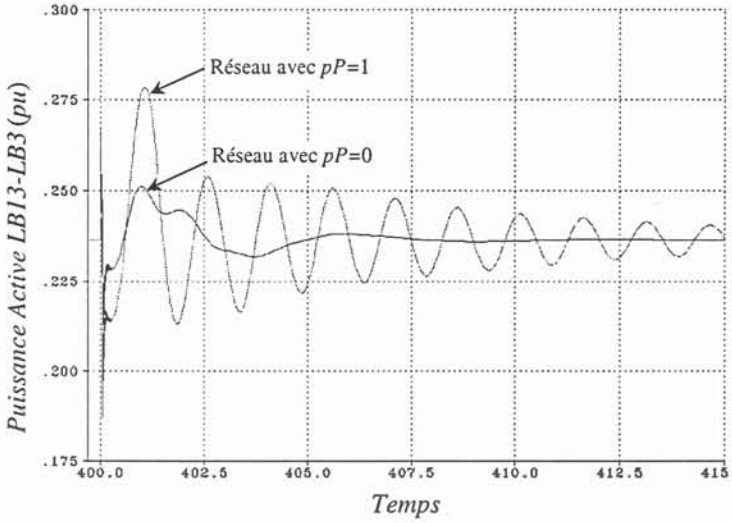


figure V. 8 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

III.1.2 Méthode de compensation de la moyenne pondérée des phases des sensibilités

La méthode de calcul des paramètres du PSS, basée sur la moyenne des phases des sensibilités pour le réseau avec charges dynamiques à paramètres incertains, a permis de stabiliser le système. Toutefois, le correcteur obtenu est assez limité en performances puisque le degré d'amortissement est fortement dépendant des proportions de charge dynamique pP.

Le calcul d'une moyenne simple des phases de sensibilités ne permet donc pas de calculer le PSS optimal rejetant au maximum l'effet de la dynamique de charge. Pour remédier à ce

problème, considérons la courbe de variation de la norme de la sensibilité par rapport aux proportions de charge dynamique dans le nœud de charge de la figure V.9.

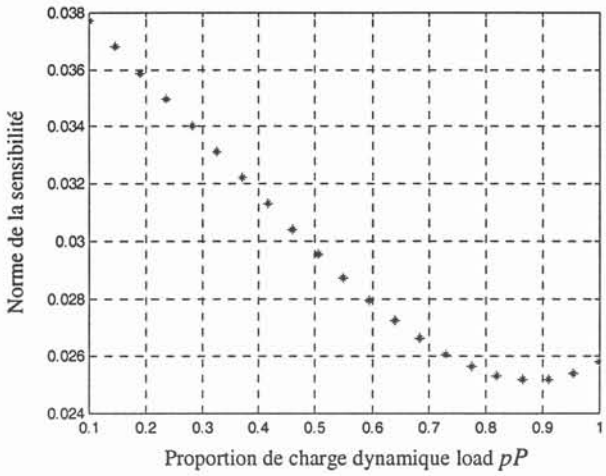


figure V. 9 - Variation de la norme de la sensibilité avec *pP*.

Il apparaît sur cette figure que la norme de cette sensibilité varie aussi avec les proportions de charge dynamique. Il convient alors d'en tenir compte dans le calcul de la phase optimale à compenser.

Nous proposons alors de compenser la phase moyenne pondérée par la norme de la sensibilité. Elle peut être exprimée comme suit:

$$\angle \mathrm{CP}_{\mathrm{wa}} = -acos\left(\frac{\sum_i -\alpha_i \cdot cos(\angle \mathrm{CP}_{\mathrm{i}})}{\sum_i \alpha_i}\right) \tag{5.18}$$

avec $\alpha_i = \|SE_i\|$ la norme de la sensibilité de la valeur propre du mode cible de l'équation (5.16)

Ainsi, nous obtenons le PSS suivant

$$G_{PC}(s) = 30 \cdot \frac{1 + 0.14 \cdot s}{1 + 0.31 \cdot s}$$

Il s'avère sur la figure V.10 que la compensation basée sur la moyenne pondérée est plus efficace que la compensation basée sur la moyenne des phases. Les oscillations sont suffisamment atténuées pour une large bande d'incertitudes.

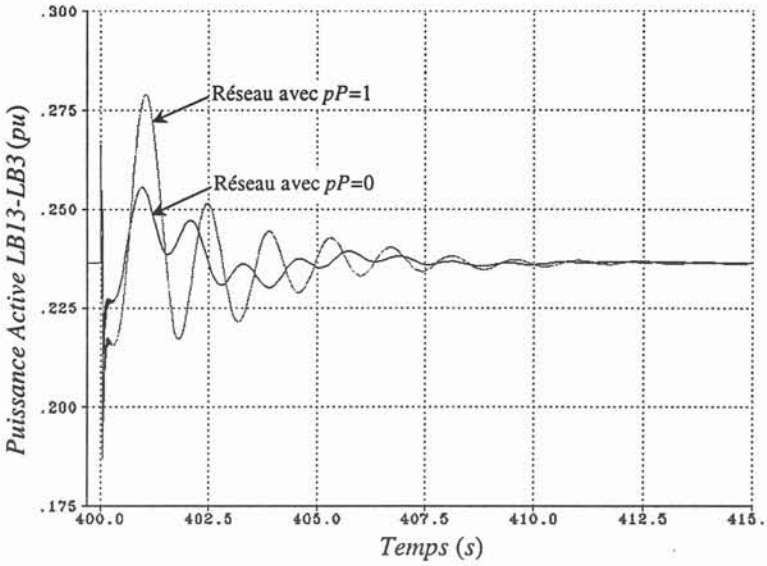


figure V. 10 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

Ceci est confirmé par la figure V.11 qui montre la variation du taux d'amortissement du mode critique en fonction de la proportion de charge dynamique *pP* pour le réseau en boucle ouverte et en boucle fermée avec les deux méthodes énoncées ci dessus.

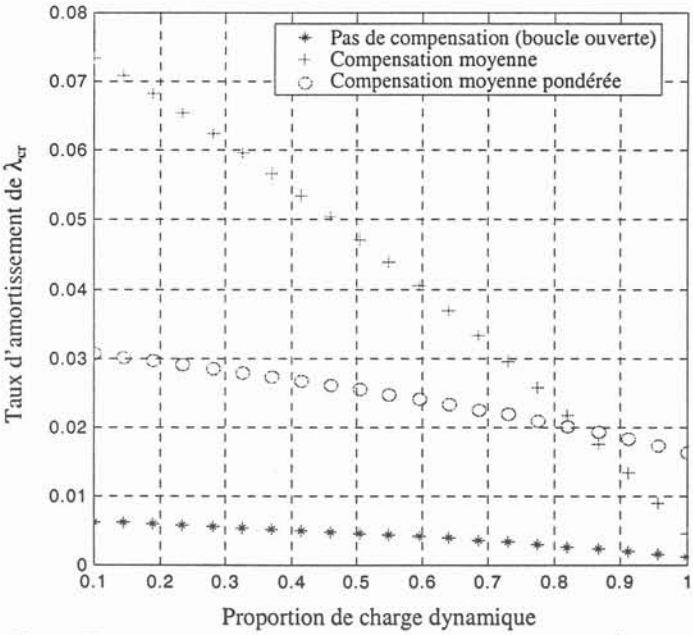


figure V. 11 - Variation du taux d'amortissement de λ_{cr} avec *pP*.

Les courbes de la figure V.12 montrent l'évolution de la puissance active transitée entre les nœuds LB3 et LB13 pour différentes valeurs de proportion de charge dynamique pP allant de 0 à 1. Nous remarquons des performances assez proches en terme d'amortissement pour ces différents cas de figure.

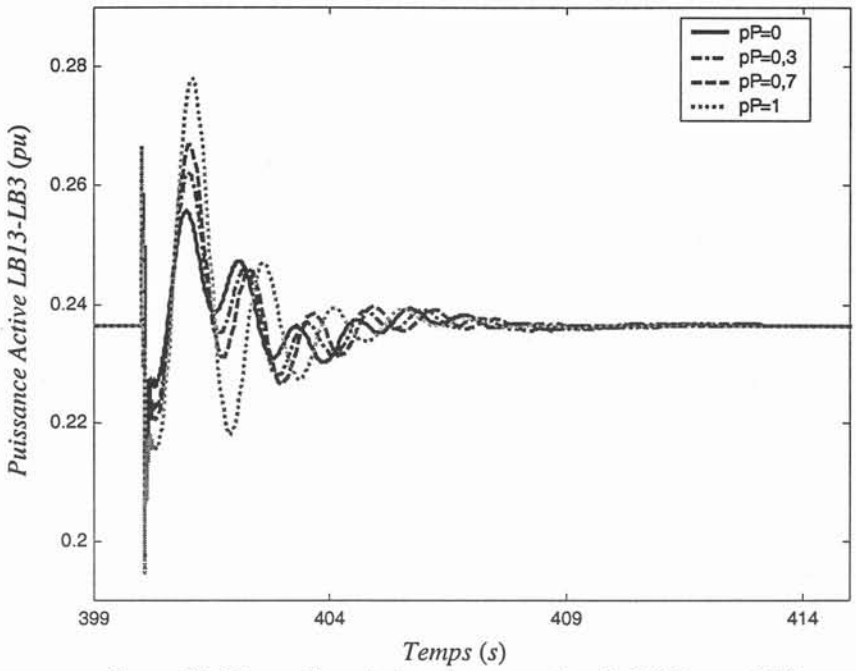


figure V. 12 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

La simulation sur EUROSTAG de l'augmentation de 15 MW de la charge au nœud LB13 permet de tester la robustesse de la méthode des sensibilités moyennes pondérées suite à une perturbation sévère dans le réseau. Il apparaît alors sur la figure V.13 que les oscillations inter-régions restent toujours bien amorti.

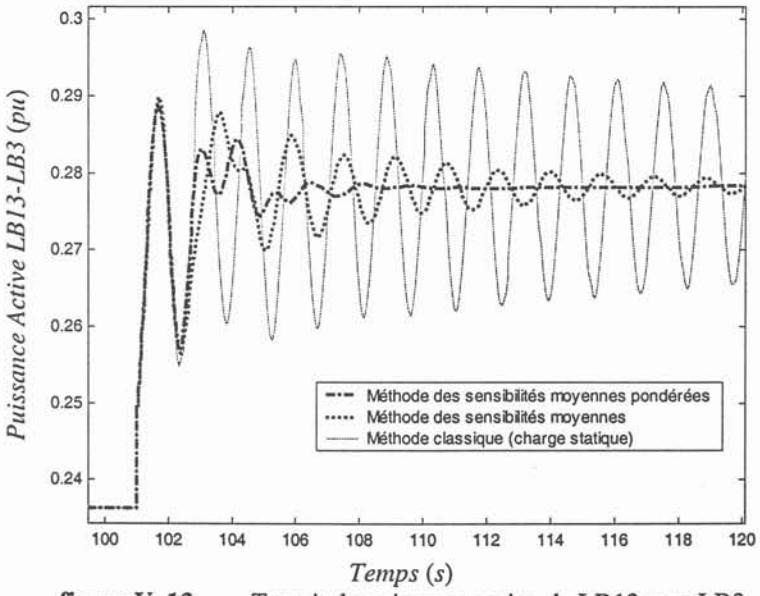


figure V. 13 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

III.2 Méthodes basées sur les techniques LMI

Dans le paragraphe précèdent, nous avons présenté une approche qu'on qualifiera de quasi-robuste permettant de limiter, dans une certaine mesure, l'effet de l'interaction entre les

FACTS et les charges dynamiques. Cette technique basée toujours sur la méthode de sensibilité classique prend en compte le caractère incertain des charges et agit en conséquence pour calculer un régulateur PSS présentant des performances nettement meilleures que celle d'un PSS classique.

En effet, elle assure un certain degré de performance quant à l'amélioration de l'amortissement des oscillations basse fréquence dans le réseau pour différents états de charge. Toutefois, cette méthode ne peut garantir, de façon déterministe, la stabilité puisque aucun critère de stabilité robuste n'intervient dans cette approche.

Actuellement, les lois de commande robustes sont de plus en plus utilisées dans la pratique. On arrive à mieux modéliser les incertitudes avec des représentations variées telles que celles que nous avons présentées dans le § I de ce chapitre. C'est dans ce sens que nous allons, dans le prochain paragraphe, appliquer une de ces lois de commande modernes qui est basée sur les techniques LMI appliquées aux réseaux électriques.

III.2.1 Introduction aux LMIs

Afin de proposer un réglage efficace et robuste, nous avons utilisé une approche basée sur les « inégalités matricielles linéaires » (L*inear Matrix Inequalities* ou *LMIs* en anglais) [BOY94]. L'approche LMI nous permet à la fois de régler un correcteur grâce à un algorithme itératif, en imposant son niveau de performance et de robustesse par l'introduction de la programmation semi-définie (*Semi-Definite Programming* ou *SDP* en anglais). Les LMIs sont introduites comme contraintes convexes des algorithmes SDP, pour lesquels un bon nombre de problèmes de commande de systèmes incertains peuvent être résolus lorsque l'on n'a pas de solution « analytique » [GHA97, SNY99]. L'approche de commande par LMI présente aussi l'avantage de traiter des problèmes de stabilisation multi-critères (robustesse H_2/H_∞, placement de pôles, saturation de commande ...).

III.2.1.1 Définition d'une inégalité matricielle linéaire

Une inégalité matricielle linéaire est une contrainte telle que

$$A(x) = A_0 + x_1 A_1 + \ldots + x_N A_N < 0 \tag{5.19}$$

où $X = (x_1, x_2, \ldots, x_N)$ est un vecteur de scalaires inconnus, $(A_0, A_1, \ldots, A_N)$ sont des matrices symétriques. L'inégalité signifie que les valeurs propres de $A(x)$ sont négatives (la matrice d'état **A** est Hurwitz stable).

Nous pouvons passer des cas $A(x) > 0$ et $A(x) < B(x)$ au cas original (5.19) en écrivant :

$$-A(x) < 0 \text{ et } A(x) - B(x) < 0 \tag{5.20}$$

III.2.1.2 Les problèmes traités par les LMIs

Nous décrivons trois types de problèmes sous contraintes LMI : le problème de faisabilité, le problème de la minimisation des objectifs linéaires et le problème de la minimisation des valeurs propres. Ces problèmes s'expriment respectivement comme suit :

1. Trouver une solution (x) satisfaisant $A(x) < 0$
2. Minimiser $C^T x$ sous $A(x) < 0$
3. Minimiser (λ) tel quel $\begin{Bmatrix} A(x) < \lambda B(x) \\ B(x) > 0 \\ C(x) < 0 \end{Bmatrix}$

III.2.2 Approche basée sur une représentation polytopique non structurée du système incertain

Considérons la représentation générale d'un système à paramètres incertains suivante :

$$\begin{aligned} \dot{X} &= A(\delta)X + B(\delta)u \\ Y &= C(\delta)X + D(\delta)u \end{aligned} \tag{5.21}$$

où $\delta = [\delta_1 \quad \cdots \quad \delta_k]$ sont les paramètres incertains de ce modèle.

Supposons que les incertitudes paramétriques n'affectent que les matrices A et C. C'est le cas pour l'exemple que nous traitons dans cette étude, c'est à dire celui du réseau 4 machines 2 zones muni d'un STATCOM et avec des incertitudes sur les paramètres de la charge dynamique. Les paramètres incertains δ de la charge qui nous intéressent dans cette étude sont :

- H : l'inertie de la charge dynamique,
- pP : la proportion (ou le pourcentage) de charge dynamique dans le nœud de charge.

La représentation d'état du système de l'équation (5.21) devient alors :

$$\begin{aligned} \dot{X} &= A(\delta)X + Bu \\ Y &= C(\delta)X + Du \end{aligned} \tag{5.22}$$

Ces paramètres incertains sont supposés être bornés c'est-à-dire :

$$\delta_{\min} \leq \delta \leq \delta_{\max}$$

La première approche consiste à chercher un retour de sortie dynamique du type LMI robuste par rapport à une variation polytopique de matrices A et C, c'est à dire tel que :

$$A_{\min} \leq A \leq A_{\max} \tag{5.23}$$

$$C_{\min} \leq C \leq C_{\max} \tag{5.24}$$

Les équations (5.23) et (5.24) traduisent la variation d'un seul paramètre à la fois. L'espace d'incertitude est donc formé par deux sommets de polytope.

III.2.2.1 Loi de commande par retour de sorties dynamique d'ordre complet

Considérons le système sans entrées exogènes, ni sorties critiques, ayant la représentation d'état suivante :

$$\begin{bmatrix} \dot{X} \\ Y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X \\ u \end{bmatrix} \tag{5.25}$$

avec :

$X \in \Re^n$ vecteur d'état,

$Y \in \Re^m$ vecteur de sortie,

et $u \in \Re^{n_u}$ vecteur de commande.

Nous allons d'abord examiner une loi de commande par retour de sorties dynamique sous la forme :

$$u = K(Y) \tag{5.26}$$

K est un processus (filtre) dont nous noterons l'état $X_r \in \Re^k$ et pouvant s'écrire avec la représentation d'état linéaire suivante :

$$\begin{aligned} \dot{X}_r &= A_r X_r + B_r Y \\ u &= C_r X_r + D_r Y \end{aligned} \tag{5.27}$$

k est l'ordre du régulateur assurant le retour dynamique de sortie pour le système (5.27). Le cas du retour statique correspond à un ordre $k = 0$. Le cas $k = n$ est qualifié de loi de commande d'ordre plein. Le cas $0 \leq k \prec n$ est qualifié d'ordre réduit.

