

ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE  
UNIVERSITÉ DU QUÉBEC

MÉMOIRE PRÉSENTÉ À  
L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

COMME EXIGENCE PARTIELLE  
À L'OBTENTION DE LA  
MAÎTRISE EN GÉNIE ÉLECTRIQUE  
M.Eng.

PAR  
Antoine GRAVEL SAVARD

MÉTHODE GLOBALE D'IMPLANTATION D'UN RÉGLAGE SECONDAIRE  
COORDONNÉ DE TENSION HYBRIDE

MONTRÉAL, LE 10 JUILLET 2013



Antoine Gravel Savard, 2013



Cette licence Creative Commons signifie qu'il est permis de diffuser, d'imprimer ou de sauvegarder sur un autre support une partie ou la totalité de cette oeuvre à condition de mentionner l'auteur, que ces utilisations soient faites à des fins non commerciales et que le contenu de l'oeuvre n'ait pas été modifié.

**PRÉSENTATION DU JURY**

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE:

M. Maarouf Saad, directeur de mémoire  
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Pierre-Jean Lagacé, codirecteur  
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

M. Handy Fortin Blanchette, président du jury  
Département de génie électrique à l'École de technologie supérieure

Mme Dalal Asber, examinatrice externe  
Chercheuse de l'Institut de Recherche d'Hydro-Québec

IL A FAIT L'OBJET D'UNE SOUTENANCE DEVANT JURY ET PUBLIC

LE 8 MAI 2013

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE



## REMERCIEMENTS

La réalisation de cet ouvrage n'aurait pu être possible sans le support financier et matériel du Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada (CRSNG), de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) et du Groupe de recherche en électronique de puissance et commande industrielle (GRÉPCI) de l'École de technologie supérieure (ÉTS). Je désire remercier particulièrement les professeurs Saad et Lagacé de l'ÉTS pour leurs précieux conseils, leur expertise et les commentaires pertinents dont ils m'ont fait part tout au long de ce travail. Je remercie également les chercheurs de l'IREQ, Asber Dalal et Serge Lefebvre, pour les renseignements fournis en ce qui concerne le réseau d'Hydro-Québec, mais surtout de m'avoir procuré un sujet de recherche fort intéressant. Merci à mes acolytes de recherche sur le réglage secondaire de la tension pour les nombreuses discussions pertinentes sur le sujet. Le travail effectué durant ces deux années n'aurait pu être possible sans le support moral et la compréhension de ma conjointe Anne-Marie Michaud.



# MÉTHODE GLOBALE D'IMPLANTATION D'UN RÉGLAGE SECONDAIRE COORDONNÉ DE TENSION HYBRIDE

Antoine GRAVEL SAVARD

## RÉSUMÉ

Ce document présente en quatre sections distinctes une approche globale de réglage secondaire coordonnée de tension (RSCT). En premier lieu, le réseau est divisé en zone de réglage de tension (ZRT) possédant peu d'interaction entre-elles. La division de réseau en ZRT est faite en utilisant une méthode proposée dans la littérature par optimisation d'une fonction objectif (Blumsack *et al.* (2009)) et à l'aide d'une mesure de distance électrique (DE) calculée par l'entropie conditionnelle. Dans la perspective d'améliorer l'analyse des ZRT obtenues, un nouvel indice est proposé pour mesurer les interactions entre les ZRT soit la DE entre les zones. En deuxième lieu, des nœuds pilotes sont obtenus dans chacune des zones selon leur capacité à bien représenter le profil de tension de la zone et à être contrôlés par les unités de compensation en présence. À partir des mesures de DE, un algorithme de classification PAM, ou CWN-PAM, sélectionne les pilotes selon ces critères. En troisième lieu, le présent document modifie la méthode de RSCT proposée par EDF dans Lefebvre *et al.* (2000), afin d'ajouter des unités de compensation discrètes dans l'algorithme de contrôle. Les résultats sont présentés sur les réseaux IEEE 39 barres et IEEE 118 barres démontrant l'efficacité de cette approche. Finalement, l'approche globale de RSCT est implantée au réseau de transport d'Hydro-Québec afin de valider son application à de grands réseaux électriques.

