UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

AUGMENTATION DE LA LIMITE DE STABILITÉ TRANSITOIRE PAR INSERTION D'UNE RÉSISTANCE DE FREINAGE

GUILLAUME LABARTHE
DÉPARTEMENT GÉNIE ÉLECTRIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE ÉLECTRIQUE)
AOÛT 2004

© Guillaume Labarthe, 2004

Library and Archives Canada

Published Heritage Branch

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Bibliothèque et Archives Canada

Direction du Patrimoine de l'édition

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file Votre référence
ISBN: 0-612-97959-8
Our file Notre référence
ISBN: 0-612-97959-8

NOTICE:
The author has granted a non-exclusive license allowing Library and Archives Canada to reproduce, publish, archive, preserve, conserve, communicate to the public by telecommunication or on the Internet, loan, distribute and sell theses worldwide, for commercial or non-commercial purposes, in microform, paper, electronic and/or any other formats.

The author retains copyright ownership and moral rights in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

AVIS:
L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque et Archives Canada de reproduire, publier, archiver, sauvegarder, conserver, transmettre au public par télécommunication ou par l'Internet, prêter, distribuer et vendre des thèses partout dans le monde, à des fins commerciales ou autres, sur support microforme, papier, électronique et/ou autres formats.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur et des droits moraux qui protège cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

In compliance with the Canadian Privacy Act some supporting forms may have been removed from this thesis.

While these forms may be included in the document page count, their removal does not represent any loss of content from the thesis.

Conformément à la loi canadienne sur la protection de la vie privée, quelques formulaires secondaires ont été enlevés de cette thèse.

Bien que ces formulaires aient inclus dans la pagination, il n'y aura aucun contenu manquant.

Canada

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

AUGMENTATION DE LA LIMITE DE STABILITÉ TRANSITOIRE PAR INSERTION D'UNE RÉSISTANCE DE FREINAGE

présenté par : LABARTHE Guillaume

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment acceptée par le jury d'examen constitué de :

M. OLIVIER Guy, Ph.D., président

M. ROY Gilles, M.Sc.A., membre et directeur de recherche

M. KAMWA Innocent, Ph.D., membre et codirecteur de recherche

M. JOOS Géza, Ph.D., membre

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIÈRES.....IV

LISTE DES FIGURES.....VIII

LISTE DES TABLEAUX.....XII

LISTE DES SIGLES.....XIII

REMERCIEMENTS.....XVI

RÉSUMÉ.....XVII

ABSTRACT.....XX

INTRODUCTION.....1

CHAPITRE I. ETAT DE L'ART.....4

I. Mise en situation - hypothèses de base des études _____5

1.1 Les types de réseaux _____ 5

1.2 Les types de contingences étudiés _____ 6

1.3 Les trois états du réseau _____ 7

II. Stratégies de contrôle _____8

2.1 Impact de la résistance de freinage _____ 8

2.2 Types de contrôle _____ 12

2.3 Logique floue _____ 15

2.4 Méthode d'estimation de stabilité RACKE _____ 15

III. Analyse des résultats et performance de l'installation 18

3.1 Exemple d'installation existante 18

3.2 Plan de phase 20

3.3 Gain en limite de stabilité transitoire 21

CHAPITRE II. COMPORTEMENT DU RÉSEAU 24

I. Mise en équation du réseau 24

1.1 Le réseau test 24

1.2 Équations électromécaniques des alternateurs 26

1.3 Équations électriques des alternateurs 28

1.4 Équations électriques de transmission 30

II. Influence de la résistance de freinage sur le couple 32

III. Dimensionnement et emplacement de la résistance de freinage 38

3.1 Le dimensionnement 38

3.2 Emplacement théorique 40

3.3 Validation de l'emplacement par la simulation 42

CHAPITRE III. CRITÈRE DE STABILITÉ DU RÉSEAU 44

I. État d'équilibre du réseau 44

1.1 État pré contingence 44

1.2 Pendant le défaut 44

1.3 Réseau en état post contingence 46

II. Loi des aires égales 48

2.1 Principe de fonctionnement du système avec résistance de freinage 48

2.2 Limite de stabilité 51

III. Définition des variables caractérisant la stabilité du réseau 52

3.1 Définition des variables d'état 52

3.2 Simplifications liées à l'hypothèse de la barre infinie ____ 54

3.3 Limites et erreurs de l'hypothèse de barre infinie ____ 55

CHAPITRE IV. PRINCIPE DE CONTRÔLE DE LA RÉSISTANCE DE FREINAGE .59

I. Plan de phase ____ 59

II. Contrôle simple ____ 60

2.1 Contrôle en vitesse ____ 60

2.2 Limites et erreurs de cette loi de commande ____ 62

III. Contrôle non linéaire ____ 63

3.1 Commande proportionnelle dérivée à relais tout ou rien ____ 63

3.2 Réglage des paramètres de la commande ____ 67

3.3 Visualisation de l'erreur de commande sur plan de phase ____ 69

IV. Comparaison de cette loi de commande avec une modulation ____ 72

CHAPITRE V. RESULTATS DES SIMULATIONS 74

I. Scénarios étudiés ____ 74

1.1 Scénario principal ____ 74

1.2 Second scénario ____ 74

1.3 Troisième scénario ____ 75

II. Résultats préliminaires ____ 75

III. Analyse du comportement du réseau avec insertion de la résistance de freinage _77

3.1 Influence de la valeur de la résistance de freinage ____ 77

3.2 Comportement des grandeurs caractéristiques du réseau ____ 78

IV. Synthèse des résultats et analyse de la performance du réseau avec résistance de freinage ____ 82

4.1 Analyse du gain en puissance d'exploitation ____ 82

4.2 Gain en limite de stabilité transitoire ____ 84

4.3 Limite d'utilisation de la résistance de freinage 85

V. Tests sur différents types de défauts 86

5.1 Tests sur défaut monophasé 86

5.2 Défaut triphasé à la terre sans perte de ligne 88

VI. Validation des résultats sous ST600 89

6.1 Recherche de limite 89

6.2 Simulations faites sous ST600 89

VII. Comparaison des limites obtenues sous Matlab et sous ST600 90

7.1 Hypothèses des simulations faites sous ST600 90

7.2 Analyse des résultats obtenus 91

7.3 Comparaison avec les résultats sous ST600 95

7.4 Exploitation des résultats 96

7.5 Restrictions quant aux résultats et à l'installation d'une résistance de freinage dans le réseau 98

CONCLUSION 100

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES 102

ANNEXES 108

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE I

Figure 1.1 : Schéma équivalent monophasé du système étudié.....6

Figure 1.2 : Influence de la résistance de freinage sur différents types de défaut (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966) 7

Figure 1.3 : Système d'étude : un générateur lié à un bus infini. 9

Figure 1.4 : Puissance en fonction de la valeur de R_b (Sen et Meisel, 1978).....10

Figure 1.5 : Influence de la puissance de freinage (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966).....10

Figure 1.6 : Importance des plafonds d'excitation des machines (Ellis, Hardy,Blythe et Skooglund, 1966).....11

Figure 1.7 : Retrait optimal et précoce (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966) 12

Figure 1.8 : Retraits tardifs déstabilisants (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966) 12

Figure 1.9 : Contrôle en angle de puissance (Sen et Meisel, 1978) 13

Figure 1.10 : Contrôle en vitesse (Sen et Meisel, 1978) 14

Figure 1.11 : Contrôle en norme (Sen et Meisel, 1978) 14

Figure 1.12 : RACKE en fonction du temps (Rudnick, Patino et Brameller, 1981) 16

Figure 1.13 : Exemple de RACKE au cours du temps (Al-Azzawi, Wafi, Jassim et Omar, 1995).....17

Figure 1.14 : Vue de dessus d'une tour résistive et vue de côté d'une branche de 5 éléments 19

Figure 1.15 : Région de contrôle de la résistance de freinage pour l'implantation de *Bonneville Power Administration* (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975).....20

Figure 1.16 : Influence de la valeur de la résistance de freinage sur la puissance transitée(Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975).....22

CHAPITRE II

Figure 2.1 : Réseau d'Hydro-Québec.....25

Figure 2.2 : Réseau étudié en état pré contingence.....26

Figure 2.3 : Diagramme vectoriel en régime permanent.....29

Figure 2.4 : Diagramme vectoriel pour la ligne de transmission.....31

Figure 2.5 : Couple en fonction de la valeur de la résistance R_b et de l'angle de puissance δ_e.....35

Figure 2.6 : Couple en fonction de Y_b ou P_b.....36

Figure 2.7 : Courbe de puissance vs δ_{12} pour une valeur optimale de R_b et sans résistance de freinage.37

Figure 2.8 : Choix de la valeur de puissance de freinage.....39

Figure 2.9 : Influence de l'emplacement de la résistance de freinage sur le couple résitant.....41

Figure 2.10 : Influence de l'emplacement de la résistance sur la dynamique du réseau.....43

CHAPITRE III

Figure 3.1 : Réseau pendant un défaut sur l'une des trois lignes de transport.....44

Figure 3.2 : Réseau en état post contingence.....47

Figure 3.3 : Courbe de puissance.....49

Figure 3.4 : Évolution de la vitesse des alternateurs 1 et 2, pour un défaut à 1 seconde.....56

Figure 3.5 : Différence entre la commande réelle et la commande simplifiée.....57

Figure 3.6 : Erreur commise sur la variable de vitesse.....58

CHAPITRE IV

Figure 4.1 : Plan de phase didactique 59

Figure 4.2 : Visualisation sur plan de phase de la commande en vitesse 61

Figure 4.3 : Schéma type de la commande 63

Figure 4.4 : Visualisation de la commande bang bang d'un système du second degré dans le plan de phase 66

Figure 4.5 : Plan de phase 68

Figure 4.6 : Visualisation de l'insertion de *Rb* dans le plan de phase 68

Figure 4.7 : Erreur de commande sur plan de phase 69

Figure 4.8 : Comparaison des deux lois de commande 71

Figure 4.9 : Comparaison de retraits bang bang et modulé. 73

CHAPITRE V

Figure 5.1 : Visualisation des variables d'état pour un cas stable (continu), instable (alterné) et à la limite de stabilité (pointillé) 76

Figure 5.2 : Effet de la valeur de la puissance de freinage sur l'angle de puissance global, local et sur la vitesse. 77

Figure 5.3 : Mise en évidence de la différence de l'angle de commande et l'angle global 79

Figure 5.4 : Comportement de G, w1, w2, V1, V2, Pa1 et Pa2 80

Figure 5.5 : Comportement du réseau en fonction de l'insertion de la résistance de freinage 81

Figure 5.6 : Limite de stabilité transitoire pour un défaut triphasé à la terre de six cycles suivi de la perte de la ligne 83

Figure 5.7 : Influence de la puissance de freinage sur la durée limite de défaut 84

Figure 5.8 : Influence de la valeur de la résistance de freinage sur le gain en limite de stabilité transitoire pour un défaut triphasé à la terre de six cycles avec perte de la ligne. 85

Figure 5.9 : Durée limite de défaut en fonction de la puissance limite en régime permanent pour différentes valeurs de puissance de résistance de freinage.....86

Figure 5.10 : Influence de la puissance de la résistance de freinage sur la durée limite d'un défaut monophasé suivi de la perte de la ligne 87

Figure 5.11 : Influence de la valeur de la résistance de freinage sur la durée limite d'un défaut triphasé sans perte de ligne.....88

Figure 5.12 : Gain en limite de stabilité transitoire en fonction de la puissance de freinage 97

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 5.1 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 500MW.....91

Tableau 5.2 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 750MW.....91

Tableau 5.3 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1000MW.....92

Tableau 5.4 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1250MW.....93

Tableau 5.5 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1500MW.....93

Tableau 5.6 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1750MW.....94

Tableau 5.7 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 2000MW.....94

LISTES DES SIGLES

α	:	angle de retard par rapport à la référence choisie
C_m	:	couple mécanique sur le rotor en N.m
C_e	:	couple électrique en N.m
δ_e	:	angle de puissance en rad
δ_i	:	angle interne en rad
δ_e	:	angle de transmission en rad
δ_m	:	angle mécanique en rad
e	:	erreur
e'_{qo}	:	tension avant l'inductance transitoire X'_d
F	:	coefficient de friction N.m.s/rad
$i_{a,b,c}$	:	courant de phase
i_d	:	courant d'axe direct
i_q	:	courant d'axe en quadrature
J	:	moment d'inertie en kg.m^2
M	:	moment angulaire
$\psi_{a,b,c}$	:	flux de phase
ψ_d	:	flux d'axe direct
ψ_q	:	flux d'axe en quadrature
ψ_o	:	flux homopolaire
ψ_f	:	flux dans l'inducteur
ψ_D	:	flux dans l'amortisseur d'axe direct
ψ_Q	:	flux dans l'amortisseur d'axe en quadrature

p : nombre de pôles de l'alternateur

P_m : puissance mécanique sur le rotor

P_e : puissance électrique fournie par l'alternateur

P_a : puissance d'accélération

P_n : Puissance nominale de l'alternateur

R_s : résistance statorique

R_f : résistance d'excitation

R_D : résistance de l'amortisseur d'axe direct

R_Q : résistance de l'amortisseur d'axe en quadrature

R_b : résistance de freinage

ref : consigne

s : opérateur de Laplace

t : temps en secondes

t_0 : instant du défaut

t_c : instant d'élimination du défaut, correspondant à l'instant d'ouverture de la ligne sur laquelle le défaut s'est produit

θ : angle mécanique du rotor de l'alternateur par rapport à un repère fixe en radian

u : commande

$V_{a,b,c}$: tension de phase

V_{inf} : tension de la barre infinie

V_d : tension d'axe direct

V_q : tension d'axe en quadrature

V_o : tension homopolaire

V_t : tension statorique

w_R : vitesse de rotation du rotor en rad/sec

w_m : pulsation mécanique en rad/sec

X_1, X_e : inductance de ligne entre le défaut et la barre infinie

X'_d : inductance transitoire d'axe d de l'alternateur

Y_b : admittance de freinage

REMERCIEMENTS

Plusieurs personnes ont contribué à ce travail. Je tiens d'abord à remercier mon directeur de recherche, Gilles Roy, qui m'a permis, par ses nombreux et précieux conseils, de mener à bien cette recherche. Je tiens aussi à remercier mon codirecteur Innocent Kamwa, pour ses conseils et son expertise dans le domaine des réseaux électriques. Je les remercie tous deux pour le temps qu'ils m'ont consacré, pour leur disponibilité et leur support.

Enfin une attention particulière et un grand merci pour M. Daniel Lefebvre, ingénieur chez Hydro-Québec, pour son aide quant à la validation des résultats. J'ai énormément apprécié ses conseils quant à la faisabilité du projet et quant à la réalité des réseaux électriques. Ses conseils m'ont permis de donner une réalité professionnelle au mémoire.

Je remercie encore toutes les personnes qui m'ont aidé et supporté lors de ma maîtrise.

RÉSUMÉ

Les besoins en énergie augmentent tous les jours, et cette tendance ne risque pas de s'atténuer à long terme. Ceci implique une concentration des efforts vers l'amélioration de la performance, c'est le cas pour les réseaux électriques. La stabilité dynamique est un des facteurs limitant dans l'exploitation des réseaux électriques. Le pôle de production de la centrale de Churchill Falls est dite en tête de réseau et se trouve très éloigné de la charge. Cet éloignement du reste du réseau lui incombe un fonctionnement à une puissance d'exploitation limitée à cause de cette même stabilité dynamique.

Les *Flexible AC Transmission Systems* (FACTS) permettent une augmentation de la limite de stabilité transitoire. La résistance de freinage a fait l'objet de nombreuses recherches quant à son aide au maintien de la stabilité dynamique. La théorie est connue depuis les années 1950. Sa première implantation en Amérique du Nord fut l'œuvre de British Columbia Hydro vers 1965 avec une puissance nominale de 2300MW. Son efficacité a été démontrée depuis pour ce qui est de l'amélioration de la stabilité dynamique.

La présente étude est destinée à analyser dans quelles mesures l'implantation d'une résistance de freinage est capable de renforcer la stabilité dynamique de la centrale de Churchill Falls dans le cas d'une contingence simple, qu'est un défaut triphasé à la terre suivi de la perte de la ligne.

Lors d'un défaut, la puissance mécanique entraînant l'alternateur n'est plus convertie en puissance électrique. Cet excès de puissance conduit l'alternateur à accélérer. Après la contingence, l'énergie cinétique emmagasinée doit être retransmise

au réseau. Le rôle de la résistance de freinage est de dissiper ce surplus momentané d'énergie.

L'analyse méthodologique du phénomène conduit à l'explication de deux aspects déterminants quant à la résistance de freinage. Le premier est le dimensionnement de la résistance; la puissance de la résistance influe sur la limite de stabilité dynamique. Le second est le problème de la commande. En effet, toutes les études sur ce type de FACTS portent principalement sur la loi de commande de l'insertion et la détermination des temps d'insertion et de retrait de la résistance. De part son aspect global, la stabilité dynamique exigerait idéalement un contrôle global supposant alors la faisabilité d'un contrôle permettant de déterminer le déphasage en temps réel. Cependant le contrôle local, en supposant l'hypothèse de barre infinie, est un contrôle efficace, il a donc été choisi et étudié.

L'insertion de la résistance de freinage sera de type bang bang. Le choix de l'instant de retrait de la résistance représente un point majeur de l'étude, car un mauvais choix de retrait peut produire un effet contraire à celui souhaité.

Les simulations seront exécutées sous *Matlab Simulink*. Le réseau d'étude est un réseau de type Benchmark réaliste et se veut représentatif du réseau d'Hydro-Québec, en ce qui concerne l'étude de la stabilité dynamique pour une contingence située proche de la centrale de Churchill Falls. L'effet de la résistance de freinage sur le couple électromécanique sera étudié en utilisant les équations traditionnelles de la machine synchrone. Le modèle utilisera le système de composantes *d, q, o* de la transformation de Park.

L'étude sera ensuite validée par une série de simulations faites sur ST600. Le réseau d'étude sera alors une représentation très fidèle du réseau d'Hydro-Québec. La recherche de limite sera faite à l'aide du logiciel de recherche de limite COMÈTE.

Les résultats présenteront premièrement les comportements des différentes variables d'état du réseau, suite à l'insertion de la résistance de freinage. Ils exposeront ensuite l'importance de la valeur de la résistance de freinage. Enfin les gains en limite de stabilité transitoire en fonction du dimensionnement de la puissance de la résistance de freinage seront donnés.

ABSTRACT

The needs in energy are growing day after day, and this trend seems to be going on. It is the reason why the improvement of accuracy is even more required, particularly in electrical network domain. Dynamic stability restricts the electrical network management. The Churchill Falls plant is so far to the load that the load flow is limited by the same dynamic stability.

Facts allow an improvement of dynamic stability limit. A braking resistor insertion into the network has been studied many times, as far as the dynamic stability improvement is concerned. Theory on braking resistor is known since the 50's, however the first practical establishment of a 1400MW braking resistor into a network has been realized only in the 70's by Bonneville Power Administration. His efficiency to improve dynamic stability has been demonstrated since then.

This study is expected to show how the braking resistor is able to reinforce dynamic stability of Churchill Falls plant in case of 3 phase fault followed by the line loss.

During such fault, mechanical power is not converted anymore in electrical power. This excess of power results in rotor acceleration. After fault clearance, kinetic energy stored in rotor should be dissipated into the network and the braking resistor should help for a short time recovering the stability by heat dissipation.

By analyzing behavior of such system, two main characteristics can be denoted about braking resistor. First one is the size of the resistor; dissipation power of the braking resistor affects the load flow. The second one concerns the control law of the insertion of the resistor. Moreover the whole studies about the use of braking resistor reports many details on the insertion time and the disconnection time. Global aspect

of dynamic stability would have to be controlled ideally by a Global Position System. However the local control has been chosen and studied since this control is very efficient, in case which the infinite bus hypothesis can be used.

The braking resistor will be put into the network by bang bang insertion. The determination of the disconnection time will be a major point of the study, because of the critical effect on dynamic stability of an erroneous determination.

Simulations will be executed with Matlab Simulink. The study network is a realistic Benchmak type one, and is expected to be representative of Hydro-Quebec network, as far as the dynamic stability study in response of a contingency near Churchill Falls plant is concerned. The effect of de braking resistor on electromagnetic torque will be explained using usual equations of synchronous machine. Those equations will be expressed in Park reference frame.

The results will be confirmed under ST600, which is the Hydro-Quebec dynamic stability simulation program. The network used for those simulations is a very realistic and precise copy of the Hydro-Quebec network. The limit research will be performed by COMÈTE.

The given results will depict the behaviors of different state variables under insertion of the braking resistor. Finally, the benefit in terms of improvement of dynamic stability limit against size of power dissipation of the braking resistor will be exposed.

INTRODUCTION

L'un des principaux enjeux des pays industrialisés de nos jours est l'énergie. Les besoins qui s'y rapportent connaissent une forte croissance et promettent de grandir encore dans les prochaines décennies. Pour l'énergie électrique, les enjeux sont tout aussi importants car les investissements liés à de nouvelles installations peuvent se chiffrer en milliards de dollars. Une exploitation optimale et sécuritaire des réseaux électriques est aujourd'hui indispensable. En effet, en plus de devoir fournir la quantité d'énergie requise par les consommateurs, les producteurs et distributeurs d'électricité doivent assurer une fiabilité à tout épreuve, afin d'éviter les problèmes d'effondrement de réseaux comme ont connu l'Ontario et la côte Est des États-Unis dernièrement.

Après les compensateurs synchrones, les premières améliorations dans les réseaux ont été faites par l'installation de composants passifs, avec la compensation série ou shunt. Ces types de compensation ont permis l'amélioration de la stabilité des réseaux, mais restent limités par leur caractère passif.

Tôt ou tard confronté à des perturbations, un réseau doit savoir garder sa stabilité lorsqu'elles se produisent. Les réseaux sont alors limités en puissance d'exploitation. Cette limite est appelé limite de sécurité dynamique. Cette limite correspond à la valeur maximale de la puissance d'exploitation en régime permanent pour laquelle le réseau sera assuré de recouvrer la stabilité, pour des scénarios bien précis correspondant à différentes contingences.

L'avènement de l'électronique de puissance a accru les possibilités d'amélioration de la stabilité des réseaux électriques par l'implantation de composants actifs dans le réseau. Ces éléments actifs sont appelés FACTS (Flexible AC Transmission Systems).

L'utilité des FACTS dans l'amélioration de la stabilité en tension, de la stabilité en régime permanent ou encore la stabilité dynamique est aujourd'hui reconnue. Les FACTS utilisés peuvent être classés en deux principales catégories :

- La catégorie des FACTS en configuration série, dans laquelle on peut regrouper à titre d'exemple les systèmes HVDC (High Voltage Direct Curent), les transformateurs déphaseurs, les RPI (Régulateur de Puissance Interphase).
- La catégorie des FACTS en configuration shunt, dans laquelle on peut compter les STATCOM, les SVC (Static Var Compensator), les ASVC (Advanced Static Var Compensator), les TCR (Thyristor Controlled Reactor) et les résistances de freinage.

C'est précisément sur la résistance de freinage sur laquelle va porter la présente étude. L'implantation d'une résistance de freinage dans le réseau est une technique connue depuis une quarantaine d'années. Le nom de cette installation traduit en grande partie la philosophie de cette technique. Lors d'un défaut, un alternateur qui ne peut plus fournir l'énergie dans le réseau, accélère. Cette accélération tend l'alternateur à se désynchroniser du réseau. Lors de l'élimination du défaut l'insertion d'une résistance shunt permet d'améliorer le freinage de l'alternateur. Dès lors on comprend pourquoi cette technique a suscité autant d'intérêts et a connu un tel engouement.

Une compilation des différentes études sera d'abord effectuée. Cet état de l'art précisera le principe d'utilisation de base d'une résistance de freinage et rapportera les principales conclusions tirées des études faites à ce sujet. Cette compilation sera complétée par une présentation de différentes installations existantes de résistance de freinage dans un réseau électrique. L'intérêt de cette installation pourra alors être montré quant au gain en stabilité.

Après avoir rappelé les différentes équations régissant le comportement électromécanique et électrique du système étudié, le principe d'utilisation de la résistance de freinage sera expliqué de manière détaillée. Plusieurs types de contrôle seront étudiés, l'intérêt et les limites de chacun de ces types seront alors présentés.

Les résultats obtenus sous le logiciel Simulink de Matlab seront fournis et expliqués. L'analyse des performances de l'insertion d'une résistance de freinage sera alors compilée. La vérification des résultats obtenus sous Simulink sera faite sous ST 600, logiciel de recherche de limite de stabilité.

Les bénéfices de l'implantation d'une résistance de freinage seront alors validés quant à l'amélioration de la stabilité du réseau étudié.

CHAPITRE I. ETAT DE L'ART

L'amélioration de la stabilité dynamique fait l'objet d'un intérêt de recherche depuis plusieurs décennies. L'insertion d'une résistance de freinage shunt dans le réseau en état post contingence est une technique connue d'amélioration de la stabilité dynamique. Les premières études portant sur cette technique ont vu le jour dans les années 50 en Russie et ont continué dans les années 60 (Croft et Hartley, 1962)(Gornshtein et Luginskii, 1962)(Trofimenko, 1962)(Park, 1969). L'installation même d'une résistance de freinage dans un réseau a été faite au début des années 60 en Russie, mais fût entrepris en Amérique du Nord par British Columbia Hydro vers 1965 (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966) avec une puissance nominale de 2300MW. Puis ce fût Bonneville Power Administration qui implanta une résistance de freinage de 1400MW, qui fût utilisée pour la première fois en 1973. Depuis d'autres installations ont été réalisées (Hing et Julien, 1982)(Peelo, Hein et Peretti, 1994).

Dans les premières installations de résistance de freinage, leur insertion était opérée par des relais de puissance, qui ne permettaient que des insertions et retraits bang bang. L'avènement de l'électronique de puissance a accru les possibilités d'amélioration de la stabilité des réseaux électriques. Des études utilisant des semi-conducteurs de puissance (thyristors) pour l'insertion de résistances de freinage ont ensuite été faites dans les années 80 (Rao et Nag Sarkar 1980)(Nag Sarkar et Rao, 1980)(Rao et Nag Sarkar 1984). Ces études présentent l'avantage d'une modulation possible de la valeur de la résistance de freinage, permettant l'amélioration de l'amortissement, mais rapportent en contrepartie de sérieux inconvénients associés aux effets des harmoniques. Des études plus récentes (Rahim et Al-Sammak, 1991)(Mehdi, Al-Hafid et Al-Sulaifanie, 1991)(Al-Azzawi, Wafi, Jassim et Omar,

1995)(Grobovoy et Lizalek, 1998)(Katoh, Takada, Iwamoto, 2000)(Grobovoy, 2001) traitent de la recherche du temps optimal de retrait. Les recherches sur le retrait modulé de la résistance de freinage et la commande par logique floue sont aussi très présentes dans les récentes références (Hiyama, Kihara, Miyauchi et Ortmeyer, 1996)(Jiang, Min et Han, 1997).

Toutes ces études portent sur des types de réseaux différents, mais on peut les regrouper en deux principales catégories :

- les réseaux dits simples, et que l'on peut comparer à un alternateur lié à une barre infinie.
- les réseaux dits complexes ou multi machines, qui sont une reproduction plus fidèle d'un réseau électrique

Pour ce qui est du contrôle, il peut être de deux types :

- soit un contrôle global basé sur l'angle de puissance pour assurer la stabilité dynamique.
- soit un contrôle local, qui suppose la robustesse de ce contrôle.

Le contrôle global est plus simple en théorie car il se base sur la grandeur définissant la stabilité dynamique elle-même, mais nécessite des installations coûteuses en pratique. Pour cela, la présente étude se limite à une technique de contrôle local.

I. Mise en situation - hypothèses de base des études

1.1 Les types de réseaux

Plusieurs configurations de réseaux sont étudiées dans les différentes références bibliographiques existantes. La première configuration, de loin la plus souvent étudiée

est celle de la figure 1.1, un groupe d'alternateurs reliés à une barre infinie par plusieurs lignes de transmission en parallèle. L'hypothèse de la barre infinie est souvent utilisée.

Le second type de réseau est utilisé pour mesurer l'impact de l'installation d'une résistance de freinage est celui de type complexe, c'est-à-dire multi générateurs. Ces réseaux peuvent contenir de quatre, comme dans (Rahim et Alamgir, 1988)(Rahim, Al-Shehri et Al-Sammak, 1993), à 22 machines, comme dans la référence (Rudnick, Patino et Brameller, 1981).

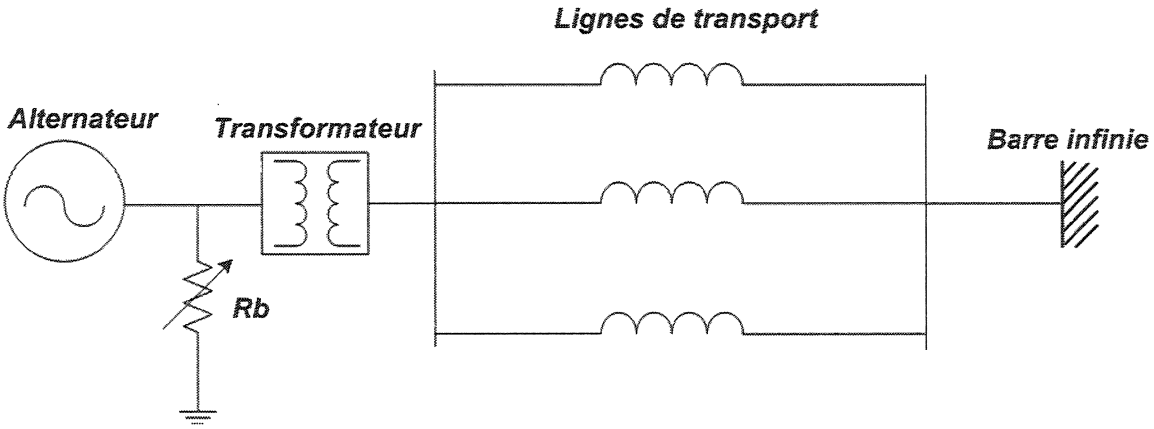


Figure 1.1 : Schéma équivalent monophasé du système étudié

La résistance de freinage est toujours implantée à proximité des générateurs, afin de bénéficier au maximum de son effet.

1.2 Les types de contingences étudiés

Plusieurs types de contingence peuvent être étudiés lorsque l'on parle de stabilité dynamique (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966). Dans cette référence les auteurs étudient l'influence d'une résistance de freinage lors de différents types de défaut, c'est ce que montre la figure 1.2, tirée de cette référence.

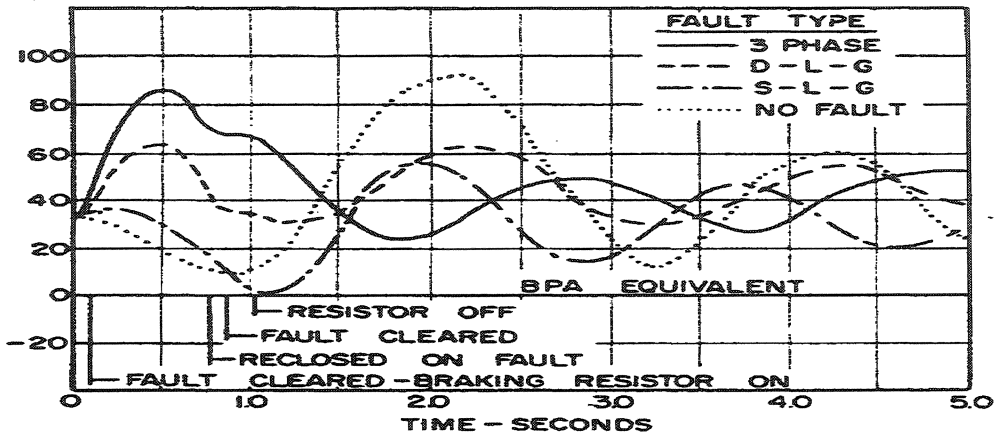


Figure 1.2 : Influence de la résistance de freinage sur différents types de défaut (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966)

Les différentes références bibliographiques s'appuient toujours sur l'étude de la stabilité du réseau à la suite d'un défaut triphasé à la terre. La raison est que ce type de contingence est de loin la plus sévère quant à la stabilité dynamique.

La simple contingence est toujours relatée. Le défaut triphasé à la terre peut être étudié seul, mais les études développent souvent cette contingence suivie de la perte d'une ligne de transport. La perte de cette ligne peut alors être définitif ou temporaire. Le problème du recouvrement de la ligne impose alors un développement plus poussé de l'étude.

1.3 Les trois états du réseau

Les études faites sur le sujet mettent en évidence trois étapes de fonctionnement lorsqu'on parle d'étude de contingence :

Avant contingence :

Le système est en équilibre, l'angle de puissance δ est constant. Les vitesses angulaires w sont constantes. La résistance de freinage n'est pas connectée.

Pendant la contingence :

La tension chute brutalement pendant cette période, et sa valeur diminue avec la proximité du défaut. La puissance réelle n'est alors plus dissipée dans la grille du réseau et les charges. Les alternateurs en tête de réseau, fournissent uniquement du réactif et accélèrent.

Dès la détection du défaut, la résistance de freinage est connectée. Mais la tension à ces bornes étant considérée nulle, elle ne produit aucun effet.

Après la contingence :

Le défaut disparaît ou est effacé par le déclenchement des protections de ligne. La résistance de freinage est déjà connectée au réseau. Le système tente de ramener la tension à sa valeur nominale et de retrouver la stabilité.

II. Stratégies de contrôle

2.1 Impact de la résistance de freinage

Le premier pas vers l'étude de la stabilité dynamique passe par l'étude de l'influence de la résistance dans le réseau en état post contingence. La modélisation du réseau est alors indispensable pour approximer cet effet. Le réseau d'étude est le suivant :

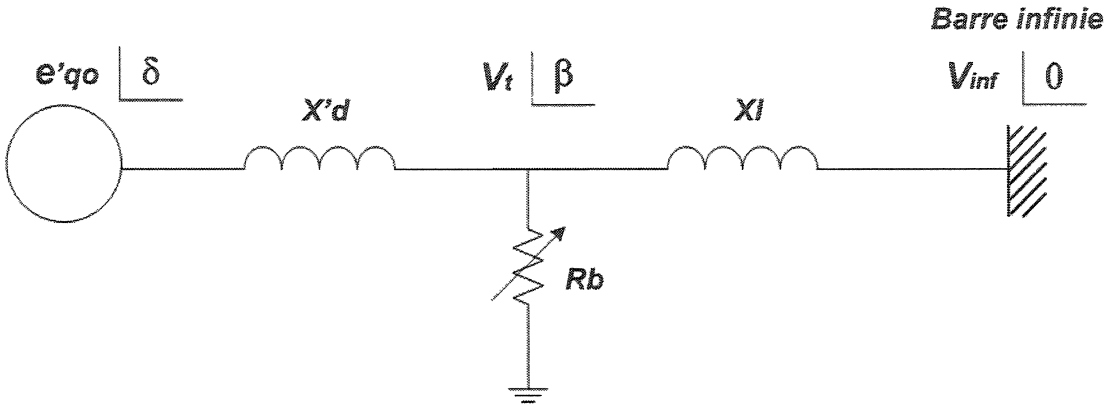


Figure 1.3 : Système d'étude : un générateur lié à un bus infini.

L'étude du système de la figure 1.3 conduit à la relation (1) et donne l'expression analytique approchée de la valeur de la puissance que peut dissiper l'alternateur en tête de réseau lorsque la résistance est connectée au réseau en état post contingence.

$$P(Rb) = \frac{aR_b^2 + bR_b}{dR_b^2 + c} \qquad (1)$$

Où

$$a = (X'_d + X_l) V_{\inf} e'_{qo} \sin\delta$$
$$b = (X_l e'_{qo})^2 + X_l X'_d V_{\inf} e'_{qo} \cos\delta$$
$$c = (X_l X'_d)^2$$
$$d = (X'_d + X_l)^2$$

La référence (Sen et Meisel, 1978) fournit alors la figure 4, qui permet de voir l'effet de la valeur de la résistance de freinage sur la puissance qu'est capable de fournir l'alternateur.

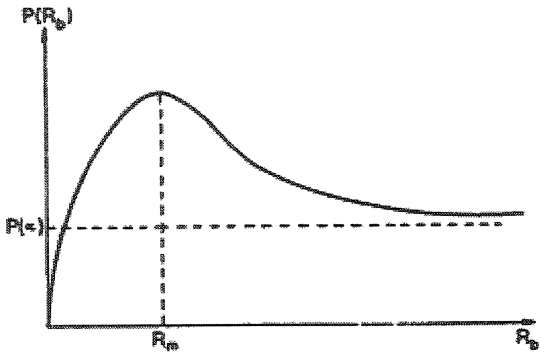


Figure 1.4 : Puissance en fonction de la valeur de R_b (Sen et Meisel, 1978)

La figure 1.4, tirée de (Sen et Meisel, 1978), met en évidence la présence d'un maximum de puissance que le générateur est capable de fournir pour une valeur donnée de résistance de freinage. Cette valeur optimale de résistance, tout comme la valeur du maximum de puissance, dépend des caractéristiques du réseau.

L'impact de la taille de la résistance a aussi été étudié dans un réseau complexe (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966). Le maximum atteint par l'angle de puissance est moins grand pour une résistance de freinage plus importante en puissance de dissipation.

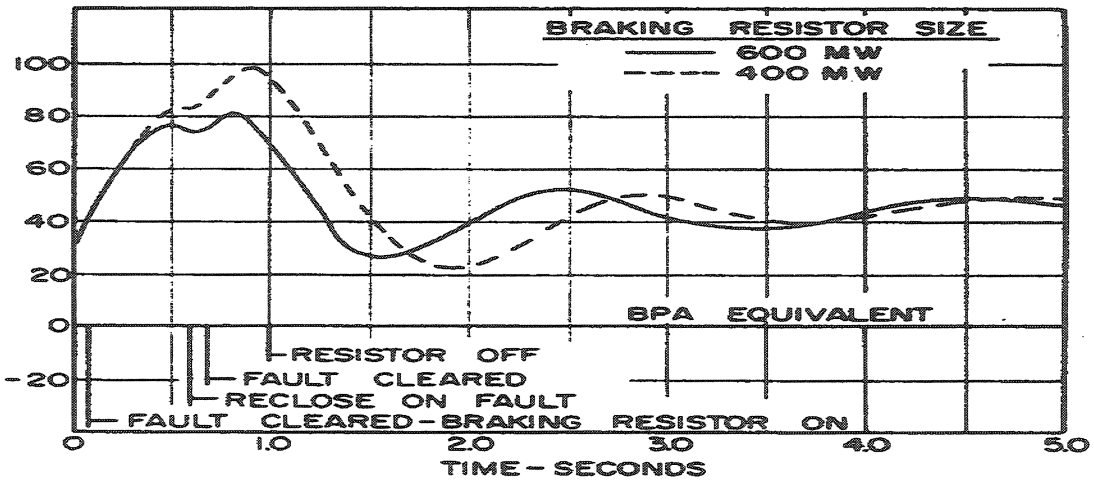


Figure 1.5 : Influence de la puissance de freinage (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966)

La figure 1.5 tirée de (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966), confirme l'importance de la valeur de résistance sur la dynamique du système. La valeur de la résistance doit être choisie en fonction des caractéristiques du réseau, la valeur des plafonds d'excitation des alternateurs est notamment très important, comme l'illustre la figure ci-dessous toujours tirée de (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966).