K est aussi dit gain dynamique du régulateur :

$$K = \begin{bmatrix} A_r & B_r \\ C_r & D_r \end{bmatrix} \tag{5.28}$$

Le système en boucle fermée avec la variable d'état augmentée $\overline{X} = [X \quad X_r]^T \in \Re^{n+k}$ s'écrit alors :

$$\dot{\tilde{X}} = (\tilde{A} + \tilde{B}K\tilde{C})\overline{X} \tag{5.29}$$

avec

$$\tilde{A}=\begin{bmatrix} A & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix}, \tilde{B}=\begin{bmatrix} 0 & B \\ I & 0 \end{bmatrix}, \tilde{C}=\begin{bmatrix} 0 & I \\ C & 0 \end{bmatrix} \tag{5.30}$$

Une condition nécessaire et suffisante de stabilité est qu'il existe $\tilde{S} \in \Re^{n+k}$ tel que :

$$(\tilde{A}+\tilde{B}K\tilde{C})^T \tilde{S} + \tilde{S}(\tilde{A}+\tilde{B}K\tilde{C}) \prec 0, \quad \tilde{S} \succ 0 \tag{5.31}$$

La condition ci-dessus n'est pas une LMI à la fois en $\tilde{S}$ et K, à cause du terme bilinéaire $\tilde{S}\tilde{B}K$. Nous allons cependant transformer cette condition en une autre, qui nous aidera par la suite à obtenir un correcteur à partir de deux problèmes convexes [EGH97]. Pour ceci, considérons le lemme suivant dit lemme d'élimination :

<u>Lemme : (Elimination)</u> [EGH97,FOL97]

Pour des matrices réelles $W = W^T$, M, N de taille appropriée, il existe une matrice réelle K telle que :

$$W + MKN^T + NK^T M^T \prec 0 \tag{5.32}$$

si et seulement s'il existe des matrices U,V telles que :

$$W + MU + U^T M^T \prec 0 \text{ et } W + NV + V^T N^T \prec 0 \tag{5.33}$$

ou encore de manière équivalente, si et seulement si

$$M_\perp^T W M_\perp \prec 0 \text{ et } N_\perp^T W N_\perp \prec 0 \tag{5.34}$$

où $M_\perp$, $N_\perp$ sont des compléments orthogonaux de M et N ($M_\perp$ est une matrice de rang maximal telle que $M_\perp M = 0$).

En appliquant la forme (5.34) de ce lemme avec $W = \tilde{A}^T\tilde{S} + \tilde{S}\tilde{A}$, $M = \tilde{S}\tilde{B}$ et $N = \tilde{C}^T$ à l'équation (5.31) on obtient :

$$(\tilde{B})_\perp (\tilde{A}\tilde{X} + \tilde{X}\tilde{A}^T)(\tilde{B})_\perp^T \prec 0 \tag{5.35}$$

$$(\tilde{C})_\perp (\tilde{A}^T\tilde{S} + \tilde{S}\tilde{A})(\tilde{C})_\perp^T \prec 0 \tag{5.36}$$

$$\tilde{S} \succ 0, \tilde{X} \succ 0 \tag{5.37}$$

$$\tilde{X}\tilde{S} = I \tag{5.38}$$

Au vu de la structure particulière de $\tilde{B}$ et $\tilde{C}$, les deux premières équations s'écrivent :

$$(B)_\perp (AX + XA^T)(B)_\perp^T \prec 0 \tag{5.39}$$

$$(C)_\perp (A^T S + SA)(C)_\perp^T \prec 0 \tag{5.40}$$

Il reste à vérifier :

$$\tilde{S} \succ 0,\ \tilde{X} \succ 0,\ \tilde{X}\tilde{S} = I \tag{5.41}$$

Malheureusement, l'équation $\tilde{X}\tilde{S} = I$ est une contrainte quadratique du type égalité et le problème défini par les équations (5.39), (5.40) et (5.41) ne peut être résolu directement sans recourir à un algorithme itératif pour résoudre cette contrainte.

Certains algorithmes ont été proposés pour la résolution de ce problème dit « non convexe », cependant la convergence n'est pas assurée. Il s'agit en fait d'algorithmes pessimistes surtout pour les systèmes d'ordre élevés. C'est le cas de notre système (plus de 17 états après réduction de modèle).

Toutefois, pour un retour de sortie dynamique d'ordre complet il est possible de se passer de cette contrainte. Pour ceci, considérons le lemme suivant :

Lemme : [EGH97]

Pour toute paire de matrices (X,S) de $\Re^{n\times n}$, il existe une matrice $\tilde{X} \in \Re^{(n+k)\times(n+k)}$ tel que :

$$\tilde{X} = \begin{bmatrix} X & * \\ * & * \end{bmatrix},\ \tilde{X}^{-1} = \begin{bmatrix} S & * \\ * & * \end{bmatrix}$$

si et seulement si X et S vérifient

$$\kappa(X,S) \overset{\Delta}{=} \begin{bmatrix} X & I \\ I & S \end{bmatrix} \geq 0,\ Rank\,\kappa(X,S) = n+k.$$

Notons que pour le cas d'un retour dynamique de sortie d'ordre complet ($k = n$), la condition de rang devient triviale. Ainsi la LMI (5.37) et la contrainte d'égalité (5.38) sont remplacées par l'inégalité matricielle linéaire suivante :

$$\begin{bmatrix} X & I \\ I & S \end{bmatrix} \geq 0 \tag{5.42}$$

Nous pouvons maintenant définir le problème de retour de sortie d'ordre complet avec un système d'inégalités toutes du type LMI et qui s'écrivent :

$$(B)_\perp (AX + XA^T)(B)_\perp^T \prec 0 \tag{5.43}$$

$$(C)_\perp (A^T S + SA)(C)_\perp^T \prec 0 \tag{5.44}$$

$$\begin{bmatrix} X & I \\ I & S \end{bmatrix} \geq 0 \tag{4.45}$$

- **reconstruction des matrices $\tilde{X}$ et $\tilde{S}$, [AIT97]**

Notons tout d'abord que pour obtenir des solutions faisables pour X et S et éviter une saturation de la commande u avec des matrices X et S ayant des normes élevées, nous rajoutons une autre LMI imposant une borne supérieure sur ces matrices et qui s'écrit :

$$trace(X+S) \leq M \tag{5.46}$$

Théorème : [AIT97]

Considérons deux matrices X et S vérifiant le système d'inéquations matricielles (5.43), (5.44), (5.45) et (5.46). Soit α, $0 \leq \alpha < \beta$.

Si les *n-m* valeurs propres de $X - S^{-1}$ sont inférieures ou égales à :

$$\varepsilon_{rof} = \frac{(\beta - \alpha)}{M\|A + \alpha I\|},$$

il existe alors un retour dynamique de sortie d'ordre m tel que les valeurs propres du système en boucle fermée sont toutes à partie réelle inférieure ou égale à $-\alpha$. Le régulateur peut, dans ce cas, être construit comme suit :

- Décomposer $X - S^{-1}$ tel que :

$$X - S^{-1} = RR^T + E, \tag{5.47}$$

avec $0 \leq E \leq \varepsilon_{rof} I$, $R \in \Re^{n \times m}$ vérifiant $R^T R \succ \varepsilon_{rof} I$.

- Soit les matrices $(\tilde{A}, \tilde{B}, \tilde{C})$ définies comme dans l'équation (5.30) et

$$\tilde{X} = \begin{bmatrix} X & R \\ R^T & I \end{bmatrix} \tag{5.48}$$

alors, $\tilde{X} \succ 0$ et le problème LMI (en K) suivant :

$$(\tilde{A} + \tilde{B}K\tilde{C})\tilde{X} + \tilde{X}(\tilde{A} + \tilde{B}K\tilde{C}) + 2\alpha\tilde{X} \leq 0, \tag{5.49}$$

admet une solution.

III.2.2.2 Algorithme pour le calcul d'une loi de commande par LMI du système incertain polytopique

Dans le § II.2.2, nous avons considéré une représentation polytopique de l'incertitude. L'approche que nous considérons dans cette partie consiste à imposer une condition de stabilité au sens de Lyapunov pour les différents points de la représentation polytopique du système incertain (5.22).

Il s'ensuit que les deux sommets du polytope de matrices LTI pour le cas d'un seul paramètre incertain, $S_{\min}$ et $S_{\max}$ vérifient les équations (5.43) et (5.44) avec :

$$S_{\min} = \begin{bmatrix} A_{\min} & B \\ C_{\min} & D \end{bmatrix} \ , \ S_{\max} = \begin{bmatrix} A_{\max} & B \\ C_{\max} & D \end{bmatrix} \tag{5.50}$$

Ainsi l'algorithme pour le calcul des paramètres A_r, B_r, C_r, D_r du régulateur est le suivant :

1ère étape :

Résoudre les LMI fonction de X, S, U, V

- $A_{\min} X + BU + (A_{\min} X + BU)^T \prec 0$
- $SA_{\min} + VC + (SA_{\min} + VC)^T \prec 0$
- $A_{\max} X + BU + (A_{\max} X + BU)^T \prec 0$
- $SA_{\max} + VC + (SA_{\max} + VC)^T \prec 0$
- $\begin{bmatrix} X & I \\ I & S \end{bmatrix} \succ 0$

2ème étape : reconstruction des matrices $\tilde{X}$ et $\tilde{S}$

Fixer α et β et résoudre l'équation en R :

$$X - S^{-1} = RR^T + E$$

$\tilde{X}$ est alors obtenu à partir de :

$$\tilde{X} = \begin{bmatrix} X & R \\ R^T & I \end{bmatrix}$$

3ème étape :

Connaissant $\tilde{X}$, résoudre le problème de réalisabilité LMI :

trouver K tel que :

$$(\tilde{A}_{\min} + \tilde{B}K\tilde{C})\tilde{X} + \tilde{X}(\tilde{A}_{\min} + \tilde{B}K\tilde{C}) \prec 0$$
$$(\tilde{A}_{\max} + \tilde{B}K\tilde{C})\tilde{X} + \tilde{X}(\tilde{A}_{\max} + \tilde{B}K\tilde{C}) \prec 0$$

III.2.3 Approche basée sur une représentation par un système linéaire à paramètres variants

Dans cette approche, nous considérons la commande des systèmes incertains paramétriques. Les techniques proposées utilisent le concept de fonctions de Lyapunov dépendantes des paramètres incertains. Elles permettent d'améliorer d'une manière significative les techniques habituelles de type quadratique en incorporant des informations concernant la rapidité de variation des paramètres. En ce sens, on peut les considérer comme un prolongement de certains travaux en stabilité absolue. Par ailleurs, elles conduisent naturellement à des outils

de construction effective de compensateurs robustes prenant en compte explicitement les incertitudes paramétriques [FOL97].

III.2.3.1 Définition du problème

Nous considérons la représentation *LPV* du système à paramètres incertains décrite dans le §II.3. Les signaux issus du système nominal G sont décrits par les équations d'état :

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ q \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_p & B_u \\ C_q & D_{qp} & D_{qu} \\ C_y & D_{yp} & D_{yu} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x \\ p \\ u \end{bmatrix} \tag{5.51}$$

où les signaux $x : \Re_+ \rightarrow \Re^n$, $u : \Re_+ \rightarrow \Re^{n_u}$ et $y : \Re_+ \rightarrow \Re^m$ sont respectivement l'état, l'entrée et la sortie du système.

Les signaux $p : \Re_+ \rightarrow \Re^{n_\Delta}$ et $q : \Re_+ \rightarrow \Re^{n_\Delta}$ sont les signaux d'interconnexion du système nominal et de la matrice de gain Δ liés par la relation :

$$p = \Delta q \tag{5.52}$$

L'objectif de ce problème de synthèse est de déterminer la loi de commande par retour de sortie K d'ordre complet n, décrite par les équations :

$$\begin{bmatrix} \dot{\bar{x}} \\ u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{x} \\ y \end{bmatrix} \tag{5.53}$$

avec $\bar{x} : \Re_+ \rightarrow \Re^n$: état de la loi de commande où $\bar{A}$, $\bar{B}$, $\bar{C}$ sont des matrices constantes de tailles appropriées qui assurent que le système en boucle fermée (voir figureV.14) vérifie les critères de performance et de robustesse souhaités.

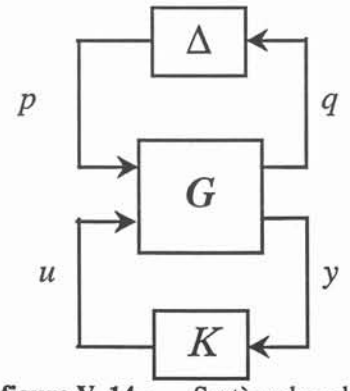


figure V. 14 - Système bouclé

Comme dans le cas de la représentation polytopique des incertitudes, nous ne considérons que le cas d'un retour de sortie d'ordre complet.

Soit :

$$\tilde{A} = \begin{bmatrix} A & B_u\overline{C} \\ \overline{B}C_y & \overline{A} + \overline{B}D_{yu}\overline{C} \end{bmatrix},\ \tilde{B}_p = \begin{bmatrix} B_p \\ \overline{B}D_{yp} \end{bmatrix},\ \tilde{C}_q = \begin{bmatrix} C_q & D_{qu}\overline{C} \end{bmatrix},\ \tilde{D}_{qp} = D_{qp} \qquad (5.54)$$

Le système LPV en boucle fermée avec la loi de retour de sortie (5.53) est régi par les équations d'état avec $x = \begin{bmatrix} x^T & \overline{x}^T \end{bmatrix}^T$:

$$\dot{\tilde{x}} = \tilde{A}(\Delta)\cdot\tilde{x} = [\tilde{A} + \tilde{B}_p \cdot \Delta \cdot (I - \tilde{D}_{qp}\Delta)^{-1}\tilde{C}_q^T]\cdot\tilde{x} \qquad (5.55)$$

où Δ est contrainte à l'inégalité quadratique qui définit les bornes de l'incertitude:

$$U \le 0, W \ge 0, \begin{bmatrix} \Delta \\ I \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} U & V \\ V^T & W \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \\ I \end{bmatrix} \ge 0 \qquad (5.56)$$

Le système (5.55) est stable s'il existe une matrice symétrique définie positive $\tilde{P} \in \Re^{n\times n}$ telle que :

$$\tilde{A}(\Delta)^T \cdot \tilde{P} + \tilde{P}\cdot\tilde{A}(\Delta) \prec 0 \qquad (5.57)$$

Les étapes d'analyse de stabilité et de calcul de la loi de commande par retour dynamique de sortie du système (5.51) ne seront pas détaillées dans ce paragraphe. Plus de détails de calcul sont exposés dans [FOL97].

III.2.3.2 Algorithme pour le calcul d'une loi de commande par LMI du système incertain LPV

Pour le calcul de la loi de commande, nous considérons le cas où $D_{qp} = 0$ et $D_{yp} = 0$. Nous suivrons ensuite les étapes suivantes :

1ère étape : déterminer *U*, *V*, *W* vérifiant la contrainte :

$$U \le 0, W \ge 0, \begin{bmatrix} \Delta \\ I \end{bmatrix}^T \begin{bmatrix} U & V \\ V^T & W \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \\ I \end{bmatrix} \ge 0 \qquad (5.58)$$

- Si nous considérons le cas ou Δ admet une structure diagonale, c'est à dire :

$$\Delta = diag(\delta_1, \ldots, \delta_k)$$

avec $\delta_1, \ldots, \delta_k$ des scalaires bornés vérifiant : $a_i \le \delta_i \le b_i$, alors les matrices *U*, *V*, *W* s'écrivent :

$$U = diag(u_i),\ V = diag(v_i),\ W = diag(w_i)$$

avec : $(u_i, v_i, w_i) = (-2, a+b, -2ab)$.

- quand Δ est une matrice de gain bornée unitairement en norme $\|\Delta\| \le 1$, on a :

$$(U,V,W) = (-I,0,I)$$

2ème étape : résoudre les LMI suivantes :

trouver les matrices $P = P^T \succ 0$, $Q = Q^T \succ 0$, Y, Z, S, T telles que :

$$\begin{bmatrix} A^T P + PA + ZC_y + C_q^T SWC_q & PB_p + C_q^T SV \\ B_p^T P + SV^T C_q & US \end{bmatrix} \prec 0 \tag{5.59}$$

$$\begin{bmatrix} QA^T + AQ + B_u Y + Y^T B_u^T & QC_q^T W & B_p T + QC_q^T V \\ WC_q Q & -WT & 0 \\ TB_p^T + V^T C_q Q & 0 & TU \end{bmatrix} \prec 0, \tag{5.60}$$

et assurant la contrainte du type égalité suivante :

$$ST = I \tag{5.61}$$

L'équation (5.61) n'étant pas une LMI, le problème d'optimisation proposé n'est pas alors convexe. Pour résoudre ce problème, nous utilisons un algorithme basé sur " le problème de complémentarité conique " que nous présentons en annexe D.

3ème étape : les matrices $\overline{A}$, $\overline{B}$, $\overline{C}$ de la loi commande par retour de sortie dynamique sont ensuite calculées par les relations suivantes :

$$\begin{aligned} \overline{A} = M^{-1}[&PA + A^T Q^{-1} + PB_u YQ^{-1} + ZC_y + C_q^T WSC_q \\ &-(PB_p + C_q^T VS)(US)^{-1}(B_p^T Q^{-1} + VSC_q)] \end{aligned} \tag{5.62}$$

$$\overline{B} = M^{-1} Z \tag{5.63}$$

$$\overline{C} = -YQ^{-1} M^{-1} \tag{5.64}$$

III.2.4 Réductions de modèles pour le calcul des boucles d'amortissement des oscillations de puissance

Pour l'application des techniques LMI au calcul des boucles d'amortissement des oscillations de puissance, nous utilisons la boîte à outils « LMI Control » du logiciel Matlab. La convergence des algorithmes Matlab pour la résolution des problèmes d'optimisation avec contraintes du type LMI, basée sur la programmation semi-définie (*SDP*) est fortement dépendante du nombre de contraintes LMI imposées à la loi de commande et surtout de l'ordre de la matrice d'état du système. Or, le nombre de variables d'état dans les réseaux électriques est généralement élevé (50 états pour le réseau test 4 machines-2 zones). Ceci pose des problèmes, non seulement pour le calcul du correcteur mais aussi pour sa mise en œuvre puisque, comme nous l'avons évoqué précédemment, nous calculerons des lois de commande

par retour de sortie dynamique d'ordre complet. Il conviendra alors de réaliser dans un premier temps la réduction de modèle du réseau en boucle ouverte.