**Mot-clés:** Contrôle secondaire de tension, Distance électrique, Sélection de nœuds pilotes, Stabilité de tension, Réglage secondaire coordonné de tension





# A GLOBAL APPROACH TO INTEGRATE HYBRID COORDINATED SECONDARY VOLTAGE CONTROL

Antoine GRAVEL SAVARD

## ABSTRACT

This document presents in four sections a global approach to implement a coordinated secondary voltage control. Firstly, the power network is partitioned into voltage control areas having few interactions between them. The network partitioning is executed by the objective function optimization method (Blumsack *et al.* (2009)) using an electrical distance computed by conditional entropy. To evaluate the coupling between voltage control areas, the present paper proposes a new method by calculating an electrical distance between areas. Secondly, the pilot nodes are obtained in every area following their capacity to represent the voltage profile of the area and to be controlled by the neighbour compensation units. From the electrical distance measures, a PAM classification algorithm, or CWN-PAM, selects the pilot nodes based on those criterions. Thirdly, the present paper modifies the coordinated secondary voltage controller proposed by EDF, in Lefebvre *et al.* (2000), to integrate the shunt impedances of the network in the control process. The results are presented for the IEEE 39 bus and IEEE 118 bus systems, showing the efficiency of the approach. Finally, the global approach to implement a coordinated secondary voltage control is applied on the Hydro-Québec power network, to validate his application to large scale networks.

**Keywords:** Secondary voltage control, Electrical distance, Pilot nodes selection, Voltage stability, Coordinated secondary voltage control



## TABLE DES MATIÈRES

	Page
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	5
1.1 Introduction .....	5
1.2 Stabilité de tension .....	5
1.3 Mesure de distance électrique .....	10
1.4 Division de réseau en zone de régulation de tension (ZRT).....	11
1.5 Sélection des nœuds pilotes .....	12
1.6 Réglage secondaire de la tension .....	14
1.7 Définition des objectifs du projet.....	15
CHAPITRE 2 DIVISION EN ZONES DE RÉGULATION DE TENSION .....	17
2.1 Introduction .....	17
2.2 Mesure de distance électrique .....	17
2.2.1 Entropie conditionnelle.....	17
2.3 Division en zones de réglage de tension .....	19
2.3.1 Problème d'optimisation .....	20
2.3.2 Analyse des interactions entre les zones.....	22
2.3.3 Algorithme d'optimisation .....	23
2.4 Résultats et discussion .....	24
2.4.1 Réseau IEEE 39 barres .....	24
2.4.1.1 DE mesurée à partir de simulations par écoulement de puissance .....	25
2.4.1.2 DE mesurée d'études de stabilité transitoire .....	25
2.4.2 Réseau IEEE 118 barres .....	28
2.4.2.1 Division en 3 zones de régulation de tension .....	28
2.4.2.2 Division en 4 zones de régulation de tension .....	30
2.5 Analyse et conclusion .....	32
2.6 Interface graphique pour la division de réseau.....	32
CHAPITRE 3 SÉLECTION DES NŒUDS PILOTES .....	35
3.1 Introduction .....	35
3.2 Descriptions des méthodes .....	35
3.2.1 Barycentre électrique .....	35
3.2.2 K-Medoids - PAM .....	36
3.2.3 CWN-PAM.....	39
3.3 Résultats et discussion .....	40
3.3.1 Réseau IEEE 39 barres .....	40
3.3.1.1 Barycentre électrique .....	40
3.3.1.2 Classification PAM.....	41