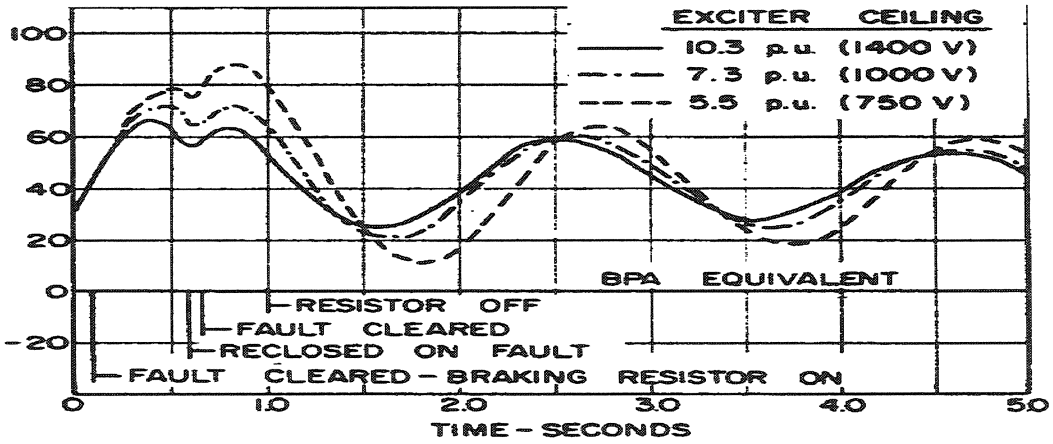


Figure 1.6 : Importance des plafonds d'excitation des machines (Ellis, Hardy,Blythe et Skooglund, 1966)

Mais cette référence renferme de nombreux autres aspects sur l'insertion de la résistance de freinage. Si l'insertion précoce de la résistance dans le réseau dès le défaut repéré fait l'unanimité, l'instant de retrait requiert l'élaboration de plusieurs stratégies. Les figures 1.7 et 1.8, tirées de (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966), viennent apporter la preuve que le choix de l'instant de retrait a une grande influence. Il est important de préciser qu'en plus du défaut, la ligne défectueuse est réenclenchée, puis le défaut est de nouveau effacé par la perte de la ligne.

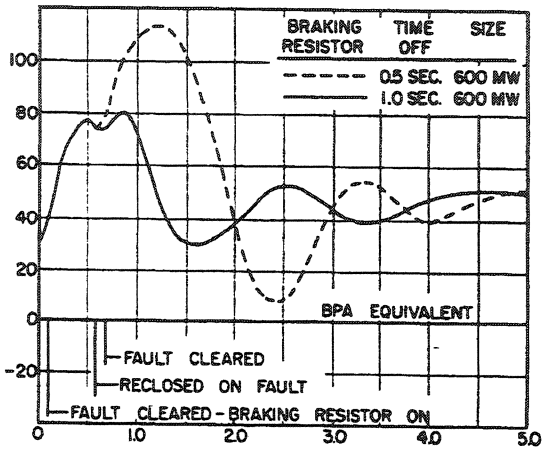


Figure 1.7 : Retrait optimal et précoce (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966)

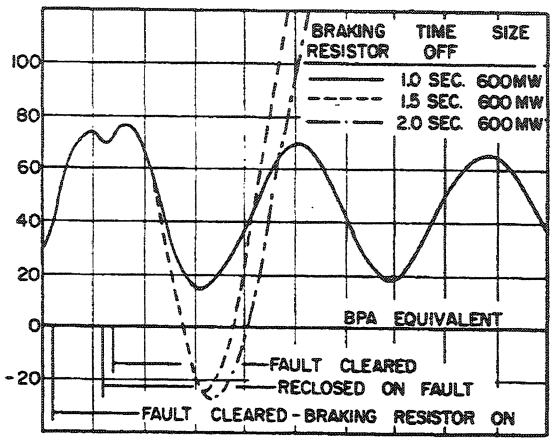


Figure 1.8 : Retraits tardifs déstabilisants (Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966)

Si l'instant de retrait est trop précoce, l'angle de puissance sera moins amorti et atteindra une valeur plus importante, comme le montre la figure 1.7. Dans un cas extrême, la stabilité est totalement perdue si la résistance est enlevée trop tôt.

Dans le cas d'un retrait trop tardif, montré par la figure 1.8, l'effet de la résistance de freinage peut être le contraire de celui espéré, à savoir faire écrouler le réseau. Ceci souligne donc l'importance du choix du retrait. Pour ce faire il est indispensable de connaître les techniques permettant de faire le bon choix pour le retrait.

2.2 Types de contrôle

Les premiers types de contrôle intéressants sont ceux explicités en détail dans la référence (Sen et Meisel, 1978). Le type de réseau est une source liée à un réseau infini comme défini dans la figure 1.1. La contingence est simple, à savoir un défaut triphasé suivi d'une perte de la ligne. Cette référence fait part de trois types de commande, le contrôle en angle de puissance minimal, en vitesse et en norme minimale.

Les trois types de contrôle sont tous destinés à l'insertion et au retrait bang bang, mais donnent des résultats différents. La résistance de freinage n'est pas connectée et déconnectée aux mêmes instants. Le nombre d'insertion de la résistance est aussi affecté.

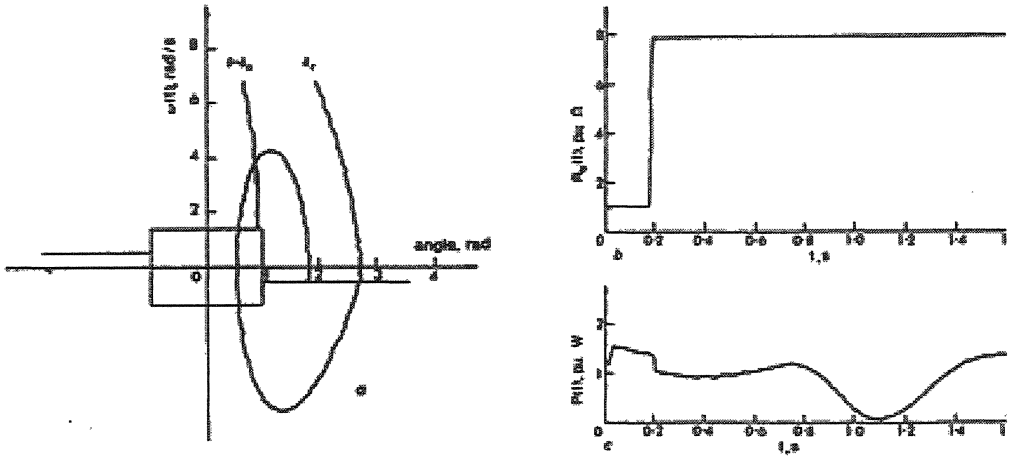


Figure 1.9 : Contrôle en angle de puissance (Sen et Meisel, 1978)

La figure 1.9 montre le plan de phase pour une simulation avec la loi de commande en angle de puissance. Cette figure montre aussi la valeur de la résistance ohmique en pu au cours du temps dans le réseau. La résistance est connectée au début jusqu'à l'instant de retrait à environ 0,2 seconde.

Le troisième graphique de la figure 1.9, celui de la colonne de droite en bas, représente la puissance active électrique fournit par l'alternateur, à qui l'on veut faire recouvrer la synchronisation au réseau après le défaut. En ce qui concerne le contrôle en angle de puissance, il suffit de définir une zone de sécurité assurant de la stabilité du réseau.

La figure 1.10 montre le principe sur plan de phase du contrôle en vitesse de la résistance de freinage. La prise de décision de l'insertion ou du retrait est effectuée à partir de déviation de vitesse par rapport à la vitesse d'équilibre. Lors d'un défaut, les

rotors des alternateurs en tête de réseau ont tendance à accélérer, il est alors possible de définir des paliers que seule une contingence sévère va permettre de franchir. Pour une déviation donnée de vitesse, la résistance de freinage est donc connectée. De la même manière un palier minimal est défini, la résistance de freinage sera déconnectée dès que la vitesse passera sous cette limite inférieure.

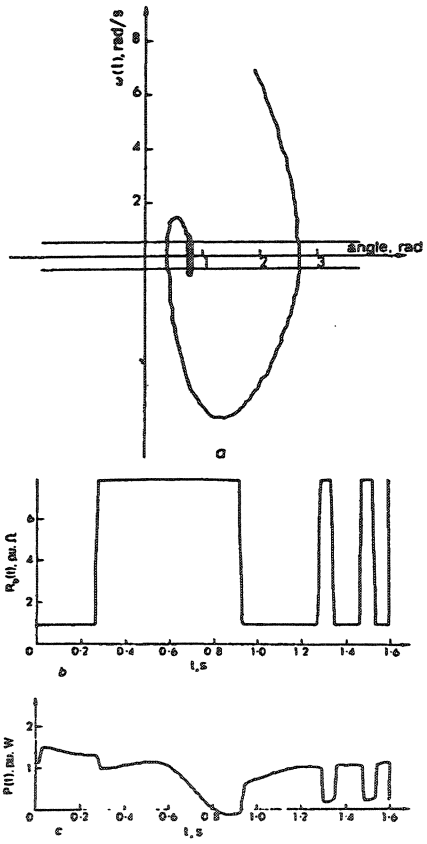


Figure 1.10 : Contrôle en vitesse
(Sen et Meisel, 1978)

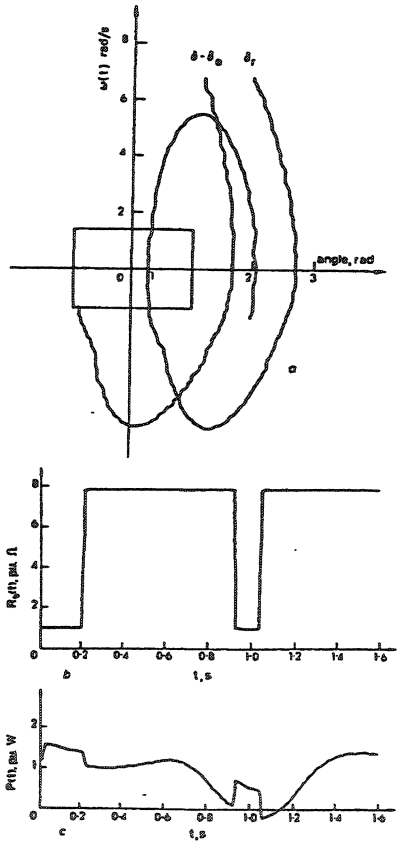


Figure 1.11 : Contrôle en norme
(Sen et Meisel, 1978)

Le contrôle en norme, figure 1.11, se base quant à lui sur la norme du vecteur d'état, qui est visible dans le plan de phase. C'est la norme qui détermine l'enclenchement et le retrait de la résistance de freinage dans le réseau. Comme pour

le contrôle en angle de puissance, dès que le point de l'état se retrouve dans une zone de sécurité, plus aucune action de la résistance n'est requise.

2.3 Logique floue

La méthode utilisée dans les années soixante pour l'insertion par relais de puissance tout ou rien, d'une résistance de freinage, a vu une prolongation avec l'avènement des semi conducteurs de puissance. Les références (Rao et Nag Sarkar 1980)(Nag Sarkar et Rao, 1980)(Rao et Nag Sarkar 1984) ont montrée les possibilités d'une modulation dans le retrait de la résistance de freinage. Le problème des harmoniques est évoqué par les auteurs comme une barrière. Aujourd'hui ce problème pourrait être surmonté, mais le problème de la modulation va au-delà du problème de stabilité dynamique. Quand le problème de stabilité dynamique est mis de l'avant, il est question de la première oscillation de l'angle de puissance. Pourtant avec la naissance de la logique floue et son application au système FACTS, la commande modulée semble trouver son intérêt, d'ailleurs beaucoup d'études sont effectuées à ce sujet (Hiyama, Kihara, Miyauchi et Ortmeyer, 1996)(Jiang, Min et Han, 1997). Afin d'éviter toute redondance dans le réseau, l'insertion ne doit pas empiéter sur le rôle des stabilisateurs.

2.4 Méthode d'estimation de stabilité RACKE

Il existe aussi une technique d'estimation de la stabilité. Cette méthode est la méthode RACKE, autrement dit *RAte of Change of Kinetic Energy*. Le but de cette méthode est de savoir déterminer si le réseau est stable ou non à chaque instant. Cette technique a été utilisée par de nombreux auteurs (Rudnick et Brameller, 1978)(Rudnick, Patino et Brameller, 1981)(Al-Azzawi, Al-Baldawi, Narayana,

1988)(Rahim et Al-Sammak, 1991)(Rahim, Al-Shehri et Al-Sammak, 1993)(Al-Azzawi, Wafi, Jassim et Omar, 1995)(Katoh, Takada, Iwamoto, 2000)(Haque, Khan et Kalam, 1995)(Al-Taee, Al-Azzawi, Al-Taee, Al-Jumaily, 2001). Cette technique se base sur le produit de la vitesse et de l'accélération du rotor de la machine à stabiliser. L'équation 1 donne l'expression du RACKE :

$$RACKE = M\frac{w}{w_s}\frac{dw}{dt} \quad \text{M étant le moment angulaire} \qquad (2)$$

Il est prouvé que ce taux de changement d'énergie cinétique passe par un minimum lors d'un défaut. La première conclusion intéressante est que si le défaut n'est pas effacé avant d'atteindre ce minimum alors le réseau sera instable.

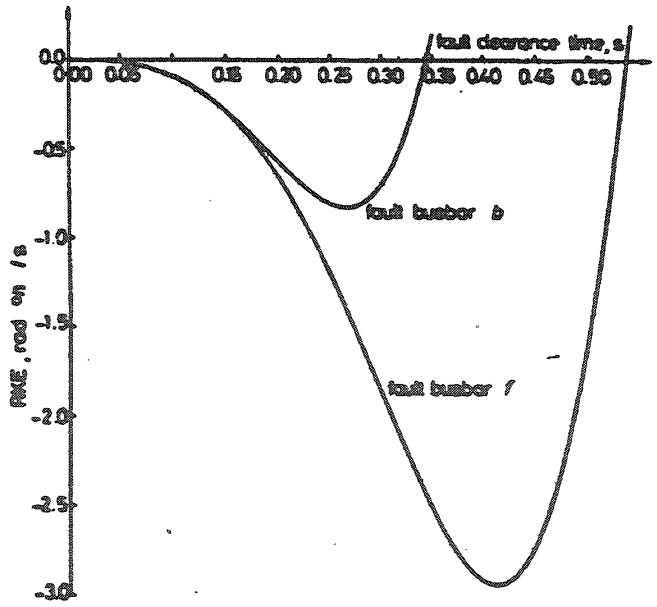


Figure 1.12 : RACKE en fonction du temps (Rudnick, Patino et Brameller, 1981)

La figure 1.12, tirée de (Rudnick, Patino et Brameller, 1981), illustre la présence de ce minimum. Cette figure permet aussi de constater que l'endroit du défaut, en plus de changer la valeur du minimum, influence le temps d'élimination. Ceci parait très réaliste puisqu'un défaut n'aura pas la même influence dépendamment de son emplacement.

La seconde utilité de cette technique est de pouvoir fournir la commande de l'enclenchement et du retrait de la résistance de freinage. L'insertion de la résistance devra se faire lorsque le temps de défaut aura dépassé le temps critique, autrement dit le minimum de RACKE aura été dépassé. Pour le retrait c'est au passage par zéro, accompagné du passage à une valeur négative de la variable de vitesse, qu'il doit être effectué.

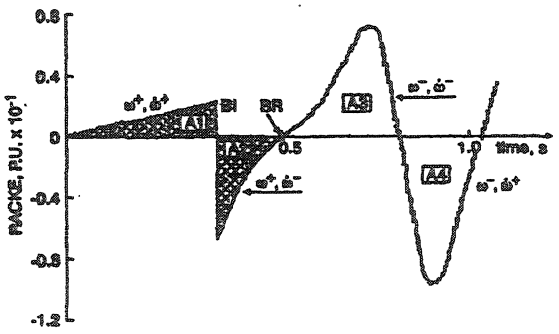


Figure 1.13 : Exemple de RACKE au cours du temps (Al-Azzawi, Wafi, Jassim et Omar, 1995)

Dès le retrait de la résistance de freinage du réseau, la détermination de la stabilité du réseau peut être faite en calculant les aires A1 et A2, représentées sur la figure 1.13, tirée de (Al-Azzawi, Wafi, Jassim et Omar, 1995). Lorsque l'aire A2 est supérieure à l'aire A1, le réseau sera considéré comme stable.

Les techniques développées dans les références (Wang, Zhu, Mohler et Spee, 1992)(Wang, Mohler, Spee et Mittelstadt,1992)(Wang, Mohler, Mittelstadt, Maratukulam, 1994) peuvent aussi être comparées à cette technique de détermination.

III. Analyse des résultats et performance de l'installation

3.1 Exemple d'installation existante

Plusieurs installations de résistance de freinage ont été réalisées. Ces installations sont très imposantes dépendamment de la puissance qu'elles sont capables de dissiper. Il est intéressant de constater dans la référence (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975) les dimensions énormes d'une telle installation. Étant donné le caractère triphasé des réseaux électriques hautes puissances, l'installation de la résistance de freinage de Chief Joseph, conçue par Bonneville Power Administration, est composée de trois tours résistives capables de dissiper une puissance totale de 1400MW. Elles sont connectées à une barre de tension de 230 kV.

Chaque tour résistive est constituée de près de 4,5 km, soit 14700 pieds de câble d'acier inoxydable d'un diamètre 1,27 cm, soit 1/2 pouce.

Chaque tour résistive est d'une hauteur approximative de 27 mètres ou 90 pieds. Les câbles ont une hauteur de 18 mètres, ou 60 pieds comme le montre la figure 1.14.

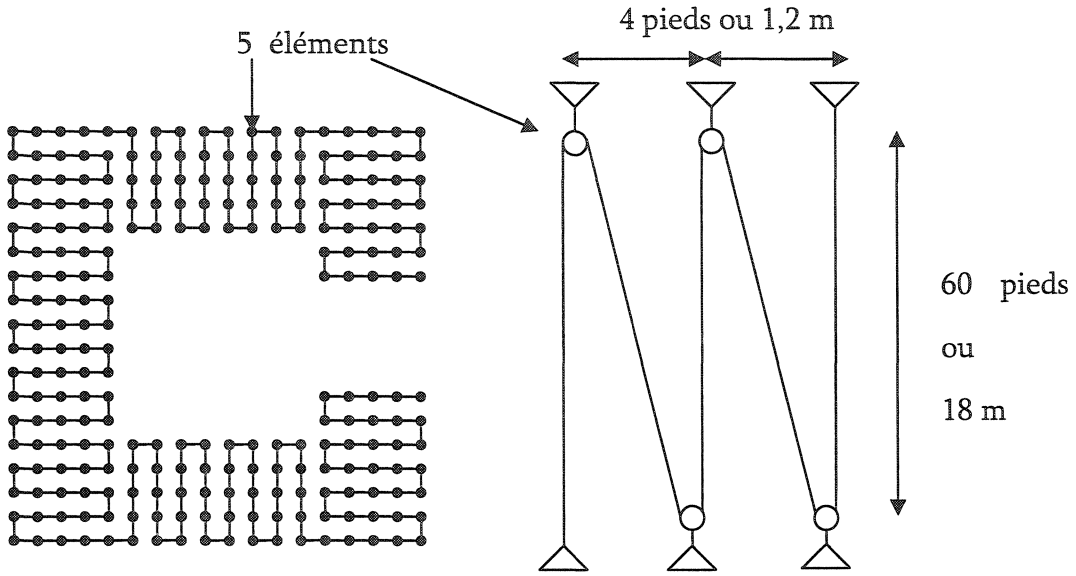


Figure 1.14 : Vue de dessus d'une tour résistive et vue de côté d'une branche de 5 éléments

Une telle installation est soumise à de fortes contraintes, que soit mécanique ou thermique. C'est l'échauffement qui crée le principal problème à surveiller. La résistance voit circuler près de 4000A pendant son insertion. Pour une connexion d'une durée de 3 secondes, la température des câbles atteint 650 degrés Celsius, ou 1200 degrés Fahrenheit. À cette température, les déformations mécaniques ne sont pas négligeables et il faut trouver les anti-corrosifs adéquats. Pour contrer les contraintes mécaniques dues à l'échauffement, la plateforme en bas de l'installation est suspendue. L'échauffement, pour le même test que ci-dessus, implique une élongation qui cause un abaissement de cette plateforme inférieure de près de 23 cm, soit 9 pouces.

À titre d'information, l'enclenchement de la résistance de freinage est opéré par la détection d'une perte soudaine de puissance de 300MW et une baisse simultanée de tension de 10%.

3.2 Plan de phase

De nombreuses études conduisent à la détermination de régions de contrôle comme dans les articles (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975)(Kolodziej, Kosterev et Zhu, 1993)(Kosterev et Kolodziej, 1993). Les différentes zones obtenues et visibles dans le plan de phase de la figure 1.15, tirée de (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975), nécessitent une stratégie particulière de commande :

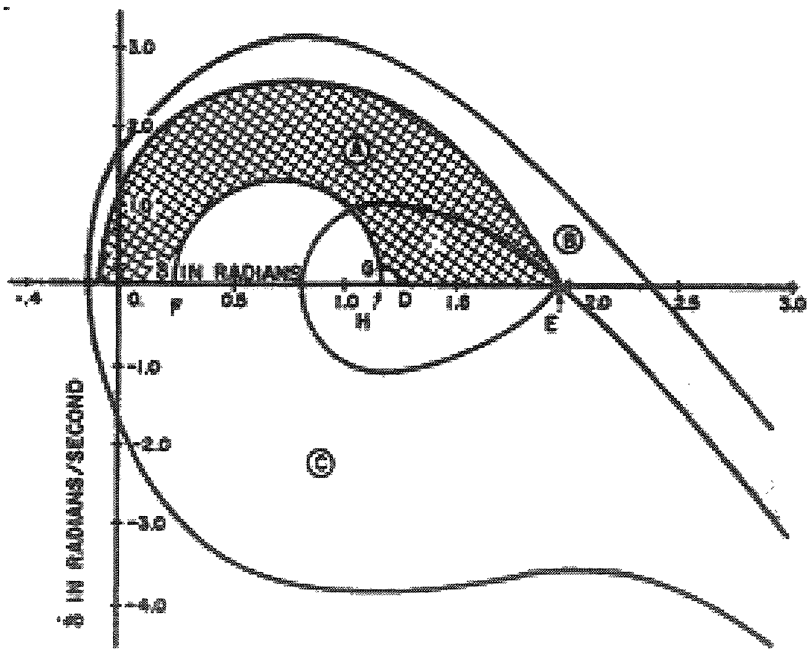


Figure 1.15 : Région de contrôle de la résistance de freinage pour l'implantation de *Bonneville Power Administration* (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975)

La zone A : Lorsque le vecteur $(\delta, \dot{\delta})$ est dans cette zone, une seule insertion de la résistance de freinage est appliquée.

La zone B : Lorsque le vecteur $(\delta, \dot{\delta})$ est dans cette zone, deux applications de la résistance de freinage sont requises pour revenir dans la zone stable qui est symbolisée par la zone en forme de goutte.

La zone C : Lorsque le vecteur $(\delta, \dot{\delta})$ est dans cette zone, aucune application de la résistance de freinage n'est nécessaire.

La zone GHD : Lorsque le vecteur $(\delta, \dot{\delta})$ est dans cette zone aucune application de la résistance de freinage car les perturbations proches du point d'équilibre H sont mineures.

Ces zones d'action et de contrôle de la résistance de freinage sont modifiées pour chaque valeur de puissance d'écoulement (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975).

3.3 Gain en limite de stabilité transitoire

La référence (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975), offre la figure 1.16, qui montre de manière flagrante l'augmentation de la puissance transitée en fonction de la valeur de la résistance de freinage connectée sur une ligne haute tension de 230kV. Le défaut est un défaut triphasé à la terre sur une ligne de transport de 500kV à Coulee-Raver.

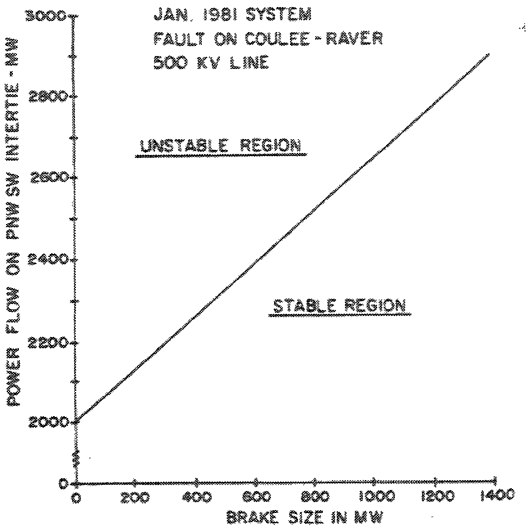


Figure 1.16 : Influence de la valeur de la résistance de freinage sur la puissance transitée (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975)

L'insertion en état post contingence d'une résistance de freinage qu'elle soit bang bang (Trofimenko 1962)(Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975), bang bang à temps d'insertion variable (Croft et Hartley, 1962)(Ellis, Hardy, Blythe et Skooglund, 1966) ou encore modulée par un système d'électronique de puissance (Jiang, Min et Han, 1997) (Rao et Nag Sarkar 1980)(Nag Sarkar et Rao, 1980) améliore la stabilité dynamique d'un réseau électrique. Cette amélioration de la stabilité peut conduire de ce fait à l'augmentation de la limite de transit en régime permanent.

Conclusion

L'intégration d'une résistance de freinage dans un réseau électrique a suscité de nombreuses études. Il semble être reconnu que la résistance de freinage est un FACTS très efficace en ce qui trait à l'amélioration de la stabilité dynamique.

Plusieurs lois de commande ont été étudiées, mais toutes semblent dépendre de près à la variable de vitesse. Après avoir montré sa validité et son intérêt au point de

vue de l'amélioration de la stabilité, l'insertion résistance de freinage va être analysée en profondeur pour le réseau propre à l'étude.

Dans les chapitres suivants, l'impact de la résistance de freinage sera mis en évidence. Les comportements des différentes variables du réseau soumis à l'insertion de la résistance seront étudiés. L'amélioration de la limite de transit en régime permanent étant un facteur lié à l'amélioration de la stabilité dynamique, il sera intéressant de pouvoir quantifier le gain obtenu par l'installation d'une résistance de freinage dans le réseau.

CHAPITRE II. COMPORTEMENT DU RÉSEAU

I. Mise en équation du réseau

1.1 Le réseau test

Le réseau d'étude est de type benchmark constitué de deux régions éloignées. Il représente une simplification du réseau d'Hydro-Québec. Un groupe de trois centrales hydroélectriques, modélisées par trois alternateurs regroupés dans la région 1 se situe très loin de la charge et des autres générateurs du réseau. Cette région représente le point de production en tête de réseau Churchill Falls, noté en haut à gauche sur la figure 2.1.

La région 2 comprend un alternateur représentant le reste des générateurs du réseau soit environ 35GW et une charge équivalente au réseau d'Hydro-Québec. La transmission de la puissance de la région 1 au reste du réseau se fait par un corridor de trois lignes triphasées parallèles. Ces trois lignes sont compensées par des batteries de condensateurs séries.

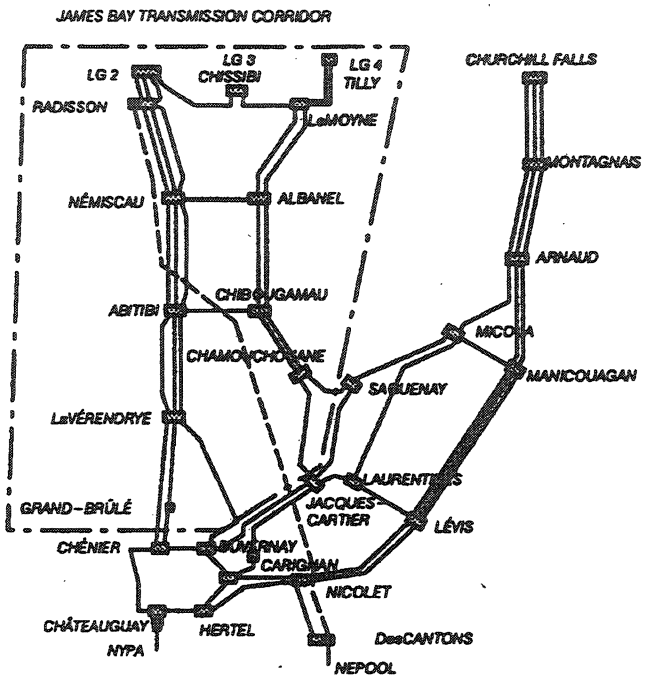


Figure 2.1 : Réseau d'Hydro-Québec

Le réseau d'étude est représenté par le schéma unifilaire de la figure 2.2. Seule la résistance de freinage a été rajoutée près des alternateurs de la région 1, car ce sont les alternateurs de cette région qu'il faut ralentir pour ramener le réseau en état de stabilité. L'emplacement de la résistance de freinage sur la figure 2.2 n'est pas exactement celui qui devra être choisi en réalité, mais ce schéma permet d'avoir une visualisation globale du réseau.

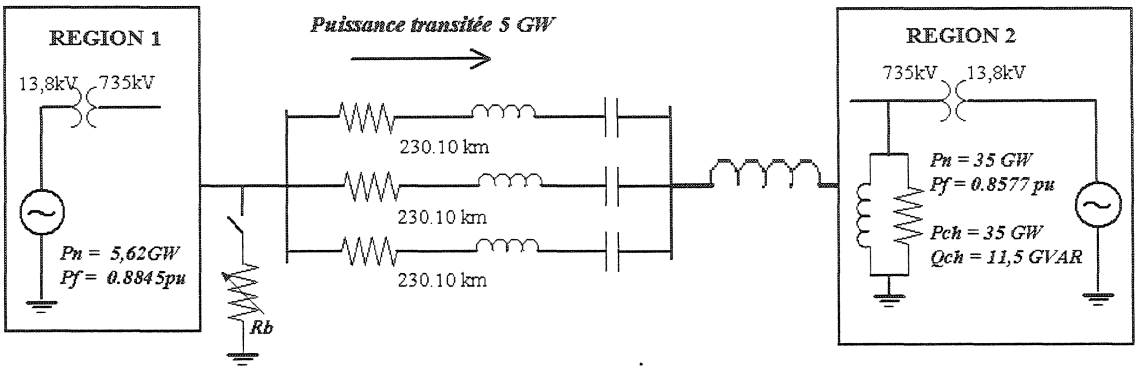


Figure 2.2 : Réseau étudié en état pré contingence

1.2 Équations électromécaniques des alternateurs

La première étape nécessaire à la compréhension du problème est d'exprimer le passage des grandeurs mécaniques aux grandeurs électriques. Le fonctionnement de chaque alternateur vérifie l'équation générale de la mécanique :

$$J\frac{d^2\theta}{dt^2} = C_m - C_e - F\frac{d\theta}{dt} \qquad (3)$$

Dans le cas de l'étude, le terme d'amortissement est négligé dans les générateurs de la région 1, car le coefficient de friction est nul. Pour l'alternateur équivalent de la région 2, le coefficient de friction est non nul. Le passage de l'angle mécanique à l'angle de puissance se fait grâce aux équations 4 et 5.

$$\theta = w_m.t + \alpha + \delta_m \qquad (4)$$

Avec

$$\delta_e = \frac{p}{2}\delta_m \tag{5}$$

On obtient l'équation 6 en multipliant l'équation 3 par la vitesse de rotation w_m et en la combinant aux équations 4 et 5 :

$$\frac{2Jw_m}{p}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \tag{6}$$

On définit alors P_a comme la puissance d'accélération.

Comme il est souvent fait dans les études de réseaux électriques, on cherche à exprimer les grandeurs en valeurs réduites ***(per unit pu)***. Cette pratique a pour but de faciliter la compréhension physique de l'étude en parlant en terme de proportion par rapport aux valeurs nominales.

On définit aussi une nouvelle constante de temps H, c'est le rapport de l'énergie emmagasinée dans le rotor sur la puissance nominale de l'alternateur :

$$H = \frac{W_k}{P_n} = \frac{1/2\, Jw_m^{\,2}}{P_n} \text{ en secondes} \tag{7}$$

L'équation 6 donne en incluant la constante de temps H:

$$\frac{2H}{pw_m}\dot{w} = \frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_{mpu} - P_{epu} = P_{apu} \tag{8}$$

Pour la suite de l'étude toutes les valeurs seront exprimées en valeurs réduites, mais pour éviter la surcharge dans les expressions la notation *pu* sera supprimée. Lors du régime permanent, le réseau est dans la configuration du schéma unifilaire de la figure 2.2. La résistance de freinage n'est pas connectée.

Les angles de puissance sont constants, les vitesses de rotation des rotors des différents alternateurs du réseau sont également constantes à 1pu. Le transit de puissance se fait à travers les trois lignes de transmission.

1.3 Équations électriques des alternateurs

Les équations électriques des alternateurs peuvent être exprimées dans différents repères. Premièrement dans le repère ABC, les équations sont :

$$\begin{aligned} v_a &= -\frac{d\Psi_a}{dt} - R_s I_a & v_f &= \frac{d\Psi_f}{dt} + R_f I_f \\ v_b &= -\frac{d\Psi_b}{dt} - R_s I_b & 0 &= \frac{d\Psi_D}{dt} + R_D I_D \\ v_c &= -\frac{d\Psi_c}{dt} - R_s I_c & 0 &= \frac{d\Psi_Q}{dt} + R_Q I_Q \end{aligned} \qquad (9)$$

Les équations 9 et 10 comportent les équations des amortisseurs. On passe aux équations de la machine dans repère à deux axes d,q par la transformation de Park.

$$\begin{aligned} v_d &= -\frac{d\Psi_d}{dt} - \Psi_q w_r - R_s I_d & v_f &= \frac{d\Psi_f}{dt} + R_f I_f \\ v_q &= -\frac{d\Psi_q}{dt} + \Psi_d w_r - R_s I_q & 0 &= \frac{d\Psi_D}{dt} + R_D I_D \\ v_0 &= -\frac{d\Psi_0}{dt} - R_s I_0 & 0 &= \frac{d\Psi_Q}{dt} + R_Q I_Q \end{aligned} \qquad (10)$$

Part la suite on utilisera le modèle simplifié de la machine. On négligera donc les amortisseurs, et ceci sans perte d'information fondamentale, car ils ne font qu'améliorer la stabilisation et l'amortissement du réseau (Barret 1982, p.154). Les équations de la machine synchrone utilisée en alternateur seront les suivantes :

$$\begin{aligned} v_d &= -x_q i_q \\ v_q &= e'_{qo} + x_d i_d \end{aligned} \tag{11}$$

On peut représenter, dans un plan vectoriel, les différentes grandeurs électriques afin de mieux comprendre les liens physiques qui existent entre les courants, les tensions et les angles.

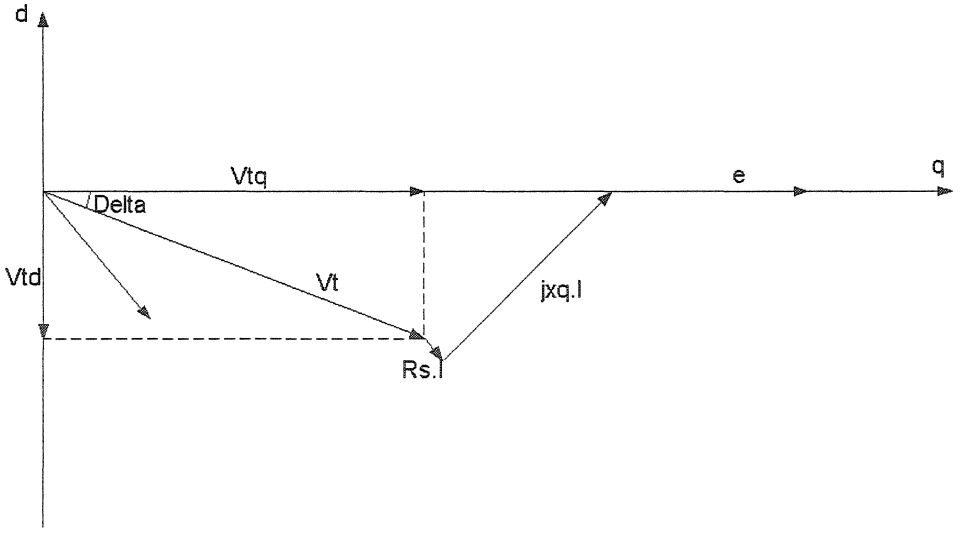


Figure 2.3 : Diagramme vectoriel en régime permanent

En visualisant ce graphique on comprend ce que représente l'angle de puissance, c'est en fait le déphasage entre deux tensions. Par exemple l'angle de puissance

interne de la machine est l'angle entre la tension d'excitation porté par l'axe q et la tension statorique V_t. L'expression de l'angle interne de la machine est alors :

$$\delta_i = \arctan\frac{V_d}{V_q} \tag{12}$$

Cette expression pourrait être transformée en remplaçant les expressions des tensions d'axe direct et en quadrature. On peut ainsi comprendre le comportement de l'angle interne en fonction des grandeurs de sortie de l'alternateur.

1.4 Équations électriques de transmission

Les équations électriques de transmission sont les équations bien connues donnant la puissance en fonction de l'angle de puissance.

$$P_e = \frac{V_t V_{\inf}}{X_e}\sin\delta \tag{13}$$

Et pour ce qui est de la puissance réactive, on a :

$$Q_e = \frac{V_t\left(V_t - V_{\inf}\cos\delta\right)}{X_e} = \frac{V_t^2}{X_e} - \frac{V_t V_{\inf}}{X_e}\cos\delta \tag{14}$$

Encore une fois, il est intéressant de visualiser les angles liés aux équations de transmission.

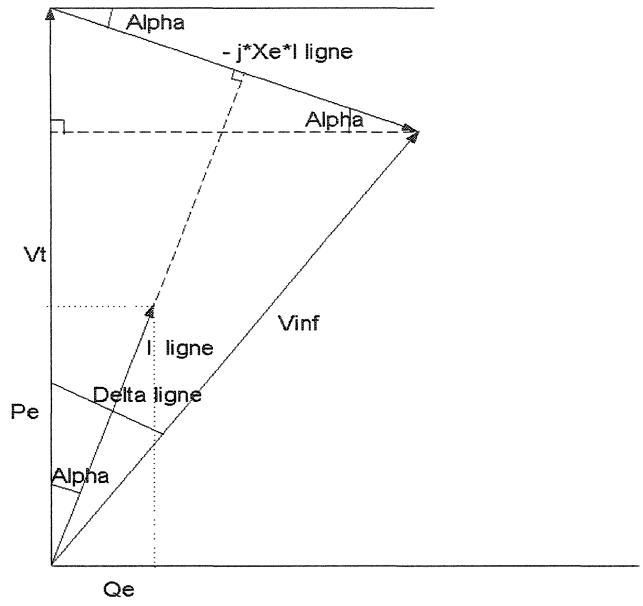


Figure 2.4 : Diagramme vectoriel pour la ligne de transmission

On comprend que l'angle de puissance dans la ligne de transmission est l'angle entre la tension statorique et la tension de la barre infinie. On essaie alors d'exprimer l'angle de transmission pour l'exprimer en fonction de grandeur accessible localement.

$$P_e = V_t \frac{\frac{V_t^2}{X_e} - Q_e}{V_t \cos\delta} \sin\delta = \left(\frac{V_t^2}{X_e} - Q_e \right) \tan\delta \qquad (15)$$

Ce qui permet d'exprimer l'angle de transmission :

$$\delta_t = \arctan \frac{X_e P_e}{V_t^2 - X_e Q_e} \qquad (16)$$

L'intérêt principal de cette expression est de pouvoir obtenir une approximation de l'angle de transmission à partir de la tension au niveau de la résistance de freinage et des puissances active et réactive dans la ligne. La seule restriction est que l'on ne connaît pas la valeur de l'inductance de ligne. Néanmoins on peut avoir le comportement de l'angle pour deux valeurs possible d'inductance de ligne et prendre en compte le pire des cas c'est-à-dire avec une ligne perdue. Il est alors possible de reconstituer un estimé du comportement de l'angle de puissance global.