Ensuite et dans une autre étape, il s'agit de réduire aussi l'ordre du régulateur obtenu. En fait, ce dernier sera du même ordre que le système (réduit) et il est toujours préférable d'obtenir des régulateurs d'amortissement des oscillations de puissance d'ordre assez réduit (ordre 6 au maximum) comme c'est le cas pour les boucles PSS classiques.
En prenant en compte les caractéristiques des systèmes (commandabilité, observabilité, valeurs propres), différentes techniques ont été proposées pour réduire l'ordre d'un modèle d'état linéaire. Quelques-unes sont générales et applicables à tout système linéaire, telles que la réduction par réalisations équilibrées [MOO81] et la réduction par réalisations non-équilibrées [SAF89, SAN96].
D'autres méthodes sont des approches spécifiques pour la modélisation dynamique des réseaux électriques, ce sont : la méthode de sélection des modes (SMA) [PER82] et les modèles réduits en conservant la structure du réseau [FEL88]. Ces différentes techniques ont été développées essentiellement pour l'analyse de stabilité ou pour les simulations. Il s'agit de méthodes de réduction par des équivalents dynamiques comme :

- l'analyse de la cohérence des groupes des générateurs [GER78],
- l'analyse modale [OLI88],
- l'approche par l'identification paramétrique [YU79]....

Les techniques SMA et de conservation de la structure du réseau électrique sont basées sur la conservation de la dynamique de l'angle du rotor et de la vitesse angulaire des générateurs, donc elles négligent les effets induits par les systèmes de régulation [RIO97]. Les équivalents dynamiques conduisent à des systèmes réduits pour la simulation, mais ils ne sont pas pratiques pour le calcul des correcteurs qui nous intéressent dans cette étude [RIO97].

Par contre, les techniques de réduction d'une réalisation équilibrée ou non-équilibrée conduisent à des modèles d'ordre réduit avec de très bonnes réponses temporelles et fréquentielles par rapport aux réponses du modèle d'ordre complet [SNY99]. C'est particulièrement ces deux méthodes que nous présenterons dans ce rapport et que nous utiliserons par la suite pour la synthèse de correcteurs réduits par LMI. Les méthodes de réduction de modèles et les détails des calculs utilisés dans cette partie sont exposés en annexe C.

III.2.5 Pré et post-compensation du processus en boucle ouverte

Le réglage des performances est obtenu grâce un modelage en boucle ouverte du processus avant de calculer le correcteur. Il s'agit en fait d'ajouter à la matrice de transfert $G(s)$ du système à réguler un pré-compensateur $W_1(s)$ et / ou un post-compensateur $W_2(s)$, de sorte que le système augmenté $G_a(s) = W_2 \cdot G(s) \cdot W_1(s)$ présente un comportement en fréquence satisfaisant. (figureV.15)

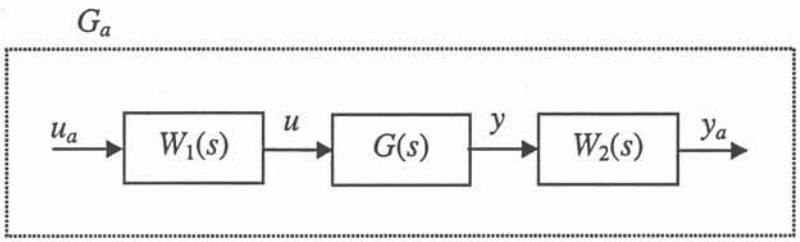


figure V. 15 - Pré et post-compensation du processus en boucle ouverte.

Typiquement, on applique un filtre passe-bas W_2 pour le signal de sortie pour éliminer l'effet du PSS à haute fréquence et un filtre passe-haut W_1 pour éliminer l'erreur statique [SHI99] :

$$W_2 = \frac{1}{1 + 0.06s + 0.0017s^2}, \qquad W_1 = \frac{5s}{1+5s} \tag{5.65}$$

Ces deux filtres sont identiques à ceux qu'on utilise dans un PSS classique calculé par les techniques des résidus.

III.2.6 Etapes de dimensionnement des boucles d'amortissement des oscillations de puissance par LMI

La procédure suivie pour le dimensionnement des boucles d'amortissement des oscillations de puissance par LMI est la suivante :

1. Création du modèle complet du réseau test sous Eurostag
   - Le modèle linéaire fourni par Eurostag est sous la forme Jacobienne suivante :

$$\dot{X} = M \cdot X + N \cdot Z$$
$$0 = P \cdot X + Q \cdot Z$$

X : variables d'état différentielles.

Z : variables d'état algébriques.

2. Création d'un modèle de représentation d'état sous la forme :

$$\dot{X} = A\,X + B\,u$$

$$y = C\,X + D\,u$$

3. Analyse petits signaux du modèle complet
   - valeurs propres (fréquence, taux d'amortissement)
   - facteurs de commandabilité
   - facteurs de observabilité
   - résidus
4. Réduction d'ordre du modèle du réseau (Matlab)
5. Comparaison des modèles complet et réduit du réseau
   - valeurs propres
   - lieu de bode
6. Dimensionnement du correcteur d'ordre complet avec les algorithmes LMI (Matlab)
   - détermination des incertitudes du système
   - mise en forme des contraintes sous LMI
7. Réduction d'ordre du correcteur sous Matlab
8. Vérification des performances dynamiques en linéaire (petites perturbations) du réseau + correcteur sous Matlab
   - modèle réduit du réseau + modèle complet du correcteur
   - modèle complet du réseau + modèle réduit du correcteur
9. Implantation du modèle réduit du correcteur sous Eurostag
10. Vérification des performances dynamiques en non-linéaire (grandes perturbations) du réseau + correcteur sous Eurostag (simulation d'incident sur le réseau).

III.2.7 Application de l'approche polytopique au cas d'incertitude sur la constante d'inertie H

Nous considérons le cas du réseau test 4 machines 2 zones. La charge au nœud LB13 est supposée être dynamique qu'on représentera par un moteur à induction équivalent. Cependant, la constante d'inertie H de ce moteur est incertaine mais bornée : $0.5 \leq H \leq 5$.

Le calcul d'une boucle d'amortissement des oscillations de puissance par les techniques classiques de sensibilité sur la base d'une constante d'inertie H=3 conduit au PSS suivant :

$$G_{PSS}(s) = 44 \cdot \frac{1+0.09 \cdot s}{1+0.5 \cdot s}$$

L'application de ce correcteur au réseau test montre des oscillations moins amorties dans le cas d'une faible constante d'inertie (H=0,5) comme cela apparaît sur la figure V.16.

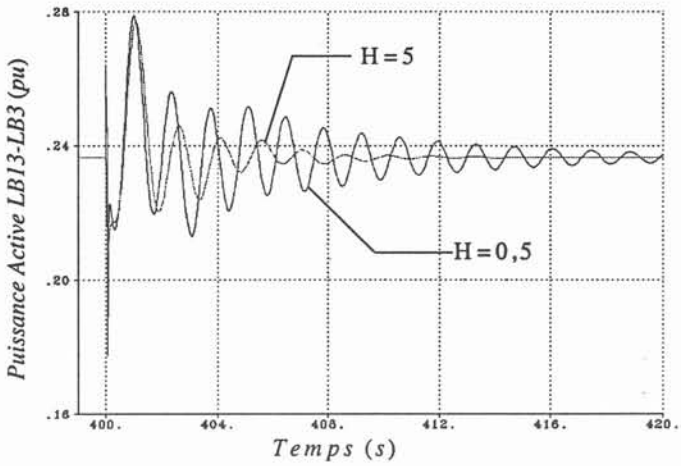


figure V. 16 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

Dans le but d'améliorer les performances de la boucle d'amortissements des oscillations en terme de robustesse par rapport à l'incertitude sur la constante d'inertie H, nous cherchons à appliquer l'approche par LMI basée sur une représentation polytopique du système incertain.

Afin de garantir un certain degré de performance au système en boucle fermé, nous imposons en plus de contraintes de stabilité sur tout l'intervalle de variation de H, une autre contrainte de placement de pôles. Il s'agit en fait de placer tous les pôles du système en boucle fermée dans le demi plan complexe $x \leq -0{,}15$ le secteur conique d'angle $0{,}49 \cdot \pi$. Pour plus de détails sur la formulation par des inégalités matricielles linéaires (LMI) des contraintes de placement de pôles, se référer à l'annexe D.

Nous obtenons, après réduction à l'ordre 3, le correcteur suivant :

$$G_{PSS}(s) = \frac{-166{,}23\,(s-0{,}13)\,(s-12{,}12)}{(s+0{,}58)\,(s^2+14{,}73s+104{,}5)}$$

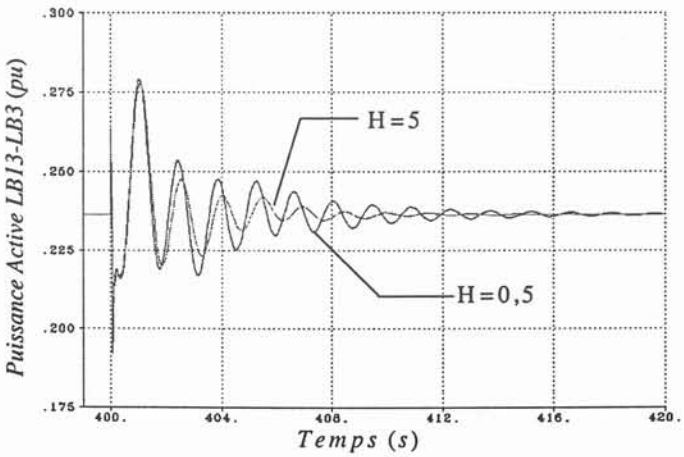


figure V. 17 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

En conséquence, le réseau présente des performances meilleures par rapport au cas précédent comme cela apparaît sur la figure V.17. En effet, on constate que le correcteur calculé par la méthode LMI polytopique assure un amortissement satisfaisant des oscillations de puissance et ceci sur tout l'intervalle de variation de *H*.

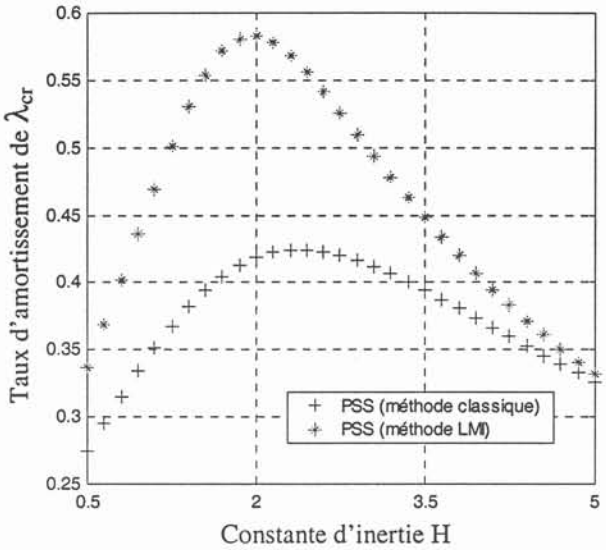


figure V. 18 - Variation du taux d'amortissement en fonction de la constante d'inertie

La figure V.18 montre la sensibilité du taux d'amortissement du mode inter-régions à la variation de la constante d'inertie *H* de la charge dynamique. Nous pouvons constater que le taux d'amortissement dans le cas d'une boucle PSS d'amortissement des oscillations de puissance reste supérieur à 0,34 sur toute la plage de variation de *H* contrairement au cas de la méthode classique (méthode des résidus).

III.2.8 Application de l'approche polytopique au cas d'incertitude sur les proportions de charge dynamique

III.2.8.1 Méthode LMI

Nous considérons le cas où le réseau présente une incertitude sur la proportion *pP* de charge dynamique. Le calcul d'un compensateur PSS non robuste par LMI, c'est à dire pour un système certain, (par exemple un système de référence correspondant à *pP*=0,5), conduit au PSS suivant :

$$G_{PSS}(s) = \frac{3.26\,(1+0.38\cdot s)}{(1+0.051\cdot s+0.025\cdot s^2)}$$

L'application de ce PSS au réseau pour différentes valeurs de *pP* ={0 ;0,5 ;1} montre que des oscillations basses fréquences persistent pour le cas pP=1 (figure V.19).

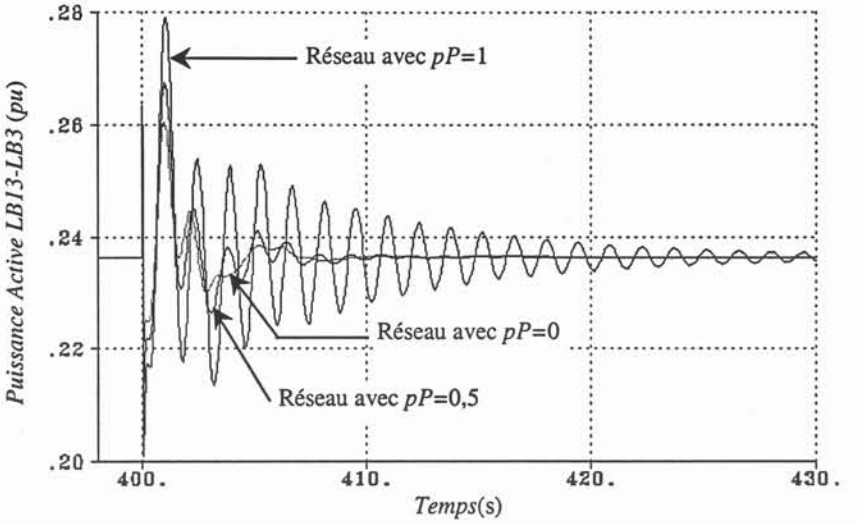


figure V. 19 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

Il s'avère alors nécessaire de calculer un PSS robuste permettant de tenir compte de la variation du paramètre *pP*. En appliquant l'algorithme LMI traitant des incertitudes polytopiques pour $pP \in [0,1]$, nous n'obtenons pas de solution.

Nous proposons alors la méthode suivante que nous qualifierons « d'hybride».

III.2.8.2 Méthode hybride

L'application de la commande par LMI au réseau avec une représentation polytopique de l'incertitude a montré ces limites quant à la convergence de l'algorithme pour une large bande d'incertitude. En effet, cet algorithme basé sur des LMI n'offre de solution que pour un intervalle étroit dans le cas où *pP* est incertain.

Pour remédier à ce problème, on propose de déterminer par la méthode de sensibilité la valeur du ou des paramètres incertains où le PSS réalise une compensation optimale pour le système incertain. On dimensionnera ensuite par LMI le correcteur robuste correspondant à l'intervalle d'incertitude assurant la convergence de l'algorithme du § III.2.2.2.

Algorithme

L'algorithme proposé pour cette méthode peut être résumé comme suit :

1- définir les sommets du polytope du système incertain :

$$\dot{X} = A(pP_{\min})X + B(pP_{\min})u \qquad \dot{X} = A(pP_{\max})X + B(pP_{\max})u$$

$$Y = C(pP_{\min})X + D(pP_{\min})u \qquad Y = C(pP_{\max})X + D(pP_{\max})u$$

2- calculer par la méthode des sensibilités moyennes pondérées la phase optimale CP_{po} à compenser pour une variation de *pP* dans l'intervalle $[pP_{\min}, pP_{\max}]$:

$$\angle CP_{po} = -acos\left(\frac{\sum_i -\alpha_i \cdot cos(\angle CP_i)}{\sum_i \alpha_i}\right)$$

3- dimensionner le correcteur qui compense cette phase et garantit une marge de robustesse par la méthode LMI polytopique dont l'algorithme est présenté dans III.2.2.2. Il s'agit en fait d'appliquer le même algorithme mais pour une plage d'incertitude plus réduite afin de garantir en même temps la robustesse et la convergence de l 'algorithme.

Validation

Pour $pP \in [0,1]$, la phase optimale correspondante est $\angle CP_{po} = -0{,}33\,\text{rd}$ pour pP=0,91 et le PSS correspondant réduit au 3ème ordre est :

$$G_{PSS}(s) = \frac{0.31}{1+0.05\cdot s} \cdot \frac{s^2+2.45\cdot s+49.05}{1+0.036\cdot s+0.025.s^2}$$

En conséquence, de meilleures performances en terme d'amortissement du mode critique sont obtenues en appliquant cette technique, comme le montre la figure V.20.

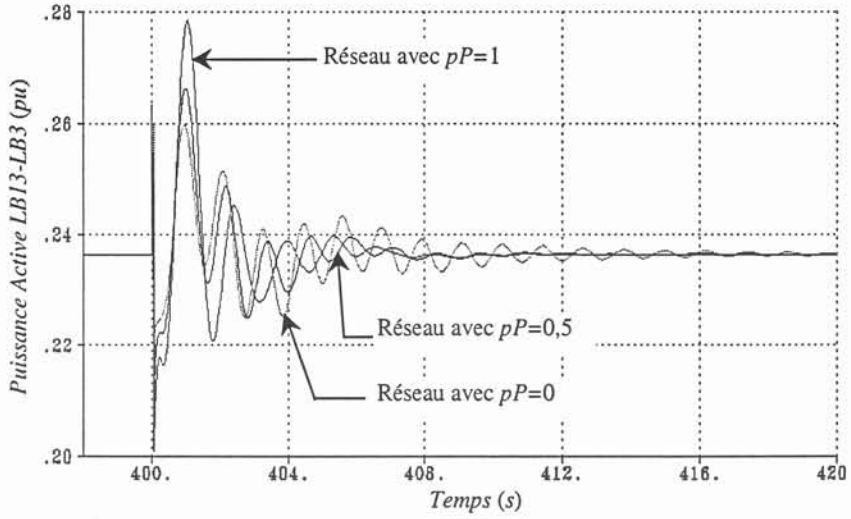


figure V. 20 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

Sur la figure V.21, on peut remarquer que le mode inter-régions est moins sensible à la variation de la proportion de la charge dynamique dans le cas de la méthode "hybride" par rapport au cas de l'approche classique par les sensibilités. En effet, le déplacement de la partie réelle de ce mode est moins important dans le cas de la méthode LMI "hybride" que celui de la méthode classique des sensibilités.