3.3.1.3	Classification CWN-PAM .....	42
3.3.2	Réseau IEEE 118 barres .....	43
3.4	Analyse et conclusion .....	45
3.5	Interface graphique pour la sélection des nœuds pilotes .....	46
CHAPITRE 4 RÉGLAGE SECONDAIRE COORDONNÉ DE LA TENSION .....		49
4.1	Introduction .....	49
4.2	Définition du problème de contrôle .....	49
4.2.1	Intégration sur le réseau électrique .....	50
4.2.2	Fonction objectif .....	51
4.2.3	Objectif d'erreur de tension des pilotes .....	52
4.2.4	Objectif de gestion du réactif .....	52
4.2.5	Objectif de variations de tension des génératrices .....	54
4.2.6	Contraintes du réseau .....	54
4.2.7	Modélisation du comportement du réseau .....	55
4.3	Simulation sur le réseau IEEE 39 barres .....	57
4.3.1	Paramètre de simulation .....	57
4.3.2	Validation du RSCT .....	58
4.3.3	Validation des nœuds pilotes .....	62
4.4	Contrôle par la compensation shunt .....	66
4.4.1	Modification de l'algorithme de contrôle .....	66
4.4.2	Philosophie de contrôle .....	67
4.5	Simulation sur le réseau IEEE 118 barres .....	69
4.5.1	Paramètre de simulation .....	69
4.5.2	Présentation des résultats .....	70
4.5.3	Comparaison des méthodes de RSCT .....	79
4.6	Analyse et conclusion .....	81
CHAPITRE 5 MISE EN APPLICATION DU RSCT SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC .....		83
5.1	Introduction .....	83
5.2	Caractéristique du réseau d'Hydro-Québec .....	83
5.3	Division du réseau .....	84
5.3.1	Méthodologie .....	84
5.3.2	Résultat .....	85
5.4	Sélection des nœuds pilotes .....	87
5.5	Implantation du RSCT hybride .....	88
5.5.1	Paramètre de simulation .....	89
5.5.2	Résultat .....	91
5.6	Analyse des résultats et discussion .....	93
CONCLUSION .....		97
RECOMMANDATIONS .....		99

ANNEXE I	DONNÉES DU RÉSEAU IEEE 39 BARRES .....	101
ANNEXE II	DONNÉES DU RÉSEAU IEEE 118 BARRES (MODIFIÉES).....	107
ANNEXE III	COMPARAISON DU CTI ET DU COÛT TOTAL (PAM) .....	121
ANNEXE IV	MATRICE DE SENSIBILITÉ .....	123
ANNEXE V	MODÈLE SIMULINK DU RSCT.....	125
ANNEXE VI	INFORMATION COMPLÉMENTAIRE SUR LE RÉSEAU D’HYDRO- QUÉBEC.....	127
ANNEXE VII	DIVISION DU RÉSEAU D’HYDRO-QUÉBEC AVEC LA MATRICE DE SENSIBILITÉ.....	137
LISTE DE RÉFÉRENCES .....		143



## LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau 2.1	Paramètres des indices de satisfaction..... 24
Tableau 2.2	Comparaison du CTI pour les 2 méthodes de simulation ..... 26
Tableau 2.3	Évaluation des DE entre les zones pour le réseau IEEE 39 barres ..... 27
Tableau 2.4	Évaluation des indices de satisfaction pour les deux divisions ..... 31
Tableau 2.5	Évaluation des DE entre les zones pour les deux divisions du réseau IEEE 118 barres ..... 31
Tableau 3.1	Sous-zones d'une classification PAM pour 2 médoids ..... 41
Tableau 3.2	Sous-zones d'une classification CWN-PAM pour 2 médoids avec pondération des PV à 1.5..... 42
Tableau 3.3	Résultats classification PAM réseau IEEE 118 barres ..... 44
Tableau 4.1	Pondération des objectifs du RSCT ..... 57
Tableau 4.2	Perturbations appliquées au réseau IEEE 39 barres ..... 58
Tableau 4.3	Variation de tension lors des perturbations ..... 61
Tableau 4.4	Comparaison de l'observabilité des pilotes ..... 63
Tableau 4.5	Comparaison de la contrôlabilité des pilotes ..... 64
Tableau 4.6	Contrôle de tension sur les zones ..... 65
Tableau 4.7	Perturbations appliquées au réseau IEEE 118 barres ..... 69
Tableau 4.8	Facteur de pondération des objectifs de contrôle ..... 70
Tableau 4.9	Comparaison des résultats de simulation..... 79
Tableau 4.10	Satisfaction des objectifs de contrôle..... 80
Tableau 5.1	Division du réseau de transport d'Hydro-Québec en 5 ZRT ..... 85
Tableau 5.2	Résultats classification PAM réseau IEEE 118 barres ..... 88
Tableau 5.3	Variation de charge appliquée au réseau d'Hydro-Québec ..... 89