II. Influence de la résistance de freinage sur le couple

Le but de cette section est de modéliser l'effet de l'insertion de la résistance de freinage sur le couple résistant que pourra exercer l'alternateur sur l'arbre mécanique.

L'intérêt espéré d'insérer une résistance de freinage dans le réseau est de pouvoir accroître le couple de freinage ou résistant des générateurs en état post contingence.

Le couple en régime permanent est déjà connu pour le cas d'un réseau sans résistance de freinage, son expression est la suivante :

$$C_e(\delta_e)_{statique} = \frac{e_0 v_r}{x_d + x_e}\sin\delta_e + \frac{v_r^2}{2}\left(\frac{1}{x_q + x_e} - \frac{1}{x_d + x_e}\right)\sin 2\delta_e \qquad (17)$$

Mais ce qui est plus significatif pour une étude dynamique est l'expression de ce couple en régime transitoire :

$$C_e(\delta_e)_{transitoire} = \frac{e'_{q0} v_r}{x'_d + x_e}\sin\delta_e + \frac{v_r^2}{2}\left(\frac{1}{x_q + x_e} - \frac{1}{x'_d + x_e}\right)\sin 2\delta_e \qquad (18)$$

Cette expression analytique est obtenue en considérant l'hypothèse d'invariance transitoire, qui est valable pour des variations de l'ordre de quelques hertz. C'est le cas pour les oscillations rencontrées lors d'un défaut triphasé à la terre.

On tiendra alors compte de la valeur transitoire de l'inductance d'axe direct x'd et de la valeur de la tension d'excitation derrière la réactance transitoire e'qo. Cette hypothèse suppose la constance du flux dans l'inducteur de la machine lors de la perturbation. C'est la grandeur de la constante de temps des flux inducteurs qui permet de faire cette approximation. Les flux dans les amortisseurs sont par contre variant, et contribue à l'amortissement. La tension V_r est la tension de la barre infinie.

L'insertion de la résistance de freinage va engendrer une consommation de courant supplémentaire en phase avec la tension à ces bornes. On montre que la résistance connectée près de l'alternateur a l'effet le plus important. Outre la référence (Park 1969) qui affirme ce principe, le test sur le couple en changeant la résistance de place dans le réseau, donne des résultats moins bons en terme de couple de freinage.

Pour déterminer une expression du couple transitoire comprenant le terme de freinage, il suffit d'abord d'exprimer les composantes du courant dans les lignes de transmission, c'est à dire après la résistance de freinage. Ce courant transmis à la région 2 est égale à la soustraction du courant fournis par les alternateurs de la région 1 moins le courant consommé par la résistance de freinage. Le courant consommé par la résistance étant en phase avec la tension on obtient :

$$\begin{cases} i_{ld} = i_d - Y_{br} v_d \\ i_{lq} = i_q - Y_{br} v_q \end{cases} \tag{19}$$

Y_b est la conductance de la résistance de freinage. Les équations utilisées menant au calcul du couple transitoire avec résistance de freinage sont les suivantes :

$$\begin{cases} -v_r \sin\delta_e = v_d - x_e\left(i_q - Y_{br} v_q\right) \\ v_r \cos\delta_e = v_q - x_e\left(i_d - Y_{br} v_d\right) \end{cases} \tag{20}$$

En remplaçant dans cette équation les composantes de la tension de l'équation 11, on obtient :

$$\begin{cases} -v_r \sin\delta_e = -\left(x_q + x_e\right) i_q + x_e Y_{br}\left(e'_{q0} - x'_d\, i_d\right) \\ v_r \cos\delta_e = e'_{q0} - \left(x'_d + x_e\right) i_d + x_e Y_{br} x_q i_q \end{cases} \tag{21}$$

On peut alors tirer l'expression des composantes du courant.

L'expression analytique n'étant pas simplifiable, l'expression générale va être conservée :

$$C_e\left(\delta_e\right)_{transitoire} = e'_{q0}\, i_q + \left(x'_d - x_q\right) i_d i_q \tag{22}$$

Cette expression est toutefois comparable dans sa forme à celle du couple en régime transitoire. Il est intéressant de visualiser le couple en fonction de la valeur de la résistance et celle de l'angle de puissance.

La figure 2.5 traduit l'évolution du couple en fonction de ces variables pour les valeurs suivantes :

$e'_{qo} = 1{,}2\,pu$

$v_r = 1\,pu$

$x'_d = 0{,}31\,pu$

$x_q = 0{,}635\,pu$

$x_e = 0{,}665\,pu$

Ces valeurs ont été prises du réseau test, étudié par la suite sous Matlab Simulink, et qui donne une approximation de la dynamique du réseau d'Hydro-Québec pour l'étude de la stabilité dynamique, pour un défaut proche de la centrale de Churchill Falls. La valeur de x_e inclut la valeur du transformateur. La compensation série a été prise en compte dans la valeur de x_e.

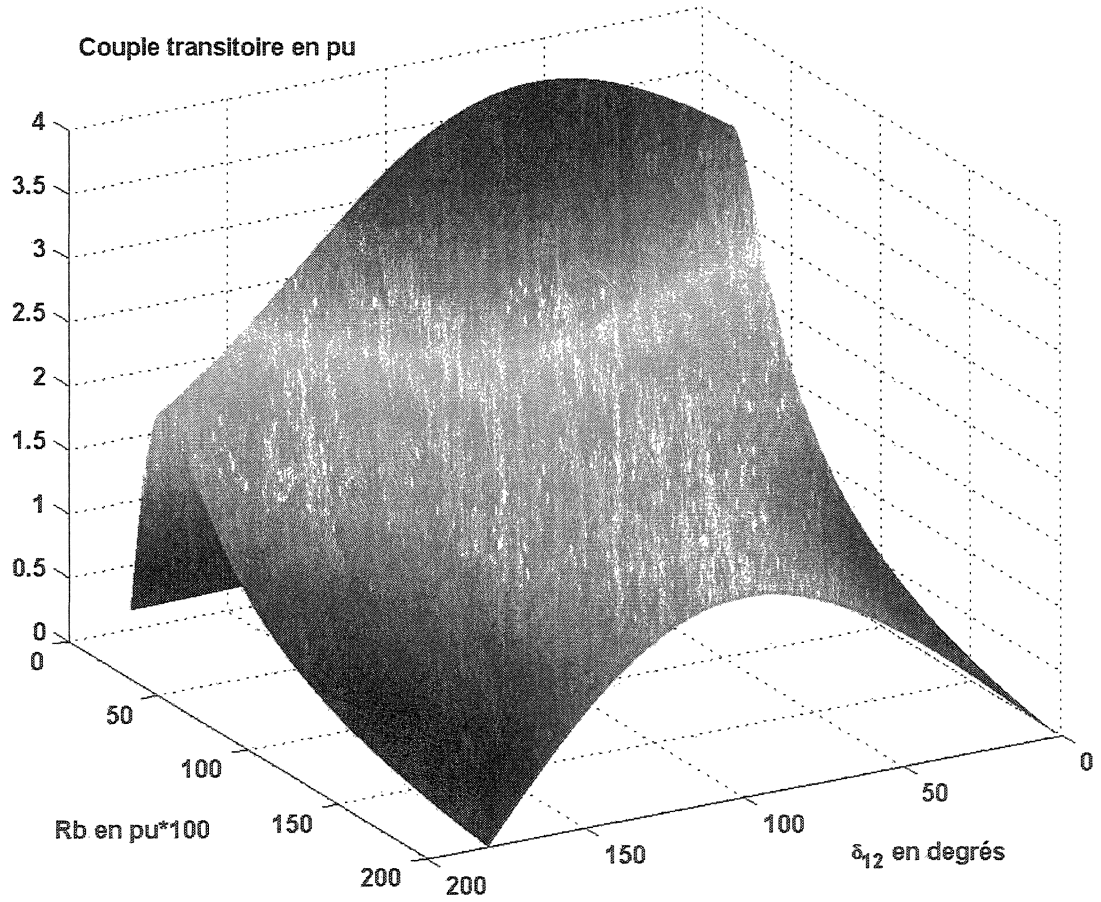


Figure 2.5 : Couple en fonction de la valeur de la résistance R_b et de l'angle de puissance δ_e

L'effet de l'insertion d'une résistance de freinage est visible sur ce graphique. Le maximum de couple varie avec la valeur de la résistance de freinage et de l'angle de puissance.

On visualise des tranches de ce graphique à trois dimensions pour se représenter l'importance de la valeur de la résistance. La figure 2.6 montre cette coupe pour une valeur donnée d'angle de puissance.

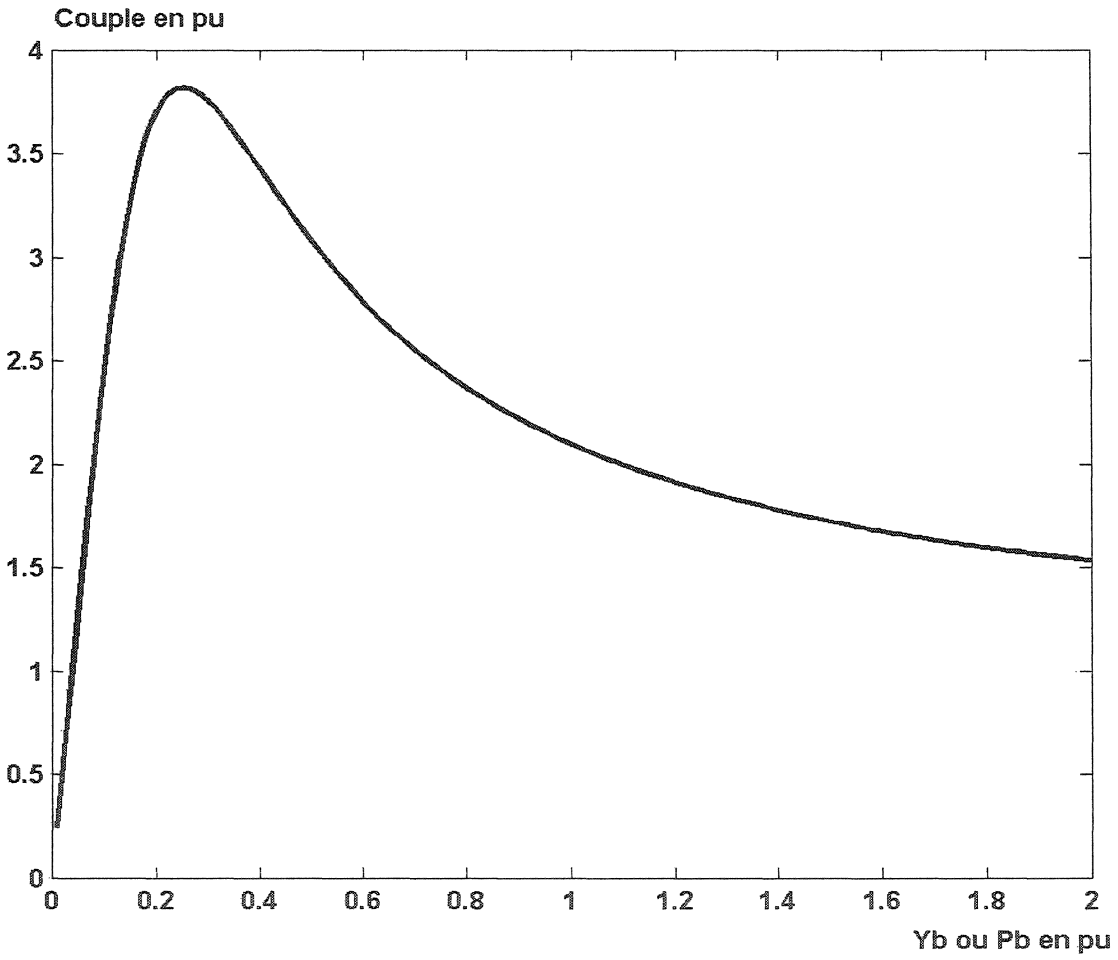


Figure 2.6 : Couple en fonction de Y_b ou P_b

Le couple résistant que peut exercer l'alternateur pour un angle de puissance donné, passe par un maximum. Le maximum est obtenu pour une valeur précise de résistance. Cette valeur sera dite optimale, car elle permet d'aller chercher un

maximum de couple résistant. Cette courbe vérifie le comportement trouvé à la figure 1.4.

Lorsque l'on visualise le couple résistant pour deux états post contingence, le premier avec résistance de freinage insérée, le second en absence de résistance de freinage.

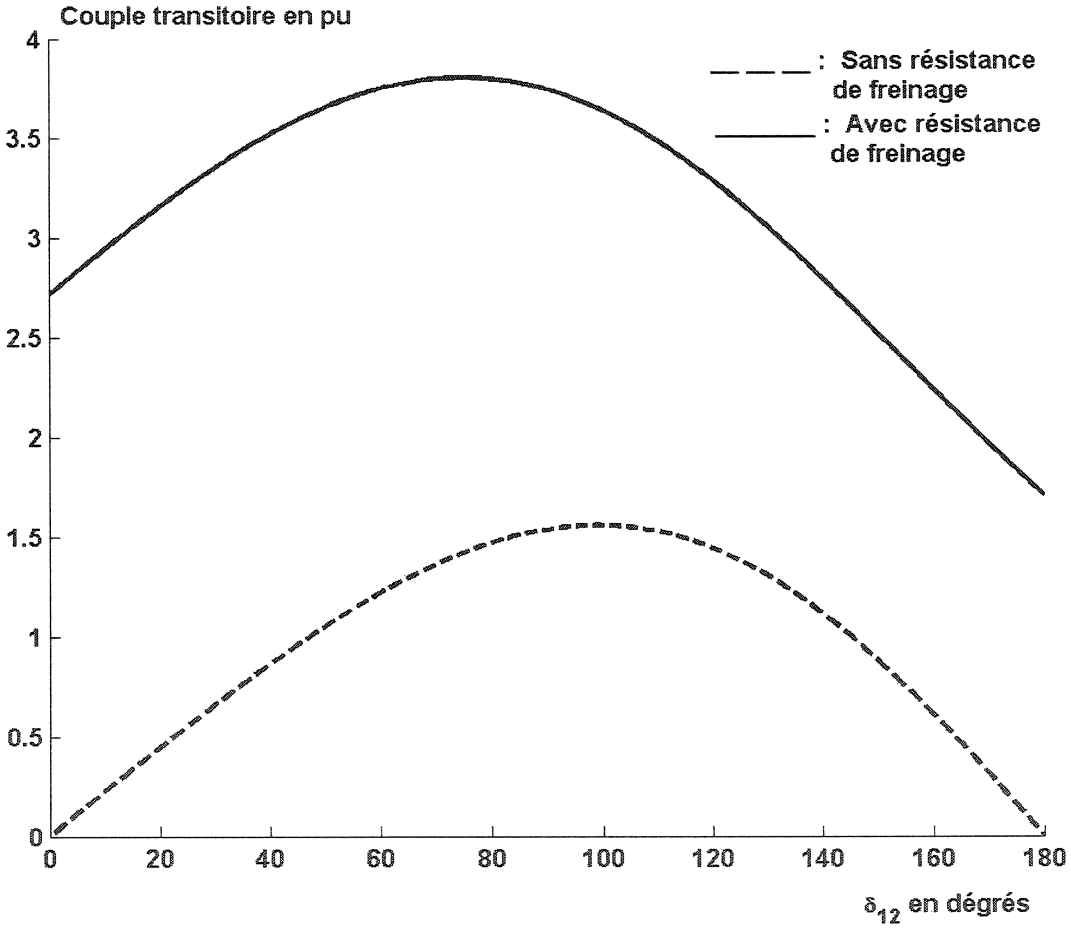


Figure 2.7 : Courbe de puissance vs δ_{12} pour une valeur optimale de R_b et sans résistance de freinage

Sur le graphique de la figure 2.7, on peut aisément constater que le couple résistant est beaucoup plus important lorsque la résistance de freinage est insérée dans le

réseau. Le gain en stabilité est aussi très appréciable lorsque la résistance est connectée, mais le vrai bénéfice pourra être mieux apprécié lorsque le critère des aires égales aura été expliqué dans la partie suivante.

En ce qui concerne la valeur du couple résistant accessible, il est important de rappeler toutefois que la valeur de ce maximum dépend des caractéristiques du réseau. L'augmentation du couple résistant disponible est donc limitée par les caractéristiques du réseau.

III. Dimensionnement et emplacement de la résistance de freinage

3.1 Le dimensionnement

Le dimensionnement a été théoriquement établi en utilisant les résultats précédents. En effet, les courbes de couple, figures 2.5, 2.6 et 2.7, ont été obtenues en utilisant des données approchées du réseau sous Simulink. La valeur du maximum du couple de freinage, comme il a déjà été précisé, outre la valeur de la résistance de freinage et de l'angle de puissance, dépend des caractéristiques du réseau et donc des caractéristiques des machines. Pour trouver une valeur de départ, les valeurs suivantes ont été prises :

$e'_{qo} = 1{,}5\,pu$
$v_r = 1\,pu$
$x'_d = 0{,}31\,pu$
$x_q = 0{,}635\,pu$
$x_e = 0{,}665\,pu$

La valeur de x_e inclut la valeur du transformateur. La compensation série a été prise en compte dans la valeur de x_e.

Si l'on s'attarde sur la figure 2.6, qui donne le couple résistant pour une valeur donnée de l'angle de puissance, en l'occurrence la valeur correspondant au maximum de puissance pour δ variant, à savoir 80 degrés.

La figure suivante montre la valeur optimale choisie, cette valeur est en per unit de l'admittance de base, soit 0.25 pu. La puissance de freinage correspondant à cette admittance pour une tension de 1pu est 0.25 pu, car la puissance de la résistance de freinage équivaut au produit de l'admittance par le carré de la tension.

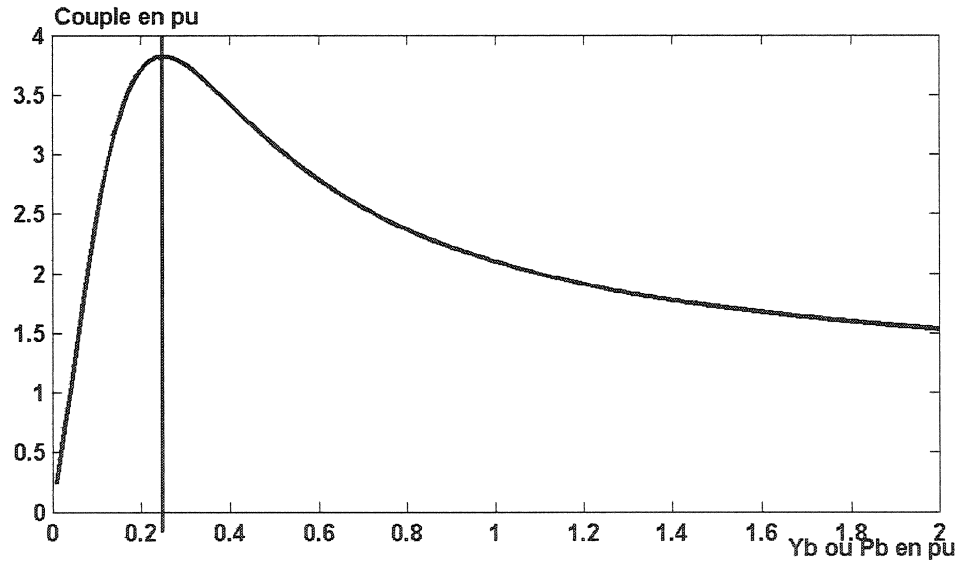


Figure 2.8 : Choix de la valeur de puissance de freinage

La valeur de puissance optimale étant de 0.25 pu environ, la puissance choisie pour débuter les tests a été cette valeur. La puissance d'écoulement de la région 1 pour le cas de base était d'environ 5000MW. La première résistance de freinage qui fut testée, avait comme puissance nominale 1250MW.

Bien entendu, cette valeur est valable pour les valeurs des caractéristiques du réseau choisies précédemment. Pour d'autres valeurs, comme c'est le cas durant le

temps suivant la contingence, la valeur optimale change. Il est difficile de calculer à chaque instant la valeur optimale. Pour cela il faudrait faire une étude plus approfondie quant aux évolutions de chaque variable influençant le couple en commençant par la tension statorique.

Pour obtenir le bénéfice quant à la stabilité dynamique, il est donc attendu de calculer la limite de stabilité transitoire accessible pour chaque valeur de puissance de freinage.

3.2 Emplacement théorique

La question de l'emplacement doit être traitée, car il parait indispensable de placer la résistance de freinage de manière optimale. Peu de possibilités s'offrent quant à l'emplacement possible de la résistance dans le réseau étudié. Le défaut étudié étant situé sur l'une des trois lignes de l'axe de transmission, il faut nécessairement placer la résistance avant le départ de ces lignes. Il reste deux possibilités : la première est de placer la résistance après le transformateur, la seconde avant le transformateur du plus gros alternateur. Si l'on en croit la référence (Park, 1969), la position optimale de la résistance de freinage est le plus près possible de l'alternateur à stabiliser.

Avec les résultats précédents, à savoir l'évolution du couple transitoire en fonction des variables du réseau, on peut montrer que l'impédance du transformateur influe sur l'influence de la résistance de freinage.

Si l'on déplace la résistance de freinage après le transformateur, on prend alors les nouvelles valeurs en retirant une impédance de 0.05 pu à la valeur précédente de l'inductance de ligne, et on l'ajoute aux valeurs de l'inductance transitoire d'axe direct et de l'inductance d'axe en quadrature:

$e'_{qo} = 1{,}5pu$

$v_r = 1pu$

$x'_d + x_t = 0{,}36pu$

$x_q + x_t = 0{,}685pu$

$x_e = 0{,}615pu$

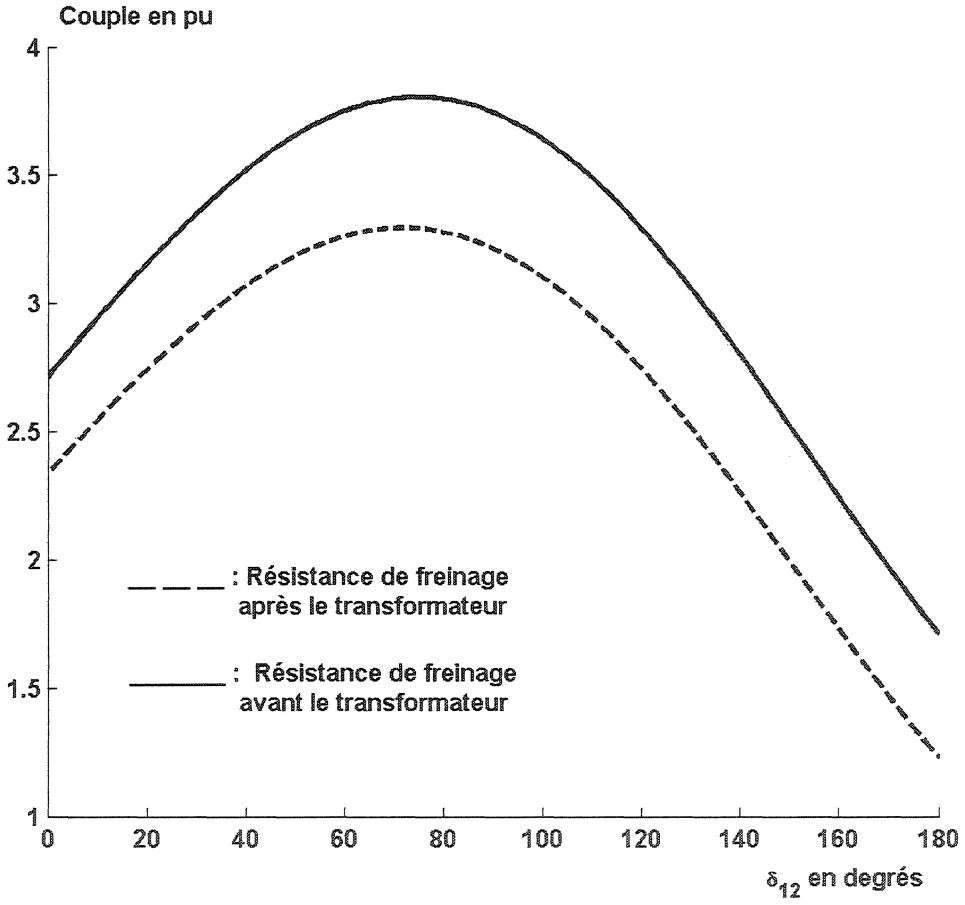


Figure 2.9 : Influence de l'emplacement de la résistance de freinage sur le couple résitant

La figure 2.9 confirme théoriquement que le couple disponible pour le freinage sera plus important si la résistance de freinage est placée avant le transformateur. Avec ces courbes, on pourra par la suite déduire que la limite de stabilité transitoire doit être

plus élevée aussi pour un emplacement avant le transformateur. On parlera alors d'une aire de décélération plus importante quand la résistance est avant le transformateur. L'aire d'accélération sera explicitée dans le chapitre IV.

3.3 Validation de l'emplacement par la simulation

Pour valider le fait que l'emplacement avant le transformateur est meilleur en terme de stabilité dynamique, on réalise deux simulations, pour une même puissance d'écoulement de 0.932pu. La valeur de puissance de freinage choisie pour ce test est alors de 1250MW. Cette valeur satisfait le retour de la stabilité pour les deux emplacements possibles. Pour d'autres valeurs de puissance d'écoulement et de puissance de freinage, le test donne un résultat similaire. La loi de commande est la même dans les deux cas, mais la variable de décision réagissant différemment, le temps d'insertion de la résistance de freinage est différent.

La figure 2.10 montre l'effet de l'emplacement sur l'angle de puissance global et sur la vitesse. Le couple électrique disponible, résistant à l'accélération, étant moins important pour un emplacement après le transformateur, le rotor est moins freiné. Ainsi la vitesse décroît moins rapidement, et l'angle de puissance atteint son maximum plus tard que pour l'autre emplacement. Le temps n'est pas une notion très contraignante pour la stabilité dynamique. Par contre l'angle de puissance est déterminant. On constate que les maximums atteints par les deux courbes sont différents. L'intérêt est d'éviter que l'angle de puissance ne soit trop grand, alors la position la plus favorable est la position de la résistance de freinage avant le transformateur.

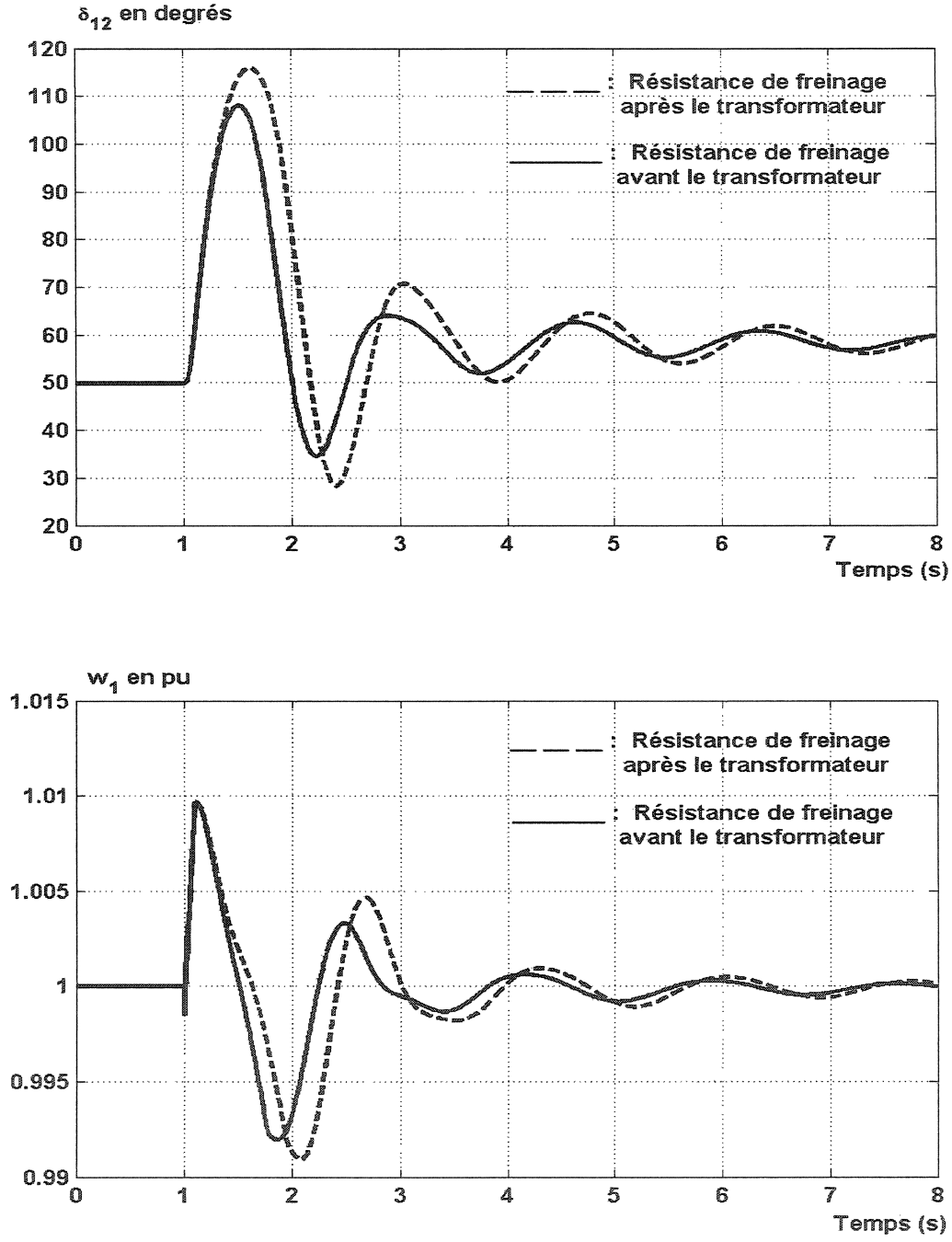


Figure 2.10 : Influence de l'emplacement de la résistance sur la dynamique du réseau

CHAPITRE III. CRITÈRE DE STABILITÉ DU RÉSEAU

I. État d'équilibre du réseau

1.1 État pré contingence

Le réseau est en état d'équilibre. Les générateurs fournissent la puissance électrique aux charges et à la grille du réseau correspondant à la puissance mécanique qu'ils reçoivent. L'accélération est donc nulle, la vitesse de rotation de l'alternateur est à 1 pu. Pour ce qui est de l'angle de puissance, il est constant aussi, mais dépend de la puissance d'exploitation du réseau.

1.2 Pendant le défaut

Le réseau pendant le défaut triphasé est représenté par le schéma unifilaire de la figure 3.1.

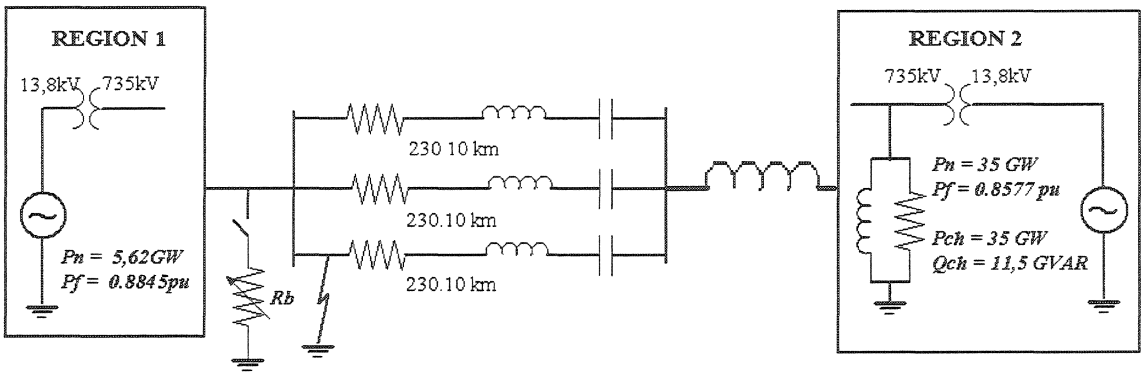


Figure 3.1 : Réseau pendant un défaut sur l'une des trois lignes de transport

Le défaut triphasé à la terre se produit sur l'une des trois lignes de transport. Le défaut le plus sévère est un défaut près de la région 1. L'étude sera faite pour le défaut proche de la région 1, comme la figure 3.1 le montre.

La puissance apparente fournie par les alternateurs de la région 1 est donnée par :

$$S_{région1} = P_{région1} + jQ_{région1} = \frac{|V_1|^2}{Z^*_{eqreseau}} \tag{23}$$

L'impédance du court circuit est purement inductive et très faible par rapport à l'impédance du réseau. La puissance électrique réelle fournit par les alternateurs de la région 1, qui était entièrement transmise à la région 2, n'est plus dissipée. Les alternateurs de la région 1 ne voient donc qu'une réactance inductive. La puissance électrique fournie par ces alternateurs est donc pratiquement nulle, alors que la puissance réactive est très importante.

L'équation qui régit le comportement du réseau devient :

$$\frac{2H}{w_R}\dot{w} = \frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_{mpu} \tag{24}$$

Les constantes de temps des régulateurs de puissance, qui contrôle l'ouverture de vanne et l'alimentation en puissance mécanique, sont trop grandes pour considérer un changement de la puissance mécanique pendant le défaut. La vitesse croît donc linéairement suivant l'équation 25, obtenue par intégration de l'équation 24.

En d'autres termes, l'effet du défaut se traduit par une accélération des alternateurs de la région 1. L'excès de puissance est donc accumulé en énergie cinétique dans le rotor des alternateurs de la région 1.

$$w_1(t) = \frac{w_R P_{mpu}}{2H} t + w_1(0) \qquad (25)$$

L'angle de puissance croît suivant l'expression :

$$\delta(t) = \int_0^t (w_1 - w_2) dt = \frac{w_R P_{mpu}}{2H} t^2 + \delta_0 \qquad (26)$$

Pour la région 2 lors du défaut, il se produit un manque de puissance, car la puissance fournie par la région 1 n'est plus transitée. Ceci a pour effet de faire ralentir l'alternateur équivalent de la région 2, qui voit une demande brutale de 4500MW à fournir en plus. Ceci accentue encore plus la croissance de l'angle de puissance, car w_2 diminue et ce qui pénalise le retour à la stabilité. Bien entendu plus la région 2 est importante en puissance d'exploitation, moindre est l'effet de ce manque de 4500MW.

1.3 Réseau en état post contingence

L'état post contingence est l'état qui suit l'élimination du défaut. L'élimination du défaut est effectuée par l'ouverture de la ligne défectueuse. C'est une contingence qui pénalise le retour de la stabilité. En effet l'impédance équivalente des deux lignes de transport en parallèle est plus grande que celle équivalente aux trois lignes parallèles de l'état pré contingence. Ceci impose que la puissance maximale, obtenue pour un angle de puissance de $\pi/2$, est moins importante que dans l'état pré contingence, et correspondrait à deux tiers de la puissance maximale dans l'état pré contingence dans le cas de trois lignes de transport parallèles identiques. L'angle de puissance en régime permanent, pour une même puissance transitée, sera plus grand conformément à

l'équation 13. C'est pour cette raison qu'il faut étudier le cas où le transit de puissance de la région 1 à la région 2 se fait au travers de deux lignes au lieu de trois.

Le réseau en état post contingence est représenté par le schéma unifilaire de la figure 3.2.

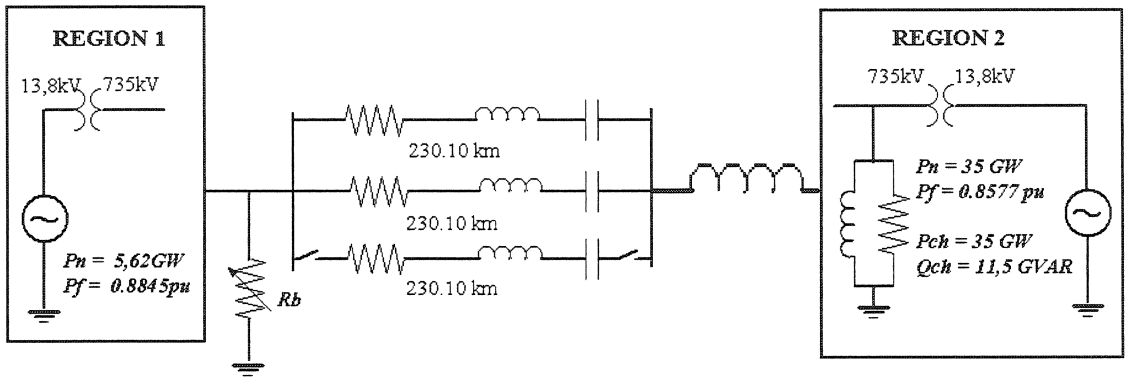


Figure 3.2 : Réseau en état post contingence

Le réseau en état post contingence doit absorber l'excès de puissance accumulée en énergie cinétique pendant le défaut. C'est le rôle de la résistance de freinage, qui doit être insérée dès l'apparition du défaut. L'équation 27 donne le comportement dynamique du réseau.

$$\frac{2H}{w_R}\dot{w} = \frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_{mpu} - P_{epuRÉSEAU} - P_{freinage} \qquad (27)$$

Et donc

$$\frac{2H}{w_R}\dot{w} = \frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} \leq 0 \qquad (28)$$

L'insertion de la résistance de freinage va freiner l'alternateur. La vitesse va diminuer et atteint 1 pu, lorsque l'angle de puissance est à son maximum.

L'angle de puissance continue ensuite à décroître assurant le retour à l'état de stabilité, la résistance de freinage est alors déconnectée dans réseau. Le retrait de la résistance de freinage provoque un changement de topologie du réseau, se traduisant par une perte de puissance électrique demandée. Il faut s'assurer que cette perte ne déstabilise pas le réseau. Il est donc important de déterminer l'état du réseau lors du retrait de la résistance, ceci fait retrouver l'un des enjeux de la commande de la résistance de freinage qui est la détermination de l'instant de retrait.

II. Loi des aires égales

2.1 Principe de fonctionnement du système avec résistance de freinage

La loi des aires égales est bien connue (Anderson et Fouad, 2003)(Kundur, 1994) (Dharma-Rao, 1962). Le comportement du réseau dans les quatre états peut être expliqué sur le diagramme simplifié *puissance-angle de puissance* de la figure 3.3.

Il est important de noter que ce comportement ne tient pas compte du fait que les alternateurs sont à pôles saillants. Ce diagramme de la figure 3.3 reflète un comportement idéalisé, mais néanmoins réaliste du réseau. Les valeurs ne sont pas contractuelles. Le but de ce diagramme est de pouvoir expliquer l'évolution de l'angle de puissance lors des quatre états étudiés auparavant et d'introduire la notion de stabilité dynamique.