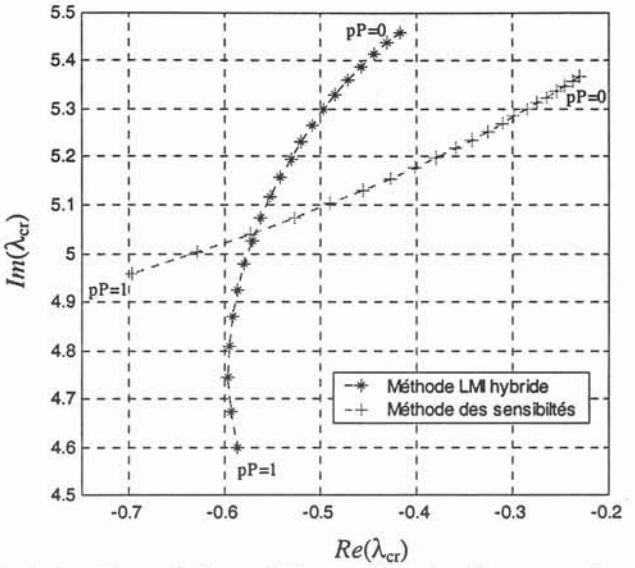


figure V. 21 - Évolution du mode inter-régions en fonction des proportions de charge dynamique

L'avantage de la méthode "hybride" est qu'elle tire profit de la simplicité de la méthode des sensibilités moyennes pondérées pour le calcul de la phase optimale à compenser mais aussi des garanties de robustesse qu'offre la méthode LMI.

Les simulations d'une variation de charge de 25 MW au nœud LB13 à l'instant 100s montre des oscillations mal amorties avec un dépassement important pour le cas de la méthode des sensibilités moyennes pondérées (figure V.22). Quant à la méthode LMI "hybride", et malgré la sévérité du défaut que subit le réseau (augmentation de 100% de la puissance active transmise sur la ligne LB3-LB13), on obtient toujours des bonnes performances en terme d'amortissement du mode inter-région. Le correcteur LMI assure un haut degré de robustesse par rapport aux perturbations subies par le réseau. En effet, la méthode LMI "hybride" assure un compromis performance-robustesse que la méthode des résidus ne peut garantir.

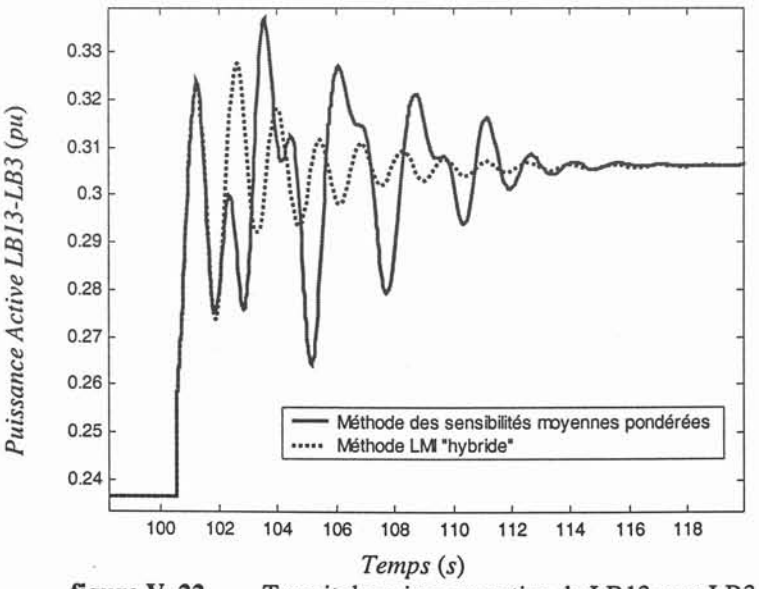


figure V. 22 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

III.2.9 Application de l'approche *LPV* au réseau test avec incertitude paramétique sur la constante d'inertie H de la charge dynamique

III.2.9.1 Formulation du problème

Si nous considérons le réseau test 4 machines-2 zones avec une charge dynamique sur le nœud LB13 du type moteur à induction équivalent avec une constante d'inertie H comme paramètre incertain, mais borné :

$$H_{\min} \leq H \leq H_{\max} \tag{5.66}$$

Le système formé du réseau et de la charge dynamique peut être représenté par les équations d'état suivantes :

$$\begin{aligned} \dot{x} &= A(H) \cdot x + B_u \cdot u \\ y &= C_y \cdot x \end{aligned} \tag{5.67}$$

Remarquons que l'incertitude paramétrique n'affecte que la matrice d'état $A(H)$. L'examen de la matrice $A(H)$ montre que cette dernière dépend linéairement de $1/H$ et s'écrit :

$$A(H) = A_{nom} + \Delta A = A_{nom} + \delta \cdot A_0 \tag{5.68}$$

avec le changement de variable suivant :

$$\delta = \frac{1}{H} - (\frac{h_{\max} - h_{\min}}{2}) \tag{5.69}$$

où :

$$\begin{aligned} & h_{\min} = \frac{1}{H_{\max}},\ h_{\max} = \frac{1}{H_{\min}}, \\ & \delta_{nom} = \frac{h_{\max} + h_{\min}}{2}, \\ & A_{nom} = A(\delta = \delta_{nom}),\ A_0 = \begin{bmatrix} 0_{n-1,n} \\ A_{0,n} \end{bmatrix}. \end{aligned}$$

$0_{n\text{-}1,n}$ étant une matrice nulle de taille (n-1,n), et $A_{0,n}$ est un vecteur ligne constant indépendant du paramètre incertain h.

Les conditions de bornes sur le paramètre incertain deviennent alors :

$$-(\frac{h_{\max} - h_{\min}}{2}) \leq \delta \leq (\frac{h_{\max} - h_{\min}}{2})$$

Nous pouvons maintenant écrire le système (5.60) sous la forme *LPV* suivante :

$$\begin{aligned} \dot{x} &= (A + B_p \cdot \Delta \cdot C_q) \cdot x + B_u \cdot u \\ y &= C_y \cdot x \end{aligned} \tag{5.70}$$

avec $B_p = [0 \quad \cdots \quad 0 \quad 1]^T$, $C_q = A_{0,n}$, $\Delta = \delta$

ou également :

$$\begin{bmatrix} \dot{x} \\ q \\ y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B_p & B_u \\ C_q & 0 & 0 \\ C_y & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x \\ p \\ u \end{bmatrix} \tag{5.71}$$

$$p = \Delta \cdot q \tag{5.72}$$

sous la contrainte :

$$-a \leq \Delta \leq a \tag{5.73}$$

avec : $a = \dfrac{h_{\max} - h_{\min}}{2}$

III.2.9.2 Validation de l'approche sous Matlab

Cet algorithme a été mis en application et testé sur le réseau test 4 machines- 2 zones avec des incertitudes sur le paramètre H (constante d'inertie du moteur à induction). Nous supposons comme dans le § III.2.7 que la constante d'inertie H varie entre 0,5s et 5s.

Nous commençons d'abord par une réduction de modèle du système en boucle ouverte. Ainsi, nous utilisons l'algorithme de Moore pour l'obtention d'une réalisation équilibrée. Les lieux de Bode de la figure V.23 montrent que le système réduit d'ordre 19 permet une approximation acceptable du système d'ordre complet (48 états).

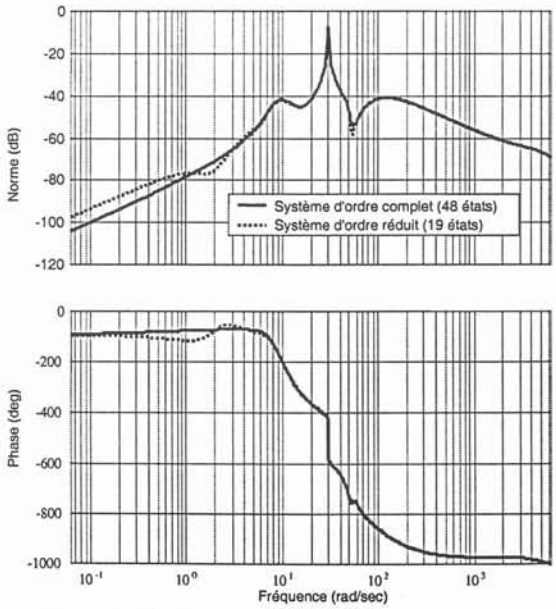


figure V. 23 - Lieux de Bode des modèles d'ordre complet et réduit du réseau.

Nous appliquons ensuite l'algorithme du § III.2.3.2 au système réduit et augmenté des deux filtres passe haut W_1 et passe bas W_2. Nous obtenons un régulateur PSS d'ordre 22. Notons que l'algorithme ne converge pas pour le système non augmenté.

La réduction à l'ordre 2 par la méthode de Hankel du PSS obtenu donne lieu au PSS réduit dont la fonction de transfert est la suivante :

$$G_{PSS\ \text{réduit}}(s) = \frac{28{,}54\ (s+19{,}13)}{(s^2+2{,}08\ s+51{,}27)}$$

La figure V.24 illustre le lieu de Bode du PSS d'ordre complet et celui d'ordre réduit.

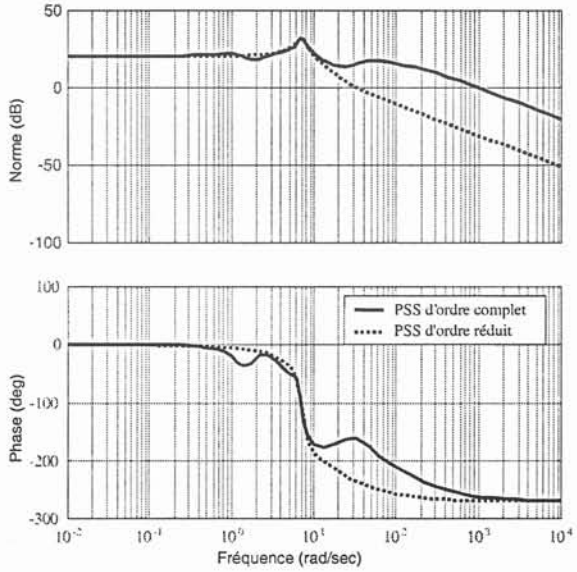
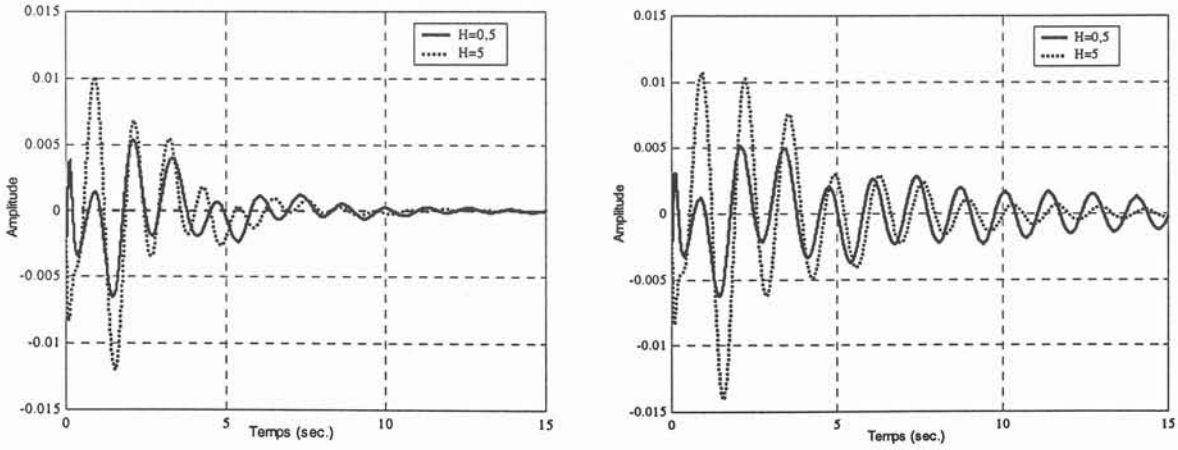


figure V. 24 - Lieux de Bode des modèles d'ordre complet et réduit du PSS.

Sur la figure V.25, on remarque que le régulateur PSS obtenu réalise de bonnes performances pour les deux cas (H=0,5s et H=5s) en terme d'amortissement et de robustesse comparé à un PSS ne tenant pas compte de l'incertitude sur la constante d'inertie H.



(a) PSS robuste (b) PSS non robuste

figure V. 25 - Réponse indicielle du système en boucle fermée.

III.2.9.3 Validation de l'approche sous Eurostag

A- Performance

Pour tester les performances de la méthode LMI basée sur une représentation LPV du système incertain, nous considérons le cas d'une charge dynamique avec une constante d'inertie H=1,5. On peut remarquer alors des performances nettement meilleures en terme d'amortissement dans le cas d'un correcteur LMI-LPV robuste comparé à celui d'un PSS classique non robuste comme le montre la figure V.26.

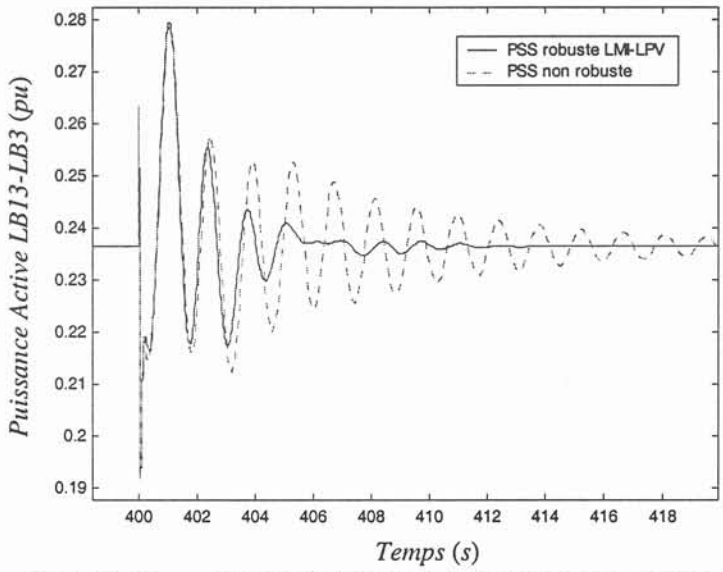


figure V. 26 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

B- Robustesse par rapport à l'incertitude paramétrique

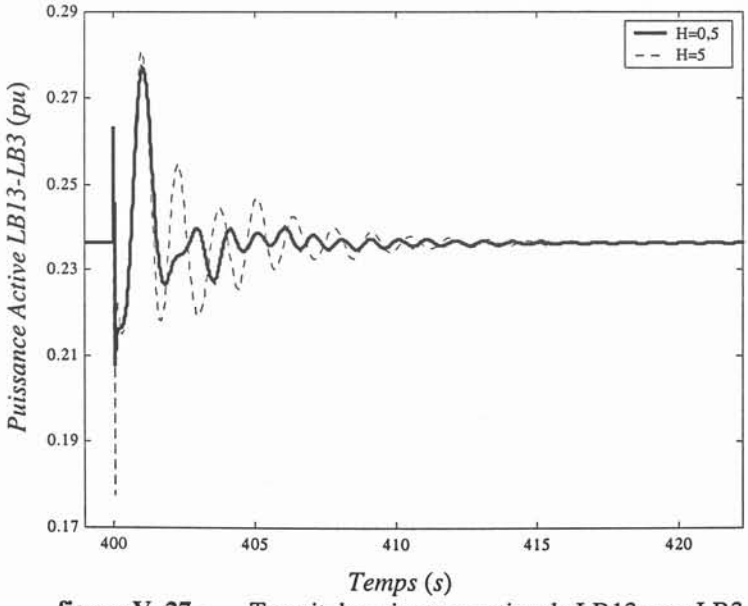


figure V. 27 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

On remarque sur la figure V.27 que le réseau présente des oscillations bien amorties aussi bien pour le cas de charge à dynamique lente (H=5) que celui de la dynamique rapide (H=0.5).

En comparant les performances des trois méthodes de dimensionnent des boucles d'amortissement des oscillations de puissance, nous constatons que la méthode LMI basée sur une représentation LPV du système incertain garantit une marge de robustesse en performances supérieure au deux autres méthodes (figure V.28).

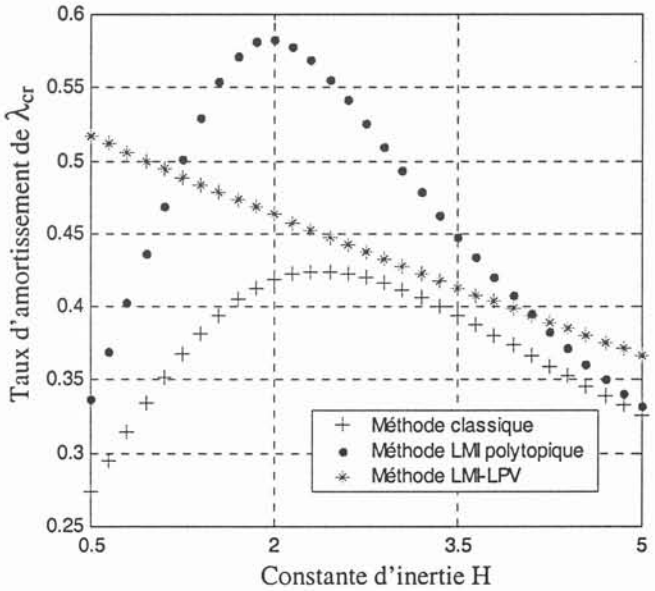


figure V. 28 - Variation du taux d'amortissement en fonction de la constante d'inertie

C- Robustesse par rapport à la nature et la sévérité du défaut

Le but d'une boucle d'amortissement des oscillations de puissance (PSS) est d'améliorer l'amortissement des modes d'oscillations basse fréquence, mais aussi d'augmenter la marge de sécurité dans le réseau. On appelle marge de sécurité la différence entre la limite thermique des lignes et la puissance nominale de transit.