Tableau 5.4	Barres de génération participant au RSCT de la zone 1 .....	90
Tableau 5.5	Facteur de pondération des objectifs de contrôle .....	90



## LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1.1	Réseau électrique de deux barres ..... 6
Figure 1.2	Courbe P-V avec les états du réseau ..... 7
Figure 1.3	Courbes P-V pour différents facteurs de puissance de la charge ..... 8
Figure 2.1	Étape de calcul d'une DE..... 22
Figure 2.2	Division en 3 ZRT pour des simulations par écoulement de puissance ..... 25
Figure 2.3	Division en 3 ZRT pour des simulations par analyse de stabilité transitoire . 26
Figure 2.4	Division en 3 zones du réseau 118 barres..... 29
Figure 2.5	Division en 4 zones du réseau 118 barres..... 30
Figure 2.6	Fenêtre principale de la division de réseau ..... 33
Figure 2.7	Interface pour une division par optimisation avec un AG..... 34
Figure 3.1	Diagramme de sélection des nœuds pilotes ..... 38
Figure 3.2	Nœuds pilotes de la classification PAM pour 1 médoid..... 41
Figure 3.3	Classification PAM pour 2 médoids ..... 42
Figure 3.4	Classification CWN-PAM pour 2 médoids avec pondération des PV à 1.5 ..... 43
Figure 3.5	Classification PAM du réseau IEEE 118 barres pour 3 nœuds pilotes ..... 45
Figure 3.6	Interface pour la sélection des nœuds pilotes ..... 46
Figure 3.7	Interface pour la sélection des nœuds pilotes ..... 47
Figure 4.1	Représentation du réglage de la tension en 3 niveaux de contrôle..... 50
Figure 4.2	Tension des pilotes pour un RSCT avec 2 pilotes ..... 59
Figure 4.3	Gestion du réactif pour un RSCT avec 2 pilotes ..... 60
Figure 4.4	RSCT avec seulement l'objectif de tension des pilotes ..... 62

## XVIII

Figure 4.5	Diagramme de contrôle hybride.....	68
Figure 4.6	RSCT classique dans la Zone 1 .....	71
Figure 4.7	RSCT classique dans la Zone 2 .....	72
Figure 4.8	RSCT classique dans la Zone 3 .....	73
Figure 4.9	RSCT hybride dans la Zone 1 .....	74
Figure 4.10	Manœuvres de compensation shunt de la Zone1 .....	75
Figure 4.11	RSCT hybride dans la Zone 2 .....	76
Figure 4.12	Manœuvres de compensation shunt de la Zone2 .....	76
Figure 4.13	RSCT hybride dans la Zone 3 .....	77
Figure 4.14	Manœuvres de compensation shunt de la Zone3 .....	78
Figure 5.1	Représentation de la division du réseau d'Hydro-Québec .....	86
Figure 5.2	Tension des pilotes et puissance réactive produite par le RSCT .....	91
Figure 5.3	Manœuvre effectuée sur les impédances shunts .....	92
Figure 5.4	Tension sur le pilote mesurée et estimée par le RSCT .....	94