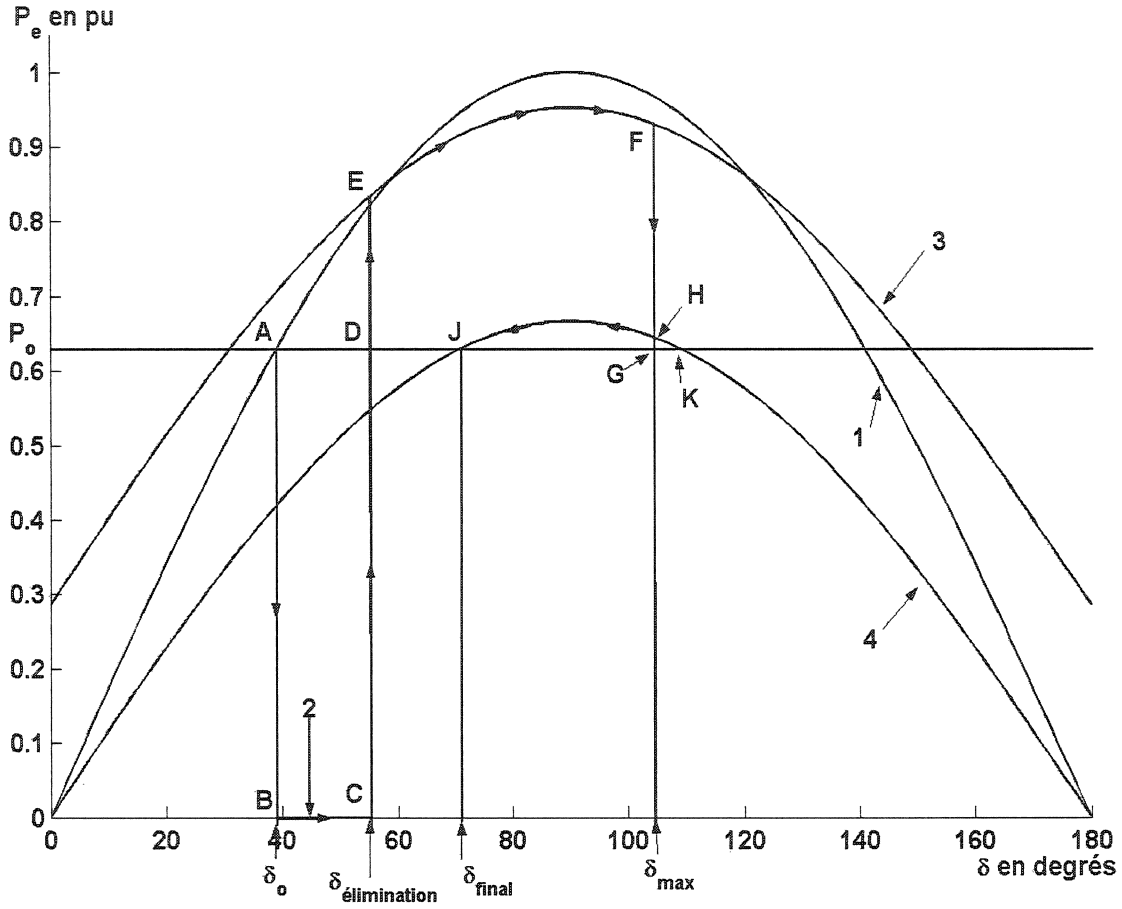


Figure 3.3 : Courbe de puissance

La courbe 1 est la courbe de puissance du réseau en état pré contingence. Elle vérifie l'équation bien connue donnant la puissance en fonction de l'angle de puissance :

$$P_e = \frac{V_t V_{\inf}}{X_e} \sin \delta_{12} \qquad (29)$$

Pour ce qui est de la courbe 2, c'est l'état du réseau pendant le défaut. La puissance active fournie par le générateur est quasiment nulle. La vitesse varie

proportionnellement à la puissance mécanique, qui reste constante pendant la durée du défaut, et équivaut à la puissance d'exploitation en régime permanent d'avant défaut.

La courbe 4 est la courbe en état post contingence sans résistance de freinage avec deux lignes de transport restante pour transiter la puissance. La valeur de l'inductance de ligne correspond à une fois et demi celle de l'état pré contingence, dans le cas de 3 lignes de transport parallèles équivalentes. Le maximum de puissance que peut transiter la ligne est de l'ordre de deux tiers de la puissance maximale de l'état pré contingence.

$$P_e = \frac{2}{3}\frac{V_t V_{\inf}}{X_e}\sin\delta_{12} \tag{30}$$

La courbe 3 est la courbe de puissance du réseau en état post contingence avec résistance de freinage. Elle évolue de manière similaire à la courbe 4, seul un décalage vertical équivalent à la valeur de puissance de la résistance de freinage les distingue.

$$P_e = \frac{V_t^2}{R_b} + \frac{2}{3}\frac{V_t V_{\inf}}{X_e}\sin\delta_{12} \tag{31}$$

Le point de fonctionnement en régime permanent est le point noté A sur la courbe 1 de la figure 3.3. Dès l'apparition du défaut, le point de fonctionnement passe de A à B sur la courbe 2. L'angle de puissance passe sur la courbe 2 de δ_o à $\delta_{élimination}$, représenté par le point C, proportionnellement au carré du temps, comme l'exprime l'équation :

$$\delta(t) = \frac{w_R P_{mpu}}{2H} t^2 + \delta_0 \qquad (32)$$

L'élimination du défaut et l'insertion durant celui-ci de la résistance de freinage fait passer le point de fonctionnement du point C au point E de la courbe 3. Lors du freinage le point de fonctionnement passe du point E au point F, correspondant à l'angle de puissance maximal atteint et à une vitesse revenue à 1 pu.

À ce moment, l'aire d'accélération ABCD est égale à l'aire de décélération DEFG. C'est la fin de la première oscillation du point de fonctionnement. La stabilité est assurée, la résistance est alors déconnectée. Le point de fonctionnement tombe au point H sur la courbe 4. Si aucune autre insertion de la résistance de freinage n'est requise, le point de fonctionnement oscille sur la courbe 4 jusqu'à sa valeur finale, le point J.

2.2 Limite de stabilité

La limite de stabilité du réseau est déterminée par la puissance maximale pour laquelle l'aire de décélération peut égaler l'aire d'accélération. L'aire d'accélération est proportionnelle à la puissance mécanique de fonctionnement et au carré de la durée du défaut.

On définit alors un temps critique pour lequel le défaut doit être effacé, au risque que l'aire de décélération ne puisse égaler l'aire d'accélération et ainsi perdre la stabilité. À ce temps critique on associe toujours un delta critique d'élimination qui permet de visualiser l'égalité des deux aires sur le diagramme de puissance. Les courbes de puissance étant différente selon le type de contingence, il est nécessaire de connaître le delta critique d'élimination pour chacun des scénarios. À titre d'exemple,

pour un défaut triphasé à la terre, le delta critique sera plus grand que pour un défaut du même type suivie de la perte de la ligne, pour la simple raison que l'aire de décélération correspondant à l'état post contingence est bien inférieure dans le cas à 2 lignes qu'à trois lignes de transmission.

L'avantage de la résistance de freinage est de permettre un rehaussement de la courbe de puissance correspondant à l'état post contingence. L'aire de décélération est donc augmentée, permettant ainsi une limite de stabilité transitoire plus grande.

Le point K de la figure 3.3 symbolise un autre point critique. C'est le point à partir duquel la stabilité dynamique est définitivement perdue. Autrement dit l'angle de puissance ne doit jamais dépasser ce point critique lors de son oscillation pour recouvrer la stabilité. Ce point est différent pour chaque type de défaut car il dépend de l'état post contingence.

III. Définition des variables caractérisant la stabilité du réseau

3.1 Définition des variables d'état

Un réseau électrique est un système de plusieurs génératrices synchronisées sur une fréquence identique, à savoir 60Hz en Amérique du Nord. Pour garder la stabilité les alternateurs doivent tourner à une vitesse constante correspondant à cette fréquence. Chaque alternateur doit en outre respecter son propre équilibre de puissance, qui se traduit par une accélération nulle et une vitesse de rotation constante. Une première possibilité est de considérer la différence de vitesse des alternateurs des deux régions, soit w_1-w_2.

La différence d'angle mécanique entre deux alternateurs étant l'intégration de cette variable qu'est la différence de vitesse, elle permet de caractériser l'évolution du point de fonctionnement du réseau et permet de s'assurer de l'état de stabilité ou non. Cette variable est $\theta_1-\theta_{1o}-(\theta_2-\theta_{2o})$. La perte de stabilité peut en première définition être considérée quand l'angle mécanique de deux génératrices est supérieur à 180 degrés.

L'angle mécanique de chaque alternateur étant lié physiquement à l'angle électrique on peut utiliser la différence d'angle électrique comme variable. Cette variable est $\delta_1-\delta_2$ ou encore δ_{12}. L'angle delta est l'angle local pour chacun des alternateurs.

Pour chacun des alternateurs des deux régions, l'équation 33 doit être vérifiée.

$$\frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = P_{mpui} - P_{epui} = P_{apui} \qquad (33)$$

La constante d'inertie des trois générateurs de la région 1 est identique. On peut donc considérer la région 1 comme un générateur unique ayant une puissance nominale égale à la puissance des trois générateurs.

L'angle de puissance global étant notre critère de stabilité dynamique, on reprend l'équation 33 appliquée à la région 1 et à la région 2 afin d'obtenir une loi dépendante de cet angle. L'équation 34 est obtenue :

$$\frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = \frac{d^2\delta_1}{dt^2} - \frac{d^2\delta_2}{dt^2} = \frac{w_R}{2H_1}P_{apu1} - \frac{w_R}{2H_2}P_{apu2} \qquad (34)$$

Les deux variables caractérisant le système en terme de stabilité sont δ_{12} et w_1-w_2.

En ce qui concerne la commande de la résistance de freinage, l'idéal serait de pouvoir avoir accès au δ_{12} et à l'angle critique. Cependant la possibilité de déterminer l'angle critique, qui reviendrait à connaître d'une part la topologie du réseau en état post contingence et d'autre part les valeurs des tensions dans le réseau, n'est pas chose facile et augmenterait les coûts liés à l'implantation d'une résistance de freinage.

La deuxième difficulté est d'obtenir l'angle de puissance global ou la variable en vitesse w_1-w_2. Mais ceci nécessite l'installation de capteurs synchronisés par système GPS. Il est alors intéressant d'étudier si des hypothèses peuvent être introduites afin de permettre un contrôle local.

3.2 Simplifications liées à l'hypothèse de la barre infinie

Les variables d'états qui viennent d'être définies ne permettent qu'un contrôle global et uniquement réalisable par l'installation d'un contrôle par synchronisation GPS. Une commande intéressante économiquement serait de se baser sur des grandeurs locales du réseau. Le fait de considérer le réseau comme un générateur lié à une barre infinie, donne quelques simplifications pour les variables d'état. L'intérêt est de pouvoir ainsi contrôler la résistance de freinage à partir de grandeurs locales.

L'hypothèse de barre infinie s'applique dans le cas d'une région liée à une autre de puissance beaucoup plus importante. C'est le cas pour la présente étude, car la région 2 est sept fois plus importante que la région 1. Cette hypothèse signifie qu'au niveau de la barre infinie aucun changement ne sera ressenti. Cela offre la possibilité de considérer la tension du bus infini comme constante, autant en amplitude qu'en phase.

En d'autres termes cela signifie que l'on considère la vitesse de l'alternateur équivalent de la région 2 comme constante et par conséquent l'angle local constant aussi.

Dès lors cette hypothèse simplificatrice permet un regard sur la stabilité à l'aide de grandeurs locales, puisque l'équation 34 se réduit à l'équation 35.

$$\frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = \frac{d^2\delta_1}{dt^2} = \frac{w_R}{2H_1} P_{apu1} \tag{35}$$

La première égalité de l'équation 35 exprime le contrôle local sous l'hypothèse du bus infini.

Les variables d'état du système seront alors réduites en des valeurs purement locales comme suit :

$$\delta_1 - \delta_{10}$$

$$w_1 - w_{10} = w_1 - 1$$

Bien entendu cette simplification introduit une incertitude et donc une imprécision sur la variable de commande. Il faut donc introduire une marge d'erreur acceptable permettant de s'assurer de manière certaine du retour à l'état stable du réseau. La validité de cette hypothèse sera vérifiée dans la partie résultat.

3.3 Limites et erreurs de l'hypothèse de barre infinie

L'hypothèse simplificatrice implique une erreur. Il est en effet idéaliste de penser qu'aucun changement ne survient sur la barre infinie. Pendant le défaut, les

alternateurs de la région 1 accélèrent, mais dans un même temps le manque de puissance provenant de la région 1 provoque une décélération des rotors dans la région 2. On peut visualiser ce comportement sur le graphique de la figure 3.4.

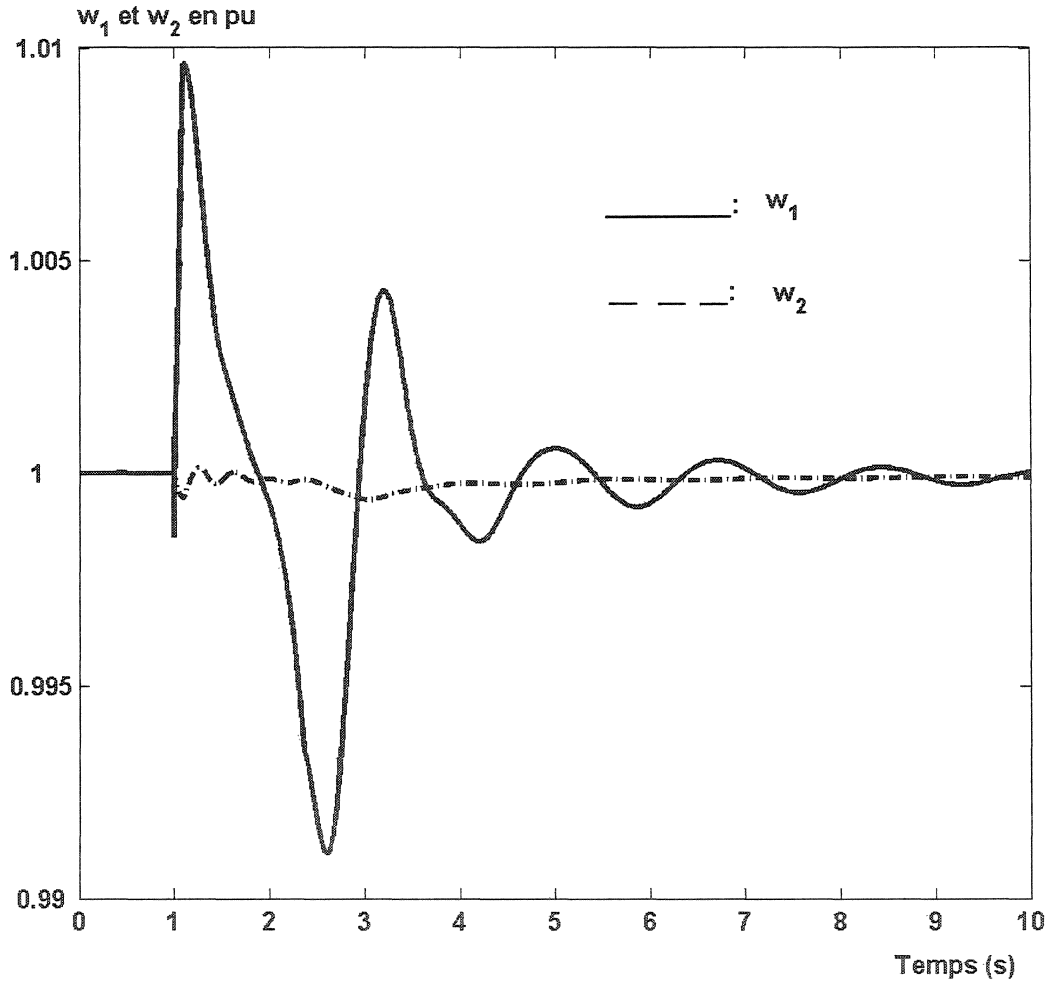


Figure 3.4 : Évolution de la vitesse des alternateurs 1 et 2, pour un défaut à 1 seconde.

Une erreur est commise entre les véritables variables de la stabilité δ_{12} et w_1-w_2 et les valeurs réduites utilisées pour la commande locale. Ces deux variables sont à la base de la commande, qui va être utilisée pour s'assurer du retour du réseau à l'état stable. On peut alors constater que deux erreurs sur la commande doivent être

quantifiées. La différence entre la commande simplifiée et la véritable commande est visible sur la figure 3.5. La courbe en trait plein est la commande en vitesse simplifiée, alors que la courbe en trait intermittent est la variable réelle w_1-w_2.

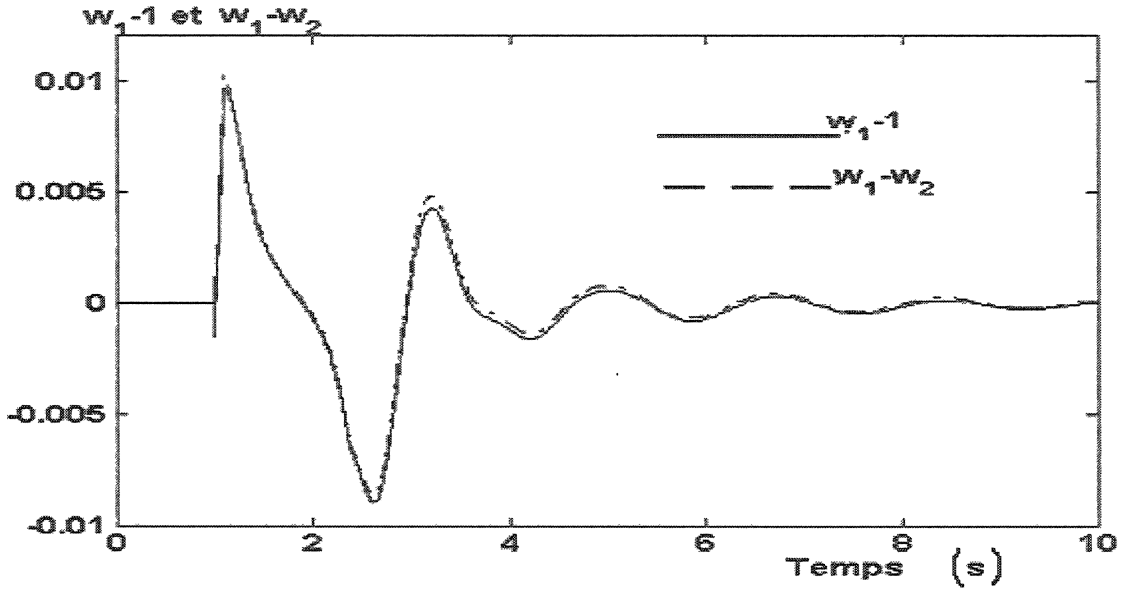


Figure 3.5 : Différence entre la commande réelle et la commande simplifiée

Pour mesurer l'erreur relative faite sur cette variable il suffit de mesurer la différence $(1-w_2)/w_2$.

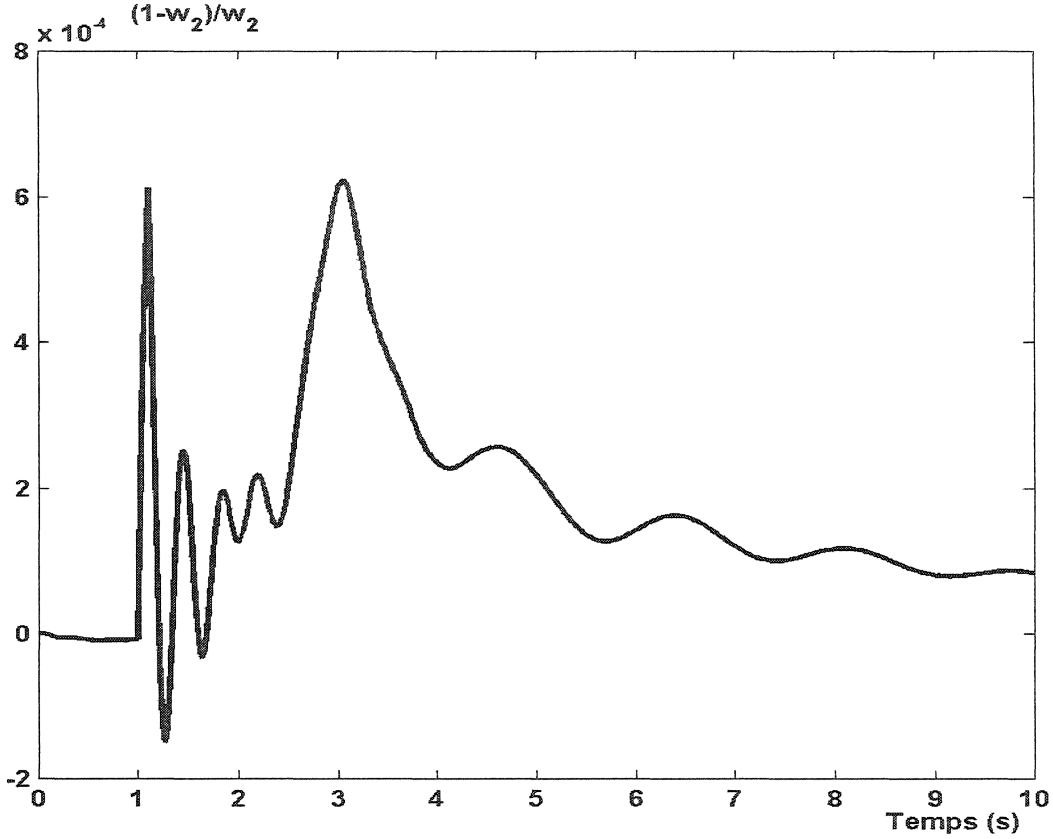


Figure 3.6 : Erreur commise sur la variable de vitesse

On constate aisément que l'erreur est faible pour ce cas ci. L'erreur commise varie en fonction du temps, ce qui est normal puisque les dynamiques des deux génératrices sont différentes.

CHAPITRE IV. PRINCIPE DE CONTRÔLE DE LA RÉSISTANCE DE FREINAGE

I. Plan de phase

Le plan de phase est une représentation souvent utilisée en automatique. La philosophie de cette représentation est de pouvoir visualiser le comportement d'un système dans un plan constitué de sa variable d'état et sa dérivée.

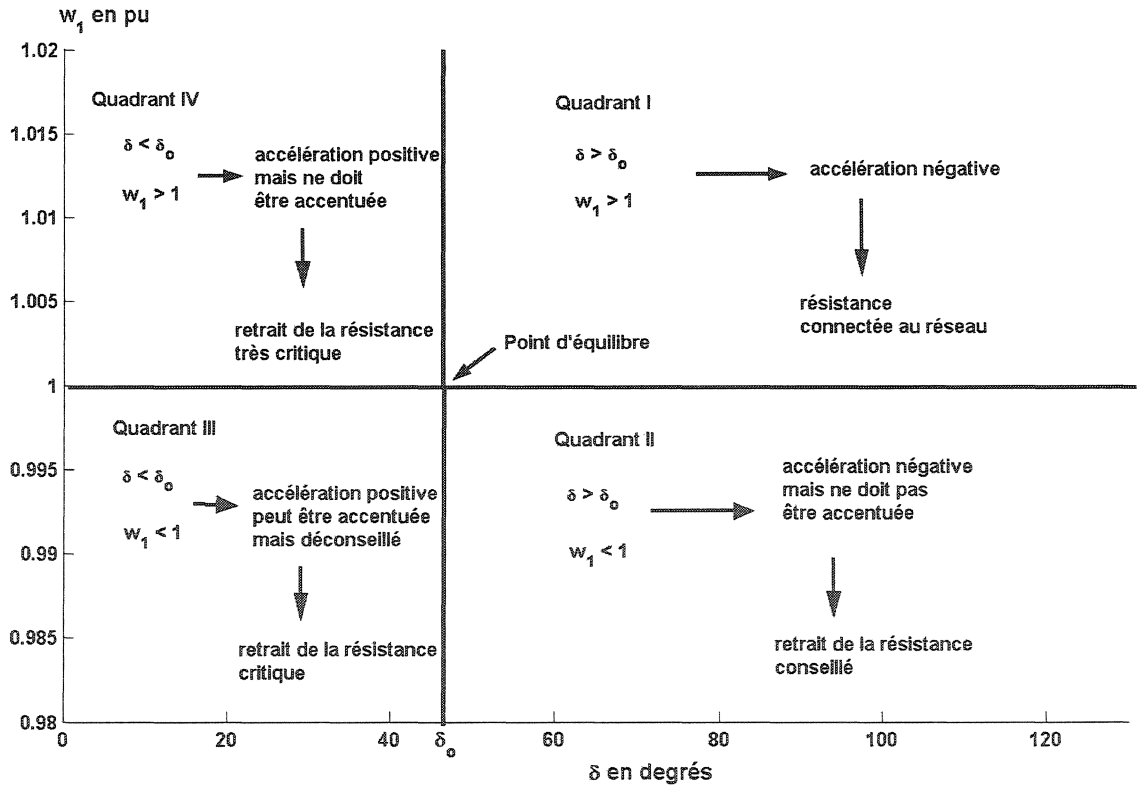


Figure 4.1 : Plan de phase didactique

Pour l'étude de la stabilité dynamique, la variable d'état caractéristique est l'angle de puissance du système δ. Sa dérivée est alors la différence des vitesses des rotors des deux alternateurs.

Il est fondamental de comprendre comment évaluer l'état du système dans un plan de phase. Comme on peut le constater, il peut être divisé en quatre parties. Ces quatre quadrants sont notés sur la figure 4.1.

La première remarque que l'on peut faire sur l'état du système dans le plan de phase, est que plus le point défini par le vecteur angle vitesse est éloigné du point d'équilibre, plus le système tend vers l'instabilité.

Le comportement souhaité de la trajectoire est décrit dans les quadrants de la figure 4.1. La décision à prendre quant à la résistance de freinage est aussi présentée pour chaque configuration.

II. Contrôle simple

2.1 Contrôle en vitesse

Le problème du contrôle de la résistance de freinage se pose sous deux aspects. Le premier est l'insertion de la résistance de freinage. Conformément aux études déjà faites sur le sujet, l'insertion doit être opérée dès que possible, en l'occurrence dès la détection du défaut. La caractérisation la plus fidèle du défaut est l'augmentation de la vitesse, c'est pourquoi le moyen le plus simple et sécuritaire et de se fixer une limite autorisée de déviation en vitesse. Lors du dépassement de cette limite la résistance de freinage est insérée. Le second problème est le retrait de la résistance. Les enjeux liés au retrait de la résistance de freinage sont multiples. Le plus évident est d'imaginer

que laisser la résistance de freinage connectée au réseau pourrait au pire des cas déstabiliser celui-ci. Le deuxième aspect, d'ordre plus économique cette fois-ci est que même si la résistance de freinage reste connectée et ne fait pas perdre la stabilité au réseau, la puissance qu'elle dissipe en chaleur ne sera que pure perte. On peut donc constater l'importance d'un retrait aussi court que possible.

D'autres part le retrait doit être robuste et assurer du recouvrement de la stabilité du réseau. Encore une fois la vitesse fait office de grandeur garantissant la stabilité. Le retour de la vitesse à 1pu assure en effet la décroissance de l'angle de puissance. Encore une fois on peut se donner une certaine marge de confiance en fixant un offset sous la barre des 1pu avant de déconnecter la résistance.

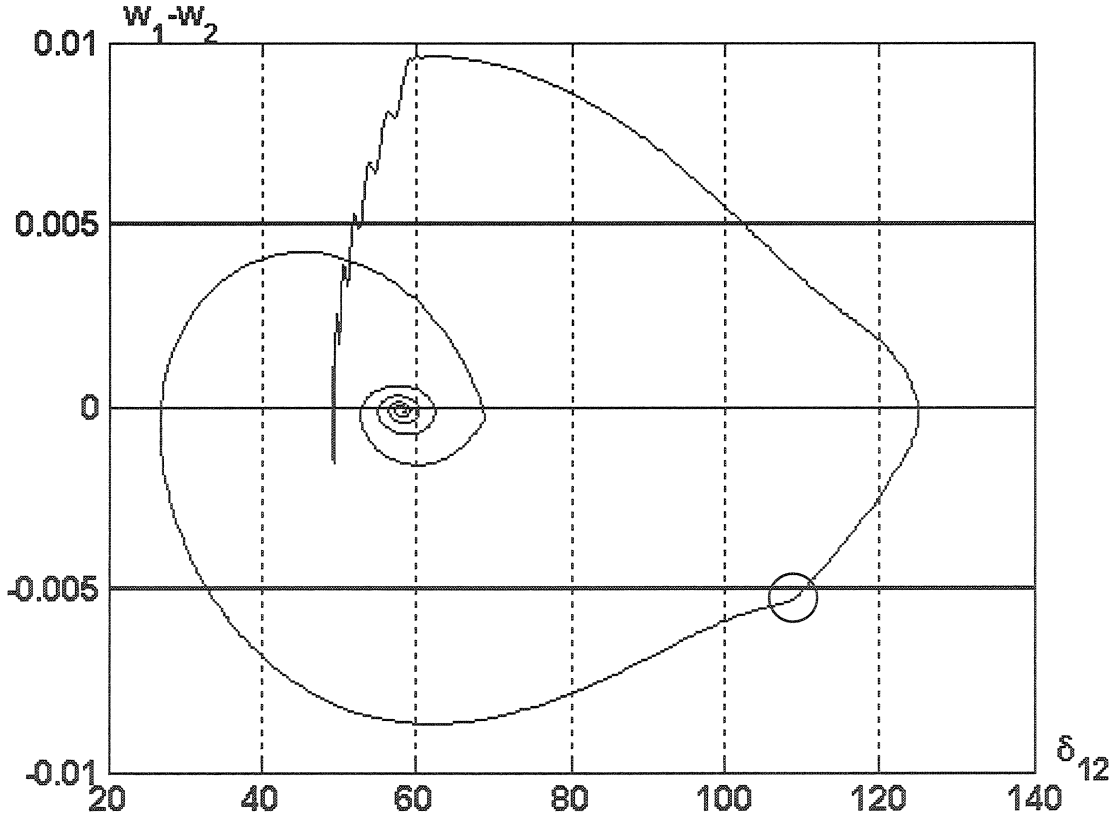


Figure 4.2 : Visualisation sur plan de phase de la commande en vitesse

C'est une loi de commande qui rejoint le contrôle en vitesse, utilisé dans la référence (Sen et Meisel, 1978). Il existe un faible décrochage sur la trajectoire dans le plan de phase de la figure 4.2, région entouré d'un cercle. C'est le moment du retrait de la résistance de freinage. On observe un décalage entre le moment théorique de retrait à -0.05 et le retrait réel. Ce retard est dû à la modélisation des thyristors et à la prise en compte de la constante de temps des appareils de mesure.

2.2 Limites et erreurs de cette loi de commande

L'avantage majeur de cette loi de commande est de se baser sur la vitesse. Le principal problème lié à cette commande est la détermination des valeurs d'enclenchement et de retrait de la résistance. Il est reconnu que plus l'enclenchement de la résistance est tôt, meilleur est l'impact sur la stabilisation. Il est donc nécessaire que la résistance soit connectée au réseau dès l'élimination du défaut.

La solution semble alors simple pour l'enclenchement de la résistance, il suffit de donner une faible valeur d'offset. Il faut cependant tenir compte de la réalité d'exploitation d'une résistance de freinage dans un réseau électrique. En effet ce type de FACTS ne doit être utilisé que lors d'une contingence sévère pour laquelle la stabilité du réseau est menacée. Une telle installation ne devrait en aucun se connecter de manière intempestive au risque de déstabiliser le réseau.

Il faut bien comprendre que lors d'une perte soudaine de charge, les alternateurs de la région 1 vont accélérer. Néanmoins cette variation de vitesse est moins importante que lors d'un défaut triphasé, d'où l'intérêt de bien choisir la valeur d'enclenchement de la résistance.

Le second problème qui se pose est la valeur de déclenchement de la résistance. Pour des valeurs trop faibles, le réseau ne sera pas assuré de recouvrer la stabilité. La

première raison est que l'offset de déclenchement ne soit pas assez grand pour combler l'erreur faite sur la variable d'entrée, erreur due à l'hypothèse de la barre infinie. La seconde raison s'appuie sur le diagramme de puissance de la figure 3.3. Si lors du retrait de la résistance de freinage, le point de fonctionnement se retrouve sur la courbe post contingence après le point critique de cette courbe, alors le réseau n'aura pas retrouvé sa stabilité.

Pour obtenir une commande plus robuste, il faut alors s'assurer que la puissance transitée soit revenue à une valeur supérieure à la puissance mécanique. Ainsi il sera certain que lors du retrait de la résistance, la puissance d'accélération restera négative, afin que l'angle de puissance puisse continuer à décroître.

III. Contrôle non linéaire

3.1 Commande proportionnelle dérivée à relais tout ou rien

Le principe de la commande bang bang est facilement compréhensible dans le plan de phase. Ce type de commande est utilisé pour le contrôle du système linéaire du second degré.

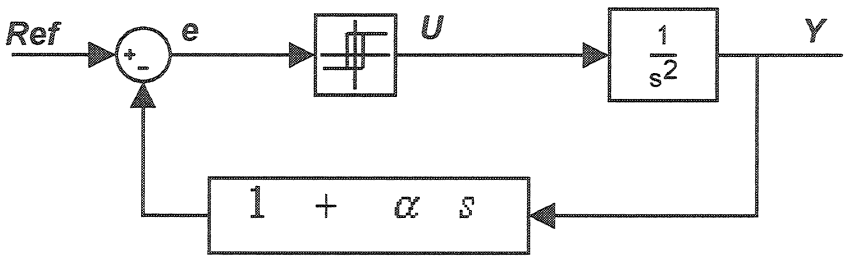


Figure 4.3 : Schéma type de la commande

La théorie s'appuie principalement sur une commande proportionnelle dérivée. La philosophie est de stabiliser un système en régime permanent d'un type semblable à celui considéré :

$$\frac{d^2x}{dt^2} = u = 0 \tag{36}$$

Dans cette équation u est la commande, c'est en fait la sortie du relais. Cette commande est par principe constante, mais doit prendre au moins deux valeurs de signes opposés afin de pouvoir stabiliser ce type de procédé. Le système électromécanique d'un générateur peut être ramené à ce type d'équation si l'on définit la commande comme étant :

$$u = P_m - P_{eréseau} - P_{Rf} \tag{37}$$

La différence principale avec la théorie de la commande par relais est que notre commande u n'est pas constante. Mais le principe peut être appliqué d'une manière similaire, car u prend deux valeurs opposées suivant l'insertion ou non de la résistance de freinage dans le réseau.

Quand arrive une perturbation comme lors d'un défaut triphasé, un tel système perd sa stabilité quand il est soumis à une accélération comme suit :

$$\frac{d^2x}{dt^2} = u = P_m \quad \text{car} \quad \begin{matrix} Pe = 0 \\ P_{Rf} = 0 \end{matrix} \tag{38}$$

Pour un tel système, le comportement peut être explicité de manière temporelle comme suit :

$$\begin{aligned} \dot{x} &= ut + \dot{x}_0 \\ x &= \frac{1}{2}ut^2 + \dot{x}_0 t + x_0 \end{aligned} \tag{39}$$

La trajectoire dans le plan de phase suit l'évolution suivante :

$$x = \frac{(\dot{x} - \dot{x}_0)^2}{u} + x_0 \tag{40}$$

La trajectoire dans le plan de phase est une parabole dont l'axe est l'axe des abscisses. Le paramètre de la parabole correspond à *u/2*. Une commande unique de ce système le rend évidemment instable. C'est pourquoi il est important qu'au moins deux valeurs de cette commande soient définies. Un contrôle proportionnel dérivé peut être utilisé. Ce contrôle permet de définir une ligne de commutation. L'équation de cette ligne de commutation est donnée en annulant l'erreur :

$$e = ref - (1 + \alpha s)x = 0 \tag{41}$$

Ce qui donne dans le plan de phase :

$$\alpha \dot{x} + x - ref = 0 \tag{42}$$

Et dans le système du réseau étudié :

$$\alpha w + \delta - ref = 0 \qquad (43)$$

La pente de la droite de commutation est l'inverse de α. C'est donc une valeur intéressante de la pente qui va déterminer la valeur choisie pour α.

Observons l'effet de cette commande pour le système de l'équation 36, pour lequel les valeurs de sortie du relais sont $u_1 = 0.1$ et $u_2 = -0.2$, et la largeur d'hystérésis vaut zéro. Deux valeurs de α sont présentés sur le graphique de la figure 4.4.

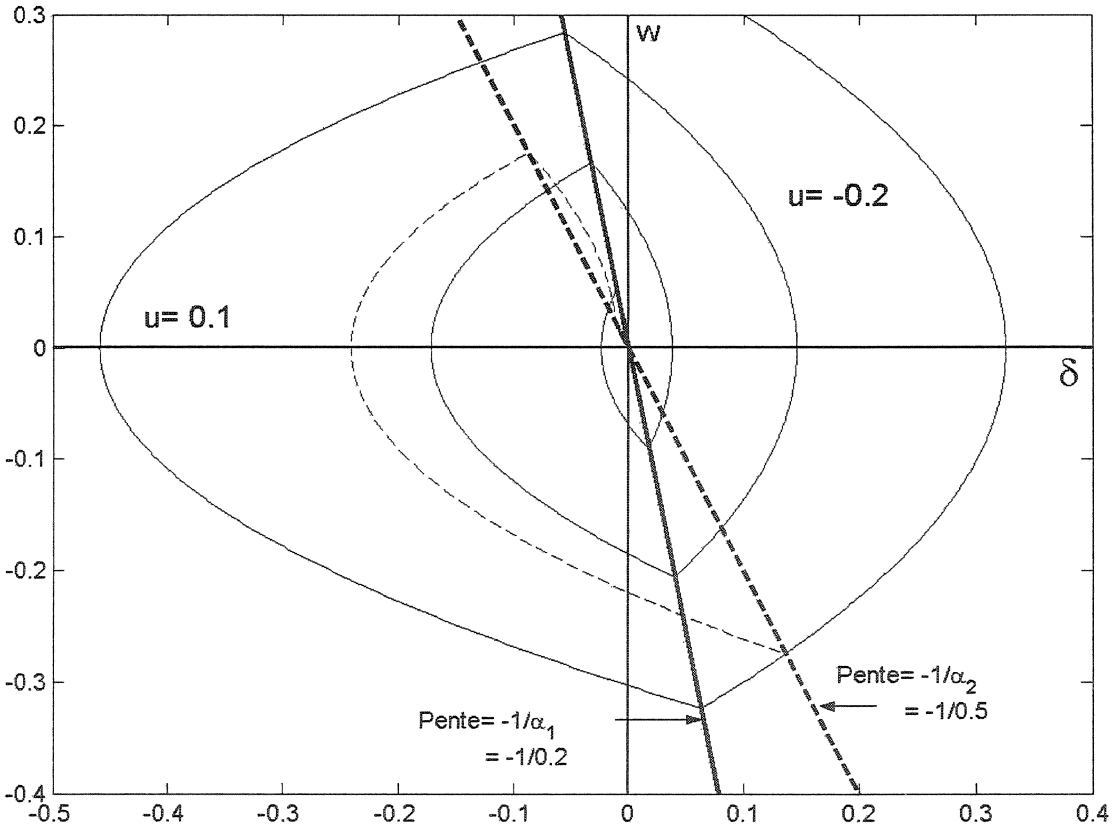


Figure 4.4 : Visualisation de la commande bang bang d'un système du second degré dans le plan de phase

Une commande bang bang, réalisée par l'application d'un relais tout ou rien par exemple, permet à ce système d'être stabilisé en rendant la commande u négative.