La simulation sur EUROSTAG d'une augmentation de 5 MW de la charge au nœud LB13 montre des bonnes performances dans l'amortissement des oscillations de puissance pour le cas d'un PSS robuste calculé par l'algorithme LMI-LPV du § III.2.3.2 (figure V.29). Il en est de même pour le cas d'un PSS non robuste calculé sur la base d'un modèle de charge dynamique alors que des oscillations mal amorties persistent sur de longues périodes pour le cas d'un modèle de charge statique.

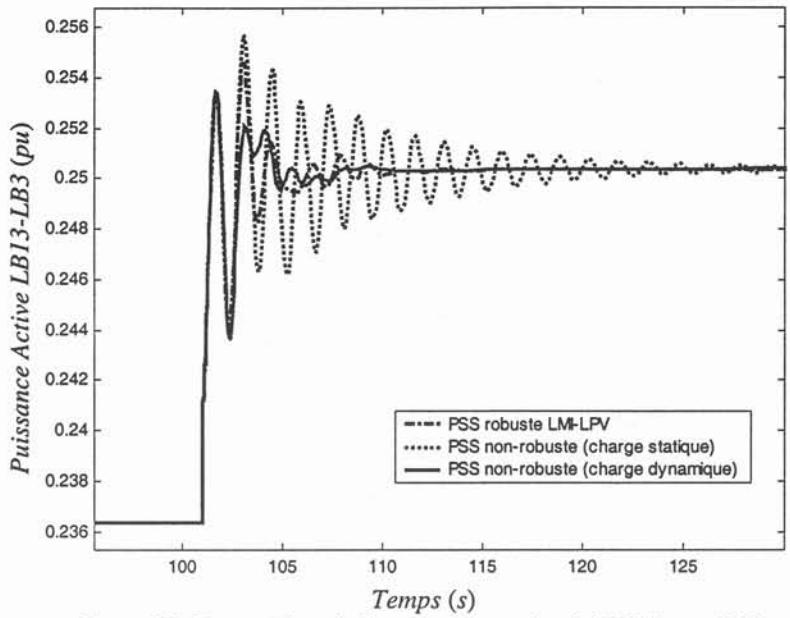


figure V. 29 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

Dans le cas d'une augmentation de 15 MW de la charge au nœud LB13, le système devient instable pour un PSS non robuste calculé sur la base d'un modèle de charge dynamique. Pour le cas d'un PSS robuste calculé par la méthode LMI-LPV (basée sur une représentation LPV des systèmes incertains), on arrive malgré tout à amortir les oscillations et toujours avec les mêmes performances (figure V.30).

Ceci confirme la robustesse de la méthode LMI-LPV proposée par rapport aux perturbations sévères que peut subir le réseau.

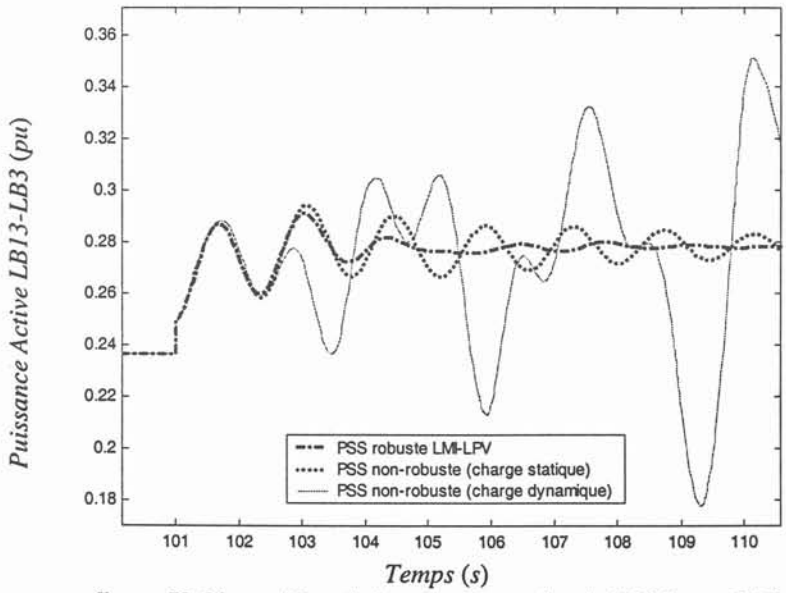


figure V. 30 - Transit de puissance active de LB13 vers LB3

IV CONCLUSION

L'étude du phénomène d'interaction entre charges dynamiques et dispositifs FACTS a montré l'importance des modèles de charge sur les performances dynamiques des réseaux électriques. La modélisation fine des charges reste, toutefois, une tâche difficile et les modèles obtenus sont souvent entachés de différentes formes d'incertitudes. Pour éviter de telles interactions, un réglage robuste et performant des dispositifs FACTS revêt une importance primordiale.

Dans ce chapitre, nous avons proposé une méthode basée sur la sensibilité des valeurs propres qui semble être efficace dans la plupart des cas. Cependant, cette approche ne permet pas de garantir à priori la stabilité.

Dès lors, nous avons proposé une deuxième méthode basée sur les techniques LMI. La synthèse de loi de commande par LMI permet la stabilisation des systèmes incertains. Nous avons choisi de traiter deux cas d'incertitudes sur les charges dynamiques. Le premier concerne l'incertitude paramétrique sur la constante d'inertie de la charge. Le deuxième illustre la variation de la composition d'un nœud de charge (variation des proportions de charge dynamique). Deux algorithmes ont été proposés pour le calcul de régulateurs PSS robustes :

- algorithme basé sur une représentation polytopique des systèmes incertains. Cet algorithme convient au cas d'incertitudes non structurées,
- algorithme basé sur une représentation LPV (système linéaire à paramètres variants). Il permet de traiter le cas d'incertitudes structurées.

La méthode LMI, basée sur une représentation polytopique du système incertain et qui a été développée pour éviter l'interaction entre les FACTS et les charges dynamiques, a été validée sur un réseau test. En outre, elle présente l'avantage de traiter le cas d'une multitude de variables incertaines et aussi le cas d'incertitudes non structurées. Cependant, la convergence de l'algorithme n'est pas garantie lorsque l'incertitude couvre une bande très large.
Une solution de compromis que nous avons proposée pour contourner ce problème consiste à combiner la synthèse de commande par LMI à la méthode de sensibilité. L'efficacité de l'approche a été validée sur le réseau test 4 machines-2 zones.

La commande par LMI basée sur une représentation LPV a été testée avec succès sur le réseau test. Nous avons réussi à garantir un certain degré de performance en terme

d'amortissement et de robustesse pour le cas d'incertitude sur la constante d'inertie de la charge. Toutefois, cette méthode ne peut être appliquée qu'aux systèmes à incertitudes structurés.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Notre travail de thèse, qui s'inscrit dans le cadre de l'analyse et l'amélioration de la sécurité dynamique des réseaux électriques, s'est focalisé sur l'impact de l'interaction des dispositifs FACTS avec les autres composantes du réseau. Nous nous sommes particulièrement intéressés à l'influence des charges dynamiques sur la capacité des FACTS à amortir les oscillations de puissance.

Une étude en petits signaux complétée par une analyse fréquentielle et des simulations temporelles non-linéaires sous EUROSTAG, ont permis la mise en évidence de ces problèmes. Nous avons ainsi montré que les boucles d'amortissement des oscillations de puissance dimensionnées par les techniques classiques de sensibilité ne sont pas robustes vis-à-vis des variations des modèles de charge.

Pour remédier à ces problèmes, nous avons proposé une première méthode, basée toujours sur la sensibilité des valeurs propres, mais qui tient compte des variations des modèles de charge. L'idée consiste à calculer un compensateur optimal de phase en se basant sur une moyenne pondérée de la sensibilité du mode cible. Nous considérons en fait les variations de cette sensibilité en fonction de l'incertitude sur le modèle de charge. Cette technique, qui semble être efficace dans la plupart des cas, ne permet pas toutefois de garantir à priori la stabilité.

Dès lors, nous avons proposé une nouvelle approche basée sur les techniques LMI. Deux méthodes différentes ont été proposées pour le dimensionnement des boucles d'amortissement des oscillations de puissance.

La première est basée sur une représentation polytopique des systèmes incertains. Elle convient au cas d'incertitudes non structurées. En outre, elle présente l'avantage de traiter le cas d'une multitude de variables incertaines. Cependant, la convergence de l'algorithme proposé n'est pas garantie lorsque l'incertitude couvre une bande très large.

La deuxième, basée sur une représentation LPV (système linéaire à paramètres variants), permet de traiter le cas d'incertitudes structurées. Elles réalisent de bonnes performances en terme d'amortissement et de robustesse. Toutefois, cette méthode ne peut être appliquée qu'aux systèmes à incertitudes structurées.

Perspectives :

Les perspectives pour la poursuite de ce travail de recherche sur l'interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques sont les suivantes :

- Amélioration des performances obtenues par les techniques de commande par LMI proposées dans cette thèse par une coordination entre la boucle d'amortissement des oscillations de puissance et celles de soutien de tension et de contrôle du courant du STATCOM.
- Généralisation de l'étude à l'ensemble des dispositifs FACTS (FACTS série et universels).
- Une analyse du phénomène d'interaction par l'approche énergétique. En définissant des fonctions d'énergie telles que celles de Lyapunov pour chaque élément du réseau (générateurs, FACTS, charges dynamiques, ...), on pourra traiter en plus le côté non-linéaire de l'interaction. En effet, les charges dynamiques présentent souvent un caractère non-linéaire qu'il sera intéressant de prendre en compte.
- Validation des approches proposées pour remédier aux interactions FACTS-charges dynamiques sur des réseaux de plus grande taille.
- Etude du cas de la distribution.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

[AN77] P.M. ANDERSON , A. A. FOUAD " Power System Control and Stability" The Iowa State University Press, 1977.

[AM00] S. AMMARI, Y. BESANGER, N. HADJSAID, D. GEORGES « Robust Solutions for the Interaction Phenomena between Dynamic Loads and FACTS Controllers », Congrès d'IEEE-PES Summer Meeting, Juillet. 2000, Seattle, Washington, USA.

[AIT97] L. EL GHAOUI, F. OUSTRY, M. AITRAMI, « A Cone Complementarity Linearization Algorithm for Static Output-Feedback and Related Problems », IEEE Transactions on Automatic Control, Vol. 42, No. 8 -Août, 1997.

[BES96] Y. BESANGER, rapport de thèse " Etude des FACTS et de leur comportement dans les réseaux de transport et d'interconnexion " LEG/INPG, Juillet 1996.

[BE94] M.J. BESHIR, R.J. LEE, D.J. MELVOD, T.C. CHENG "System Studies for the Mead-Adelanto and Mead-Phoenix Transmission Projects Static Var Compensators" EPRI FACTS 3 : the future in high-voltage transmission, 5-7 octobre 1994, Baltimore

[BI95] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, " Bibliography on Load Models for Power Flow and Dynamic Performance Simulation", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10, No. 1, Février 1995.

[BOY94] S. BOYD, L. EL GHAOUI, E. FERON, V. BALAKRISHNAN, " Linear Matrix Inequalities in Systems and Control Theory ", SIAM Books, Philadelphie, 1994.

[BER96] J. BERNUSSOU "Commande robuste : développements et applications " Hermès, Paris, 1996.

[CAS93] J.A. CASAZZA " The developement of electric power transmission ", IEEE case Histories of Achivements in Science and History, IEEE, New York,1993.

[CL95] K. CLARK, B. FARDANESH, R. ADAPA "Thyristor Controlled Series Compensation Application - Control Interaction considerations" IEEE Transactions on Power Delivery, vol.10, n°2, avril 1995

[CUT98] T.V. CUTSEM, C. VOURNAS, "Voltage Stability of Electric Power Systems", Kluwer Academic Publishers, 1998.

[CIG99] Task Force 16 CIGRE " Impact of Interactions Among Power System Controls " Rapport final, Novembre 1999.

[CIG96] CIGRE Task Force 38.01.07 "*Analysis and Control of Power System Oscillations* ", CIGRE Technical Brochure No. 111, Décembre 1996.

[CO82] C. CONCORDIA, S. IHARA, "Load Representation for Power System Stability Studies" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, N°4, Avril 1982.

[EU97] Manuel d'utilisation Eurostag version 3.1, TRACTEBEL-EDF, Septembre 1997

[EGH97] L. EL GHAOUI, " Commande Robuste ", Cours de Mathématiques Appliquées à l'Ecole Polytechnique de Paris, France, Novembre 1997.

[FAD63] D. K. FADDEEV, V. N. FADDEEVA "Computational methods of linear Algebra" W. H. Freeman and company, San Francisco 1963.

[FEL88] A. FELIACHI, X. ZHANG, C.S. SIMS, " Power System Stabilizers Design using Optimal Reduced Order Models, Part 1: Model Reduction, Part 2: Design ", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 4, novembre 1988, pp. 1670-1684.

[FR95] F.D. FREITAS, A.S. DE SILVA, A.J.A.Simoes Costa "Coordinated Setting of Stabilizers for Synchronous Generators and FACTS Devices in Power Systems" Symposium CIGRE 1995, Tokyo

[FOL97] J. P. FOLCHER " Approche multicritère par Formulation LMI de la commande des systèmes ", Memoire de thèse de doctorat de l'Université PARIS VI, France, décembre 1997.

[GAH95] P. GAHINET, A. NEMIROVSKI, A.J. LAUB, M. CHILALI, LMI Control Toolbox, The MathWorks, Inc., Natick, Massachusetts, 1995.

[GER78] A.J. GERMOND, R. PODMORE, " Dynamic Aggregation of Generating Unit Models ", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-97, no. 4, juillet/août 1978, pp. 1060-1069.

[GHA97] L. EL GHAOUI, « Approche LMI pour la Commande : Une Introduction », Ecole d'Eté d'Automatique de Grenoble sur l'Identification et Commande Robustes : Approche LMI, Grenoble, France, 1-5 septembre 1997.

[HA92] A.E. HAMMAD "Analysis of Second Harmonic Instability for the Chateauguay HVDC/SVC Scheme" IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 7, n°1, janvier 1992

[HA87] R.M. HAMOUDA, M.R.Iravani, R.Hackman " Coordinated Static Var Compensators and Power System Stabilizers for Damping Power System Oscillations " IEEE Transactions on Power Systems, n°4, novembre 1987

[HE93] S. HEMMERLIN-KHOLER , rapport de thèse " Estimation et agrégation des puissances actives et réactives absorbées par les charges consommatrices d'un réseau en régime perturbé ", LEG/INPG, Juillet 1993.

[HIS99] I. A. HISKENS, J. V. MILANOVIC , V.A. MASLENNIKOV " Ranking Loads in Power Systems-Comaprison of different approaches" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14. No2, Mai 1999.

[HI92] D.J. HILL " Nonliear Dynamic Load Models for Voltage Stability Studies" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8. No1, Mai 1992.

[HI94] D. KARLSSON, D.J. HILL, " Modelling and Identification of Nonliear Dynamic Load Models in Power Systems" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9. No1, Février 1994.

[HIS93] I. HISKENS, D.J. HILL, "Dynamic Interaction Between Tapping Transformers", Proceedings 11th PSCC, Avignon, 1993, pp. 1027-1034.

[HS87] Y-Y. HSU, S-W. SHYUE, C-C. SU, "Low Frequency Oscillations in Longitudinal Power Systems Experience With Dynamic Stability for Taiwan Power System ", IEEE Transactions on Power Systems, vol PWRS-2, No1, Février 1987.

[HIS97] I. A. HISKENS, J. V. MILANOVIC , "Locating Dynamic Loads which significantly influence Damping", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12. No1, Février 1997.

[HIS95] I. A. HISKENS, J. V. MILANOVIC, "Damping Control of SVCs in the Presence of Dynamic", IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference, Stockholm, Suède, 18-22 Juin 1995.

[HI95] I. A. HISKENS, J. V. MILANOVIC, "Load Modelling in Studies of Power System Damping", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10. No4, Novembre 1995.

[HIS98] I. A. HISKENS, J. V. MILANOVIC, " Damping Enhancement by Robust Tuning of SVC Controllers in the Presence of Load Parameters Uncertainity", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 13. No4, Novembre 1998.

[IEEE96] Slow Transient Task Force of the IEEE Working Group on Modelling and Analysis of System Transients Using Digital Programs, "Modelling and Analysis Guidelines for Slow Transients - Part II : Controller Interactions; Harmonic Interactions", 1996 IEEE/PES Winter Meeting, 21-25 janvier 1996, Baltimore

[IEEE95] Working Group on Dynamic Performance and Modeling odDC Systems and Power Electronics for Transmission Systems "Report on Test Systems for ac/dc Interaction Studies" IEEE Transactions on Power Delivery, vol.10, n°4, octobre 1995

[IL74] F. ILICETO, A. CAPASSO, "Dynamic Equivalents of Asynchronous Motor Loads in System Stability Studies", IEEE PES Winter Meeting, pp. 1650-1659, 27 Janvier- 1 Février 1974.

[ISH99] M. ISHIMARU, G. SHIRAI, G. FUJITA, R. YOKOYAMA, "TCSC Control Based on Linear Matrix Inequality", IEEE Power Tech'99 Conference, Budapest, Hungary, 29 Août- 2 Septembre 1999.