## LISTE DES ABRÉVIATIONS, SIGLES ET ACRONYMES

AG	Algorithme génétique
CCI	"Cluster Count Index" - Indice de quantité de zone
CSI	"Cluster Size index" - Indice de largeur de zone
CTI	"Clustering Tightness Index" - Indice de proximité entre les zones
CWN-PAM	"Clustering with Weigted Node-PAM" - Algorithme de classification autour d'un centre physique considérant le poids des barres
DE	Distance électrique
EDF	Électricité de France
ÉTS	École de Technologie Supérieure
FACTS	"Flexible Alternative Current Transmission System" - Les système de transmission flexible en courant alternatif permettent de fournir ou de consommer dynamiquement de la puissance réactive sur le réseau
GRÉPCI	Groupe de Recherche en Électronique de Puissance et Commande Industrielle
MSE	"Mean Square Error" - Erreur moyenne quadratique
Nb	Nombre
PAM	"Partitioning Around Medoids" - Algorithme de classification autour d'un centre physique
PQ	Barre de charge (Puissance active (P) et réactive (Q) fixe)
PV	Barre de génération (Puissance active (P) et tension (V) fixe)
RSCT	Réglage Secondaire Coordonnée de la Tension

XX

RST Réglage Secondaire de la Tension

SW "Swing bus" - Barre d'équilibre (Module ( $V$ ) et angle ( $\delta$ ) de tension fixe)

ZRT Zone de Réglage de Tension

## LISTE DES SYMBOLES ET UNITÉS DE MESURE

$\alpha$	Coefficient de transmission
$B_{kn}$	Valeur de susceptance entre les barres « k » et « n » ( partie imaginaire de l'admittance)
$\theta_{kn}$	Angle de phase de l'admittance entre les barres « k » et « n »
$CT$	Coût total
$D_{ij}$	Mesure de distance électrique entre les barres « i » et « j »
$\delta_k$	Angle de phase de la tension de la barre « k »
$\Delta Q_k$	Variation de puissance réactive à la barre « k »
$\Delta Q_{j,D}$	Puissance réactive nominale d'une unité de compensation shunts à la barre « j »
$\Delta V_n$	Variation de tension à la barre « n »
$e_x$	Une erreur ou déviation de la valeur de « x »
$F_{Obj}$	Fonction objectif
fp	Facteur de puissance - "power factor"
$G_{kn}$	Valeur de conductance entre les barres « k » et « n »
G	Lorsque placé en indice, identifie une barre de génération
$H_j(i)$	Entropie conditionnelle du signal « j » relative au signal « i »
I	Valeur de courant (en ampère)
(k)	Valeur mesurée actuellement sur le réseau
(k+1)	Valeur estimée de l'itération suivante

## XXII

L	Lorsque placé en indice, identifie une barre de génération ("Load bus")
$\lambda_j$	Facteur de pondération de la barre « j »
$\Lambda_x$	Facteur de pondération de l'objectif « x »
$m_i$	médoid le plus près de la barre « i » (un médoid est la barre au centre électrique d'une zone)
$m_k$	Identifie les « k » médoids d'une sélection
$M_j$	Manœuvre d'élément sur la barre « j »
<i>min</i>	Si placé en exposant, identifie une valeur minimale
<i>max</i>	Si placé en exposant, identifie une valeur maximale
$n_x$	Facteur de normalisation de l'objectif « x »
$nb_j$	Nombre de barres de type « j »
N	Nombre total de barres
$Obj_{VP}$	Objectif d'erreur de tension sur les pilotes
$Obj_{QG}$	Objectif d'erreur de gestion du réactif
p	Nombre de zones de la division
$p_*$	Nombre de zones désiré
$p_i$	Probabilité du signal « i »
pu	"per unit" ou par unité (valeur donnée sur une base unitaire)
$\phi$	Angle de phase de l'impédance
P	Puissance active (Si placé en indice, il identifie un nœud pilote)
Q	Puissance réactive