Le plan de phase est alors divisé en deux parties. La partie droite du plan de phase est l'espace des points pour lesquels la commande sera négative et ainsi la résistance sera connectée. Dès que la trajectoire dans le plan de phase traverse la droite de commutation en se retrouvant à sa gauche, la commande change de valeur.

Plus la commande u est importante plus la parabole sera aplatie selon l'axe des abscisses. Pour l'application de cette technique au réseau électrique, il est évident que l'angle de puissance doit être gardé le plus faible possible, donc une forte commande négative est importante.

3.2 Réglage des paramètres de la commande

Il existe pour ce type de commande la possibilité de régler un offset, permettant d'ajuster l'enclenchement pour une certaine valeur de l'erreur.

Comme dans le cas de la commande en vitesse, il ne faut pas que la résistance s'enclenche de manière intempestive. C'est pourquoi le choix de la valeur de l'offset est tout aussi important que pour la loi de commande en vitesse et nécessite une détermination précise, afin d'assurer la fiabilité.

La détermination de l'offset et de la valeur de α dépend de deux conditions. La première est que si une ligne est perdue en état post contingence, l'angle de puissance va changer de valeur, et il ne faut pas que la résistance de freinage reste connectée à cause de ce décalage. De plus l'intérêt majeur d'inclure un offset est d'éviter que la résistance de freinage ne se connecte pour les oscillations de plus petite amplitude. Il faut rappeler que la résistance ne sert qu'à la première oscillation de l'angle de puissance.

La seconde précaution à considérer est que, lors d'un délestage, la vitesse peut augmenter de manière soudaine, comparable à défaut. La variation en vitesse lors d'un délestage de 600MW, comme dans le cas du réseau d'Hydro-Québec, est de l'ordre de 0,4%. Alors il suffit que l'insertion de la résistance se fasse pour 0,5%.

La combinaison de valeur suivante permet d'éviter les problèmes cités plus hauts. L'offset sera fixé à 25 et α aura pour valeur 0,25.

Cette combinaison de paramètres permet au réseau, dont la puissance d'exploitation en régime permanent est fixée à 92,8%, d'être stabilisé par une seule insertion de la résistance de freinage, suite à un défaut triphasé à la terre de six cycles suivi de la perte de la ligne.

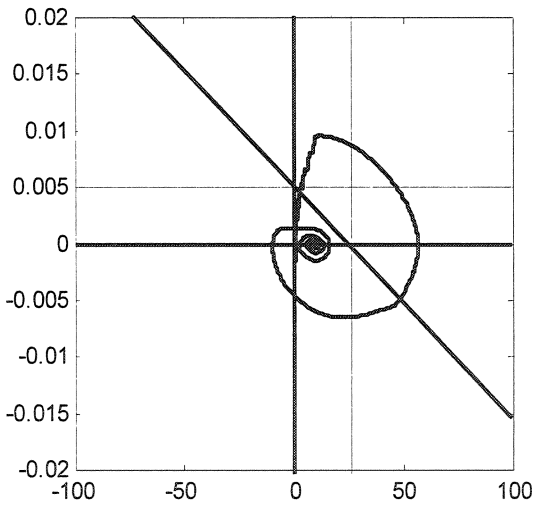


Figure 4.5 : Plan de phase

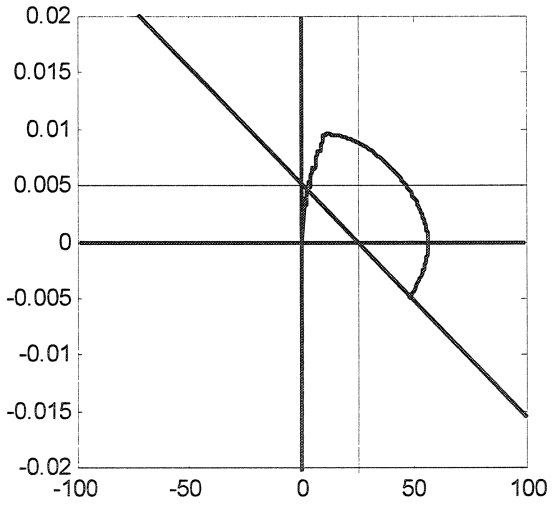


Figure 4.6 : Visualisation de l'insertion de R_b dans le plan de phase

La figure 4.5 donne un aperçu de la trajectoire du point de fonctionnement dans le plan de phase. La droite de commutation a été tracée, l'offset a été fixé à 25 tandis

que α vaut 0,25. La figure 4.6 donne dans le plan de phase les points de la trajectoire pour lesquels la résistance est insérée dans le réseau.

3.3 Visualisation de l'erreur de commande sur plan de phase

Il est d'abord important de constater sur le plan de phase, puisque c'est notre base de commande, l'erreur commise par l'hypothèse de barre infinie. Plus exactement c'est le choix des variables locales qui crée une erreur.

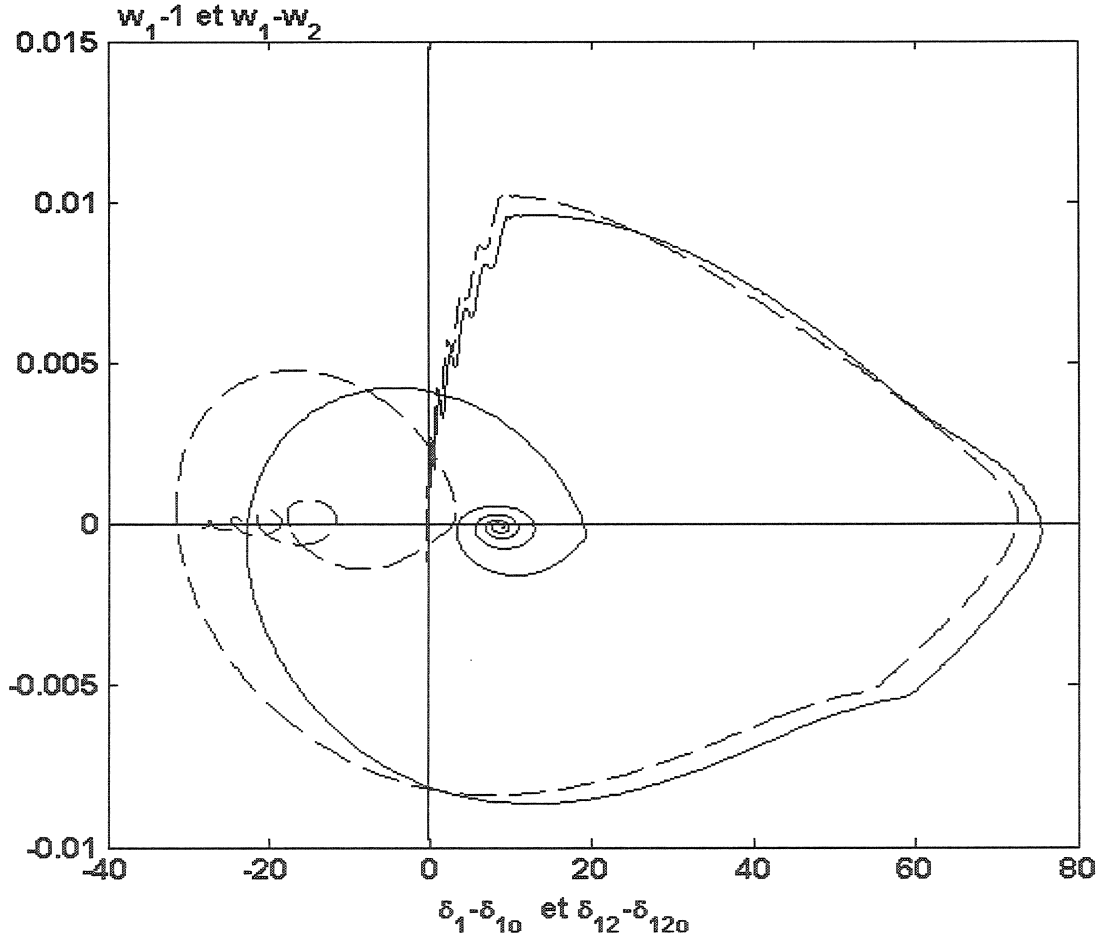


Figure 4.7 : Erreur de commande sur plan de phase

La figure 4.7 montre en trait plein la véritable trajectoire des variables globales, et en trait pointillé la trajectoire des variables locales. On constate une différence non négligeable. Les zéros des axes de la figure 4.7 ont été ramenés au point d'équilibre pré contingence.

Il est important de constater que vers la fin de la simulation, visible par les petits cercles, la variable locale s'éloigne énormément de la variable globale et ne tend pas vers un état fixe. Ceci est dû au fait que la vitesse w_1 ne revient pas exactement à 1 pu, mais à 0.999 pu. Cette infime différence crée cette déviation par intégration. Pour ce qui est de la commande globale, comme w_1 et w_2 ont une même valeur, la différence est zéro. C'est pourquoi l'intégration de cette différence donne une constante.

L'avantage de cette loi de commande par rapport à la loi de commande en vitesse, comme dans la référence (Sen et Meisel, 1978), est multiple. Le premier avantage est que pour des valeurs équivalentes de déclenchement, la résistance de freinage restera moins longtemps connectée à la deuxième oscillation de puissance. Reprenons l'exemple du plan de phase de la figure 4.2 à laquelle on ajoute la droite de commutation de la loi de commande préconisée dans ce paragraphe.

Pour pouvoir comparer les deux lois de commande, il est indispensable que la résistance de freinage dans les deux cas se connecte et se déconnecte au réseau en même temps. Ainsi on pourra voir le bénéfice de la loi de commande en proportionnelle dérivée à relais tout ou rien.

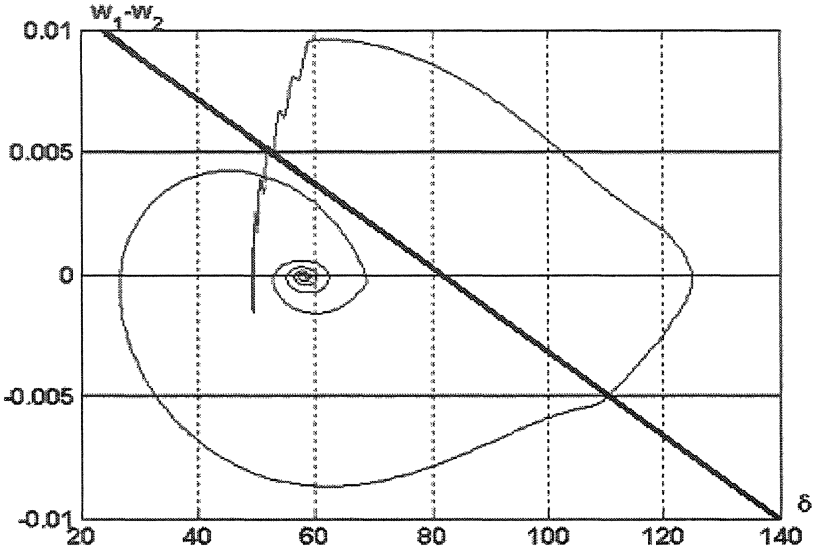


Figure 4.8 : Comparaison des deux lois de commande

Dans ce cas précis l'enclenchement et le déclenchement se font bien aux mêmes instants. Dans le cas d'une seconde oscillation de puissance, le retrait de la résistance de freinage avec la commande proportionnelle dérivée, serait moins tardif que pour la loi de commande en vitesse. Dans le cas présenté, la seconde oscillation n'enclenche pas la résistance avec les deux lois de commande.

Le second intérêt de la commande proposée est que dépendamment du point de fonctionnement, surtout par rapport à l'angle de puissance, le retrait serait plus tôt que pour la loi de commande en vitesse. Cet avantage peut être argumenté de deux manières. La première est que pour une déviation angulaire plus faibles, la résistance de freinage agira moins longtemps. Ceci est intéressant puisque si l'angle de puissance ne dévie pas beaucoup, cela signifie que la stabilité est moins menacée.

De plus l'insertion de la résistance de freinage quant à l'amélioration de la limite de stabilité, n'est utile qu'à la première oscillation de puissance, sauf pour des réseaux moins amortis. De manière évidente, il est peu conseillé de connecter

plusieurs fois la résistance si cela n'est indispensable au maintien du synchronisme. Les alternateurs disposent de stabilisateurs performants et ce n'est pas le mandat de la résistance de freinage de jouer le rôle de ces mêmes stabilisateurs, du moins pour des insertions bang bang.

Cela dit il pourrait être intéressant de constater l'effet d'une modulation de la résistance de freinage lors du retrait.

IV. Comparaison de cette loi de commande avec une modulation

La possibilité d'une modulation de la résistance de freinage est envisageable. Elle pourrait permettre d'améliorer l'amortissement des oscillations de puissance. Une loi de commande performante associée à la volonté d'amortir les oscillations de puissance, nécessiterait une analyse approfondie des modes d'oscillation du réseau d'étudie.

Pour ce qui est de l'amélioration de la stabilité dynamique, pour être aussi robuste que la loi de commande proportionnelle dérivée, il faudrait que le retrait modulé ne se fasse qu'après s'être assuré de la décroissance de l'angle de puissance. Si ce n'était pas le cas, l'aire de décélération serait amputée et l'angle de puissance irait à une valeur plus importante.

Le cas d'une modulation très simple est montré par la figure 4.9. On déconnecte la résistance progressivement comme le montre le troisième graphique de la figure 4.9.

La principale critique de cette modulation est d'augmenter l'écart entre l'angle de puissance minimal obtenue à la fin de la première oscillation et la valeur d'équilibre.

Cela dit une loi de commande plus adaptée donnerait un amortissement bien meilleur.

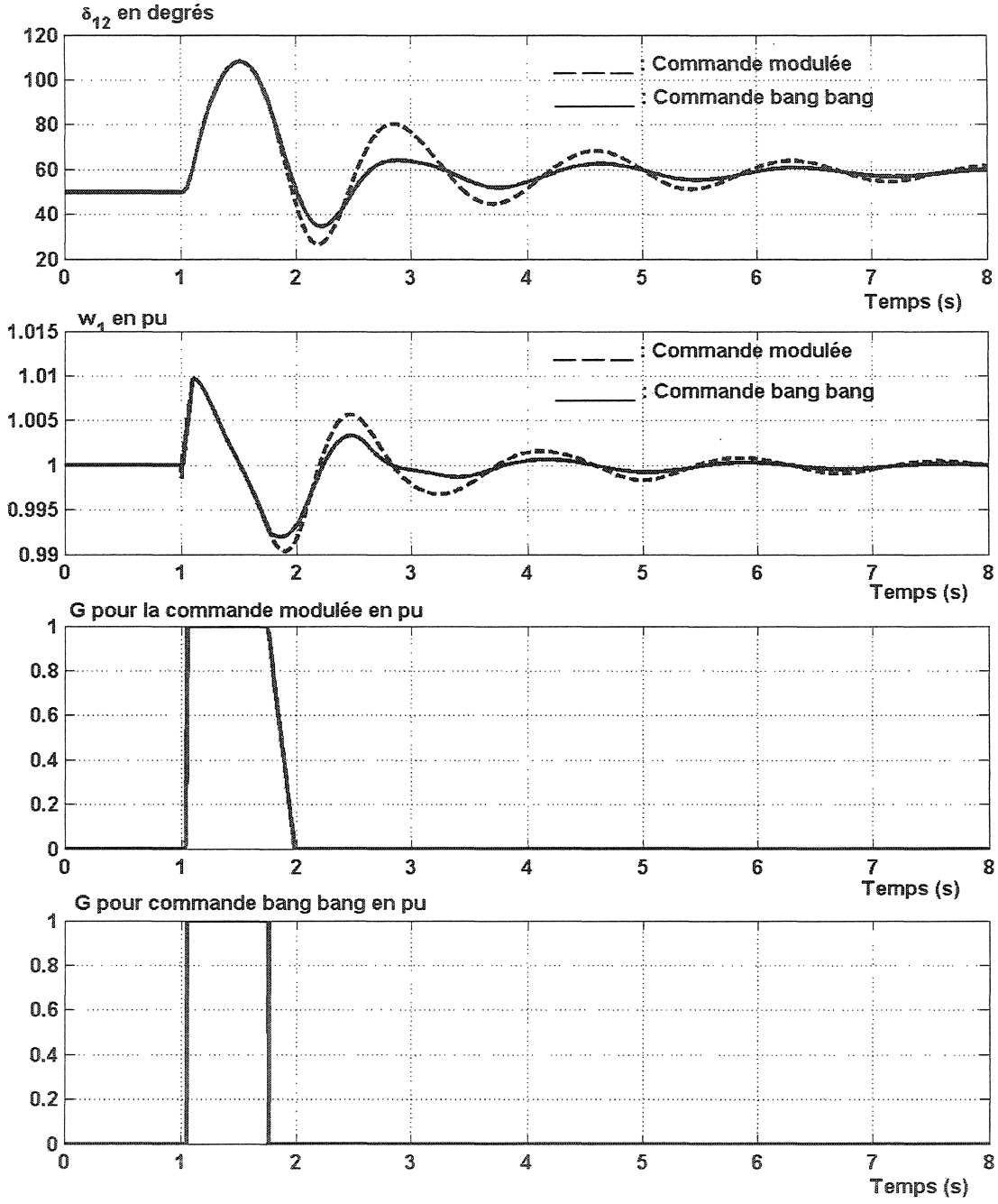


Figure 4.9 : Comparaison de retraits bang bang et modulé.

CHAPITRE V. RESULTATS DES SIMULATIONS

I. Scénarios étudiés

1.1 Scénario principal

Le scénario est l'enchaînement des évènements pour lequel la stabilité dynamique du réseau va être étudiée. Le scénario type de l'étude de la stabilité dynamique d'un réseau est un défaut triphasé à la terre suivi de la perte de la ligne. La durée du défaut sera de six cycles, soit 0,1s.

La durée du défaut sera par ailleurs prolongée pour constater l'intérêt de la résistance de freinage.

Ce type de contingence simple est le pire scénario quant au maintien de la stabilité dynamique. C'est la raison pour laquelle ce scénario est souvent pris comme scénario type pour l'étude de la stabilité dynamique. C'est aussi pour cela que la majorité des études mathématiques concernant la stabilité dynamique s'y rapportent.

1.2 Second scénario

Le second scénario qui sera étudié est un défaut monophasé de douze cycles suivi de la perte de la ligne. La durée du défaut sera aussi prolonger pour constater l'intérêt de la résistance de freinage.

1.3 Troisième scénario

Le dernier scénario pour lequel la stabilité du réseau et l'influence de la résistance de freinage vont être étudiées est un défaut triphasé à la terre sans perte de ligne. Le défaut aura une durée de six cycles.

La durée du défaut sera prolongée pour constater l'intérêt de la résistance de freinage.

II. Résultats préliminaires

La première série de simulation consiste à trouver la limite de stabilité dynamique de notre réseau test sans intervention de la résistance de freinage. Cette limite correspond à la puissance d'exploitation maximale en régime permanent pour laquelle le réseau reste stable lors du premier scénario étudié, à savoir un défaut triphasé à la terre de six cycles suivi de la perte de la ligne.

La limite de stabilité transitoire obtenue pour notre réseau test correspond une puissance d'exploitation en régime permanent de 0,841pu. Vérifions l'évolution des grandeurs caractéristiques du réseau test sans intervention de la résistance de freinage suite à un défaut triphasé à la terre de six cycles suivi de la perte de la ligne dans un cas instable et un cas stable. Les courbes en pointillé représentent ces grandeurs pour un cas instable, la valeur de puissance d'écoulement est supérieure à la limite de stabilité transitoire.

Les courbes lisses donnent le comportement du réseau test pour un cas stable à une valeur limite de puissance d'exploitation, pour laquelle la stabilité dynamique est retrouvée après un défaut triphasé à la terre de six cycles.

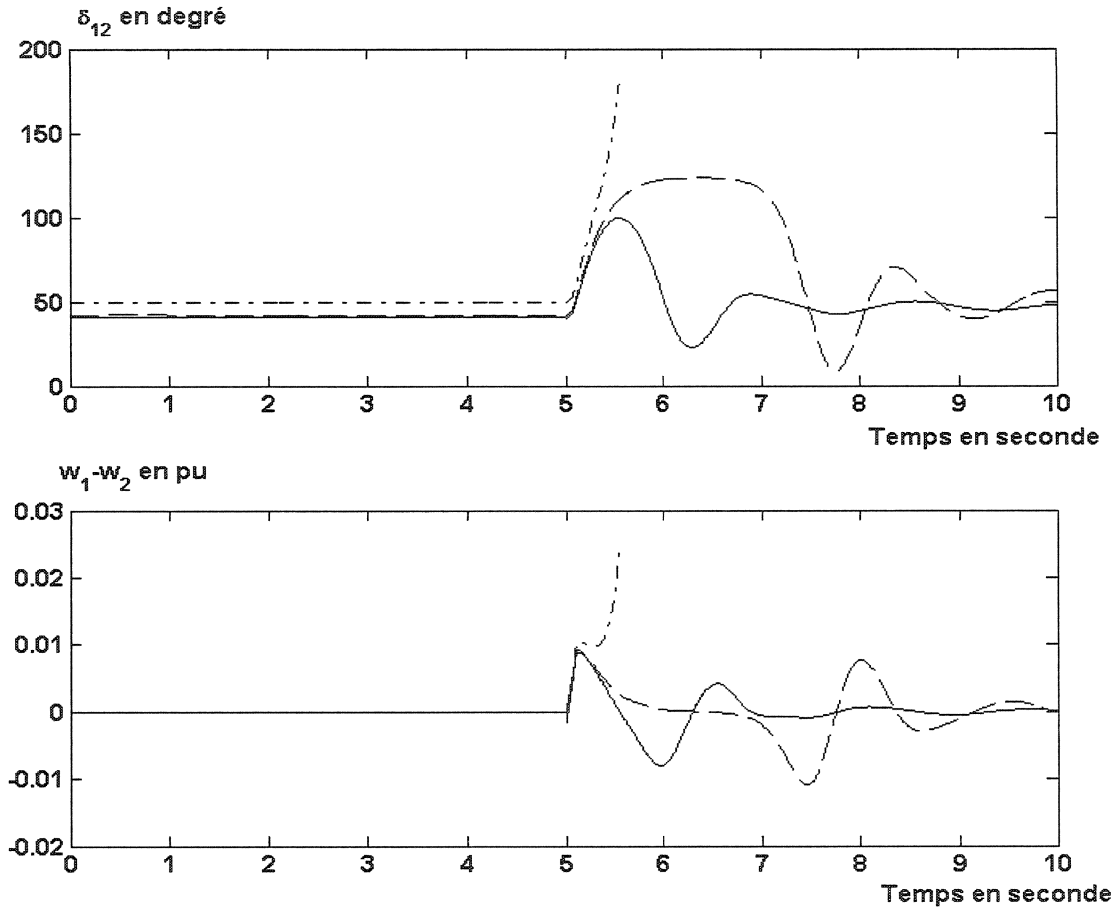


Figure 5.1 : Visualisation des variables d'état pour un cas stable (continu), instable (alterné) et à la limite de stabilité (pointillé)

On peut voir que l'angle de puissance maximal atteint une valeur proche de 120 degrés. Pour des valeurs plus faibles de puissance d'exploitation en régime permanent, courbe en trait plein, la vitesse atteinte lors de l'élimination du défaut est moins grande, parce que l'énergie cinétique emmagasinée est moins grande. Ainsi il est normal de constater que l'angle maximal atteint est moins grand pour des valeurs d'exploitation moins grande.

III. Analyse du comportement du réseau avec insertion de la résistance de freinage

3.1 Influence de la valeur de la résistance de freinage

Plusieurs vérifications sont faites pour corroborer les résultats décrits dans les références bibliographiques. La première vérification consiste à valider l'importance de la valeur de la résistance de freinage quant à la stabilisation.

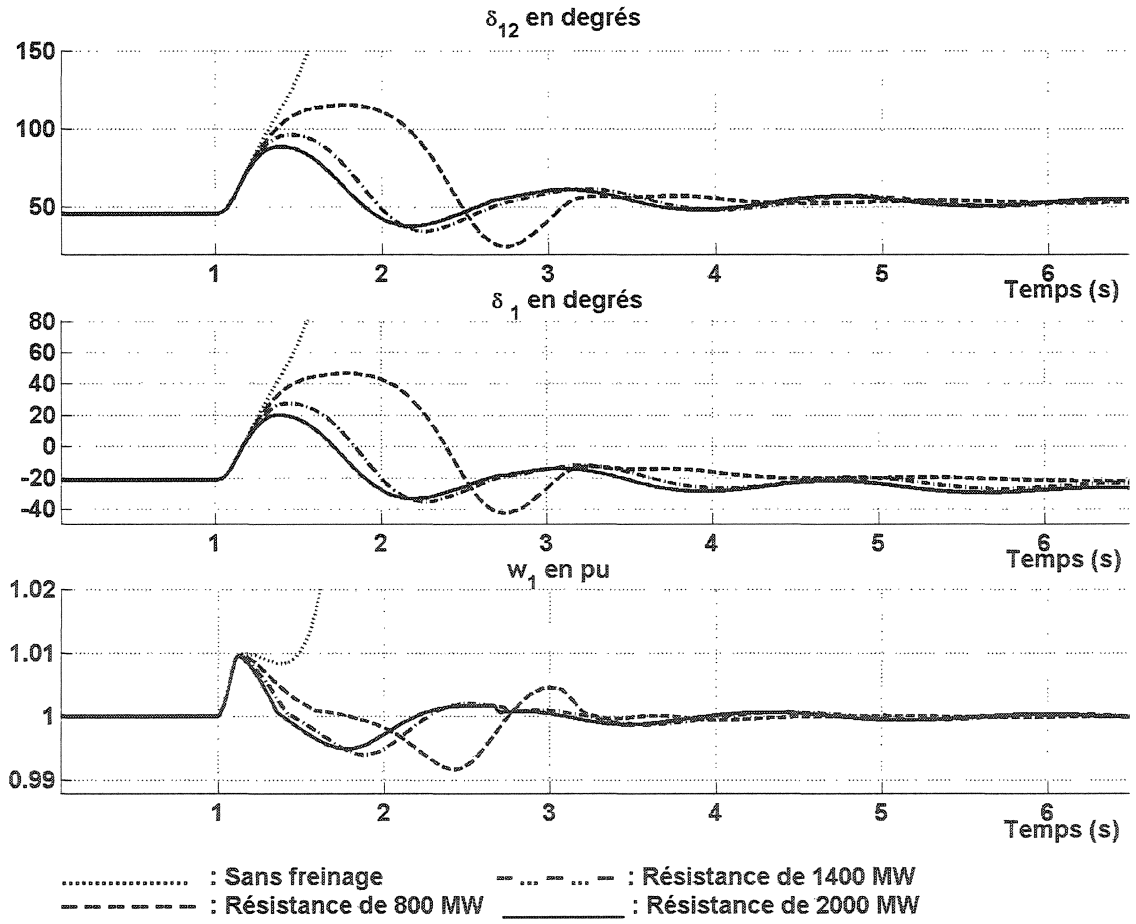


Figure 5.2 : Effet de la valeur de la puissance de freinage sur l'angle de puissance global, local et sur la vitesse.

La figure 5.2 permet la comparaison de l'effet de la valeur de puissance de résistance de freinage sur l'angle de puissance global, local et sur la vitesse. Les valeurs de puissance pour la résistance de freinage varient de 800MW à 2GW. Pour des valeurs plus faibles de puissance, le réseau n'est pas stabilisé et l'angle de puissance atteint le point critique avant que la vitesse ne soit revenue à 1pu. En effet, le retour de la vitesse à 1 pu assure la décroissance de l'angle de puissance.

Pour des valeurs de puissance de freinage plus importante, le réseau s'écroule. Le couple réclamé simultanément par la résistance et le réseau devient trop important et dépasse le couple nominal de l'alternateur.

On constate que pour une puissance de freinage plus grande, le maximum de l'angle de puissance est atteint plus rapidement et est moins élevé. L'excès de puissance accumulée en énergie cinétique lors du défaut est donc dissipé plus rapidement.

3.2 Comportement des grandeurs caractéristiques du réseau

Les premiers résultats permettent une compréhension du comportement du réseau dans les conditions d'une insertion de résistance de freinage de 1000 MW. La figure 5.3 fournit les comportements simultanés de l'angle de puissance global et local.

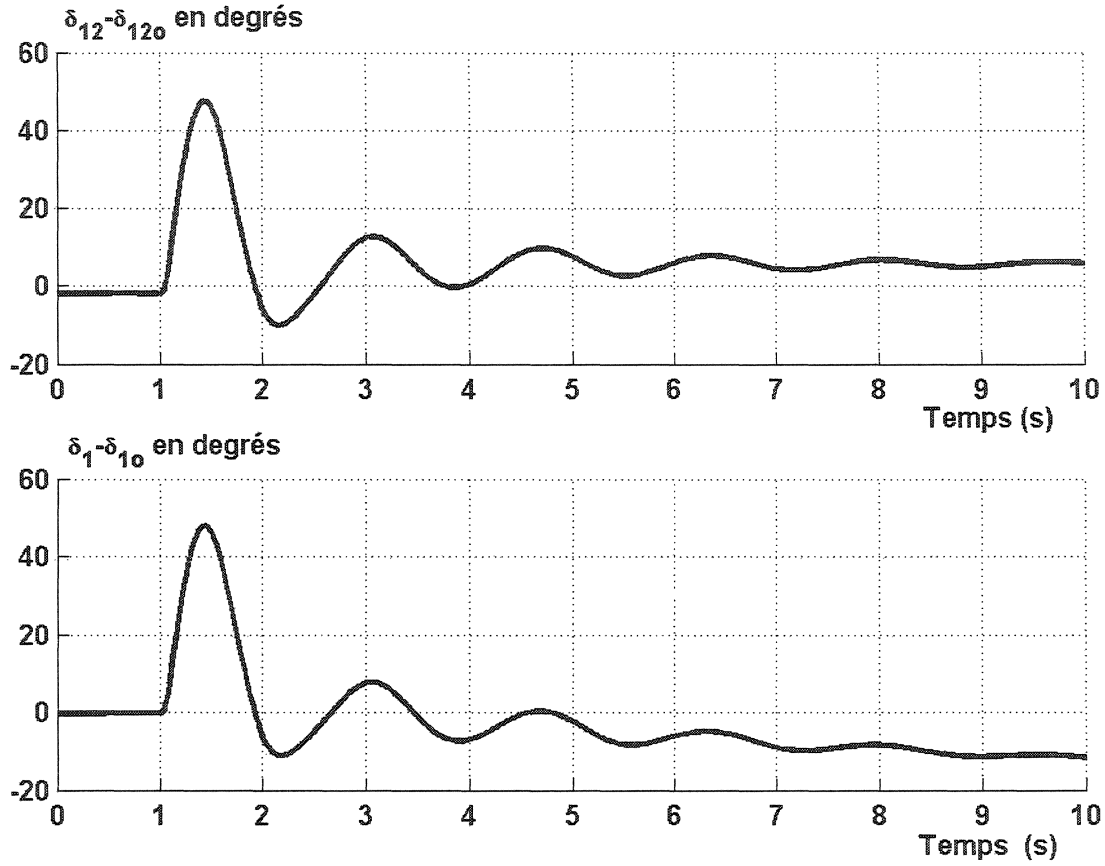


Figure 5.3 : Mise en évidence de la différence de l'angle de commande et l'angle global

On peut vérifier que le comportement de l'angle global est quasi similaire à celui de l'angle local de la région 1. La commande basée sur des grandeurs locales est donc justifiée. L'hypothèse du bus infini est donc validée.

La figure 5.4 donne le comportement simultané de la commande de la résistance de freinage, des vitesses w_1 et w_2 (pointillé) en pu, de la tension V_1 et enfin des puissances d'accélération des deux régions (région 2 en pointillé).

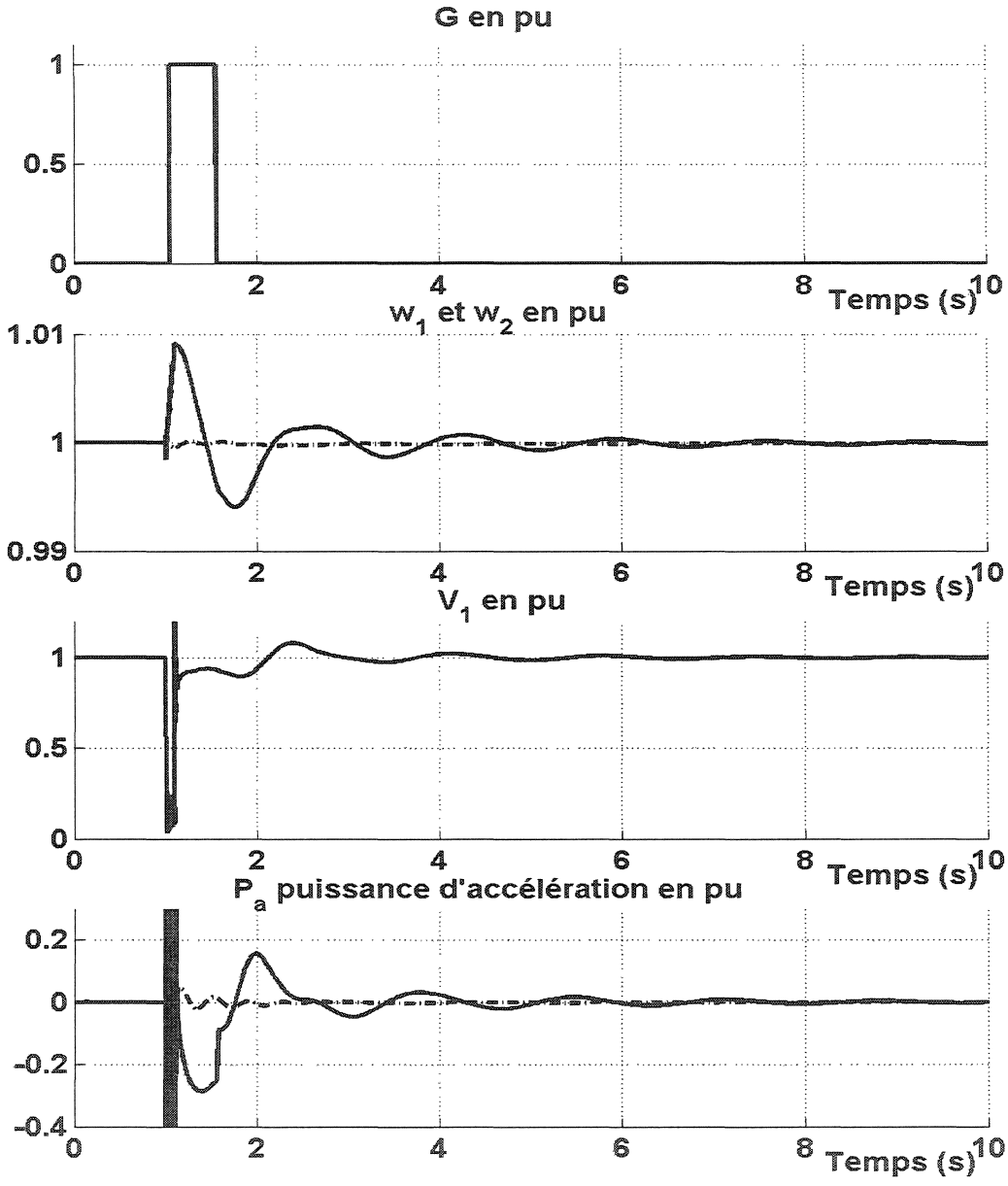


Figure 5.4 : Comportement de G, w_1, w_2, V_1, V_2, Pa_1 et Pa_2

En ce qui attrait à la vérification du fonctionnement, la vitesse croît effectivement linéairement lors du défaut et la résistance de freinage est insérée pendant le défaut. L'élimination du défaut signale l'état post-contingence. La puissance de freinage agit pour freiner l'alternateur, la vitesse du rotor diminue. Lorsque la vitesse atteint sa

valeur initiale de 1 pu, l'angle de puissance local atteint son maximum. L'aire de décélération est achevée et la résistance de freinage est alors déconnectée.

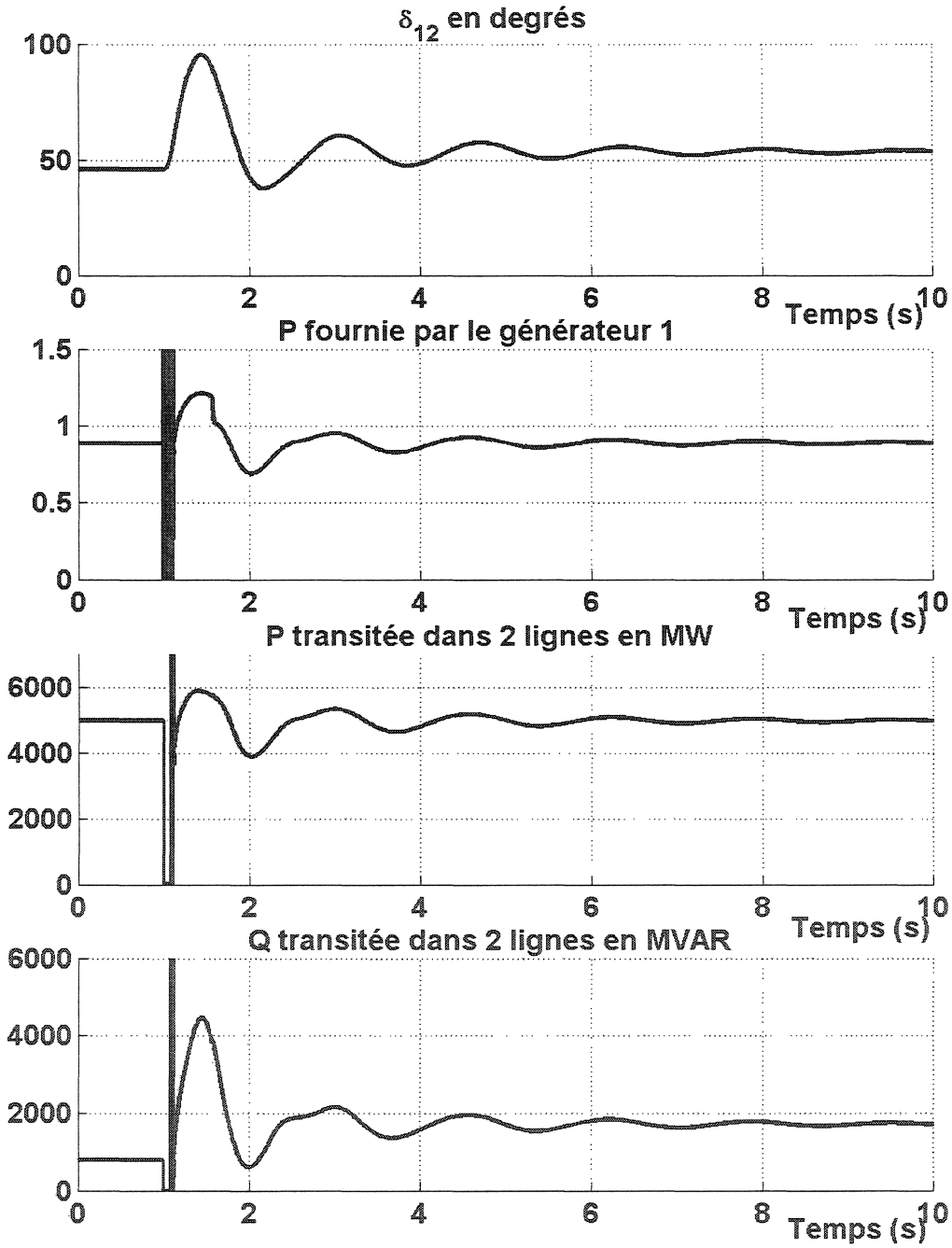


Figure 5.5 : Comportement du réseau en fonction de l'insertion de la résistance de freinage

On remarque que la puissance fournie par la génératrice la plus imposante de la région 1 est affectée par la résistance de freinage. Lors du retrait, cette même puissance fournie décroît d'une valeur comparable à celle que dissipe la résistance de freinage. Du côté de la ligne, la puissance active n'est pas trop affectée par le retrait, mais au niveau transitoire, il est certain que l'on pourrait observer la déconnexion. On constate également que le comportement de la puissance réactive dans la ligne est beaucoup plus affecté, notamment à cause de la perte de ligne. D'ailleurs la puissance réactive fournie pré contingence et post contingence est différente. La perte de la ligne augmente l'inductance équivalente de la ligne, donc accroît la consommation de puissance réactive.