[JCP98] J.C. PASSELERGUE, S. AMMARI, N. HADJSAID, D. GEORGES, R. FEUILLET, V. HANNETON, S. VITET, "Mitigation of Interaction Phenomena for FACTS Devices and PSS using LQR and Minimax Methods", EPSOM'98, Zurich, September 1998.

[KU95] P. KUNDUR, " Introduction to the special publication on inter-area oscillations", inter-area oscillations in power systems, IEEE power engineering society, 1995.

[KU93] P. KUNDUR " Power system stability and control ", EPRI power system engineering series, 1993.

[KA98] W-S. KAO, S-C. CHEN, "The effects of Load models on Power System Stabilizers and Static VAR Compensators for the Taiwan Power System ", IEEE Catalogue No : 98EX137 1998.

[KA94] W-S. KAO, S-T. HUANG, " The effects of Load models on Power System Stabilizers and Static VAR Compensators for the Taiwan Power System " IEEE Transactions on Power Systems, vol 9, No1, Février 1994.

[LAC79] W.R. LACHS, "System Reactive Power Limitations", présenté à IEEE/PES Winter Meeting, Article A 79 015-9, 1979

[LA82] J.M. UNDRILL, T.F. LASKOWSKI, "Model selection and data assembly for power system simulation" IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, N°9, Septembre 1982

[LO87] " Load modeling for power flow and transient stability computer studies " General Electric Company, EPRI final report EL-5003, Janvier 1987.

[MEL80] F. P. De MELLO, P.J. NOLAN, T. F. LASKOWSKI, J. M. UNDRILL "Coordinated application of stabilisers in multimachine power systems" IEEE Transactions on PAS-99 No 3, 892-901, 1980.

[ME82] J. MEYER, Y. LEE, " Improved Dynamic Load Model for Power System Stability Studies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.PAS-101, No. p, Septembre 1982.

[MOO81] B.C. MOORE, « Principal Component Analysis in Linear Systems: Controllability, Observability and Model Reduction », IEEE Transactions on Automatic Control, vol. AC-26, no. 1, février 1981, pp. 17-32.

[NO87] F. NOZARI, D. KAKKAM, W. PRICE " Aggregation of Induction Motors for Transient Stability Load Modeling" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 2. No4, Novembre 1987.

[OGA80] K. OGATA, Modern Control Engineering, New York : Prentice-Hall, 1980.

[OLI88] S.E.M. DE OLIVEIRA, J.F. DE QUEIROZ, "Modal Dynamic Equivalent for Electric Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 3, no. 4, novembre 1988, pp. 1723-1737.

[PAS98] J. C. PASSELERGUE, rapport de thèse "Interactions des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques " LEG/INPG, Novembre 1998.

[PER82] I.J PEREZ-ARRILLAGA, G.C. VERGHESE, F.C. SCHWEPPE, "Selective Modal Analysis with Applications to Electric Power Systems. Part 1: Heuristic Introduction, Part 2: The Dynamic Stability Problem", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-101, septembre 1982, pp. 3117-3134.

[PET97] P. PETITCLAIR, rapport de thèse " Modélisation et commande de structures FACTS (Flexible AC transmission System) : application au STATic compensator " LEG/INPG, Juillet 1997

[PR88] W. PRICE, A. WIRGAU, .E. VAAHEDI " Load Modelling for Power Flow and Transient Stability Computer Studies", IEEE Trans. Vol. 3, No. 1, Février 1988.

[RA89] A.J.P. RAMOS, H.Tyll , "Dynamic Performance of a Radial Weak Power System with Multiple Static Var Compensators" IEEE transactions on Power systems, vol.4, N°. 4, octobre 1989

[ROD97] L.R. RODRÍGUEZ, F.L. PAGOLA, "An Eigenvalue Sensitivity Approach to Location and Controller Design Controllable Series Capacitors for Damping Power Systems Electromechanical Oscillations" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-12, No. 4, pp. 1660-1666. November 1997.

[RIO98] M. RIOS, "Modélisation pour Analyses Dynamiques des Réseaux Electriques avec Compensateurs de Puissance Réactive – SVC ", Memoire de thèse de doctorat de l'INPGrenoble, France, septembre 1998.

[SAN96] J.J. SANCHEZ-GASCA, J.H. CHOW, "Power System Reduction to Simplify the Design of Damping Controllers for Interarea Oscillations", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.11, No. 3, Août 1996, pp. 1342-1349.

[SAF89] M.G. SAFONOV, R.Y. CHIANG, " A Schur Method for Balanced-Trucation Model Reduction ", IEEE Transactions on Automatic Control, vol. AC-34, no. 7, juillet 1989, pp. 729-733.

[SAN96] J.J. SANCHEZ-GASCA, J.H. CHOW, " Power System Reduction to Simplify the Design of Damping Controllers for Interarea Oscillations", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, no. 3, août 1996, pp. 1342-1349.

[SHI99] J-K. SHIAU, G.N. TARANTO, J.H. CHOW, G. BOUKARIM, "Power Swing Damping Controller Using an Iterative Linear Matrix Inequality Algorithm", IEEE Transactions on Control Systems Technology, Vol. 7, No. 3, mai 1999.

[SNY99] A. F. SNYDER, "Les mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance dans les grands réseaux électriques interconnectés", Memoire de thèse de doctorat de l'INPGrenoble, France, octobre 1999.

[TA94] C. W. TAYLOR, "Power System Voltage Stability ", McGraw-Hill, 1994.

[TF93] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, "Load Representation for Dynamic Performance analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.8, No. 2, Mai 1993.

[TF95] IEEE Task Force on Load Representation for Dynamic Performance, " Standard Load Models for Power Flow and Dynamic Performance analysis", IEEE Transactions on Power Systems, Vol.10, No. 3, Mai 1995.

[VA88] E. VAAHEDI, H. M. ZINE EL-DIN, W. PRICE, "Dynamic Load Modelling in large scale Stability Studies", IEEE Trans. PWRS-3, pp1039-45, 1988.

[VO95] C. VOURNAS, T. VAN CUTSEM, "Voltage Oscillations with Cascaded Load Restoration", Proceedings IEEE/KTH Stockholm Power Tech (Power Systems), 1995, pp. 173-178.

[WA86] K. WALVE, "Modelling of Power System components at Severe Disturbances", Article CIGRE 38-18, 1986.

[WE97] H.W. WEBER, " New frequency and power socillations en the enlarged Westeuropean interconnected network : Reasons and counte measures", IFAC/CIGRE symposium on control of power systems and power plants, IFAC'97, Pékin, Chine, Août 97.

[WO96] D.A. WOODFORD, "Electromagnetic Design Considerations for Fast Acting Controllers", IEEE Transactions on Power Delivery, vol.11, n°3, juillet 1996

[YU79] Y.N YU, H.A. EL-SHARKAWI, M.D. WRONG, "Estimation of Unknown Large Power Systems Dynamics", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-98, janvier/février 1979, pp. 279-289.

[YU83] YAO-NAN YU, Electric Power System dynamics, Vancouver Press, 1983.

[ZH94] E. Z. ZHOU, "Functional sensitivity concept and its application to power system damping analysis", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 9, No1, Février 1994.

ANNEXES

ANNEXE A

LES STABILISATEURS DES SYSTEMES DE PUISSANCE (PSS : Power System Stabilizers)

Une boucle PSS est composée de quatre fonctions, comme le montre l'équation A.1.

$$Gpss(s) = Ks.\frac{Tw.s}{1+Tw.s}\left(\frac{1+s.T1}{1+s.T2}\right)^m .FILTRE(s) \qquad (A.1)$$

avec :

$T1$, $T2$, Ks, m : constantes de temps, de gain et nombres de blocs avance-retard permettant d'obtenir la compensation de phase et un bon amortissement pour le mode d'oscillation cible.

Tw : constante de temps permettant d'éliminer la composante continue de la variable d'entrée de la boucle.

La compensation de phase est obtenue par l'intermédiaire de deux blocs avance/retard (ou plus si nécessaire).

Le bloc $Tw.s/(1+Tw.s)$, nommé "wash-out" en anglais, permet de ne pas réagir aux variations normales de vitesse de la machine (filtre passe-haut).

Le bloc symbolisé ici par $FILTRE(s)$ correspond à un filtre de type passe-bas accompagné éventuellement d'un limiteur. Il a pour but d'atténuer le gain à haute fréquence (impact du bruit).

Le réglage d'une boucle d'amortissement peut être décomposé en deux grandes étapes. Dans un premier temps, il s'agit d'obtenir la compensation de phase désirée, et ensuite le gain optimal sera recherché.

Compensation de phase

Les propriétés liées aux sensibilités donnent l'information de la compensation de phase souhaitée pour amortir au mieux le mode cible. Pour un signal d'entrée ΔU, ΔY étant le signal de sortie de la boucle d'amortissement, la fonction de transfert de la boucle d'amortissement ' $G_{damp}(s,q)$ ', où 'q' est un paramètre de cette fonction de transfert, peut être représentée par le bloc de la figure A.1.

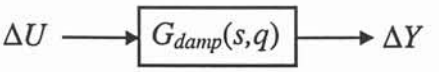


figure A. 1 - Fonction de transfert de la boucle d'amortissement

En boucle ouverte, $G_{damp}(s,q)=q=0$ et la sensibilité de la valeur propre λi par rapport à 'q' est alors égale au produit du facteur de commandabilité de ΔY sur λ_i et du facteur d'observabilité de λ_i par ΔU (voir chapitre I).

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial q} = Bm_{i,\Delta Y} \cdot Cm_{i,\Delta U} \qquad \text{(A.2)}$$

Décomposons la fonction de transfert $G_{damp}(s,q)$ suivant les blocs assurant l'obtention de la compensation de phase $CP(s)$ d'une part et le gain K de la boucle d'amortissement d'autre part : $G_{damp}(s,q)=CP(s).K$

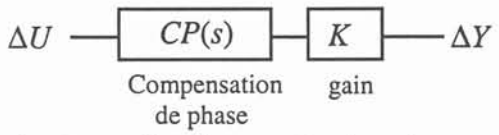


figure A. 2 - Fonction de transfert décomposée suivant la compensation de phase et le gain

On a alors:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K} = Bm_{i,\Delta Y} \cdot CP(\lambda_i) \cdot Cm_{i,\Delta U} \qquad \text{(A.3)}$$

où Bm et Cm sont les matrices de commande et de sortie de la représentation d'état du réseau s'écrivant:

$$\Delta X = A_m \cdot \Delta X + B_m \cdot \Delta u$$
$$\Delta Y = C_m \cdot \Delta X$$

Or nous désirons déplacer λ_i vers la partie gauche du plan complexe, c'est-à-dire la partie stable. Par conséquent, la phase de $\partial\lambda_i / \partial K$ doit être de ±180° (figure A.3).

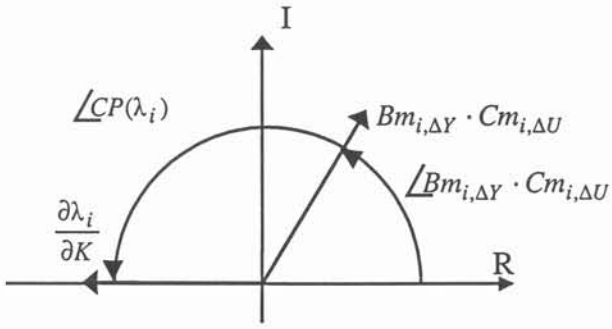


figure A. 3 - Sens du déplacement de λi dans le plan complexe

Le déphasage optimal à obtenir pour $CP(\lambda_i)$ doit alors être tel que :

$$\angle CP(\lambda_i) = \pm 180° - \angle Bm_{i,\Delta Y} \cdot Cm_{i,\Delta U} \qquad \text{(A.4)}$$

La sensibilité nous permet donc de connaître quel est le retard de phase à compenser pour déplacer les valeurs propres associées au mode cible vers la partie gauche du plan complexe, donc vers la partie stable. Il s'agit alors de régler les différentes constantes de temps des blocs avance-retard de façon à obtenir une compensation de phase satisfaisante.

Pour ceci, soit :

$$\phi = CP(\lambda_i)$$

$$\alpha = \frac{T_2}{T_1} = \frac{1 - sin(\frac{\phi}{m})}{1 + sin(\frac{\phi}{m})}$$

$\omega_i = Im(\lambda_i)$ la pulsation du mode λ_i.

Les constantes de temps s'écrivent alors :

$$T_1 = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha}}$$

$$T_2 = \alpha \cdot T_1$$

Réglage du gain

Pour obtenir le gain optimal, il est possible d'observer le déplacement dans le plan complexe des valeurs propres conjuguées associées au mode à amortir. Bien entendu, l'amélioration de l'amortissement de ce mode d'oscillation ne doit pas entraîner une trop grande dégradation de la stabilité des autres modes d'oscillation.

Il s'agit donc de tracer le déplacement des valeurs propres dans le plan complexe suivant la valeur du gain. Plusieurs types de graphes peuvent être obtenus. Les deux graphes suivants sont les plus représentatifs.

Seules les parties supérieures du plan complexe ont été représentées car les parties inférieures en sont l'exacte image, les valeurs complexes étant conjuguées. Sur ces graphes apparaît une autre valeur propre que celle représentant le mode cible. Il peut s'agir par exemple d'un mode électromécanique, d'un mode lié aux régulations des machines, etc.

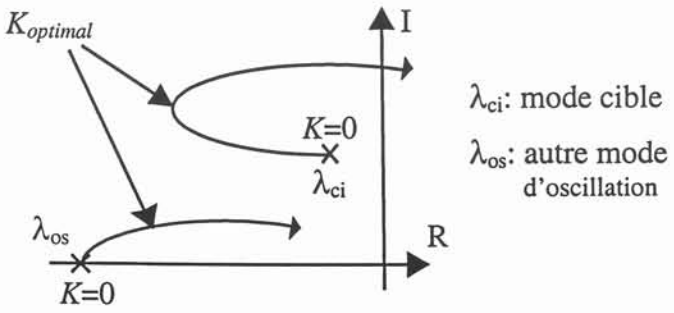


figure A. 4 - Exemple de déplacement des valeurs propres

Pour des valeurs croissantes du gain

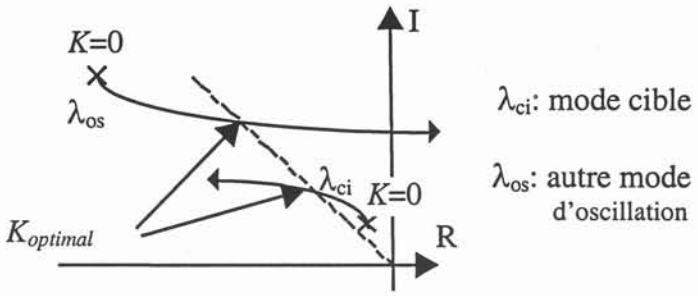


figure A. 5 - Exemple de déplacement des valeurs propres pour des valeurs croissantes du gain

Dans le cas de la figure A.4, le gain optimal est obtenu pour le taux d'amortissement maximum du mode cible. Dans ce cas-là, l'autre mode d'oscillation n'est pas "perturbateur" puisque son taux d'amortissement reste supérieur à celui du mode cible.

Dans le cas de la figure A.5, si la valeur propre du mode cible se déplace vers la gauche lorsque le gain augmente, et donc devient toujours plus stable, celle de l'autre mode devient toujours moins stable. Aussi, le gain optimal sera obtenu pour un même taux d'amortissement pour les deux modes.

L'étude du déplacement des valeurs propres dans le plan complexe permet donc de déterminer la valeur optimale du gain.

ANNEXE B

Le Compensateur Statique d'Energie Réactive de type Avancé (STATCOM – STATic COMpensator)

Modèle moyen généralisé du STATCOM

La structure topologique étudiée, représentée dans la figure B.1, est celle utilisée le plus couramment. Le modèle exact représentant cette structure, appelé modèle topologique, est utilisé pour décrire le comportement dynamique du STATCOM en tenant compte de ses éléments d'électronique de puissance. Le modèle moyen généralisé est déduit du modèle topologique du STATCOM.

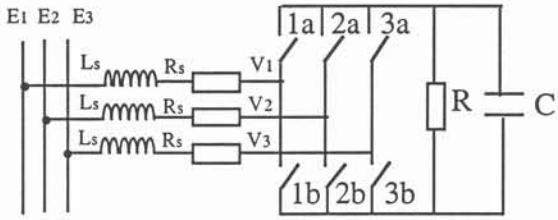


figure B. 1 - Structure topologique du STATCOM

$\left.\begin{matrix}1a, 2a, 3a \\ 1b, 2b, 3b\end{matrix}\right\}$: interrupteurs représentant le convertisseur

R : résistance représentant les pertes par commutation des interrupteurs

L_S : inductance de fuite du transformateur de couplage

R_S : résistance représentant les pertes du transformateur et les pertes par conduction des interrupteurs

La capacité C est considérée comme parfaite. Si ce n'est pas le cas, ses pertes peuvent être incluses dans la résistance R. Les tensions de lignes sont appelées E_1, E_2 et E_3. V_1, V_2 et V_3 sont les tensions de sortie du convertisseur. On appelle V_{dc} et I_{dc} la tension et le courant du côté continu.