IV. Synthèse des résultats et analyse de la performance du réseau avec résistance de freinage

4.1 Analyse du gain en puissance d'exploitation

L'analyse des résultats permettra de quantifier le gain en puissance d'exploitation en régime permanent. Les simulations ont été effectuées pour différentes valeurs de puissance d'exploitation en régime permanent et pour différentes valeurs de résistance de freinage. La première manière sera donc la quantification du gain en puissance limite d'exploitation pour un même défaut de six cycles suivi de la perte de la ligne. Le gain pourra être quantifié pour plusieurs valeurs de résistance de freinage.

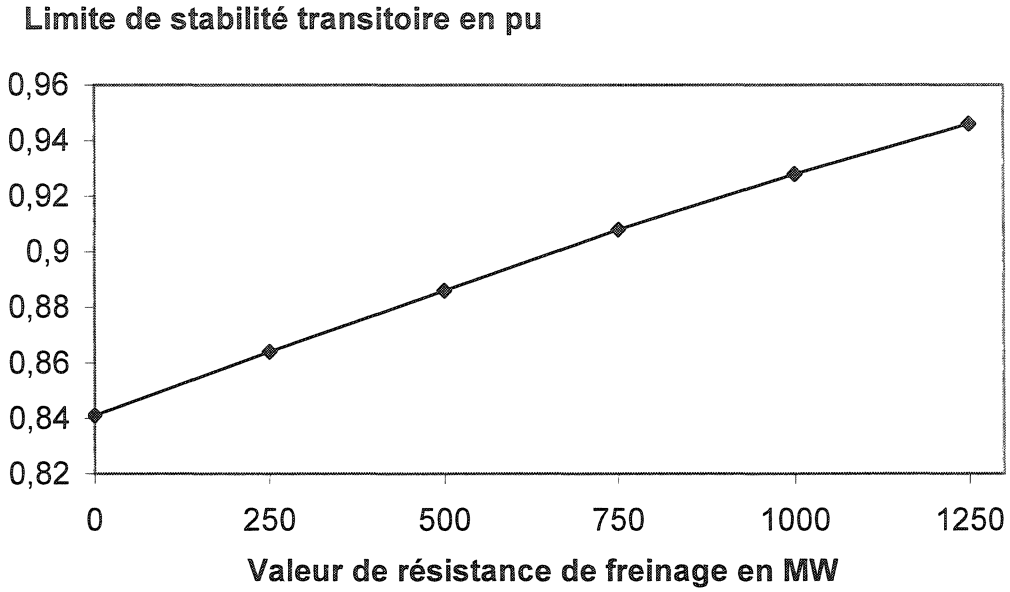


Figure 5.6 : Limite de stabilité transitoire pour un défaut triphasé à la terre de six cycles suivi de la perte de la ligne

La figure 5.6 confirme le comportement trouvé et exposé par la figure 1.16 présentée dans le chapitre I.

Ainsi la puissance d'exploitation limite en régime permanent augmente quasi linéairement avec la puissance de la résistance de freinage installée.

La seconde méthode qui nous permettra de mesurer le gain de l'installation d'une résistance de freinage est un gain en durée de défaut. Autrement dit la puissance d'exploitation sera celle correspondant à la limite de stabilité transitoire du réseau test sans utilisation de la résistance de freinage, soit 0.841pu. Le défaut est toujours un défaut triphasé à la terre.

Le temps limite d'élimination du défaut est recherché dans ces tests pour différentes valeurs de puissance de freinage. La perte d'une ligne est toujours effective.

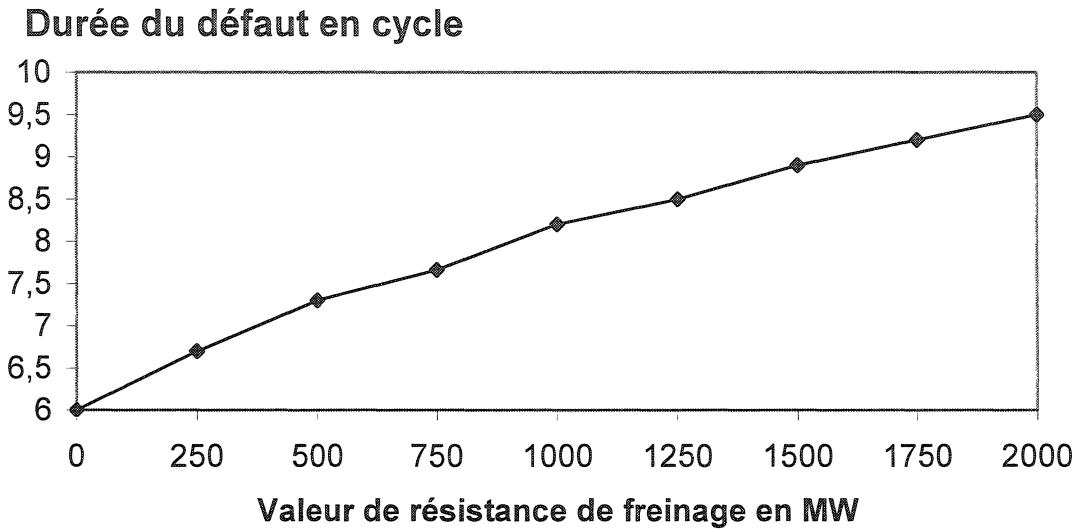


Figure 5.7 : Influence de la puissance de freinage sur la durée limite de défaut

La valeur de durée du défaut augmente avec la valeur de puissance de la résistance de freinage. Ceci est normale puisque si la durée augmente, l'énergie emmagasinée est plus importante, donc nécessite plus de dissipation par la résistance de freinage.

4.2 Gain en limite de stabilité transitoire

On reproduit sur le graphique de la figure 5.8, le gain en transit de puissance de la région 1 à la région 2 en régime permanent, pour différentes valeurs de puissance de la résistance de freinage. Une résistance de freinage de 1250MW suffit pour améliorer le transit de puissance en régime permanent d'au moins 12%.

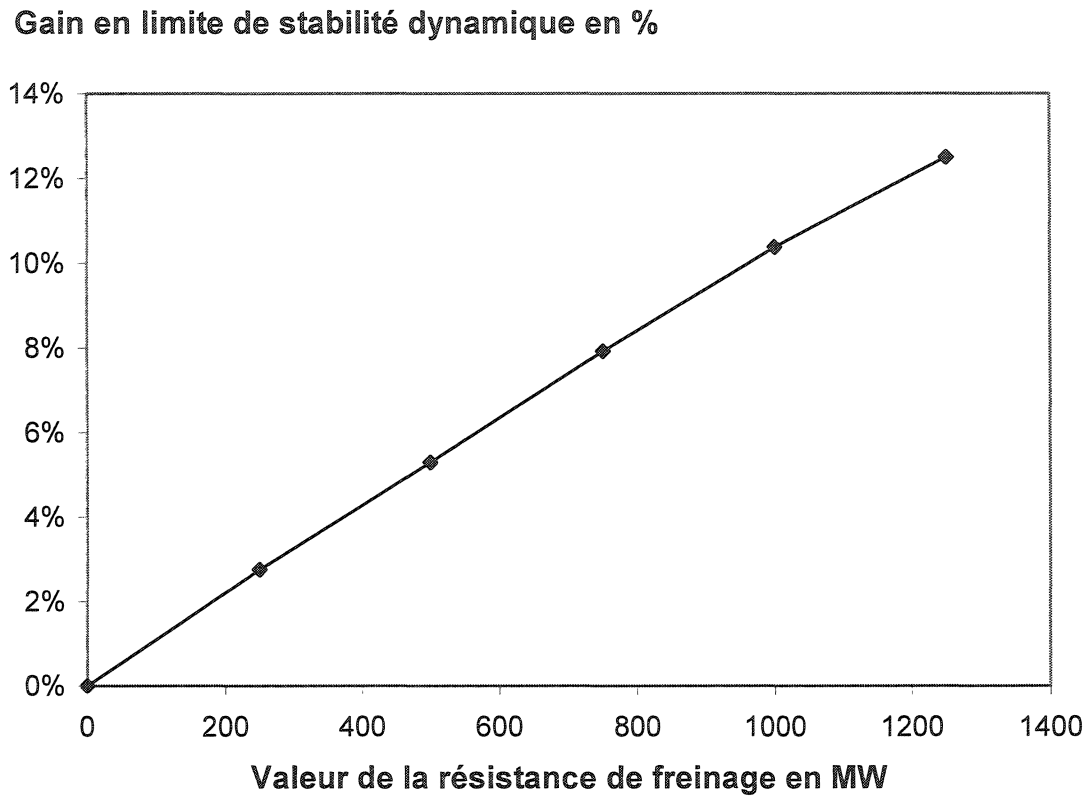


Figure 5.8 : Influence de la valeur de la résistance de freinage sur le gain en limite de stabilité transitoire pour un défaut triphasé à la terre de six cycles avec perte de la ligne.

4.3 Limite d'utilisation de la résistance de freinage

La figure 5.9 synthétise en quelques sortes toutes les simulations, qui ont permis d'obtenir les analyses de performance, que ce soit en gain en transit ou en durée de défaut. La figure suivante permet de visualiser directement le bénéfice en durée pour différentes limites de puissance d'écoulement et ceci pour différentes résistances de freinage.

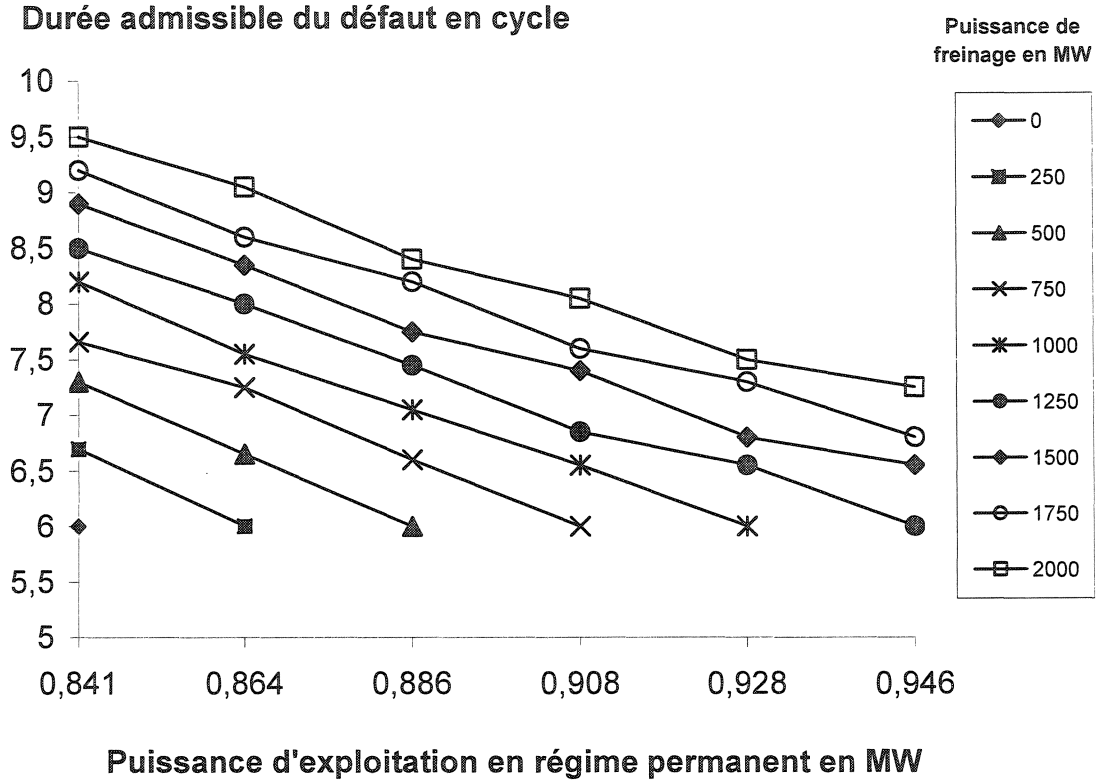


Figure 5.9 : Durée limite de défaut en fonction de la puissance limite en régime permanent pour différentes valeurs de puissance de résistance de freinage

V. Tests sur différents types de défauts

5.1 Tests sur défaut monophasé

Le test mené sur un défaut monophasé permet de voir l'effet de la résistance de freinage pour ce type de défaut. Un défaut monophasé est une contingence moins dramatique qu'un défaut triphasé quant à la stabilité dynamique. Le défaut monophasé est suivi de la perte de la ligne défectueuse.

Pour mesurer le gain de l'installation de la résistance de freinage, on cherche à trouver la limite de durée du défaut admissible pour différente valeur de puissance de résistance de freinage.

La principale raison d'utiliser ce type de mesure du gain est que la limite de stabilité pour ce type de contingence est déjà très élevée même sans résistance de freinage, soit 0,92 pu. L'approximation du réseau test rend la recherche d'une limite de stabilité accrue, supérieure à 92%, peu significative. Le moyen le plus significatif de constater le gain de l'insertion d'une résistance de freinage est alors de mesurer le gain en durée de défaut.

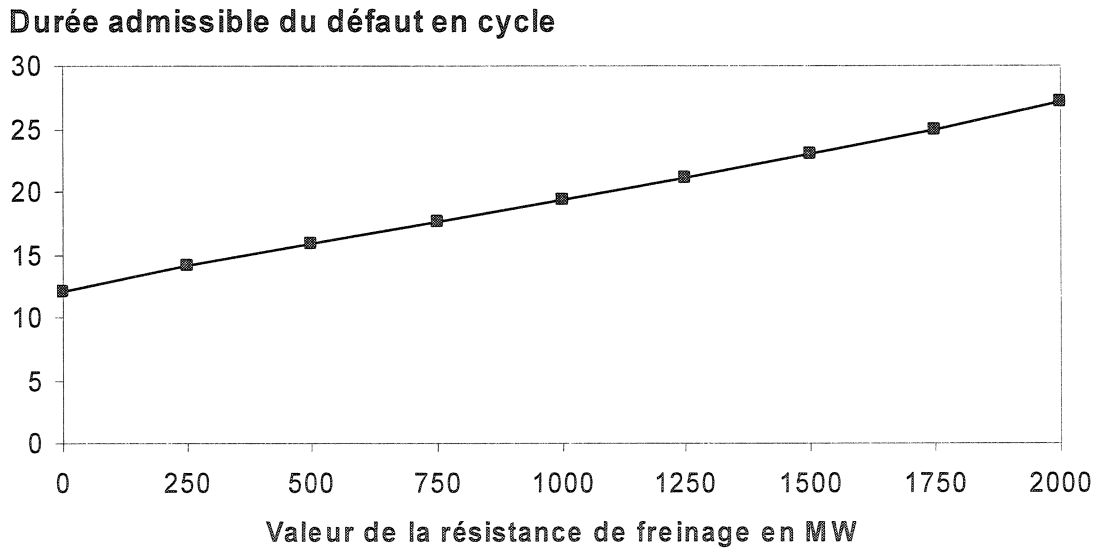


Figure 5.10 : Influence de la puissance de la résistance de freinage sur la durée limite d'un défaut monophasé suivi de la perte de la ligne

On constate aisément que plus la résistance de freinage est importante en puissance plus la durée du défaut admissible est grande. La puissance d'exploitation est gardée pour chaque différente puissance de résistance de freinage à 0,92pu.

Cette limite de durée de défaut, accrue par l'installation d'une résistance de freinage, permet ainsi de s'assurer d'une marge de sécurité supplémentaire lors d'un défaut monophasé à la terre. Ainsi dans le cas d'un mauvais fonctionnement des disjoncteurs, comme un retard par exemple, on sait que la résistance de freinage permet une marge de manœuvre plus grande.

5.2 Défaut triphasé à la terre sans perte de ligne

Le test pour un défaut triphasé à la terre est mené dans le but de voir l'influence de la résistance de freinage lors d'un défaut. De la même manière que pour un défaut monophasé, la limite de stabilité pour un défaut triphasé à la terre sans perte de ligne est très élevée même sans résistance de freinage, soit 0,928pu.

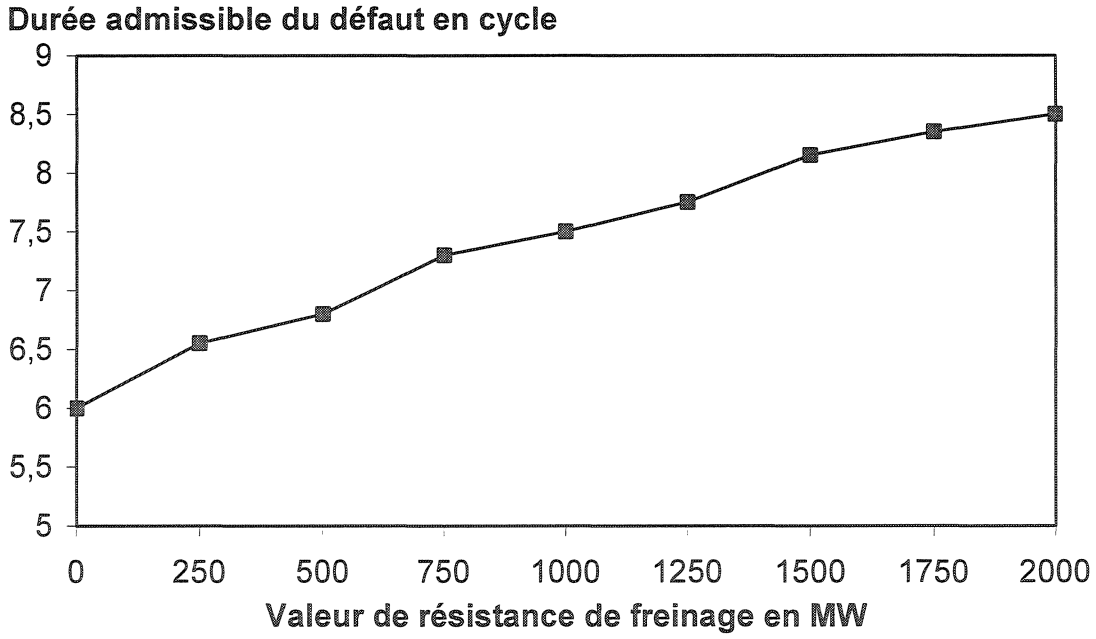


Figure 5.11 : Influence de la valeur de la résistance de freinage sur la durée limite d'un défaut triphasé sans perte de ligne

Encore une fois la résultat obtenus sont intéressant, et confirme le bénéfice que l'on peut tirer de l'installation d'une résistance de freinage.

VI. Validation des résultats sous ST600

6.1 Recherche de limite

La validation des résultats trouvés sur Matlab Simulink est faite sur ST600, le logiciel de simulation de stabilité dynamique utilisé par Hydro-Québec. Ce logiciel permet de manière précise et fidèle de vérifier les problèmes liés à la stabilité dynamique des réseaux électriques. Les phénomènes étudiés par ce type de logiciel correspondent à la stabilité dynamique.

Le second avantage de simuler l'insertion d'une résistance de freinage sur ce logiciel est de pouvoir obtenir des résultats bien plus réalistes et précis quant aux limites de stabilité obtenues. En effet le réseau utilisé pour les tests est le réseau d'Hydro-Québec, retranscrit de manière précise et très fidèle.

6.2 Simulations faites sous ST600

Deux vérifications devaient être effectuées pour valider les résultats trouvés sous Matlab Simulink. Mais tout d'abord il faut préciser que la contingence étudiée est simple, comparable à celle étudiée sous Simulink, c'est-à-dire un défaut triphasé à la terre, suivi de la perte de la ligne. L'élimination du défaut se produit cinq cycles après le début du défaut. La résistance de freinage est connectée au réseau pendant le défaut.

La première chose à vérifier est que la limite obtenue augmente avec la grandeur de la résistance de freinage. Cette fois-ci encore la recherche de limite débute par un cas stable connu. Pour chaque valeur de résistance, COMÈTE fait la recherche de limite à partir de ce même cas stable. Pour ce qui est du cas limite sans résistance de freinage, il sera appelée p100.

La seconde vérification est pour confirmer l'importance de l'instant de retrait. Pour cela plusieurs simulations ont été réalisées. Pour chacune des valeurs de résistance de freinage, chaque temps de retrait est simulé par incrément de 0,25 seconde. La première recherche de limite, pour une valeur donnée de résistance de freinage, est donc faite pour un retrait à 0,25 seconde après le début du défaut triphasé à la terre et donc 0,15 seconde après élimination du défaut.

Pour la recherche de limite pour d'autres instants de retraits, on incrémente le temps de retrait de 0,25 seconde jusqu'à la valeur finale de 2,25 secondes.

VII. Comparaison des limites obtenues sous Matlab et sous ST600

7.1 Hypothèses des simulations faites sous ST600

Les simulations sont exécutées sur une durée de 300 cycles, soit cinq secondes. Le défaut intervient à l'instant zéro, le défaut est effacé par la perte de la ligne au temps de cinq cycles. La résistance de freinage est connectée au réseau pendant le défaut, alors que l'instant de retrait varie suivant les simulations.

Il est important de préciser que l'intérêt majeur de la résistance de freinage étant réservé à la première oscillation de puissance, la simulation faite sur une durée de cinq secondes répond aux besoins.

7.2 Analyse des résultats obtenus

Pour pouvoir effectuer une comparaison entre les résultats obtenus sous ST600 et ceux sous Simulink. Il a été nécessaire de simuler un défaut de 5 cycles avec perte de ligne. Bien entendu, la limite de stabilité transitoire obtenue sans résistance de freinage est plus élevée que pour un défaut de 6 cycles, à savoir 0,879 contre 0,841 pour 6 cycles.

La résistance de freinage est déconnectée du réseau pour les mêmes valeurs que pour la recherche de limite sous ST600. La recherche de limite a été effectuée par incréments de 100MW. Les tableaux contiennent les résultats obtenues par Matlab sur le réseau test.

Tableau 5.1 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 500MW

Valeur de résistance de freinage 500 MW									
Temps de retrait en secondes	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW	0	200	200	200	200	200	200	200	200

Tableau 5.2 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 750MW

Valeur de résistance de freinage 750 MW									
Temps de retrait en secondes	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW	200	300	400	400	400	400	400	400	400

Tableau 5.3 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1000MW

Valeur de résistance de freinage 1000 MW									
Temps de retrait en secondes	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimées en MW	200	400	500	500	500	500	500	500	500

Les trois premiers tableaux, 5.1, 5.2 et 5.3, confirment bien la tendance obtenue précédemment, à savoir une résistance de puissance plus importante offre une limite de stabilité transitoire plus grande.

Deux remarques intéressantes peuvent être faites sur les résultats des tableaux 5.1, 5.2 et 5.3. La première est que le temps de retrait pour ces deux résistances de freinage influence peu la limite obtenue, pour des valeurs suffisantes de durée de freinage.

Ce que l'on entend par durée nécessaire de freinage, ou temps de retrait suffisant, c'est le temps nécessaire à ce que la différence de vitesse, w_1-w_2, soit revenue à zéro, critère assurant la décroissance de l'angle de puissance global. Supposant l'hypothèse de barre infinie, c'est le temps nécessaire au retour de w_1 à 1 pu.

Ces tableaux confirment, à cause de l'immunité au temps d'insertion long, que la résistance n'est bénéfique que pour la première oscillation de puissance, en ce qui concerne la limite stabilité transitoire. La seconde indique qu'un instant de retrait trop précoce n'est pas très intéressant.

Pour des valeurs de freinage plus importantes le temps de retrait a une grande importance, comme on peut le constater dans les tableaux 5.4 et 5.5. Pour des temps

de retrait de 1s et 1.25s, la limite de stabilité transitoire est moindre, comparativement à d'autres instants de retrait.

Tableau 5.4 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1250MW

Valeur de résistance de freinage 1250 MW									
Temps de retrait en secondes	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW	300	600	600	400	500	600	600	600	600

Tableau 5.5 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1500MW

Valeur de résistance de freinage 1500 MW									
Temps de retrait en secondes	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW	400	700	700	400	600	700	700	700	700

Enfin pour des puissances de freinage de 1750MW et 2000MW, les gains en limite transitoire sont peu meilleur que pour une puissance de freinage de 1500MW.

Tableau 5.6 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1750MW

Valeur de résistance de freinage 1750 MW									
Temps de retrait en secondes	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW	500	700	100	300	600	700	700	800	800

Tableau 5.7 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 2000MW

Valeur de résistance de freinage 2000 MW									
Temps de retrait en secondes	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW	500	700	100	200	600	700	700	800	700

On peut même affirmer que le choix de tels calibres de résistance de freinage, n'est pas souhaitable, à cause de la sensibilité au temps de retrait.

Les résultats obtenus pour les tableaux 5.6 et 5.7 peuvent être traités avec la même considération. La remarque commune aux deux tableaux est que le problème du retrait inopportun soulevé dans les tableaux 5.4 et 5.5 ressort de manière plus encore plus pénalisante. Autrement dit le temps de retrait a beaucoup plus d'importance lorsque la puissance de freinage est grande.

Pour des valeurs très importantes de freinage, dépassant 1750MW, un retrait à un instant défavorable cause une perte énorme quant à la limite de stabilité transitoire. Ceci est justifié puisque dans les quadrants 3 et 4 du plan de phase, le retrait d'une grande puissance de freinage accentue d'autant plus la perte de charge et donc la

déstabilisation du réseau. La conséquence est donc la perte en limite de stabilité transitoire.

7.3 Comparaison avec les résultats sous ST600

Les résultats obtenues sous ST600 se présente sous la forme de courbes de tension en fonction du temps. Bien qu'étant lié au critère de stabilité, l'angle de puissance n'est pas la variable de décision quant à la perte de stabilité pour le logiciel, car le critère de tension est plus précis que l'angle de puissance.

La compilation des résultats obtenus sous ST600 est confinée dans les tableaux présentés en Annexe 3.

Une donné surprenante nécessite pourtant d'être remarquée. Il s'agit de la limite obtenue pour une résistance de 500MW et un retrait à 0.25 seconde, que l'on peut voir dans le tableau A3.1. En effet, la petite durée d'insertion combinée à la petite puissance de freinage permet de mettre en doute la validité du résultat. De plus la valeur de retrait suivante a donné un échec quant à la simulation. Il est effectivement surprenant que la limite obtenue soit comparable à celles obtenues pour des valeurs de retrait assurant le retour à la décroissance de l'angle.

Les recherches de limite effectuées sous Simulink donne des gains en limite de stabilité transitoire bien inférieurs à ceux trouvés sous ST600. Néanmoins en matière de gain en limite de stabilité transitoire, la tendance obtenue sous Matlab est confirmée par les simulations sous ST600.

D'une manière générale les gains en limite obtenus sur le réseau test de Simulink sont moins importants. Ceci provient sûrement du fait que le réseau sous Simulink est poussé à ses limites, contrairement à celui d'Hydro-Québec. La puissance

d'écoulement pour un gain de 800MW sur le réseau Simulink dépassait 1pu. Le résultat est qu'à partir de 1750MW les gains en limite sont plafonnés.

D'autre part en ce qui concerne l'effet du temps de retrait, il est comparable pour les deux réseaux. L'une des seules différences notables est que sous ST600, à partir d'une puissance de freinage de 1000MW, les gains en limite sont plus sensibles aux temps de retrait.

La seconde remarque concerne le tableau A3.4, qui correspond à une puissance de freinage de 1250MW, il y a trois valeurs de temps de retrait néfaste, alors que sur le réseau d'Hydro-Québec, seul le retrait à 1,5s semble être néfaste (le résultat pour un retrait à 1,75s n'a pas été obtenu).

Une dernière observation peut être faite quant au comportement de la tension en état post contingence. Le comportement en tension obtenu sous ST600 diffère de celui obtenu sous Matlab Simulink. Ceci n'est pas surprenant puisque le réseau simulé sous ST600 est beaucoup complexe que celui étudié sous Matlab. Ceci est dû au fait que l'hypothèse de barre infinie est irréaliste en pratique. Malheureusement, l'amplitude de la tension seule, ne suffit pas pour tenter d'expliquer plus profondément le comportement obtenu.

7.4 Exploitation des résultats

Il a été possible de tirer deux courbes de tendance intéressantes reliées aux résultats sous Simulink et sous ST600. Le but de la recherche de limite avec COMÈTE sous ST600 était de confirmer ou d'infirmer la tendance des résultats obtenus de l'analyse des simulations sous Matlab. À supposer que la loi de commande assure que le retrait n'est pas opéré à un moment inopportun, on peut tirer les tendances de la figure 5.12.

Les courbes de la figure 5.12 représentent les gains en limite en fonction de la puissance de freinage pour le réseau Simulink et le réseau d'Hydro-Québec. On peut remarquer que la tendance est bien celle décrite dans la référence (Shelton, Mittelstadt, Winkelman et Bellerby, 1975), que rapporte la figure 1.16 du Chapitre I. Cette tendance a aussi été vérifiée par les simulations sous Simulink pour un défaut de 6 cycles avec perte de ligne, elle est présentée par la figure 5.2. Néanmoins, il faut préciser que la tendance n'est pas linéaire comme celles données précédemment (figure 1.16 et 5.2).

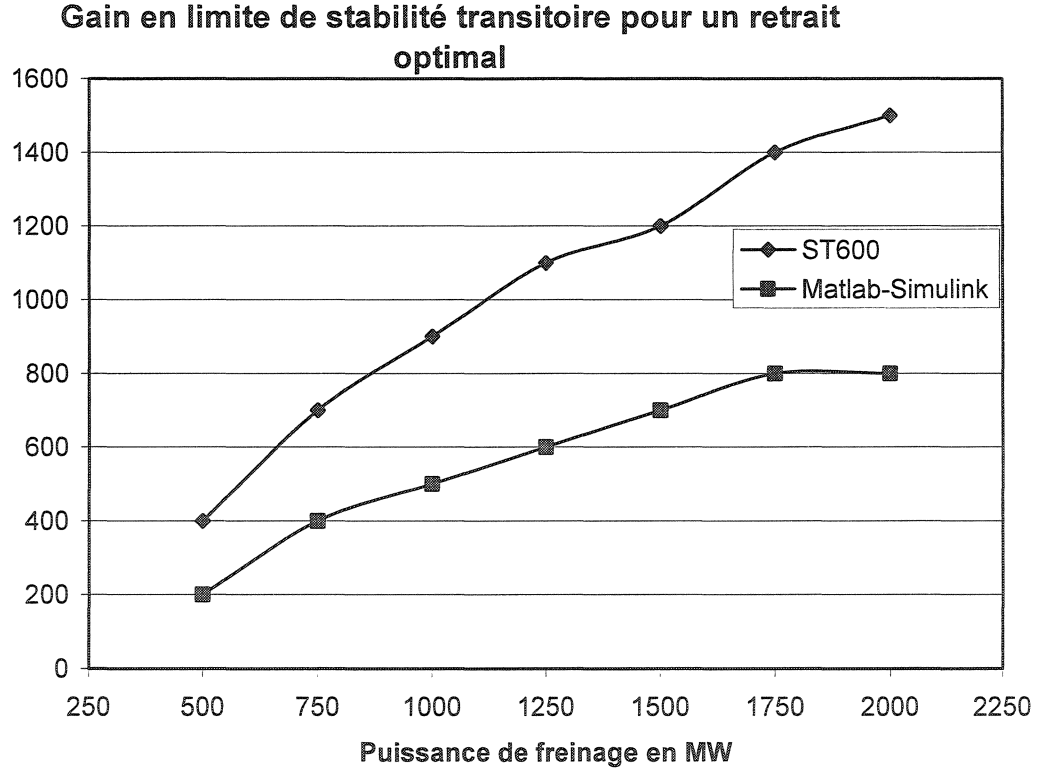


Figure 5.12 : Gain en limite de stabilité transitoire en fonction de la puissance de freinage

On remarque une saturation du gain en limite pour le réseau test de Simulink pour des puissances de freinage de 1750MW et 2000MW, contrairement à la modélisation fidèle sous ST600 du réseau d'Hydro-Québec.

Les gains obtenus sous ST600 sont plus prometteurs quant au bénéfice d'une résistance de freinage sur le gain en stabilité.

7.5 Restrictions quant aux résultats et à l'installation d'une résistance de freinage dans le réseau

Il est indispensable de rappeler que l'étude réalisée sous ST600, reflète une contingence à un endroit précis, soit un défaut triphasé à la terre de cinq cycles, qui se produit entre Churchill Falls et le poste de Montagnais. Ce défaut est suivi par la perte d'une des trois lignes de transport. Pour une topologie différente du réseau, que se soit pour des raisons de maintenance ou autre, les résultats obtenus seront différents, même si la philosophie reste identique. Pour un défaut de même type ayant lieu à un endroit lointain de la résistance de freinage, rien ne permet d'affirmer que la stabilité dynamique serait améliorée.

De plus dans le cadre de ces tests, le délestage a été ignoré, pour faciliter l'analyse des résultats. Pourtant les systèmes automatisés de délestage sont bien présents dans le réseau. Il est possible que le retrait bang bang de la résistance de freinage ait pour effet de déclencher le télé-délestage de charge, ce qui est bien sûr à éviter.

Enfin il est important de faire remarquer que les normes nord américaines en terme de réseau électrique, interdisent l'utilisation d'automatisme pour les événements normaux. Autrement dit pour le type de contingence qui a été étudié, il serait aujourd'hui impossible d'utiliser une résistance de freinage. Néanmoins pour

des réseaux régionaux, où l'instabilité du réseau principal ne serait pas en jeu en cas de retrait critique, la résistance de freinage serait une approche intéressante pour couvrir une contingence simple près de l'installation.

En outre pour des événements extrêmes la résistance de freinage pourrait être une solution intéressante pour maintenir la stabilité. Présentement Hydro-Québec utilise le rejet de production pour couvrir ces événements extrêmes, comme les pertes multiples de lignes sur l'axe Churchill Falls.

CONCLUSION

L'insertion d'une résistance de freinage a montré qu'elle permettait d'améliorer la stabilité dynamique. Une telle installation permet d'améliorer la stabilité dynamique et peut ainsi augmenter la limite de stabilité transitoire. La valeur de la résistance de freinage doit être choisie de façon à ne jamais rendre vulnérable le réseau en cas de mauvais choix de l'instant de retrait.

Le contrôle de la résistance est aussi un facteur déterminant dans cette étude. Un retrait précoce n'assure pas le retour à la stabilité alors qu'un retrait inopportun peut causer la déstabilisation du réseau.

Malgré l'aspect global du critère de stabilité, le contrôle local de la résistance de freinage est un contrôle efficace. Il est néanmoins nécessaire de s'assurer d'une marge d'erreur suffisante permettant la robustesse de ce type de contrôle.

Bien qu'ayant démontrée un réel intérêt économique, les normes nord-américaines ne permettent pas encore l'utilisation d'automatisme pour des contingences simples. Seules des contingences extrêmes autoriseraient leur utilisation.

Malgré tout, l'implantation d'une résistance de freinage serait très bénéfique quant au renforcement de la stabilité dynamique de la centrale de Churchill Falls. Les résultats obtenus sous **Simulink**, ont montré une bonne approximation du réseau d'Hydro-Québec au niveau de cette centrale et de cet emplacement de défaut. Il a été trouvé qu'une résistance de freinage de 1100MW serait la valeur optimale en ce qui concerne le couple de freinage disponible. Ces résultats ont de plus été confirmés par les simulations faites sous ST 600 sur une copie fidèle du réseau réelle. Dans le

cas d'une implantation de résistance de freinage, il serait judicieux de choisir une résistance de 1000MW.

En outre d'autres utilisations de résistance de freinage peuvent être adaptées. Même si, pour ces utilisations, le problème diffère quelque peu du problème de stabilité globale traité dans ce mémoire, la philosophie peut s'y rapporter. Les résistances de freinage sont d'hors et déjà utilisées pour des systèmes complets d'éoliennes. La principale difficulté d'une éolienne reliée au réseau est de rester connectée au réseau, et ce quelque soit les variations de vent et de puissance en demande sur le réseau. Ces variations ont un effet plus néfaste lorsqu'elles ont pour effet de faire accélérer le rotor des éoliennes, qui se traduit par le décrochage. Des résistances shunts sont alors utilisées pour freiner cette accélération et donc aider la connexion des éoliennes au réseau électrique. La philosophie de la commande de ces résistances de freinage est tout certainement intimement liée à celle qui a été développée dans ce mémoire pour le maintien de la synchronisation d'un groupe d'alternateurs en tête de réseau. Cette utilisation de résistance de freinage est une voie en plein essor et promet de nombreuses études intéressantes à ce sujet.

Pour ce qui est de l'utilisation de la résistance de freinage quant à l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques, même si l'utilisation semble aujourd'hui limitée par les normes nord américaines, plusieurs possibilités d'étude sont envisageables. La stabilité électromagnétique n'a pas du tout été abordée dans ce mémoire. Néanmoins cet aspect de la stabilité des réseaux électriques est indispensable pour mener à terme une étude complète sur l'effet de l'insertion et du retrait d'une résistance de freinage. Cette étude transitoire pourrait même s'avérer indispensable, si l'on venait à utiliser la résistance de freinage dans le réseau comme FACT actif en modulant son insertion.

RÉFÉRENCES

Al-Azzawi, F. J., Al Baldawi, F. F., Narayana, C. L. 1988. Dept. of Electr. & Electron. Eng., Mil. Tech. Coll., Baghdad, Iraq. "Fast methods for direct assessment of power system transient stability." IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution), vol.135, no.6, p. 469-73.

Al-Azzawi, F. J., Wafi, N. M. A., Jassim, A. K., Omar, F. 1995. Coll. of Eng., Sadam Univ., Baghdad, Iraq. "Braking resistor size, switching instants and assessment of power system transient stability by direct methods." Journal of the Institution of Engineers (India) Electrical Engineering Division, vol.76, p. 175-81.

Al-Taee, M. A., Al-Azzawi, F. J., Al-Taee, A. A., Al-Jumaily, T. Z. 2001. "Real-time assessment of power system transient stability using rate of change of kinetic energy method." IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 148 , No. 6, November 2001.

Anderson, M., Fouad, A. 2003. "Power System Control and Stability". Second Edition. Wiley&Sons

Barret, Ph. 1982. "Régimes transitoires des machines tournantes électriques." Edition Eyrolles. 207p.

Croft,W.H. Hartley,R. H. 1962. "Improving transient stability by use of dynamic braking." AIEE , april 1962. TP 61-798 PA&S No. 59, p17-26.