Les équations du système de la figure B.1, vu du côté alternatif, sont les suivantes :

$$\frac{dI_{123}}{dt} = -\frac{R_S}{L_S}\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} I_{123} + \frac{1}{L_S}(E_{123} - V_{123}) \qquad \text{(B.1)}$$

avec $x_{123} = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{bmatrix}$

On a aussi :

$$V_{123} = \frac{V_{dc}}{6} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} U_{123} \qquad \text{(B.2)}$$

où U_{123} est le vecteur de commutation tel que $U_{123} = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ u_3 \end{bmatrix}$ avec pour j = 1,2,3 :

uj = 1 lorsque l'interrupteur j_a est fermé et l'interrupteur j_b est ouvert

uj = -1 lorsque l'interrupteur j_a est ouvert et l'interrupteur j_b est fermé

Les équations vues du côté continu sont :

$$\frac{dV_{dc}}{dt} = \frac{I_{dc}}{C} - \frac{V_{dc}}{RC} \qquad \text{et} \qquad I_{dc} = \frac{1}{2} U_{123}^t . I_{123} \qquad \text{(B.3)}$$

Les équations B.1, B.2 et B.3 représentent donc le modèle topologique du STATCOM dans le repère triphasé classique. Un tel modèle est non linéaire et surtout discontinu car il tient compte des commutations des interrupteurs. Il ne peut donc pas être implanté dans un logiciel comme EUROSTAG. Il faut alors utiliser une méthode de moyennage généralisée [SU93, NO91] afin d'obtenir un modèle continu (invariant dans le temps).

La démarche permettant d'obtenir le modèle moyen généralisé consiste d'abord à faire subir une transformation de PARK aux équations B.1, B.2 et B.3 du modèle topologique afin de séparer les grandeurs actives et réactives. Ensuite, il faut moyenner les équations transformées ce qui donne, sous forme matricielle, les équations du modèle moyen généralisé.

$$\dot{X} = \begin{bmatrix} -\frac{R_S}{L_S} & -\omega & \frac{2\sin\alpha}{\pi\ L_S} \\ \omega & -\frac{R_S}{L_S} & \frac{2}{\pi} \cdot \frac{\cos\alpha}{L_S} \\ \frac{3\sin\alpha}{\pi\ L_S} & \frac{3\cos\alpha}{\pi\ L_S} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} X + \frac{1}{L_S} \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{bmatrix} E_m \qquad \text{(B.4)}$$

avec $X = \begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ V_{dc} \end{bmatrix}$ et $I_{123} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix} = C_{32} \begin{bmatrix} I_q \\ I_d \end{bmatrix}$

E_m est l'amplitude de la tension de ligne E_1. Le calcul complet est développé dans la référence [PE96]. C_{32} est la matrice de transformation de PARK du système de référence (d,q) vers le système de référence triphasé classique.

$$C_{32} = \begin{bmatrix} \cos \omega t & \sin \omega t \\ \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \end{bmatrix}$$

Au vu de l'équation B.4, le modèle moyen obtenu est continu mais toujours non linéaire. En fait, il dépend de l'angle d'amorçage des thyristors α référencé par rapport au passage par zéro de la tension de ligne E_1. Ce modèle permet également de conserver le comportement dynamique du modèle topologique.

Contrôle du courant

A présent que le modèle moyen généralisé est établi, il reste à déterminer la loi de commande. Avec la transformation de PARK choisie, il suffit de contrôler le courant I_q pour contrôler la puissance réactive de sortie du STATCOM. Le courant I_d représente, lui, la partie active et donc les pertes du système. La loi de commande portera donc sur le courant réactif I_q. Une étude de ce type de systèmes non linéaires a montré qu'une commande linéaire, telle qu'un PI classique ne peut pas être robuste et performante sur toute la plage de fonctionnement [PE96]. Cela est dû au fait que les zéros complexes du système changent en fonction du point de fonctionnement. On s'impose alors une loi de commande non linéaire et robuste dans le but de contrôler le comportement du courant réactif I_q. Cette loi de commande est basée sur la théorie de linéarisation par rebouclage exacte (linearization via feedback) [IS89]. L'application de cette théorie au STATCOM considéré conduit à l'équation non linéaire B.5 [PE96].

$$\sin \alpha = \frac{\pi L_S \left(\frac{R_S}{L_S} I_q + \omega I_d + \frac{dI_q}{dt}\right)}{2 V_{dc}} \qquad \text{(B.5)}$$

La loi de commande choisie concernant I_q est alors :

$$\frac{dI_q}{dt} = \lambda\,(I_{qref} - I_q) \qquad (B.6)$$

où λ est un gain correspondant à un régulateur de type proportionnel (P). Ce gain permettra de régler la vitesse de réponse de la commande.

La figure B.2 donne le synoptique de la commande de I_q.

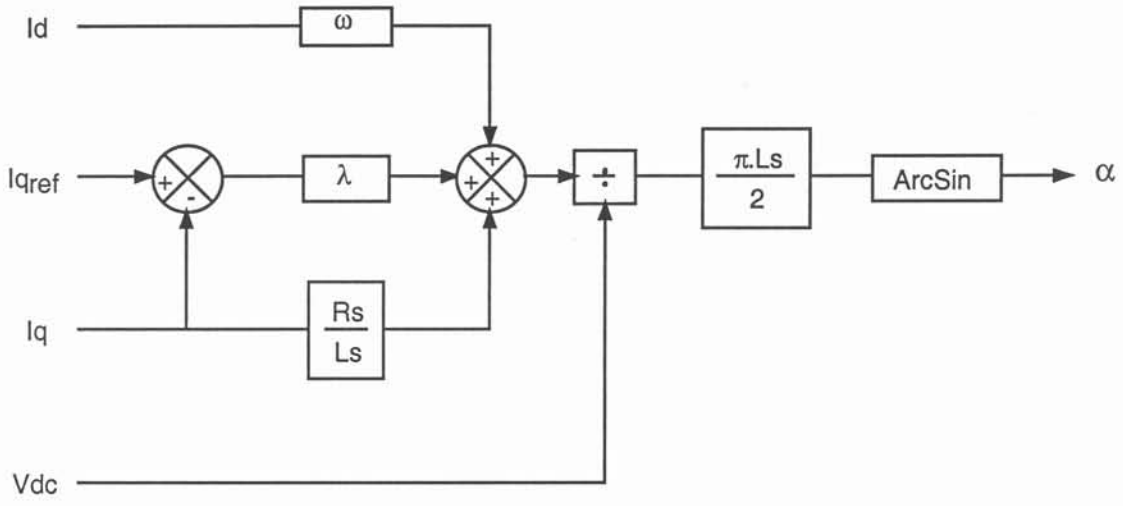


figure B. 2 - Commande linéarisante

Boucle de soutien de tension

Cette commande représente en fait une boucle interne de courant à laquelle il faut ajouter une boucle externe de tension afin d'obtenir la caractéristique statique du STATCOM. Pour cette boucle externe, un régulateur de type PI classique est utilisé (figure B.3)

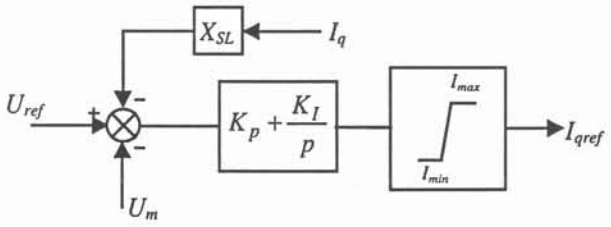


figure B. 3 - Boucle de soutien de tension

L'association de la boucle de soutien de tension à celle du contrôle du courant conduit au synoptique du modèle généralisé moyen avec ses commande de la figure B.4.

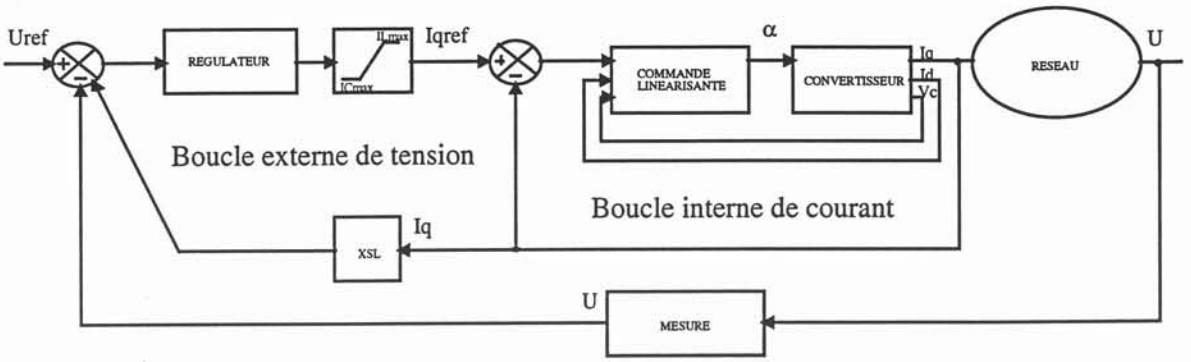


figure B. 4 - Synoptique du modèle moyen généralisé

ANNEXE C

Concepts fondamentaux pour la réduction de modèle

Cette partie définit quelques termes et présente quelques théorèmes utiles pour le développement et la compréhension des techniques de réduction d'ordre d'un modèle linéaire, méthodes que nous avons déjà présenté au § II.2.5 du chapitre V.

- **Théorème 1 (Stabilité au sens de Lyapunov)**

Soit le système décrit par :

$$\dot{x} = f(x,t) \qquad où \qquad f(0,t) = 0 \tag{C.1}$$

S'il existe une fonction scalaire ***V(x,t)*** de classe C1 (dont les premières dérivées partielles sont continues) satisfaisant les conditions suivantes :

1. $\alpha(\|x\|) \leq V(x,t) \leq \beta(\|x\|)$

2. $\dot{V}(x,t) \leq -\gamma(\|x\|)$ où α,β,γ sont des fonctions de classe K (f est une fonction de classe K, si f(0)=0, f(x) >0, pour tout x >0 et f est non décroissante)

On dit que l'état d'équilibre à l'origine est uniformément asymptotiquement stable [OGA80].

- **Théorème 2**

Soit un système dynamique décrit par

$$\dot{x} = A\,x \tag{C.2}$$

où **x** est le vecteur d'état de dimension **n** et **A** est une matrice constante et non singulière. L'état d'équilibre **x=0** est globalement asymptotiquement stable si et seulement s'il existe une matrice **P** réelle symétrique définie positive solution de l'équation de Lyapunov [OGA80] :

$$A\,P + P\,A^T = -Q \tag{C.3}$$

où **Q** est une matrice réelle symétrique définie positive quelconque. Donc, on peut définir une fonction scalaire :

$$V(x,t) = x^T P x \tag{C.4}$$

avec une matrice **P** définie positive et avec sa dérivée temporelle donnée par :

$$\begin{aligned} \dot{V}(x) &= \dot{x}^T P x + x^T P \dot{x} = (Ax)^T P x + x^T P (Ax) \\ \dot{V}(x) &= x^T (A^T P + PA) x \end{aligned} \tag{C.5}$$

En remplaçant (C.3), on obtient :

$$\dot{V}(x,t) = -x^T Q x \tag{C.6}$$

Pour déterminer la stabilité à l'origine, on fixe une matrice **Q** symétrique définie positive et on résout l'équation (C.3). Si la matrice **P** est définie positive, on satisfait le Théorème 1, donc le système est asymptotiquement stable autour de l'origine.

- **Définition 1 : Matrice Grammienne**

Soit $F : \Re \rightarrow \Re^{n \times m}$ une représentation matricielle de F(t). On définit la matrice Grammienne de F comme

$$W = \int_{t_1}^{t_2} F(t)\, F^T(t)\, dt \tag{C.7}$$

où **W** est une matrice définie positive avec un ensemble de valeurs propres toutes réelles et non-négatives $\sigma_1^2 \geq \sigma_2^2 \geq \cdots \geq \sigma_n^2 \geq 0$ et des vecteurs propres orthogonaux $V_1, V_2, \ldots, V_n$.

- **Définition 2 : Composante principale**

La fonction F de la définition 1 peut être représentée comme une combinaison linéaire en utilisant la base des vecteurs propres orthogonaux $V_1, V_2, \ldots, V_n$, de la façon suivante

$$F(t) = v_1\, f_1^T(t) + v_2\, f_2^T(t) + \cdots + v_n\, f_n^T(t) \tag{C.8}$$

où $f_i^T(t) \equiv v_i^T\, F(t) \quad \forall i = 1, \cdots, n$.

On définit les termes suivants :

$$\begin{aligned} &\textit{composante principale} \equiv v_i\, f_i^T(t) \\ &\textit{vecteur composant} \equiv v_i \\ &\textit{amplitude composante} \equiv \sigma_i \\ &\textit{fonction composante} \equiv f_i(t) \end{aligned} \tag{C.9}$$

- **Définition 3 : Sous-espace commandable**

Soit un système linéaire donné par

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= A\, x(t) + B\, u(t) \\ y(t) &= C\, x(t) \\ x(0) &= 0 \end{aligned} \tag{C.10}$$

Le sous-espace commandable (Xc) est le sous-espace de dimension minimale lequel contient $Im(x(t)) \forall t \in [0, T], T > 0$. Quand on emploie des signaux $u_i = e_i\, \delta(t)$ où $\mathbf{e_i}$ est le vecteur colonne des zéros aux indices j≠i et 1 à l'indice i, on obtient :

$$x_i(t) = e^{At}\, b_i \tag{C.11}$$

De cette façon le sous-espace commandable **Xc** est donné par :

$$X(t) \equiv \begin{pmatrix} x_1(t) & x_2(t) & \cdots & x_3(t) \end{pmatrix} \equiv e^{At}\, B \tag{C.12}$$

- **Définition 4 : Sous-espace observable [B.1]**

Pour le système défini par l'équation B.10, on introduit l'espace non-observable $\mathbf{X_o}$ comme le sous-espace d'ordre le plus grand inclut dans le noyau $\ker(y(t))$ $\forall t \in [0,T], T > 0$. En plus, on a

$$ker(y(t)) = Im(y^T(t))^{\perp} \tag{C.13}$$

Le sous-espace observable $\mathbf{X_o}$ ($X_{\bar{o}}^{\perp}$) est le sous-espace de dimension la plus petite lequel contient $Im(y^{\perp}(t)) \forall t \in [0,T], T > 0$. Une base de l'espace observable est définie comme

$$Y(t) \equiv \begin{pmatrix} y_1(t) & y_2(t) & \cdots & y_3(t) \end{pmatrix} \equiv C\, e^{At} \tag{C.14}$$

- **Définition 5 : Matrice du Grammien de commandabilité**

Etant donné l'espace commandable **Xc** de la définition 3, on définit la fonction $F(t)=e^{At}B$ associée à la matrice Grammienne (Définition 1)

$$W_c = \int_0^{\infty} e^{At}\, B\, B^T\, e^{A^T t}\, dt \tag{C.15}$$

$\mathbf{W_c}$ est l'unique matrice définie positive qui satisfait l'équation de Lyapunov :

$$A W_c + W_c A^T + B B^T = 0 \tag{C.16}$$

Il est à noter que ces matrices de Grammiens ne sont définies que lorsque le système est stable.

- **Définition 6 : Matrice du Grammien d'observabilité**

Etant donné l'espace observable **Xo** de la définition 4, on définit la fonction $F(t) = e^{A^T t} B C^T$ associée à la matrice Grammienne (Définition 1)

$$W_o = \int_0^{\infty} e^{A^T t}\, C^T\, C e^{At}\, dt \tag{C.17}$$

$\mathbf{W_o}$ est l'unique matrice définie positive qui satisfait l'équation de Lyapunov

$$A^T W_o + W_o A + C^T C = 0 \tag{C.18}$$

- **Réalisation Equilibrée**

Le système décrit par (C.10) est équilibré si ses matrices de Grammien de commandabilité et d'observabilité sont identiques :

$$W_c = W_o = \Sigma \tag{C.19}$$

En appliquant le changement de base suivant :

$$x(t) = T\, z(t) \tag{C.20}$$

le nouveau modèle d'état sera donné par

$$\begin{aligned} \dot{z} &= \hat{A}z + \hat{B}u \\ y &= \hat{C}z \end{aligned} \tag{C.21}$$

où

$$\begin{aligned} \hat{A} &= T^{-1}\, A\, T \\ \hat{B} &= T^{-1}\, B \\ \hat{C} &= C\, T \end{aligned} \tag{C.22}$$

et

$$\begin{aligned} e^{\hat{A}t}\, \hat{B} &= T^{-1}\, e^{At}\, B \\ \hat{C}\, e^{\hat{A}t} &= C\, e^{At}\, T \end{aligned} \tag{C.23}$$

En utilisant cette transformation on trouve les nouvelles matrices des Grammiens

$$\begin{aligned} \hat{W}_c(t) &= \int_0^\infty e^{\hat{A}t}\, \hat{B}\, \hat{B}^T\, e^{\hat{A}t}\, dt = T^{-1}\, W_c \left(T^{-1}\right)^T \\ \hat{W}_o(t) &= \int_0^\infty e^{\hat{A}^T t}\, \hat{C}^T\, \hat{C}\, e^{\hat{A}^T t}\, dt = T^T\, W_o\, T \end{aligned} \tag{C.24}$$

Si un système n'est pas équilibré, c'est-à-dire, qu'il ne satisfait pas l'équation B.19, on peut le transformer en une réalisation équilibrée de la façon suivante [MOO81] :

1. Trouver la matrice du Grammien de commandabilité en résolvant (C.16).
2. Décomposer en valeurs singulières (svd) la matrice du Grammien de commandabilité :

$$W_c = V_c\, \Sigma_c^2\, V_c^T \tag{C.25}$$

3. Définir $T_1 = V_c\, \Sigma_c^{-1/2}$ et l'utiliser comme matrice de transformation pour trouver le modèle transformé 1 en utilisant (C.21) et (C.22).
4. Trouver la matrice du Grammien d'observabilité du système 1 en résolvant (C.18).
5. Décomposer en valeurs singulières (svd) la Matrice du Grammien d'observabilité trouvée à l'étape 4.

$$W_o(T_1) = \tilde{V}_o\, \tilde{\Sigma}_o^2\, \tilde{V}_o^T \tag{C.26}$$

6. Définir $T_2 = V_o\, \Sigma_o^{-1/2}$
7. Trouver le modèle équilibré par les transformations :

$$\hat{A} = T_2^{-1}\, T_1^{-1}\, A\, T_1\, T_2$$
$$\hat{B} = T_2^{-1}\, T_1^{-1}\, B \qquad \text{(C.27)}$$
$$\hat{C} = C\, T_1\, T_2$$

Réduction d'une réalisation équilibrée : algorithme B. C. Moore

Une méthode pour la réduction de modèle utilisant une réalisation équilibrée [MOO81] a été développée en incorporant le processus décrit au paragraphe précédent. Le processus de réduction compare les réponses impulsionnelles du système réel et du système réduit par le moyen d'une fonction d'erreur donnée par :

$$H_e(t) = Ce^{At}B - C_R e^{A_R t} B_R \qquad \text{(C.28)}$$

Si la plus grande composante principale de $H_e(t)$ sur $t \in [0, \infty]$ est petite par rapport à la plus petite composante principale de $Ce^{At}B$, le modèle réduit est valable, c'est-à-dire

$$\left\| \int_0^\infty H_e(t) H_e^T(t) dt \right\|^2 << \min_{\|V\|=1} \left[v^T \left(\int_0^\infty Ce^{At} BB^T e^{A^T t} C^T DT \right) v \right]^{-1/2} \qquad \text{(C.29)}$$

Le vecteur d'état de la réalisation équilibrée est divisé en deux parties, tel que :

$$\dot{z} = \begin{bmatrix} \dot{z}_1 \\ \dot{z}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{A}_R & \hat{A}_{12} \\ \hat{A}_{21} & \hat{A}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \hat{B}_R \\ \hat{B}_2 \end{bmatrix} u$$
$$y = \begin{bmatrix} \hat{C}_R & \hat{C}_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} z_1 \\ z_2 \end{bmatrix} \qquad \text{(C.30)}$$

Le modèle réduit est donné par la dynamique du vecteur z_1. Le calcul des modèles réduits en utilisant la transformation équilibrée de Moore produit des systèmes mal conditionnés, particulièrement si le modèle n'est pas minimal [SAF89] et s'il y a des modes faiblement ou non commandables ou faiblement ou non observables. Aussi, elle ne s'applique que dans le cas de systèmes stables.