Dharma-Rao, N. 1962. "A new approach to the transient stability problem." AIEE june 1962. TP 62-536 PA&S No. 62, p59-64.

Ellis, H. M., Hardy, J. E., Blythe, A. L., Skooglund, J. W. 1966. "Dynamic Stability of the Peace river Transmission system." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. Vol. 85, p 586-600, juin 1966.

Gornshtein, V. M., Luginskii, Y. N. 1962. "The use of repeated electrical braking and unloading to improve the stability of power systems." Electric Technology (USSR), p. 293-302; Electrichestvo, No 6(Moscow), p. 22-26.

Grobovoy, A. A., Lizalek, N. N. 1998. "Multiple dynamic brake and power system emergency control." Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98. 1998 International Conference, Volume: 2, 18-21 Aug. 1998 Pages:1351 - 1355, vol.2.

Grobovoy, A. A. 2001. Russian Far East interconnected power system emergency stability control. Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE. p824-829. Vol. 2.

Haque, M. H., Khan, M. E., Kalam, A. 1995. "Determination of critical clearing time through evaluation of machine kinetic energy and its derivative." Instn. Eng. Australia 15, no. 4, Dec. 1995 : 343-9 J. Electr. Electron. Eng. Aust. (Australia) Journal of Electrical and Electronics Engineering, Australia 0725-2986.

Hing, D. J. C., Julien K. S. 1982. "A new static watt compensator for the Iron and Steel Company of Trinidad and Tobago." PAS-101, no. 8, (Aug. 1982) : 2982-7 IEEE Trans. Power Appar. Syst. (USA) IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems 0018-9510.

Hiyama, T., Kihara, H., Miyauchi, H., Ortmeyer, T.H. 1996. "Fuzzy logic switching of FACTS devices for stability enhancement." IEEE International Symposium on Circuits and Systems. Circuits and Systems Connecting the World. ISCAS 96 Atlanta, GA, USA 12-15 May 1996: 4 vol.(xlviii+692+801+612+845).

Jiang, Q., Min, Y., Han,Y. 1997. Tsinghua Univ. Dept. of Electr. Eng., Beijing, China. "Coordination control of exciter, fast valving control and resistor braking based on ANN." Journal of Tsinghua University (Science and Technology), vol.37, no.7, p. 67-70.

Joshi, S. S., Tamaskar, D. G. 1985. N. Visvesvaraya Regional Coll. of Eng., India. "Augmentation of transient stability limit of a power system by automatic multiple application of dynamic braking." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-104, no.11, p. 3004-12.

Katoh, Y., Takada, H., Iwamoto, S. 2000. "Transient stability preventive control using kinetic energy and critical clearing time." IEEE 2000 , Tokyo Japan.

Kolodziej, W. J., Kosterev, D. N., Zhu, W. 1993. "Robust control for power system transient stability." Proceedings of 1993 American Control Conference - ACC '93 San Francisco, CA, USA 2-4 June 1993. Proceedings of the 1993 American Control Conference (IEEE Cat. No.93CH3225-0): 3 vol. xxxviii+3201.

Kosterev, D. N., Kolodziej, W. J. 1993. "Robust control for transient stabilization of interconnected power systems." Proceedings of IEEE International Conference on Control and Applications Vancouver, BC, Canada 13-16 Sept. 1993 .Second IEEE Conference on Control Applications (Cat. No.93CH3243-3).

Kundur, P. 1994. "Power System Stability and Control." EPRI Power System Engineering Series. Edition Mac Graw Hill.

Mehdi, A. M., Al-Hafid, M. S. M., Al-Sulaifanie, A. K.. 1991. "Improvement of transient stability limit using microprocessor controlled dynamic braking system." LJubljana, Slovenia 22-24 May 1991 6th Mediterranean Electrotechnical Conference. Proceedings. (Cat. No.91CH2964-5).

Nag Sarkar, T. K., Rao, C. S. 1980. Punjab Engng. Coll., India. "Some aspects of transient stability improvement with thyristor controlled dynamic brake." IEEE 1980 Power Engineering Society Winter Meeting, p. 924, A80 004-2/1-7.

Park, R. H. 1969. Affiliation. Fast. Load. Control., Inc. Brewster, MA, USA. "The design and use of braking resistors." In: Bundy, R. ; Proceedings IEEE electrical and electronics engineering resources roundup; Phoenix, AZ, USA : Institute of Electric and Electronics Engineers Inc, 1969, 317 p. 52-62, Conference Paper 16-18 April 969 : Phoenix, AZ, USA: p. 52-62.

Peelo, D. F., Hein, D.W., Peretti, F. 1994. British Columbia Hydro, BC, Canada. "Application of a 138 kV 200 MW braking resistor." Power Engineering Journal, vol.8, no.4, p. 188-92.

Rahim, A. H. M. A., Alamgir, D. A. H. 1988. Univ. of. Pet. &. Miner. Dept. of Electr. Eng., Dhahran, Saudi Arabia. "A closed-loop quasi-optical dynamic braking resistor and shunt reactor control strategy for transient stability (of synchronous generators)." IEEE Transactions on Power Systems, vol.3, no.3, p. 879-86.

Rahim, A. H. M. A., Al-Sammak, A. I. J. 1991. Bahrain Univ. Dept. of Electr. Eng. & Comput. Sci., Isa Town, Bahrain. "Optimal switching of dynamic braking resistor, reactor or capacitor for transient stability of power systems." IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution), vol.138, no.1, p. 89-93.

Rahim, A. H. M. A., Al-Shehri, A. M., Al-Sammak, A. I. J. 1993. "Optimum control strategies for transient as well as oscillatory instability of power systems." 8, no. 2, (May 1993) : 491-6 IEEE Trans. Power Syst. (USA) IEEE Transactions on Power Systems 0885-8950.

Rahim, A. H. M. A., Al-Maghraby, H. M. 2000. Univ. of Pet. & Miner. Dept. of Electr. Eng., Dhahran, Saudi Arabia. "Dynamic braking resistor for control of subsynchronous resonant modes." 2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134), p. 4 vol. (xxxvii+2608), 1930-5 vol. 3.

Rao, C. S., Nag Sarkar, T. K. 1980. Punjab Engng. Coll., India. "Transient stability improvement with thyristor controlled braking device." IEEE 1980 Power Engineering Society Winter Meeting, p. 924, A80 079-4/1-6.

Rao, C. S., Nag Sarkar, T. K. 1984. Punjab Engng. Coll., India. "Half wave thyristor controlled dynamic brake to improve transient stability." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-103, no.5, p. 1077-83.

Rudnick, H., Brameller, A. 1978. "Transient security assessment methods." 125, no. 2, (Feb. 1978) : 135-40 Proc. Inst. Electr. Eng. (UK) Proceedings of the Institution of Electrical Engineers 0020-3270.

Rudnick, H., Patino, R. I., Brameller, A. 1981. "Power system dynamic equivalents: coherency recognition via the rate of change of kinetic energy." 128, no. 6, (Nov. 1981) : 325-33 IEE Proc. C, Gener. Transm. Distrib. (UK) IEE Proceedings C (Generation, Transmission and Distribution) 0143-7046.

Sen, A., Meisel, J. 1978. Wayne State Univ. Dept. of Electrical & Computer Engng., Detroit, MI, USA. "Transient stability augmentation with a braking resistor using optimal aiming strategies." Proceedings of the Institution of Electrical Engineers, vol.125, no.11, p. 1249-55.

Shelton, M. L., Mittelstadt, W. A., Winkelman, P. F., Bellerby, W. J. 1975. Bonneville Power Administration, OR, USA. "Bonneville power administration 1400-MW braking resistor." IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.PAS-92, no.2, p. 602-11.

Trofimenko, D. Y. 1962. "The stability of a hydro-electric generator with electric braking. Electric Technology (USSR). p. 70-78 ; Electrichestvo; No2 (Kirov Polytechnical Institute, Urals): p. 27-30.

Wang, Y., Zhu, W., Mohler, R. R., Spee, R. 1992. "Variable-structure control of flexible AC transmission systems." 1992 Conference on Decision and Control Tucson, AZ, USA 16-18 Dec. 1992 Proceedings of the 31st IEEE Conference on Decision and Control (Cat. No.92CH3229-2): 4 vol. 3822.

Wang, Y., W., Mohler, R. R., Spee, R., Mittelstadt, W. 1992. "Variable-structure facts controllers for power system transient stability." 7, no. 1, (Feb. 1992) : 307-13 IEEE Trans. Power Syst. (USA) IEEE Transactions on Power Systems 0885-8950.

Wang, Y., Mohler, R. R., Mittelstadt, W. A., Maratukulam, D. J. 1994. O. S. U. Dept. of Electr. & Comput. Eng., Corvallis, OR, USA. Variable-structure braking-resistor control in a multimachine power system. Usa. IEEE Transactions on Power Systems, vol.9, no. 3, p. 1557-62.

ANNEXES

ANNEXE 1

CARACTÉRISTIQUES DU RÉSEAU ÉTUDIÉ

Le réseau étudié est un réseau de type benchmark. Un groupe de trois alternateurs regroupés dans la *région 1* se situe très loin de la charge et des autres générateurs du réseau. Le réseau est représenté par le schéma unifilaire de la figure 1.

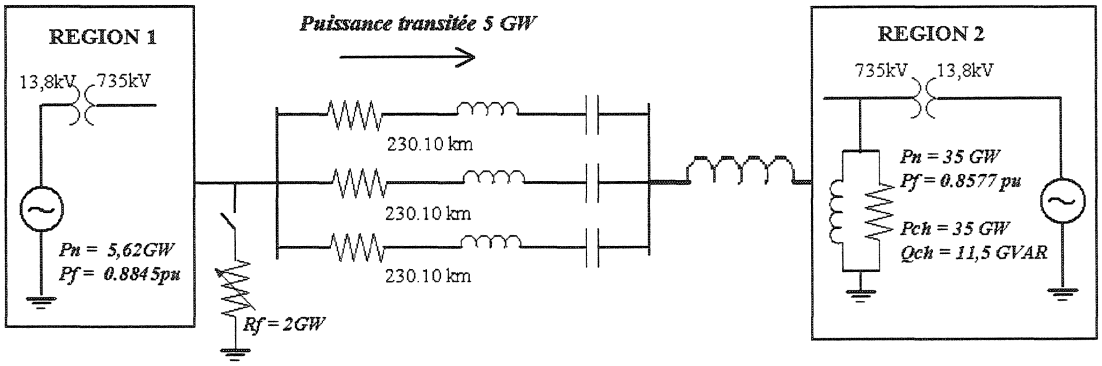


Figure 1 : Réseau étudié en état pré contingence

I. Contenu de la région 1

1.1 Les alternateurs de la région 1

La puissance nominale des alternateurs de la *région 1* est de P_n=5,62 GW.

Les générateurs de la région 1 sont des alternateurs à pôles saillants et à faible vitesse de rotation de type centrale hydroélectrique.

Chaque générateur est relié à un transformateur de puissance équivalente. Les trois transformateurs sont ensuite liés à une même barre. Les caractéristiques dans le repère de dq des trois alternateurs sont données ci-dessous :

$P_n = 4116MW$	$P_n = 1000MW$	$P_n = 537MW$
$V_n = 13800V$	$V_n = 13800V$	$V_n = 13800V$
$f_n = 60Hz$	$f_n = 60Hz$	$f_n = 60Hz$
$X_d = 0.9860pu$	$X_d = 0.9910pu$	$X_d = 0.9910pu$
$X_d' = 0.31pu$	$X_d' = 0.31pu$	$X_d' = 0.31pu$
$X_d'' = 0.22pu$	$X_d'' = 0.22pu$	$X_d'' = 0.22pu$
$X_q = 0.6350pu$	$X_q = 0.63pu$	$X_q = 0.63pu$
$X_q'' = 0.34pu$	$X_q'' = 0.34pu$	$X_q'' = 0.34pu$
$X_l = 0.14pu$	$X_l = 0.14pu$	$X_l = 0.14pu$
$T_{d0}' = 8.62pu$	$T_{d0}' = 8.41pu$	$T_{d0}' = 8.41pu$
$T_{d0}'' = 0.07pu$	$T_{d0}'' = 0.07pu$	$T_{d0}'' = 0.07pu$
$T_{q0}'' = 0.18pu$	$T_{q0}'' = 0.2pu$	$T_{q0}'' = 0.2pu$
$R_s = 2.8544.10^{-3}pu$	$R_s = 2.8544.10^{-3}pu$	$R_s = 2.8544.10^{-3}pu$
$H = 4.012s$	$H = 4s$	$H = 4s$
$F = 0pu$	$F = 0pu$	$F = 0pu$
$p = 32$	$p = 32$	$p = 32$

1.2 Les systèmes de contrôle des alternateurs de la région 1

Les alternateurs sont contrôlés sous deux aspects. Le premier est la régulation de la puissance mécanique. La modélisation sous Matlab Simulink doit être fidèle à la

réalité. Le module de Simulink est appelé HTG et ses caractéristiques sont données ci-après :

Servomoteur

$K_a = 4$

$T_a = 0.1s$

Limites d'ouverture de vanne

$g_{\min} = 0.01pu$

$g_{\max} = 0.97518pu$

$vg_{\min} = -0.1pu/s$

$vg_{\min} = 0.1pu/s$

Écart et régulateur

$R_p = 0.05$

$K_p = 3.2$

$K_i = 0.45$

$K_d = 0.675$

$T_d = 0.02s$

Turbine

$\beta = 0$

$T_w = 2s$

Référence erreur=0 : 0=erreur de puissance, 1= ouverture de vanne

Puissance mécanique initiale = 0.887392 pu

Le second module de commande concerne l'excitation de la machine, il représente le système d'excitation et de régulation de tension IEEE de type1. Les caractéristiques sont les suivantes:

Filtre passe-bas : constante de temps

$T_r = 0.002s$

Gain du régulateur et constante de temps

$K_a = 200$

$T_a = 0.001s$

Excitation

$K_e = 1$

$T_e = 0s$

Réduction du gain transitoire

$T_b = 0s$

$T_c = 0s$

Gain du filtre d'amortissement

$K_f = 0.001$

$T_f = 0.1s$

Limites de sortie et gain du régulateur

$E_{f\min} = -7.2pu$

$E_{f\max} = 7pu$

$K_p = 0$

Valeurs initiales de la tension statorique et de l'excitation pour respectivement la machine de 4116MW, 1000MW et 537MW :

$V_{to} = 1pu$	$V_{to} = 1pu$	$V_{to} = 1pu$
$V_{fo} = 1.49058pu$	$V_{fo} = 1.493pu$	$V_{fo} = 1.49302pu$

1.3 Les transformateurs de la région 1

Les trois transformateurs de la région 1 sont similaires en ce qui concerne leur modélisation, seule la puissance nominale change. La connexion primaire est en Delta D1, tandis que la connexion au secondaire, c'est-à-dire côté haute tension est en étoile Yg, neutre à la terre. Les caractéristiques sont les suivantes :

$S_n = 4116MVA // 1000MVA // 537MVA$
$f_n = 60Hz$
$V_1 ph - ph = 13.8kV$
$R_1 = 0.002pu$
$L_1 = 0pu$
$V_2 ph - ph = 735kV$
$R_2 = 0.002pu$
$L_2 = 0.04pu$
$R_m = 500pu$
$L_m = 500pu$

Les caractéristiques des couples alternateurs transformateurs sont suffisamment proches pour que l'on puisse par la suite convenir de modéliser la région 1 par un seul couple générateur transformateur.

II. La ligne de transport de puissance

La longue ligne de transport est divisée en 2 parties. Le premier tronçon est un corridor de 3 lignes parallèles triphasées équilibrées de 230km menant à un poste. La plus grande partie de la ligne qui sépare ce poste de la charge est modélisée par une inductance série. Le corridor de trois lignes identiques

$R_0 = 0.2702\Omega / km$
$R_1 = 0.0150\Omega / km$
$L_0 = 0.0028\Omega / km$
$L_1 = 8.8184 \times 10^{-4}\Omega / km$
$C_0 = 8.2001 \times 10^{-9}\Omega / km$
$C_1 = 1.3099 \times 10^{-8}\Omega / km$
$longueur = 230.10 km$

La compensation série est modélisée sur chaque ligne par un condensateur de valeur $C_s = 30.5983\Omega$

III. Contenu de la région 2

3.1 L'alternateur de la région 2

La charge et l'ensemble des autres alternateurs du réseau sont contenus dans la *région 2*. Les autres générateurs sont modélisés par un seul alternateur de puissance nominale $P_n=35GW$ pour une puissance d'exploitation de $P_f=0.8577pu$. La charge contenue dans cette région est modélisée par $P_{ch}=35GW$ et $Q_{ch}=11,5GVAR$.

$P_n = 35000MW$
$V_n = 13800V$
$f_n = 60Hz$
$X_d = 0.9860pu$
$X_d' = 0.31pu$
$X_d'' = 0.22pu$
$X_q = 0.6350pu$
$X_q'' = 0.34pu$
$X_l = 0.14pu$
$T_{d0}' = 8.41pu$
$T_{d0}'' = 0.07pu$
$T_{q0}'' = 0.2pu$
$R_s = 2.8544.10^{-3}pu$
$H = 4.2s$
$F = 10pu$
$p = 32$

3.2 Les systèmes de contrôle de l'alternateur de la région 2

L'alternateur équivalent au reste des alternateurs du réseau est contrôlé sous 2 aspects. Le premier est la régulation de la puissance mécanique. La modélisation sous Matlab Simulink doit être fidèle à la réalité. Le module de Simulink est appelé HTG et ses caractéristiques sont données ci-dessous :

Servomoteur

$K_a = 4$

$T_a = 0.1s$

Limites d'ouverture de vanne

$g_{\min} = 0.01pu$

$g_{\max} = 0.97518pu$

$vg_{\min} = -0.1pu/s$

$vg_{\min} = 0.1pu/s$

Écart et régulateur

$R_p = 0.05$

$K_p = 3.2$

$K_i = 0.45$

$K_d = 0.675$

$T_d = 0.02s$

Turbine

$\beta = 0$

$T_w = 2s$

Référence erreur=0 : 0=erreur de puissance, 1= ouverture de vanne

Puissance mécanique initiale = 0.860093pu

Le second module de commande concerne l'excitation de la machine, il représente le système d'excitation et de régulation de tension IEEE de type1. Les caractéristiques sont les suivantes:

Filtre passe-bas : constante de temps

$T_r = 0.002s$

Gain du régulateur et constante de temps

$K_a = 200$

$T_a = 0.001s$

Excitation

$K_e = 1$

$T_e = 0s$

Réduction du gain transitoire

$T_b = 0s$

$T_c = 0s$

Gain du filtre d'amortissement

$K_f = 0.001$

$T_f = 0.1s$

Limites de sortie et gain du régulateur

$E_{f\min} = -7.2pu$

$E_{f\max} = 7pu$

$K_p = 0$

Valeurs initiales de la tension statorique et de l'excitation

$V_{to} = 1.015pu$

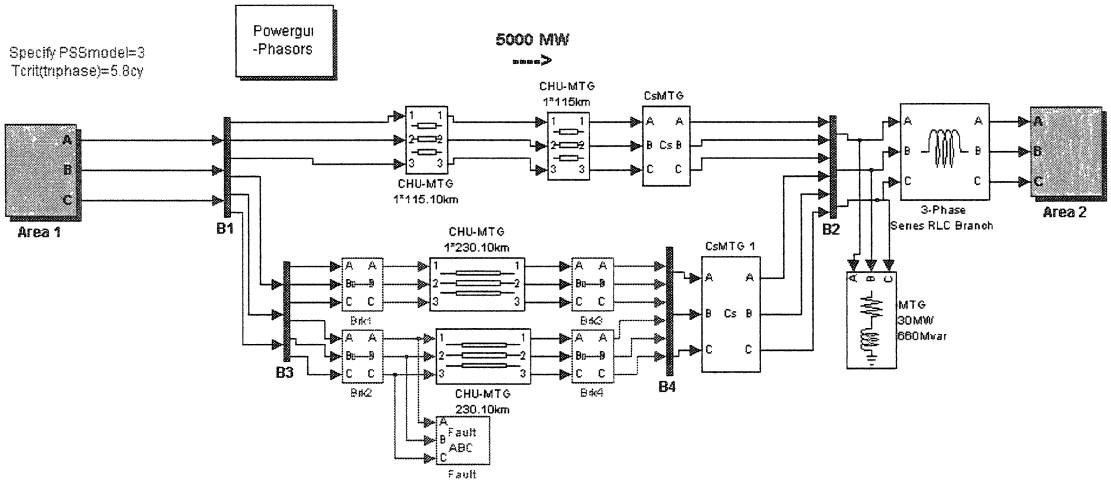
$V_{fo} = 1.63278pu$

3.3 Le transformateur de la région 2

Le transformateur de la région 2 a une connexion primaire en Delta D1, tandis que la connexion au secondaire, c'est-à-dire côté haute tension est en étoile Yg, neutre à la terre. Les caractéristiques sont les suivantes :

$S_n = 35000MVA$
$f_n = 60Hz$
$V_1 ph - ph = 13.8kV$
$R_1 = 0.002pu$
$L_1 = 0.02pu$
$V_2 ph - ph = 735kV$
$R_2 = 0.002pu$
$L_2 = 0.02pu$
$R_m = 500pu$
$L_m = 500pu$

IV. Le réseau sous Matlab Simulink

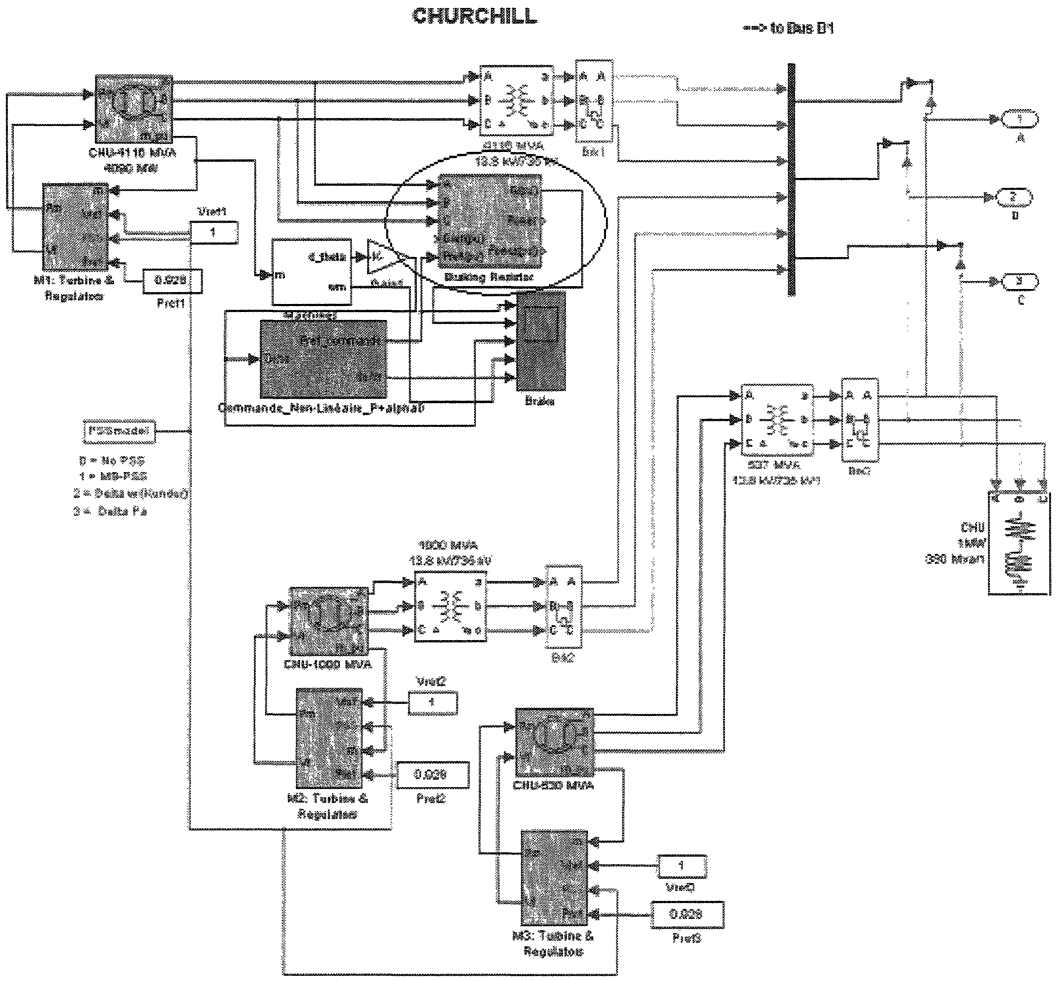


ANNEXE 2

LA RÉSISTANCE DE FREINAGE

I. Emplacement de la résistance de freinage

Le module de résistance de freinage est entouré sur le schéma de la région 1 ci-dessous.



L'emplacement de la résistance de freinage est juste à coté de la plus grosse génératrice. La résistance de freinage est placée avant le transformateur. Si la résistance est placée après le transformateur la limite devrait être moins grande.

II. Modèle Simulink

2.1 Le module de freinage

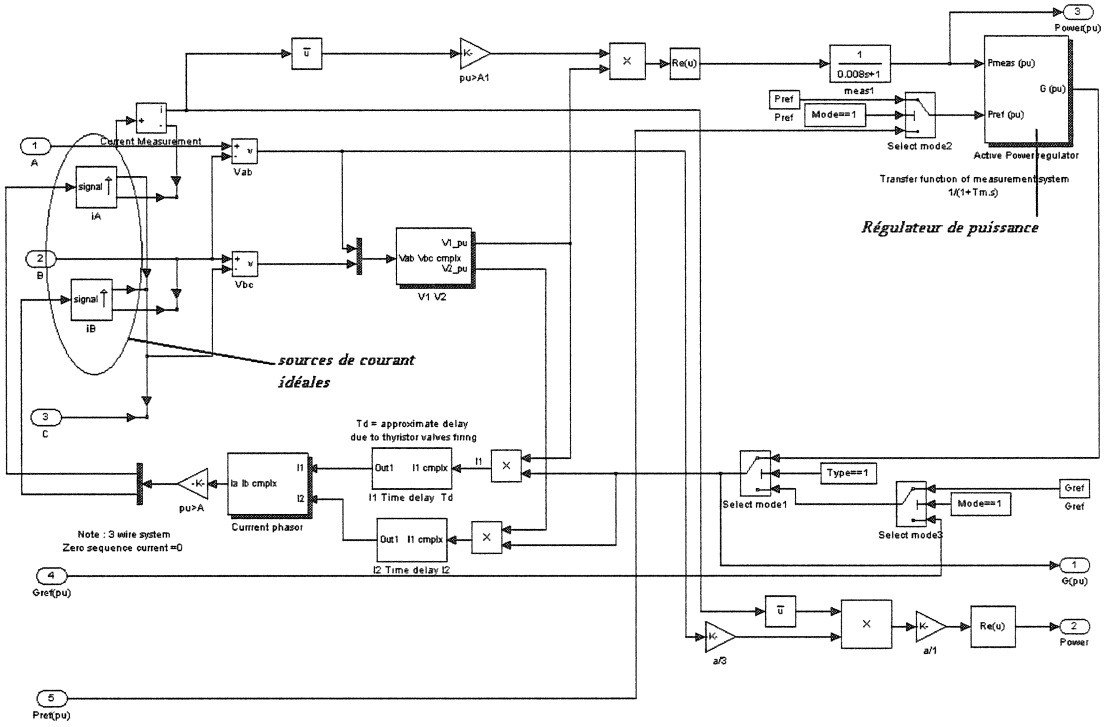
La résistance de freinage a été modélisée sur le modèle du SVC de Simulink en mode phaseur. En effet l'ensemble des simulations a été réalisé en mode phaseur, ce qui veut dire que Matlab ne fait que calculer le module et la phase des grandeurs sous une base de 60 Hz. Ce type de simulation a pour but de voir le comportement en réduisant considérablement les temps de calcul.

L'intérieur du module de freinage est donné par le schéma ci-dessous. Plusieurs parties peuvent être citées. La première est le régulateur de puissance, il est cité sur le schéma ci-dessous. C'est la partie qui va réguler la commande en puissance par rapport à ce qui se passe réellement. Il consiste simplement en un intégral saturé.

La seconde partie importante à mentionner est les générateurs de courant. Leur principe consiste à consommer du courant en phase avec la tension, courant correspondant à la puissance demandée en commande.

Les autres composantes présentes sur le schéma sont des blocs de conversions pour passage des complexes aux valeurs réelles. L'appareil de mesure est aussi modélisé pas un filtre passe bas.

Enfin les thyristors, qui utilisés comme interrupteurs servant à connecter la résistance de freinage, sont aussi modélisés. La modélisation est très simple et tient principalement compte du retard causé par l'allumage des thyristors.



2.2 Création du mask

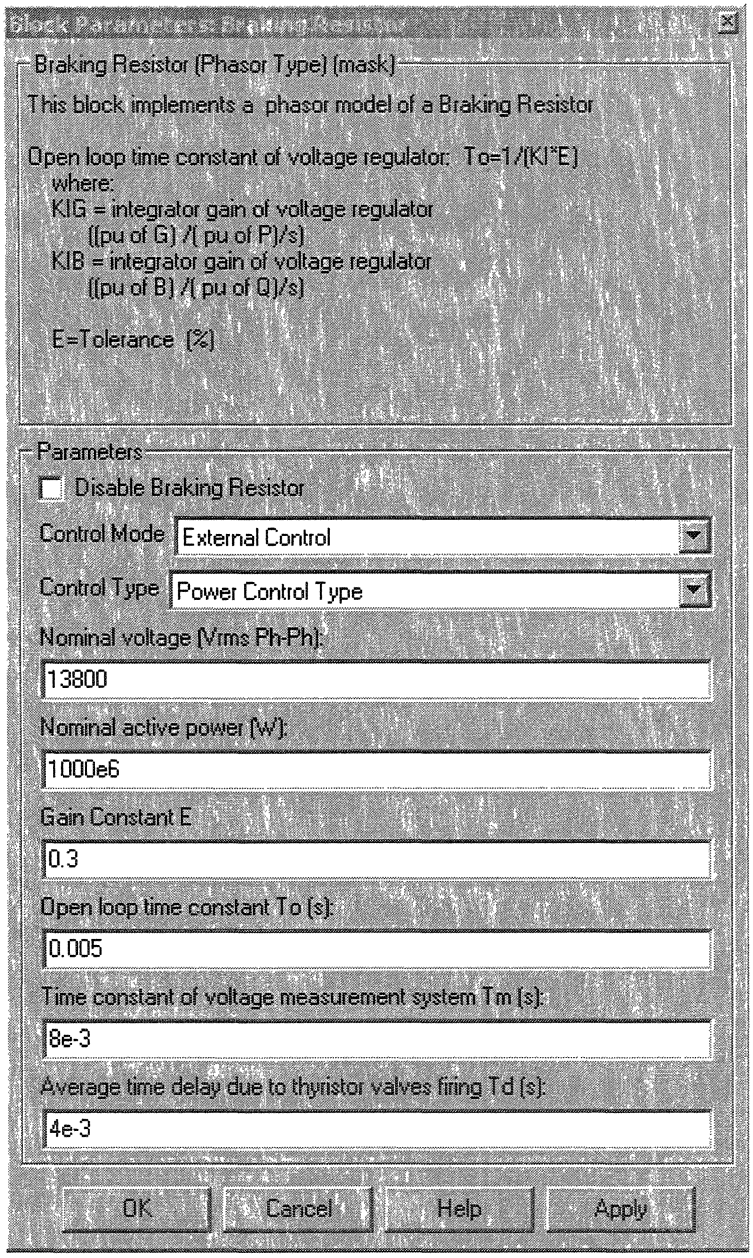
Pour faciliter l'utilisation sous Simulink de la résistance de freinage, il est conseillé de créer un mask. Ce que l'on appelle mask, c'est une boite de dialogue qui apparaît lorsqu'on clique sur la résistance de freinage. Dans cette boite, l'utilisateur doit remplir les données importantes propres au réseau, dans lequel il veut utiliser la résistance de freinage. Ces valeurs importantes sont principalement la tension nominale où la résistance est installée et la puissance de la résistance. Les autres

valeurs demandées sont les caractéristiques de la régulation, de la mesure de tension et de modélisation des thyristors.

L'utilisateur peut aussi choisir de contrôler la résistance en conductance ou en puissance. Le contrôle de la résistance de freinage peut être interne, ou externe. Le contrôle interne n'est pas opérationnel, mais il a été mis dans le cas d'une éventuelle prolongation du module de freinage. Le SVC est d'ailleurs en contrôle interne uniquement.

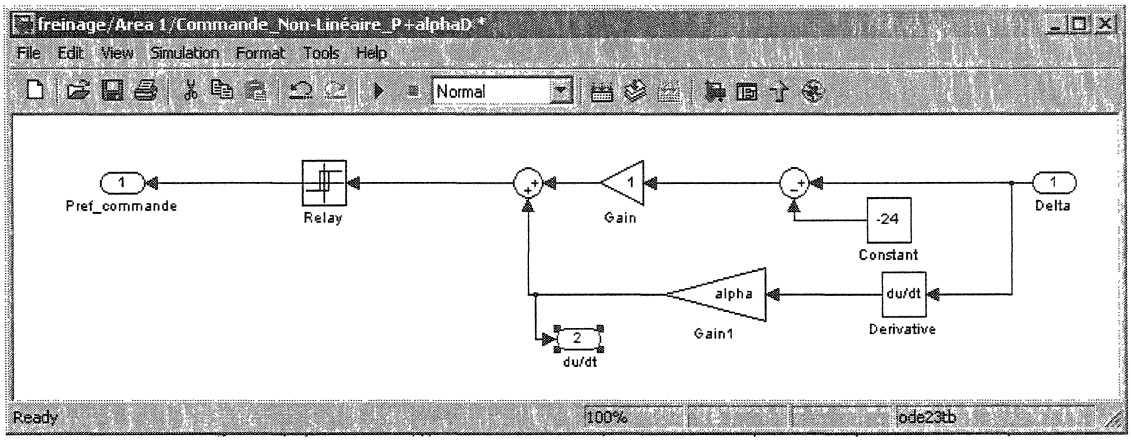
Le contrôle le plus intéressant pour cette étude était le contrôle externe, car n'importe quelle commande pouvait être testée.

Le mask est présenté ci-dessous :



2.3 Le module de commande

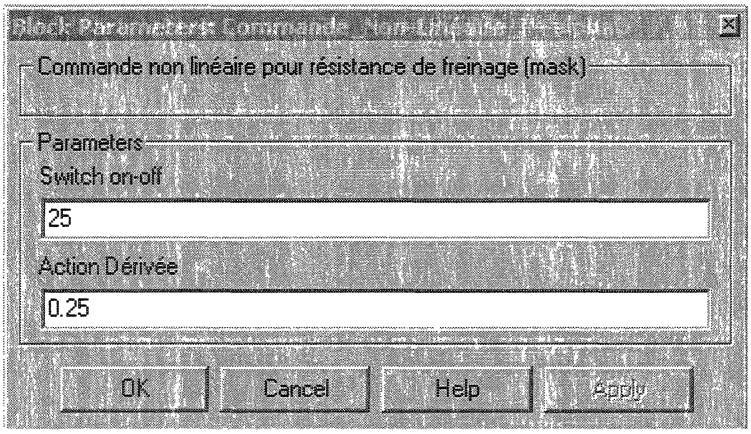
La commande présentée est la commande par relais tout ou rien, dont la théorie a été expliquée dans le chapitre IV. Le schéma sous Simulink est le suivant :



On peut remarquer la présence des branches proportionnelle et dérivée. La présence de l'angle de puissance initiale aussi à pour valeur -24 sur ce schéma. Le bloc relais contient la valeur de l'offset.

Là encore un mask a été crée pour que l'utilisateur n'ai à changer que les valeurs d'offset et de l'action dérivée, c'est-à-dire la variable α.

Le mask de la commande est celui présenté ci-dessous :



ANNEXE 3

I. Données envoyées pour la simulation sur ST 600

Le tableau ci-dessous a été envoyé à M. Lefebvre pour tester la résistance de freinage sur ST600. Il contient les temps de retrait correspondant à la loi de commande non linéaire. Ces temps ont été trouvés par simulation sous Matlab Simulink et représente un retrait stable et correspondant à une limite de transit maximale pour chaque valeur de puissance de résistance de freinage.

	P_freinage	250 MW	Rf =	16.46 pu
retrait à	1,3 sec	Stable	2,1 sec	Stable
	P_freinage	500 MW	Rf =	8.23 pu
retrait à	0,8 sec	Stable	2,1 sec	Stable
	P_freinage	750 MW	Rf =	5.487 pu
retrait à	0,8 sec	Stable	2,1 sec	Stable
	P_freinage	1000 MW	Rf =	4.115 pu
retrait à	1,0 sec	Stable	2,1 sec	Stable
	P_freinage	1250 MW	Rf =	3.292 pu
retrait à	0,8 sec	Stable	2,1 sec	Stable
	P_freinage	1500 MW	Rf =	2.743 pu
retrait à	0,8 sec	Stable	2,1 sec	Stable
	P_freinage	1750 MW	Rf =	2.351 pu
retrait à	0,8 sec	Stable	2,1 sec	Stable

Les premières valeurs de temps de retrait sont les plus intéressantes à tester, car fidèles à la loi de commande. Les valeurs de retrait correspondant à 2,1 secondes, sont

aussi stables pour la même valeur de puissance d'écoulement. Ce temps de retrait tardif est testé pour vérifier que la limite ne change pas.

Si l'on compare avec les résultats obtenus sous ST 600 les limites pour un retrait tardif, c'est-à-dire à 2 secondes, sont les mêmes que pour un retrait à 0,75 ou 1 seconde. Donc le temps de retrait tardif, mais non critique, n'améliore pas plus la limite stabilité dynamique. Ceci est normal puisque la résistance de freinage joue son rôle à la première oscillation de puissance en augmentant l'aire de décélération.

II. Principe de la recherche de limite

La recherche de limites est déterminée par le logiciel COMÈTE qui utilise la technique de recherche ELISA (processus automatique de recherche de limite de transit maximal). La technique de recherche consiste à trouver la limite de stabilité le plus rapidement possible. Le principe se base sur un principe ressemblant à la dichotomie.

L'événement simulé est un défaut triphasé à la terre de 5 cycles avec perte permanente de la ligne. Le critère d'arrêt est la perte de synchronisme.

La première simulation que le logiciel COMÈTE fait est peut être stable ou instable. Si elle est instable on retire 400MW à la puissance d'écoulement jusqu'à ce que la limite soit stable. Si elle est stable on augmente la puissance d'écoulement de 400MW jusqu'au premier cas instable obtenue. Dès lors la limite est déjà encadrée par deux valeurs éloignées de 400MW.

COMÈTE opère alors par dichotomie, pour trouver un encadrement plus fin de la limite. L'incrément diminue à 200MW. Comète fait une simulation pour la dernière valeur de puissance d'écoulement, qui est instable, à laquelle on retire 200MW.

Si la valeur est stable, l'incrément est descendu à 100MW et COMÈTE fait la simulation pour le dernier cas auquel on ajoute 100MW à la puissance d'écoulement. Si la valeur est stable alors c'est la limite de stabilité, dans le cas ou la précision que l'on autorise est de 100MW pour la recherche de limite. Si la valeur est instable la limite est alors le dernier cas stable, c'est-à-dire le cas ou l'incrément était à 200MW.