Réduction de modèle pour les réalisations non-équilibrées : méthode de Hankel

Pour les systèmes qui ne sont pas équilibrés, une méthode basée sur la réduction de Moore et tronquant l'espace des vecteurs propres de la multiplication des matrices Grammiennes de commandabilité et d'observabilité (matrice de Hankel) en conservant ses k valeurs propres les

plus grandes, a été proposée [SAF89, SAN96]. Elle a été employée pour la réduction d'ordre des réseaux électriques avec succès [SAN96].

La démarche de la méthode de réduction est :

1. Calculer les matrices des Grammiens de commandabilité (W_c) et d'observabilité (W_o) du système original, en résolvant (C.31) et (C.32).

$$A W_c + W_c A^T + B B^T = 0 \tag{C.31}$$

$$A^T W_o + W_o A + C^T C = 0 \tag{C.32}$$

2. Calculer les matrices des vecteurs propres colonnes de gauche (V_L) et des vecteurs colonnes propres de droite (V_R) de la matrice $W_c W_o$.
3. Obtenir les sous-matrices V_{Rk} et V_{Lk} de $n \times k$ associées aux valeurs propres $\sigma_1^2, \sigma_2^2, \cdots, \sigma_k^2$ les plus grandes de la matrice $W_c W_o$.
4. Trouver la Matrice E donnée par

$$E = V_{Lk}^T V_{Rk} \tag{C.33}$$

5. Faire la décomposition en valeurs singulières (Singular Value Decomposition : SVD) de la matrice E

$$E = U \Sigma W \tag{C.34}$$

6. Trouver les matrices de transformation

$$\begin{aligned} T_L &= V_{Lk} U \Sigma^{-1/2} \\ T_R &= V_{Rk} W \Sigma^{-1/2} \end{aligned} \tag{C.35}$$

7. Trouver le modèle réduit d'ordre k donné par

$$\begin{aligned} A_R &= T_L^T A T_R \\ B_R &= T_L^T B \\ C_R &= C T_R \\ \dot{x}_{red} &= A_R x_{red} + B_R u \\ y &= C_R x_{red} \end{aligned} \tag{C.36}$$

Pour déterminer si l'ordre k du modèle réduit est approprié, on doit satisfaire le critère d'erreur sur la réponse fréquentielle suivant :

$$\left\| F(j\omega) - F_{red}(j\omega) \right\|_\infty \leq 2 \sum_{i=k+1}^{n} \sigma_i \tag{C.37}$$

où $F(j\omega)$ est la fonction de transfert du système original, $F_{red}(j\omega)$ est la fonction de transfert du système réduit et $\| \ \|_\infty$ est la plus grande valeur singulière calculée pour tout ω.

Le système réduit présente une caractéristique globale entrée-sortie similaire à la caractéristique du système sans réduction (similarité des fonctions de transfert $G(s)$).

ANNEXE D

Algorithmes LMI

1- Problème de complémentarité conique [FOL97]

Soit le problème suivant :

Trouver X, Y, Z

Sous les contraintes $F(X,Y,Z) \geq 0$, $XY = I$, $X \geq 0$, $Y \geq 0$, (D.1)

où $F(\cdot)$ est une fonction matricielle ayant pour variables symétriques les matrices $X, Y \in \Re^{n \times n}$ et la matrice Z.

Nous associons à ce problème, les contraintes LMI :

$$F(X,Y,Z) \geq 0,\ \kappa(X,Y) = \begin{bmatrix} X & I \\ I & Y \end{bmatrix} \geq 0. \qquad \text{(D.2)}$$

Ainsi, une solution au problème (D.1) consiste à considérer le problème :

Minimiser $Trace(XY)$
sous les contraintes (D.2).

Ce problème est appelé *problème de complémentarité conique*. La résolution d'un tel problème peut être effectuée en utilisant l'algorithme suivant [AIT97] :

1° Trouver les matrices X, Y, Z qui satisfont les contraintes LMI (D.2). Si le problème n'est pas faisable, arrêter. Sinon, poser $X^{(0)} = X$, $Y^{(0)} = Y$ et $k = 1$.

2° Trouver les matrices X, Y, Z qui résolvent le problème de minimisation

Minimiser $Trace(Y^{(k-1)}X + X^{(k-1)}Y)$
sous les contraintes (D.2).

3° Si l'objectif $Trace(Y^{(k-1)}X + X^{(k-1)}Y)$ atteint un point stationnaire alors arrêter. Sinon, poser $X^{(k)} = X$, $Y^{(k)} = Y$ et $k = k+1$ et aller à l'étape 2°.

2- Placement de pôles pour la synthèse de correcteurs par LMI

Dans le but d'améliorer les performances en terme d'amortissement d'un correcteur LMI, on peut imposer des contraintes de placement régional des pôles au problème d'optimisation sous contraintes LMI. Les régions considérés sont des sous ensembles convexes du plan complexe comme par exemple un secteur angulaire, un demi-plan, un disque, etc ...

La figure D.1 montre des régions de déplacement de pôles du type angulaire et planaire.

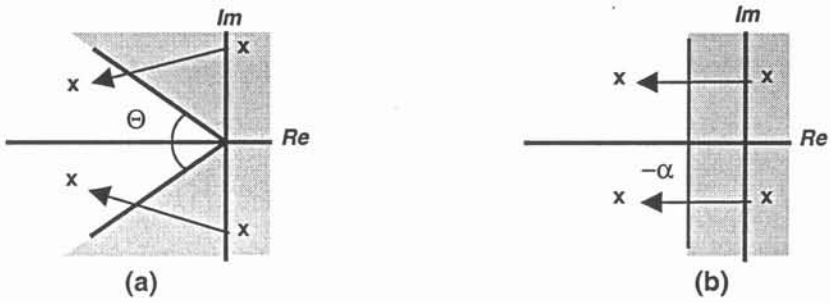


figure D. 1 - Régions *D* de type angulaire (a) et planaire (b)

Afin de formuler par des LMIs ce problème de placement régional de pôles, reprenons le problème de stabilisation par LMI évoqué dans le § I.1.1.2 du chapitre 5. Supposons que le système ne présente pas d'incertitude. La généralisation au cas incertain est évidente [ISH99].

Si on désire réaliser un placement de pôles dans :

- le plan $x \leq -\alpha$,
- et le secteur conique d'angle θ,

le problème LMI correspondant s'écrit : trouver les matrices *X, S, U, V* définies positives tel que:

- $(A+\alpha I)X + BU + [(A+\alpha I)X + BU]^T \prec 0$
- $S(A+\alpha I) + VC + [SA(\alpha + I) + VC]^T \prec 0$
- $\begin{bmatrix} (AX + XA^T + BU + U^T B^T)\sin\theta & -(AX - XA^T + BU - U^T B^T)\cos\theta \\ (AX - XA^T + BU - U^T B^T)\cos\theta & (AX + XA^T + BU + U^T B^T)\sin\theta \end{bmatrix} \prec 0$
- $\begin{bmatrix} (SA + A^T S + VC + C^T V^T)\sin\theta & -(SA - A^T S + VC - C^T V^T)\sin\theta \\ (SA + A^T S + VC - C^T V^T)\cos\theta & (SA + A^T S + VC + C^T V^T)\sin\theta \end{bmatrix} \prec 0$

ANNEXE E

Données du réseau 4 machines-2 zones [KU93].

Le réseau test à 4-machines employé dans cette thèse est montré sur la figure E.1. Ce réseau est particulièrement utilisé pour l'analyse et l'étude des problèmes d'oscillations inter-régions.

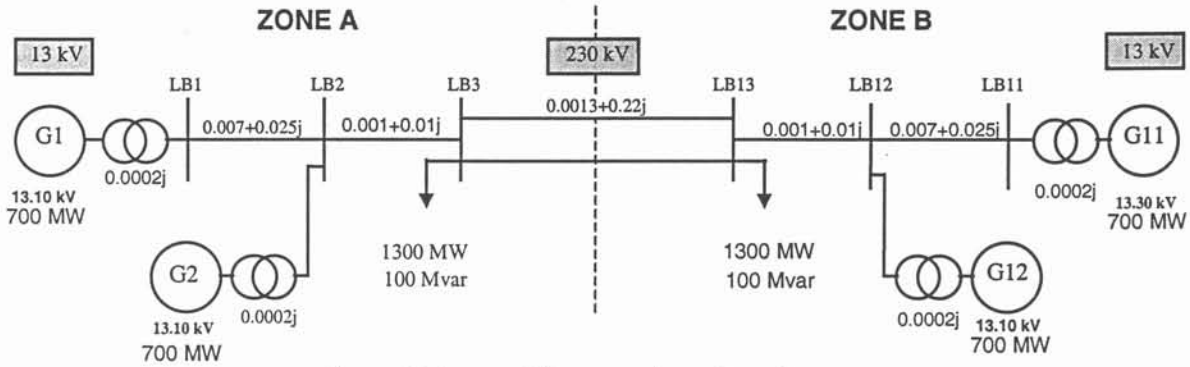


figure E. 1 - Réseau test 4 machines-2 zones

Le réseau est formé de quatre générateurs GEN1, GEN2, GEN11 et GEN12, ainsi que leurs transformateurs 20kV/230kV associés comme ça apparaît sur la figure E.1. Il y a deux nœuds charges dans le réseau aux nœuds LB3 et LB13. Les impédances des transformateurs et des lignes sont données dans le tableau E.1. Les tensions et les puissances aux différents nœuds des générateurs et des charges sont données dans le tableau E.2. Les valeurs en per-unit ont été calculées sur une base 100MVA.

Nœud d'origine	Nœud de terminus	Résistance (pu)	Réactance (pu)
GEN1	LB1	0.0	0.0002
GEN2	LB2	0.0	0.0002
GEN11	LB11	0.0	0.0002
GEN12	LB12	0.0	0.0002
LB1	LB2	0.007	0.025
LB2	LB3	0.001	0.01
LB3	LB13-1	0.0013	0.22
LB3	LB13-2	0.0013	0.22
LB13	LB12	0.001	0.01
LB12	LB11	0.007	0.025

Tableau E.1. Les impédances du réseau test à 4-machines

Machine ou charges	Module de la Tension (kv)	Angle de la Tension (degrees)	Puissance Active (MW)	Puissance Réactive (MVAR)
GEN1	13,10	0	594,12	-112,40
GEN2	13,10	-8,85	700	473,68
GEN11	13,30	4,93	719	-66,06
GEN12	13,10	-5,11	700	478,47
Charge LB 3	231,62	-5,19	1300	100
Charge LB 13	223,93	-13,03	1300	100

Tableau E.2. puissances et tensions des machines et des charges

Paramètre	Générateurs 1, 2, 11, 12
x_d	1.8
x'_d	0.3
x''_d	0.25
x_q	1.7
x'_q	0.55
x''_q	0.25
Ra	0.0025
Xl	0.2
T'_{do}	8.0
T''_{do}	0.03
T'_{qo}	0.4
T''_{qo}	0.05
H	6.5

Tableau E.3.Paramètres externes des machines du réseau test à 4-machines

Paramètre	Gen 1,2, 11,12,
Ra	0.0025
Ld	0.2
Lq	0.2
r_f	0.0006
r_D	0.0172
r_{Q1}	0.0231
r_{Q2}	0.0241
L_f	0.1123
L_D	0.0955
L_{Q1}	0.0547
L_{Q2}	0.9637
M_d	1.6
M_q	1.5

Table E.4. Paramètres internes des machines

Les paramètres externes des générateurs sont donnés dans le tableau E.3. Les paramètres internes des machines comprenant les résistances et les inductances, sont calculés à partir de l'ensemble des paramètres externes. Le tableau E.4. contient ces paramètres internes.

REFERENCES ANNEXES

[PE96] P.PETITCLAIR, S.BACHA, JP.ROGNON "Averaged modelling and nonlinear control of an ASVC (Advanced Static Var Compensator)" IEEE PESC'96, Baveno, Italie, 24-27 juin 1996

[PE97] P.PETITCLAIR, Y.BESANGER, S.BACHA, N.HADJSAID "FACTS modelling and control : application to the insertion of a STATCON on power system" IEEE IAS'97 New Orleans, USA, 5-9 octobre 1997

[IS89] A.ISIDORI "Nonlinear control systems - an introduction " Springer-Verlag, 2nd edition, 1989

[NO91] J.M.NOROLOWSKI, S.R.SANDERS, X.Z.Liu, G.C.Verghese "Generalized averaged method for power conversion circuits" IEEE Transactions on Power Electronics, vol.6, N°2, pp 251-258, 1991

[SU93] J.SUN, H.GROTSOLLEN "Averaged modelling and analysis of resonant converters" IEEE PESC'93 records, pp 222-228, 1993

[MOO81] MOORE B.C., « Principal Component Analysis in Linear Systems: Controllability, Observability and Model Reduction », *IEEE Transactions on Automatic Control*, vol. AC-26, no. 1, février 1981, pp. 17-32.

[OGA80] OGATA K., *Modern Control Engineering*, New York : Prentice-Hall, 1980.

[AIT97] L. EL GHAOUI, F. OUSTRY, M. AITRAMI, « A Cone Complementarity Linearization Algorithm for Static Output-Feedback and Related Problems », IEEE Transactions on Automatic Control, Vol. 42, No. 8 -Août, 1997.

[FOL97] J. P. FOLCHER " Approche multicritère par Formulation LMI de la commande des systèmes ", Memoire de thèse de doctorat de l'Université PARIS VI, France, décembre 1997.

Résumé

La dérégulation du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays d'Europe, modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des réseaux électriques. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis. Le développement des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) ouvre de nouvelles perspectives pour une meilleure exploitation des réseaux par leur action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau. Toutefois, ces dispositifs, ne sont pas à l'abri d'éventuelles interactions entre eux mais aussi avec d'autres éléments du réseau tels que les charges dynamiques.

Cette thèse, qui s'inscrit dans le cadre de l'analyse et l'amélioration de la sécurité dynamique des réseaux électriques, s'est focalisé sur l'impact de l'interaction des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques. Dans ce travail, il a été démontré que les boucles d'amortissement des oscillations de puissance dimensionnées par les techniques classiques de sensibilité ne sont pas robustes vis-à-vis des variations des modèles de charge. Pour remédier à ces problèmes, une première méthode, basée sur la sensibilité des valeurs propres et tenant compte des variations des modèles de charge, a été proposée. Deux autres méthodes plus robustes, basées sur les techniques LMI, ont été mises en œuvre. La première, basée sur une représentation polytopique des systèmes incertains, convient au cas d'incertitudes non structurées. La deuxième, basée sur une représentation LPV (système linéaire à paramètres variants), permet de traiter le cas d'incertitudes structurées.

Mots clés : FACTS, STATCOM, oscillations de puissance, charge dynamique, Interaction, Inégalités matricielles linéaires (LMI : Linear Matrix Inequalities).

Abstract

The deregulation of the electricity market, which gradually concerns all the countries in Europe, modifies considerably the technico-economic approach in the exploitation and the optimization of power systems. In this new context, power system specialists are more and more confronted with many challenges. The development of FACTS devices (Flexible AC System Transmission) opens new prospects for a better exploitation of power systems by their continuous and fast action on the various parameters. However, interaction phenomena can occur between these devices and also with other power system components such dynamic loads.

This thesis, which deals with the analysis and the improvement of power systems dynamic security, was focused on the impact of the interaction between FACTS devices and dynamic loads. In this work, it was shown that power oscillations damping loops dimensioned by the eigensensitivity traditional techniques are not robust with respect to load model variations. To overcome these problems, a first method, based on the eigensensitivity but also taking into account the load model variations, was proposed. Two other more robust methods, based on techniques LMI, were implemented. The first one , based on a polytopic representation of the uncertain system, is appropriate for the case of unstructured uncertainties. The second, based on a representation LPV (linear parameter varying system), treats the case of structured uncertainties.

Keywords : FACTS, STATCOM, Power oscillations, Dynamic loads, Interaction, Linear Matrix Inequalities (LMI).