Si la valeur est instable, l'incrément est descendu à 100MW et COMÈTE fait la simulation pour le dernier cas auquel on retire 100MW à la puissance d'écoulement. Si la valeur est stable alors c'est la limite de stabilité, dans le cas ou la précision que l'on autorise est de 100MW pour la recherche de limite. Si la valeur est instable la limite est alors le dernier cas stable, c'est-à-dire le cas ou l'incrément était à 400MW.

Pour des valeurs plus précises de recherche de limites, l'incrément peut être diminué suivant la même technique.

Les diagrammes de la figure ci après, illustre la technique de recherche de limite du logiciel COMÈTE pour deux valeurs différentes de puissance d'écoulement limite réelle. Les deux limites sont obtenues après cinq simulations.

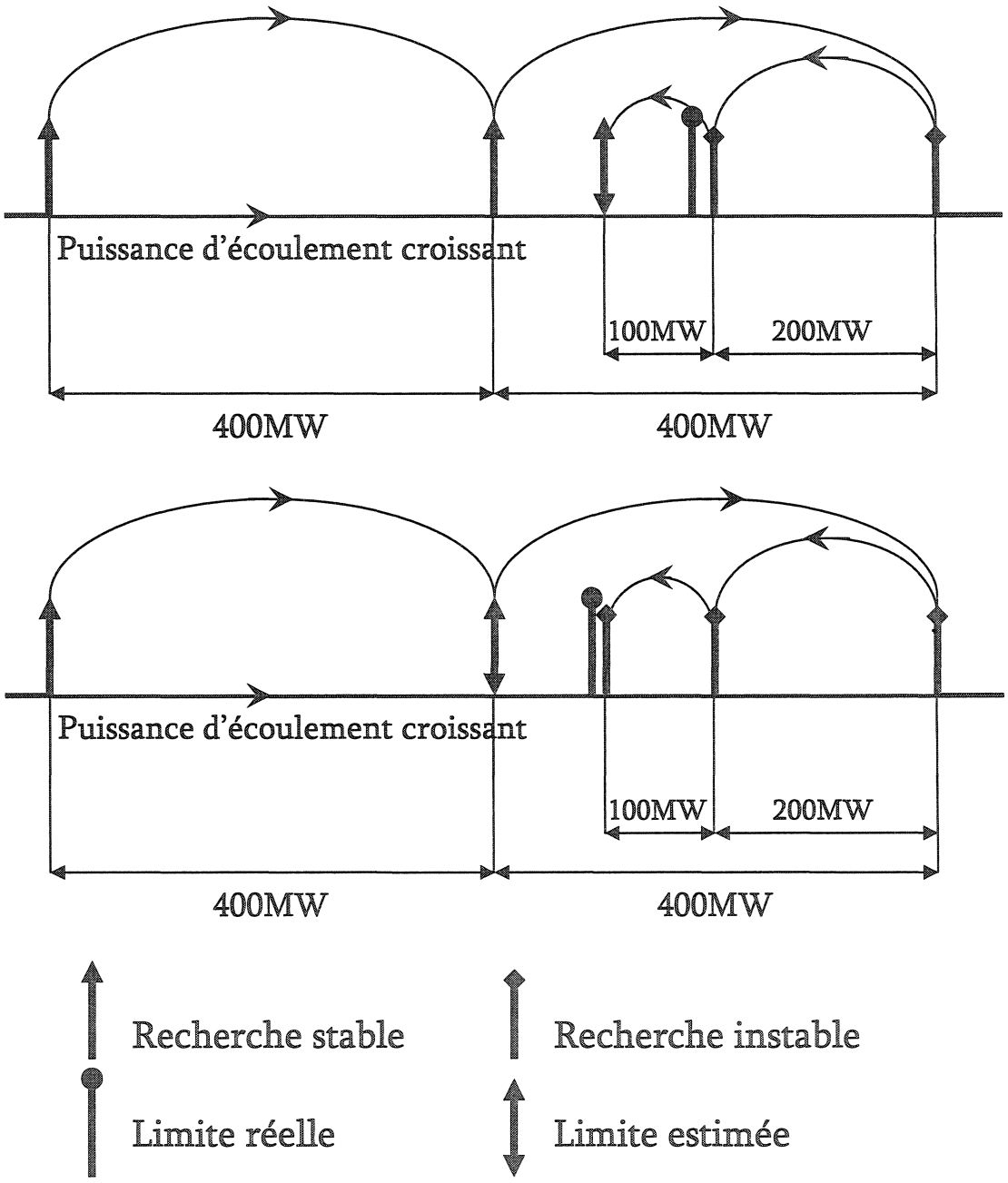


Diagramme illustrant la recherche de limite par COMÈTE utilisant ELISA

III. Résultats obtenus des simulations sous ST600

Tableau A3.1 : Comparaison des gains en limite Matlab-ST600 pour une résistance de 500MW

Valeur de résistance de freinage 500 MW									
Temps de retrait en seconde	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW avec Matlab	0	200	200	200	200	200	200	200	200
Gain en limite estimée en MW avec ST600	400	NC	400	400	400	400	400	400	400

Tableau A3.2 : Comparaison des gains en limite Matlab-ST600 pour une résistance de 750MW

Valeur de résistance de freinage 750 MW									
Temps de retrait en seconde	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW avec Matlab	200	300	400	400	400	400	400	400	400
Gain en limite estimée en MW avec ST600	600	600	700	700	700	700	700	700	700

L'abréviation NC indique que la simulation a échoué pour ce cas, donc le résultat n'a pas été communiqué.

Tableau A3.3 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1000MW

Valeur de résistance de freinage 1000 MW									
Temps de retrait en seconde	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW avec Matlab	200	400	500	500	500	500	500	500	500
Gain en limite estimée en MW avec ST600	700	800	900	900	900	**800**	900	900	900

Tableau A3.4 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1250MW

Valeur de résistance de freinage 1250 MW									
Temps de retrait en seconde	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW avec Matlab	300	600	600	**400**	**500**	**600**	600	600	600
Gain en limite estimée en MW avec ST600	900	1000	1000	1100	1100	**1000**	NC	1100	1100

Tableau A3.5 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1500MW

Valeur de résistance de freinage 1500 MW									
Temps de retrait en seconde	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW avec Matlab	400	700	700	**400**	**600**	700	700	700	700
Gain en limite estimée en MW avec ST600	1100	1200	1200	**900**	**1100**	1200	1200	1200	1200

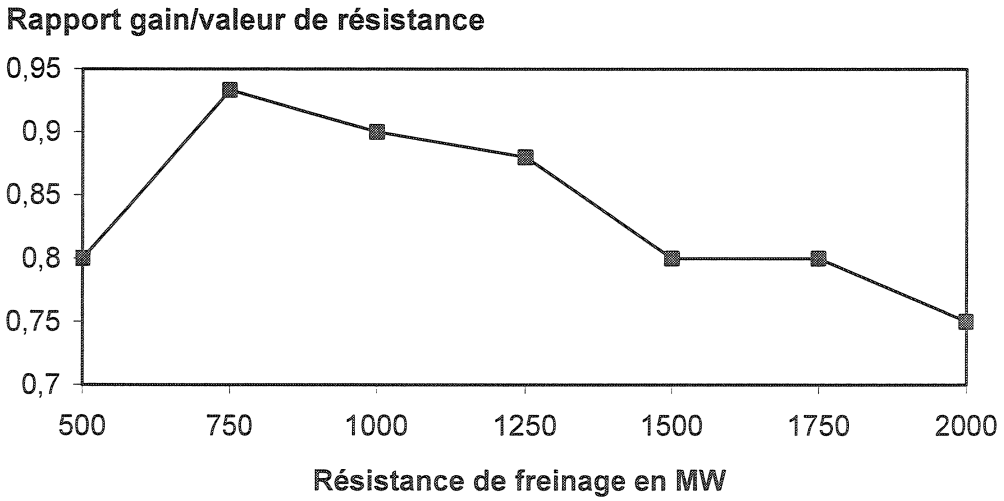
Tableau A3.6 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 1750MW

Valeur de résistance de freinage 1750 MW									
Temps de retrait en seconde	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW avec Matlab	500	700	**100**	**300**	**600**	700	700	800	800
Gain en limite estimée en MW avec ST600	1200	1300	**600**	**1000**	**1200**	1300	1400	1400	1400

Tableau A3.7 : Évolution du gain en limite pour une résistance de 2000MW

Valeur de résistance de freinage 2000 MW									
Temps de retrait en seconde	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25
Gain en limite estimée en MW avec Matlab	500	700	**100**	**200**	**600**	700	700	800	700
Gain en limite estimée en MW avec ST600	1300	1500	**500**	**1000**	**1300**	1500	1500	1500	1500

On peut tracer une courbe de rendement économique, donnant le gain en limite de stabilité dynamique sur la puissance de freinage en fonction de cette même puissance de freinage.



Cette courbe est plus orientée vers des considérations économiques. Elle représente le rapport du gain en limite sur la puissance de freinage, en fonction de cette même valeur de freinage. La puissance de résistance de freinage la plus rentable économiquement serait la résistance de freinage de 750MW.

Le choix d'une résistance de freinage de puissance de 750MW semble être un bon compromis entre le côté économique et le côté pratique, concernant l'influence faible au retrait critique.

ANNEXE 4

Article présenté à la Conférence Canadienne de génie électrique et informatique

CCECE 2003 - CCGEI 2003, Montréal

Du 4 au 7 Mai 2003, p 559-564, IEEE Cat. #03CH37436

ETUDE DE L'INSERTION D'UNE RESISTANCE DE FREINAGE EN VUE DE L'AMELIORATION DE LA STABILITE DYNAMIQUE D'UN RESEAU TEST (BENCHMARK) REALISTE

Guillaume Labarthe [1] Gilles Roy [1] Innocent Kamwa [2]
[1] Département de génie électrique, École Polytechnique de Montréal,
Montréal (Québec), Canada H3C 3A7 guillaume.labarthe@polymtl.ca ; gilles.roy@polymtl.ca
[2] IREQ / Hydro-Québec, 1800 Lionel-Boulet,
Varennes (Québec), Canada J3X 1S1 - kamwa.innocent@ireq.ca

Résumé :

Cet article présente l'étude de l'insertion d'une résistance de freinage dans le but d'améliorer la limite de transit en régime permanent. Cette limite de transit est encore appelée limite de stabilité dynamique. Plusieurs techniques et appareillages ont été développés dans le but d'améliorer la stabilité dynamique. L'une d'elles est l'insertion d'une résistance de freinage dans le réseau en état post-contingence. L'insertion de type bang-bang est la plus efficace en terme de stabilité et doit se faire aussitôt le défaut détecté. L'instant de retrait est tout aussi important et doit être précisément déterminé. Le contrôle développé dans cette étude est de type local.

Les résultats présenteront l'effet de l'insertion de résistances de freinage de différentes valeurs sur la stabilité du réseau ainsi que sur les durées d'insertion. Le gain en transit de puissance en régime permanent est présenté pour une résistance de freinage de 2GW.

Mots clefs : *Stabilité dynamique, résistance de freinage.*

1. INTRODUCTION

Le facteur limitant la puissance d'exploitation d'un alternateur lié au réseau est la limite de stabilité dynamique. Cette limite correspond la valeur maximale de la puissance transitée en régime permanent pour laquelle l'alternateur restera synchronisé au réseau suite à une contingence. La puissance transitée d'une source à une autre est liée à une grandeur bien connue : l'angle de puissance. Cet angle est celui existant entre les tensions d'excitation de deux sources. Le réseau sera théoriquement considéré comme instable, lorsque au moins l'angle de puissance entre deux générateurs sera supérieur à π radians, ou encore 180°.

CCECE 2003 – CCGEI 2003, Montréal, May/Mai 2003
0-7803-7781-8/03/$17.00 © 2003 IEEE

L'amélioration de la stabilité dynamique fait l'objet d'un intérêt de recherche depuis plusieurs décennies. L'insertion d'une résistance de freinage shunt dans le réseau en état post-contingence est une technique connue d'amélioration de la stabilité dynamique. Les premières études portant sur cette technique ont vu le jour dans les années 60 [1-3]. Mais l'installation même d'une résistance de freinage dans un réseau ne fût entrepris que vers 1965 [4] et avait une puissance nominale de 1400MW [5]. Depuis d'autres installations ont été réalisées [6, 7].

Dans les premières installations de résistance de freinage, leur insertion était opérée par des relais de puissance, ce qui résultait en des insertions et retraits bang-bang. L'avènement de l'électronique de puissance a accru les possibilités d'amélioration de la stabilité des réseaux électriques. Des études utilisant des semi-conducteurs de puissance (thyristors) pour l'insertion de résistances de freinage ont ensuite été faites dans les années 80 [8, 9]. Ces études présentent l'avantage d'une modulation possible de la valeur de la résistance de freinage, mais ont finalement montrés de sérieux inconvénients associés aux effets des harmoniques.

Des études plus récentes [10-12] traite de l'insertion et du retrait modulé ou non de la résistance de freinage et de la commande par réseaux neuronaux [13, 14]. Toutes ces études portent sur des types de réseaux différents, mais on peut les regrouper en deux principales catégories :

- les réseaux dits simples, à savoir un alternateur lié à un bus infini.
- Les réseaux dits complexes ou multi machines.

La présente étude se base sur un réseau test réaliste de type Benchmark. Le réseau comporte 2 régions reliées par un corridor de 230km, constitué de 3 lignes triphasées. Différents types de contingences sont réalisable, toutefois l'étude se basera sur une sévère contingence, à savoir un défaut triphasé à la terre de 6 cycles, suivi de la perte de l'une des 3 lignes de transport.

Quant au type de contrôle, il peut être de deux types :

- soit un contrôle global évident sur l'angle de puissance pour assurer la stabilité dynamique, mais supposant une synchronisation GPS;
- soit un contrôle local.

Le contrôle global est plus simple en théorie car il se base sur la grandeur définissant la stabilité dynamique elle-même, mais nécessite des installations coûteuses en pratique. Pour cela, la présente étude se limite à une technique de contrôle local.

2. CARACTERISTIQUES DU RESEAU ETUDIE

Le réseau étudié est un groupe de 3 alternateurs regroupés dans la *région 1* distants de 230km du reste du réseau. Cette région totalise une puissance nominale de P_n=*5,62 GW* et une puissance d'exploitation de P_f=*0.8845pu* en régime permanent. La totalité de la puissance d'exploitation, soit *5GW* est transitée via 3 lignes de transport triphasé de 230km. On considèrera un système équilibré. Le reste du réseau contenu dans la *région 2* est modélisé par un seul alternateur de puissance nominale P_n=*35GW* pour une puissance d'exploitation de P_f=*0.8577 pu.* La charge contenue dans cette région est modélisée par P_{ch}=*35GW* et Q_{ch}=*11,5GVAR.* Le réseau est représenté par le schéma unifilaire de la figure 1.

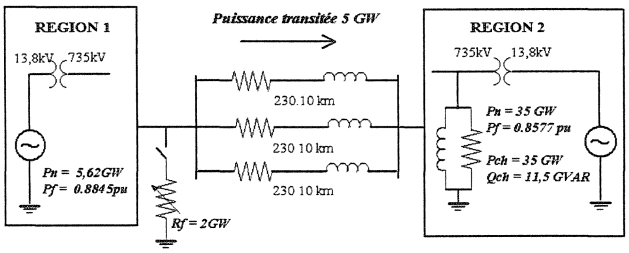


Figure 1: Réseau étudié en état pré-contingence

La résistance de freinage est modélisée par la résistance shunt R_f à proximité de la région 1. Elle n'est pas connectée au réseau en état pré-contingence.

3. COMPORTEMENT DU RESEAU

Le réseau électrique répond à un état d'équilibre entre la puissance mécanique d'entrée au rotor et la somme des puissances électriques dissipées en perte dans l'alternateur et dans la grille du réseau et les charges.
Cet équilibre se perd à l'apparition d'un défaut, car la puissance électrique n'est plus dissipée dans le réseau. L'excès de puissance est de ce fait converti en énergie cinétique.

3.1 Réseau en état d'équilibre

Le fonctionnement de chaque alternateur vérifie l'équation générale de la mécanique :

$$J\frac{d^2\theta}{dt^2} = C_m - C_e - F\frac{d\theta}{dt} \qquad (1)$$

où :

- θ : l'angle mécanique du rotor de l'alternateur par rapport à un repère fixe en radian
- C_m : le couple mécanique sur le rotor en N.m
- C_e : le couple électrique en N.m
- J : le moment d'inertie en kg.m^2
- F : le coefficient de friction N.m.s/rad

Dans le cadre de cet article, on néglige le terme d'amortissement, car le coefficient de friction est très faible. Le passage de l'angle mécanique à l'angle de puissance se fait grâce aux équations 2 et 3.

$$\theta = w_R.t + \alpha + \delta_m \qquad (2)$$

- θ : l'angle mécanique du rotor de l'alternateur par rapport à un repère fixe en radian
- w_R : la vitesse de rotation du rotor en rad/sec
- δ_m : l'angle interne du rotor en rad
- α : angle de retard par rapport à la référence choisie
- t : le temps en secondes

$$\delta_e = \frac{p}{2}\delta_m \qquad (3)$$

- δ_e : l'angle interne électrique en rad
- p : nombre de pôles de l'alternateur, 32 dans notre cas.

On obtient l'équation 4 en multipliant l'équation 1 par la vitesse de rotation w_R et en combinant les équations 1, 2 et 3 :

$$\frac{2Jw_m}{p}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_m - P_e = P_a \qquad (4)$$

- P_m : la puissance mécanique sur le rotor
- P_e : la puissance électrique fournie par l'alternateur

On définit alors P_a comme la puissance d'accélération. Pour faciliter l'étude, on exprime les grandeurs en valeurs réduites ***(per unit-pu)***.

On définit alors une nouvelle constante de temps H, c'est le rapport de l'énergie emmagasinée dans le rotor sur la puissance nominale de l'alternateur :

$$H = \frac{W_k}{P_n} = \frac{\frac{1}{2}Jw_m^{\,2}}{P_n} \text{ en secondes} \qquad (5)$$

- w_m : la pulsation mécanique en rad/sec
- P_n : la puissance nominale de l'alternateur

L'équation 6 donne la nouvelle expression en *pu*.

$$\frac{2H}{w_R}\overset{\bullet}{w} = \frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_{mpu} - P_{epu} = P_{apu} \qquad (6)$$

Lors du régime permanent, le réseau est dans la configuration du schéma unifilaire de la figure 1. La résistance de freinage n'est pas connectée.
Les angles de puissance sont constants, les vitesses de rotation des rotors des différents alternateurs du réseau sont également constantes à 1pu. Le transit de puissance se fait à travers les trois lignes de transmission.

La puissance transitée par les trois lignes de transmission est :

$$P_e = \frac{V_1 V_2}{X_{eqligne}} \sin\delta_{12} \qquad (7)$$

δ_{12} : l'angle de puissance entre la région 1 et 2
V_1, V_2 : les tensions de la région 1 et 2
P_e : la puissance électrique dissipée dans le réseau
$X_{eqligne}$: la réactance équivalente des trois lignes

Pour l'étude avec insertion de la résistance de freinage de 2GW, l'angle de puissance global est d'environ 45°. Les tensions sont à 1pu et la puissance électrique transitée vaut 4,95GW.

3.2 Réseau pendant le défaut

Le réseau pendant le défaut triphasé est représenté par le schéma unifilaire de la figure 2.

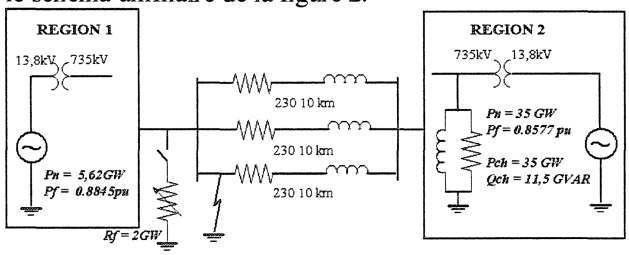


Figure 2: Réseau pendant un défaut sur l'une des trois lignes de transport

Le défaut triphasé à la terre se produit sur l'une des trois lignes de transport. L'impédance du court circuit est très faible par rapport à l'impédance du réseau. L'alternateur de la *région 1* ne voit donc qu'une réactance La puissance électrique dissipée dans les charges du réseau est pratiquement nulle, mais l'alternateur fournit une forte puissance réactive. En effet la puissance apparente fournie par la *région 1* est donnée par :

$$S_{région1} = P_{région1} + jQ_{région1} = \frac{|V_1|^2}{Z_{eqreseau}} \qquad (8)$$

D'où l'équation qui régit le comportement du réseau devient :

$$\frac{2H}{w_R}\overset{\bullet}{w} = \frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_{mpu} \qquad (9)$$

Pendant le défaut, la vitesse croît linéairement suivant l'équation 10. L'excès de puissance est donc accumulé en énergie cinétique dans le rotor de l'alternateur.

$$w_1(t) = \frac{w_R P_{mpu}}{2H} t + w_1(0) \qquad (10)$$

Et l'angle de puissance croît suivant l'expression :

$$\delta(t) = \int_{t_0}^{t_c} (w_1 - w_2)dt = \frac{w_R P_{mpu}}{2H} t^2 + \delta_0 \qquad (11)$$

t_0 : instant du défaut
t_c : instant d'effacement du défaut, ce qui correspond à l'instant d'ouverture de la ligne sur laquelle le défaut s'est produit.

3.3 Réseau en état post-contingence

Le réseau en état post-contingence est représenté par le schéma unifilaire de la figure 3.

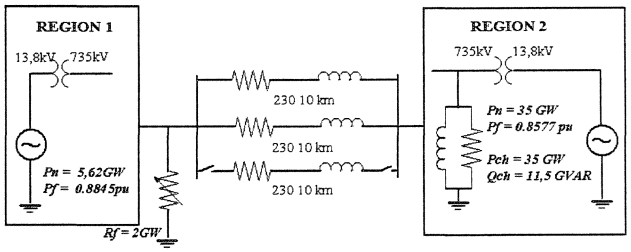


Figure 3: Réseau en état post-contingence

Le transit de puissance de la *région 1* à la *région 2* se fait dorénavant au travers de deux lignes au lieu de trois. L'impédance équivalente des deux lignes de transport en parallèle est plus grande que celle équivalente aux trois lignes parallèles de l'état pré-contingence. Ceci impose que la puissance maximale, obtenue pour un angle de puissance de $\pi/2$, est moins importante que dans l'état pré contingence ($2/3P_{maxprécontingence}$ dans le cas de trois lignes de transport parallèles identiques). L'angle de puissance en régime permanent, pour une même puissance transitée, sera plus grand conformément à l'équation 7.

Le réseau en état post-contingence doit absorber l'excès de puissance accumulée en énergie cinétique pendant le défaut. C'est le rôle de la résistance de freinage, qui est insérée dès l'effacement du défaut. L'équation 12 donne le comportement dynamique du réseau.

$$\frac{2H}{w_R}\overset{\bullet}{w} = \frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} = P_{mpu} - P_{epuRÉSEAU} - P_{freinage} \qquad (12)$$

Et donc

$$\frac{2H}{w_R}\dot{w} = \frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_e}{dt^2} \leq 0 \qquad (13)$$

L'insertion de la résistance de freinage va freiner l'alternateur. La vitesse va diminue et lorsqu'elle atteint 1 pu, l'angle de puissance est à son maximum.

3.4 Critère de stabilité du réseau

Le réseau subit quatre états caractéristiques :

- Etat pré-contingence
- Etat de défaut
- Etat post-contingence avec freinage
- Etat post-contingence sans freinage

Le comportement du réseau dans les quatre états est expliqué sur le diagramme simplifié *puissance-angle de puissance* de la figure 4. Le comportement du réseau ne tient pas compte du fait que les alternateurs sont à pôles saillants. Ce diagramme de la figure 4 reflète un comportement virtuel, mais néanmoins réaliste du réseau.

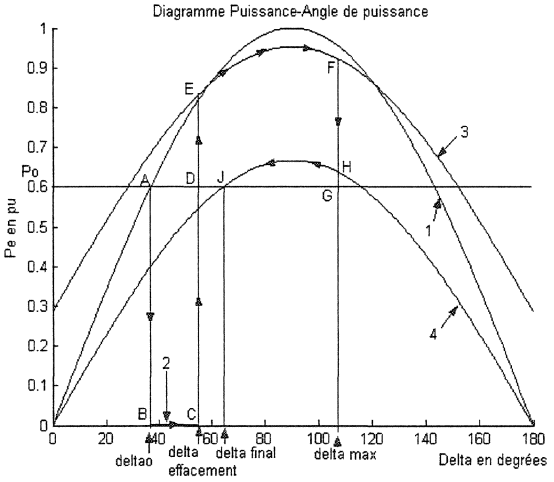


Figure 4: Courbe de puissance

La courbe 1 est la courbe de puissance du réseau en état pré-contingence. La courbe 2 est celle pendant le défaut. Les courbes 3 et 4 sont respectivement les courbes de puissance du réseau en état post-contingence avec et sans résistance de freinage freinage.

Le point de fonctionnement en régime permanent est le point noté A sur la courbe 1 de la figure 4. Dès l'apparition du défaut, le point de fonctionnement passe de A à B de la courbe 2. L'angle de puissance passe sur la courbe 2 de δ_o à $\delta_{effacement}$ qui correspond au point C, proportionnellement au carré du temps. L'effacement du défaut et l'insertion durant celui-ci de la résistance de freinage fait passer le point de fonctionnement du point C au point E de la courbe 3. Lors du freinage le point de fonctionnement passe du point E au point F, correspondant à l'angle maximal atteint et à une vitesse revenue à 1 pu.

À ce moment, l'aire d'accélération ABCD est égale à l'aire de décélération DEFG. C'est la fin de la première oscillation du point de fonctionnement. La stabilité est assurée, la résistance est alors déconnectée. Le point de fonctionnement tombe au point H sur la courbe 4. Si aucune autre insertion de la résistance de freinage n'est requise, le point de fonctionnement oscille sur la courbe 4 jusqu'à sa valeur finale, soit le point J.

3.5 Contrôle de la résistance de freinage

Conformément au critère de aires égales [15], l'énergie cinétique emmagasinée dans le rotor pendant le défaut, représentée par l'aire d'accélération, doit être compensée par l'aire de décélération. Pour chacun des alternateurs des deux régions, l'équation 14 doit être vérifiée.

$$\frac{2H}{w_R}\frac{d^2\delta_i}{dt^2} = P_{mpui} - P_{epui} = P_{apui} \qquad (14)$$

La constante d'inertie des trois générateurs de la *région 1* est identique. On peut donc considérer la *région 1* comme un générateur unique ayant une puissance nominale égale à la puissance des trois générateurs.

L'angle de puissance global étant notre critère de stabilité dynamique, on reprend l'équation 14 appliquée à la *région 1* et à la *région 2* afin d'obtenir une loi dépendant de cet angle. L'équation 15 est obtenue :

$$\frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = \frac{d^2\delta_1}{dt^2} - \frac{d^2\delta_2}{dt^2} = \frac{w_R}{2H_1}P_{apu1} - \frac{w_R}{2H_2}P_{apu2} \qquad (15)$$

Le réseau étudié est vu comme un générateur lié à un bus infini. Dès lors on suppose l'angle interne de l'alternateur 2 comme constant. Cette hypothèse simplificatrice permet de contrôler notre résistance de freinage à l'aide de grandeurs locales, puisque l'équation 15 se réduit à l'équation 16.

$$\frac{d^2\delta_{12}}{dt^2} = \frac{d^2\delta_1}{dt^2} = \frac{w_R}{2H_1}P_{apu1} - \frac{w_R}{2H_2}P_{apu2} \qquad (16)$$

La première égalité de l'équation 16 justifie le contrôle local sous l'hypothèse du bus infini.

L'insertion de la résistance sert à augmenter l'aire de décélération. La décélération se traduit physiquement par le maximum de l'angle de puissance atteint et une vitesse revenue à 1 pu. La loi de contrôle utilisée est basée sur la vitesse :

- w_1-1>0 et $\delta_1 > \delta_{10}$ → G(pu)=1
- w_1-1<0 ou $\delta_1 < \delta_{10}$ → G(pu)=0

Comme $\dot{w}_1 = \ddot{\delta}_1$, le contrôle reste bien local.

4. RESULTATS DES SIMULATIONS

Plusieurs simulations ont été faites. Les premiers résultats, fournissent le comportement du réseau dans les conditions d'étude avec une résistance de freinage de 2GW. La première contingence est un défaut triphasé à la terre de 6 cycles. La seconde est la perte d'une des trois lignes de transport.

La figure 5 fournit les comportements simultanés de l'angle de puissance global, de la vitesse en pu de l'alternateur équivalent de la région 1 et de la conductance de la résistance de freinage en pu.

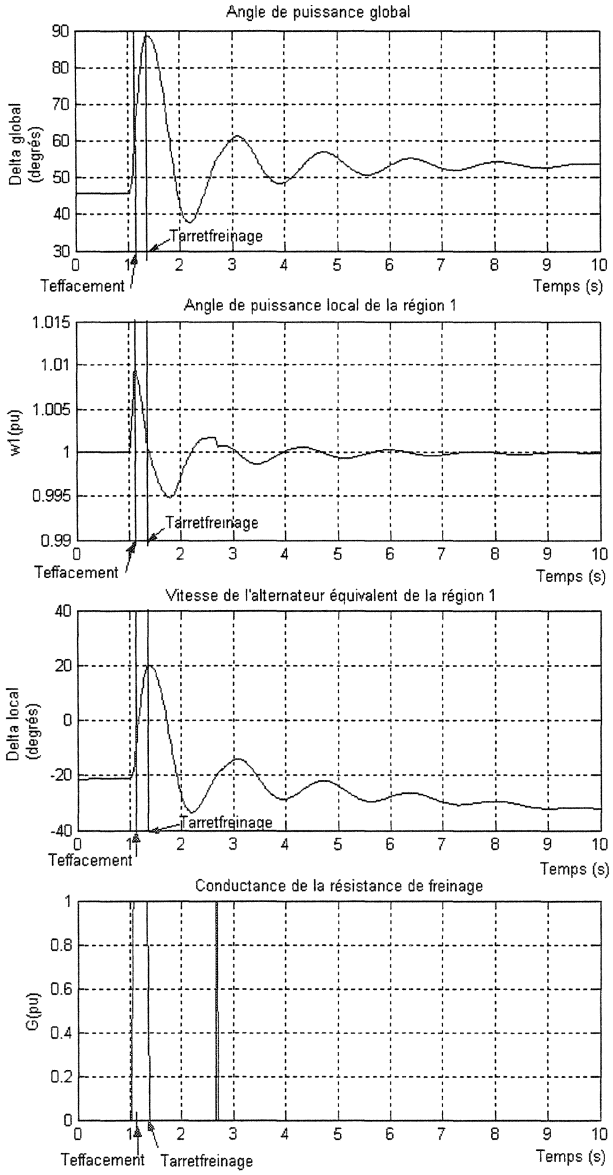


Figure 5: Comportement du réseau en fonction de l'insertion de la résistance de freinage

On peut vérifier que le comportement de l'angle global est quasi similaire à celui de l'angle local de la *région 1*. La commande basée sur des grandeurs locales est donc justifiée. L'hypothèse du bus infini est donc validée.

En ce qui attrait à la vérification du fonctionnement, la vitesse croît effectivement linéairement lors du défaut et la résistance de freinage est insérée pendant le défaut. L'effacement du défaut fait passer en état de post-contingence. La puissance de freinage agit pour freiner l'alternateur, la vitesse du rotor diminue. Lorsque la vitesse atteint sa valeur initiale de 1 pu, l'angle de puissance local atteint son maximum. L'aire de décélération est achevée et la résistance de freinage est alors déconnectée. Les autres insertions sont liées à la loi de commande mais ne sont pas utiles quant à la stabilité.

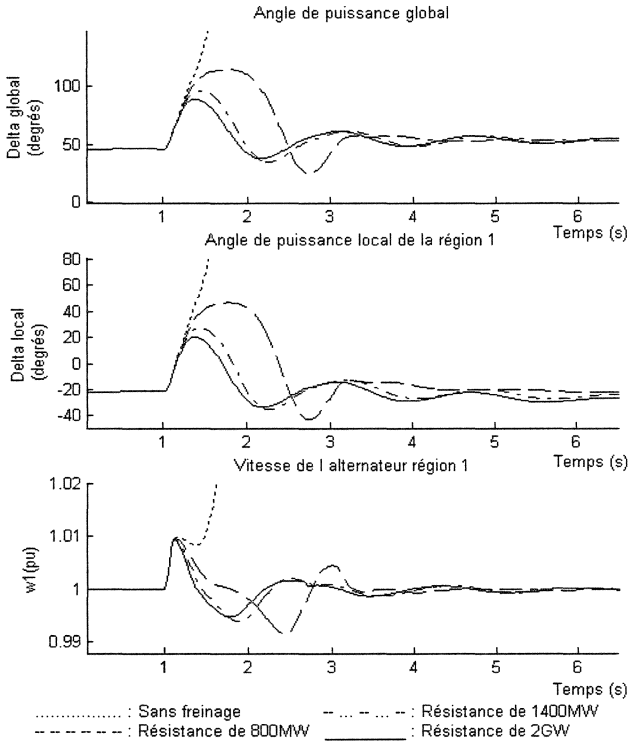


Figure 6: Effet de la valeur de la puissance de freinage sur l'angle de puissance global, local et sur la vitesse.

La figure 6 présente une comparaison de différentes valeurs de puissance de résistance de freinage et leurs effets sur l'angle de puissance global, celui local et la vitesse avec la même loi de commande. Les valeurs de puissance pour la résistance de freinage varient de 800MW à 2GW. Pour des valeurs plus faibles de puissance, le réseau n'est pas stabilisé et l'angle de puissance atteint la valeur limite de 180° avant que la vitesse ne s'annule. En effet, le retour de la vitesse à 1 pu assure la décroissance de l'angle de puissance.

Pour des valeurs de puissance de freinage plus importante, le réseau s'écroule. Le couple réclamé simultanément par la résistance et le réseau devient trop important et dépasse le couple nominal de l'alternateur.

On constate que pour une puissance de freinage plus grande, le maximum de l'angle de puissance est atteint plus rapidement et est moins élevé. La résistance de freinage dissipe une plus grande puissance. L'excès de puissance accumulé en énergie cinétique lors du défaut est donc dissipé plus rapidement.

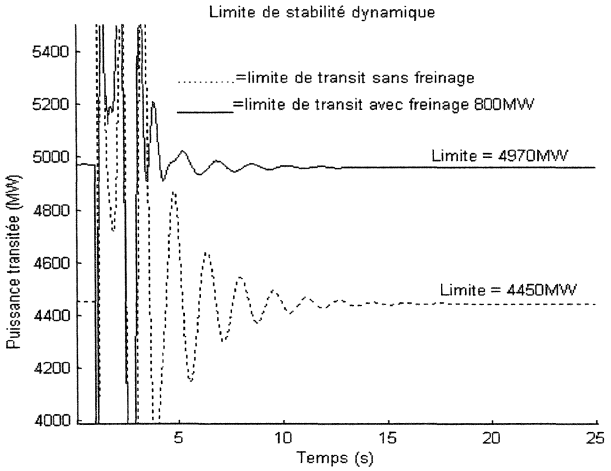


Figure 7: Puissance transitée dans le corridor pour la limite de stabilité du réseau sans et avec freinage de 800MW pour un défaut de 6 cycles avec perte d'une ligne.

La figure 7 donne l'évolution de la puissance transitée dans le corridor pour la limite de stabilité dynamique du réseau avec action de freinage et pour celle sans freinage. La figure 7 montre ainsi le gain obtenu en terme de limite de stabilité dynamique de l'insertion d'une résistance de freinage de 800MW, le gain est alors de plus de 500MW, qui représente près de 10% de la puissance de la *région 1*.

5. CONCLUSION

L'insertion d'une résistance de freinage permet l'amélioration de la stabilité dynamique. Une telle installation permet d'augmenter la limite de stabilité et donc la puissance d'exploitation en régime permanent d'environ 500MW soit près de 10% de la puissance de la *région 1* avec une résistance de 800MW. Malgré l'aspect global du critère de stabilité, le contrôle local de la résistance de freinage est un contrôle efficace.

L'étude va se poursuivre par l'implantation d'une loi de commande plus élaborée dans ce même réseau. Plusieurs types de contingence pourront être testés. La simulation de l'insertion d'une résistance de freinage dans un réseau test de type Anderson sera faite. Enfin des simulations sur le logiciel EMTPworks de l'installation pourront être effectuées pour analyser les comportements transitoires causés par les interrupteurs semi-conducteurs de puissance.

Références

[1] Croft and Hartley. "*Improving transient stability by use of dynamic braking,*". 1962.

[2] V. M. Gornshtein and Y. N. Luginskii, "*The use of repeated electrical braking and unloading to improve the stability of power systems,*" *Electric Technology (USSR) ; Electrichestvo*, vol. # . No 6,pp. p. 293-302 ;p.22-26, 1962.

[3] D. Y. Trofimenko, "*The stability of a hydro-electric generator with electric braking,*" *Electric Technology (USSR); Electrichestvo*, vol. #; No 2, pp. p. 70-78; p.27-30, 1962.

[4] H. M. Ellis, J. E. Hardy, A. L. Blythe, and J. W. Skooglund , *Dynamic Stability of the Peace river Transmission system.* Usa: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1966.

[5] M. L. Shelton, P. Bonneville Power Administration, OR, USA,, W. A. Mittelstadt, P. F. Winkelman, and W. J. Bellerby, *Bonneville power administration 1400-MW braking resistor.* Usa, 1975.

[6] D. J. C. Hing and K. S. Julien, *A new static watt compensator for the Iron and Steel Company of Trinidad and Tobago*, 1982.

[7] D. F. Peelo, V. British Columbia Hydro, BC, Canada,, D. W. Hein, and F. Peretti, *Application of a 138 kV 200 MW braking resistor.* Uk, 1994.

[8] T. K. Nag Sarkar, C. Punjab Engng. Coll., India,, and C. S. Rao, *Some aspects of transient stability improvement with thyristor controlled dynamic brake.* Usa: IEEE New York NY USA, 1980.

[9] C. S. Rao, C. Punjab Engng. Coll., India,, and T. K. Nag Sarkar, *Transient stability improvement with thyristor controlled braking device.* Usa: IEEE New York NY USA, 1980.

[10] A. H. M. A. Rahim, B. U. Dept. of Electr. Eng. & Comput. Sci., Isa Town, Bahrain,, and A. I. J. Al-Sammak, *Optimal switching of dynamic braking resistor, reactor or capacitor for transient stability of power systems.* Uk, 1991.

[11] F. J. A. Azzawi, S. U. Coll. of Eng., Baghdad, Iraq,, N.M. A. Wafi, A. K. Jassim, and F. Omar, "*Braking resistor size, switching instants and assessment of power system transient stability by direct methods,*" , 1995.

[12] Y. Katoh, H. Takada, and S. Iwamoto, "*Transient stability preventive control using kinetic energy and critical clearing time,*" , 2000.

[13] R. Fu, C. Hehai Univ., J.-D. Han, P. Ju, and H. Ni, "*Fuzzy neural network control of thyristor controlled braking resistance (TCBR),*" , 2001.

[14] M. Hasan Ali, K. I. o. T. Dept. of Electr. & Electron. Eng., Hokkaido, Japan,, Y. Soma, T. Murata, and J. Tamura, *A fuzzy logic controlled braking resistor scheme for stabilization of synchronous generator.* Usa: IEEE Piscataway NJ USA, 2001.

[15] P. M. Anderson and A.-A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 2nd ed: IEEE Press Power Engineering Serie, 2003.