$Q_j$	Puissance réactive produite ou consommée par la barre « j »
$Q_{Sh}$	Puissance réactive fournie ou consommée par les impédances shunts
$q^{ref}$	Proportion moyenne de réactif produit par rapport à la capacité totale
$q_j^{ref}$	Proportion de réactif produit à la barre « j » par rapport à sa capacité totale
R	Valeur de résistance (en ohm) (partie réelle de l'impédance)
$S_{ch}$	Puissance apparente de la charge
S	Lorsque sous forme de matrice correspond à la matrice de sensibilité
$S_{BASE}$	Base de puissance apparente unitaire (pu)
Sh	Lorsque placé en indice, identifie une impédance shunt
Var	Le voltampère réactif est l'unité de puissance réactive (plus souvent exprimé en mégavar (MVar) dans ce document)
$V_{BASE}$	Base de tension unitaire (pu)
$V_j$	Tension de la barre « j »
$V^{ref}$	Tension de référence ou de consigne
$V_p^{nc}$	Tension sur les nœuds pilotes avec le RSCT désactivé
$V_p^{RSCT}$	Tension sur les nœuds pilotes avec le RSCT activé
w	Paramètre influençant la variance d'une distribution normale
W	Le watt est l'unité de puissance active (plus souvent exprimé en mégawatt (MW) dans ce document)
X	Valeur de réactance (partie imaginaire de l'impédance)
$Y_{kn}$	Module d'admittance entre les barres « k » et « n »

## XXIV

$Y_{BUS}$	Matrice d'admittance
$Z$	Lorsque placé en indice, identifie un groupe de barres d'une zone
$Z_{ch}$	Valeur d'impédance d'une charge (en ohms)
$Z_{BUS}$	Matrice d'impédance



## INTRODUCTION

Dans les réseaux électriques, la stabilité de tension est un enjeu majeur des exploitants réseaux. Au cours des 50 dernières années, l'augmentation des interconnexions entre les réseaux et la création d'un marché de l'énergie contribuèrent à l'exploitation des réseaux près de leur limite de capacité, augmentant ainsi les risques d'effondrement de la tension (Bialek (2005)). Plusieurs rapports récents de panne majeure relevèrent la contribution de ces aspects dans l'évènement (Force (2004); UCTE (2004); System (2003)).

La stabilité de tension sur les réseaux électriques est habituellement séparée en trois niveaux de contrôle. Le réglage primaire de tension agit rapidement, voir instantanément, lors de variation de tension aux points d'injection de la puissance sur le réseau. Ce contrôle est effectué en variant l'excitation des génératrices et des compensateurs synchrones, ou en variant l'angle d'amorçage des compensateurs statiques, afin de réguler la tension à leur barre d'injection. Le réglage secondaire de la tension (RST) prévient les effondrements lents de la tension, de l'ordre des minutes. Ce contrôle est habituellement effectué en ajustant la tension de référence des contrôleurs primaires pour stabiliser le profil de tension sur une région du réseau. Finalement, le réglage tertiaire s'applique sous des contraintes économiques et de stabilité, afin de diminuer les pertes sur le réseau. Ce niveau de contrôle est habituellement basé sur un écoulement de puissance optimal fournissant les actions à effectuer pour améliorer le transit de puissance sur le réseau.

Actuellement sur la majorité des réseaux électriques, le réglage primaire de la tension est déjà implanté sur les unités de production et les éléments de compensation dynamique. De plus, sur le réseau d'Hydro-Québec un réglage tertiaire est présentement en phase d'approbation par leur centre de télé-conduite. Ce système calcule les manœuvres d'impédance shunt à effectuer pour améliorer les transits de puissance sur le réseau, ce qui permet de diminuer les pertes. Ces éléments de compensation sont des inductances ou des bancs de condensateurs localisés sur certaines barres du réseau. La difficulté de l'implantation d'un réglage tertiaire complètement automatisé réside notamment dans son comportement en cas de perte de communication.

En effet, ce type de contrôle nécessite habituellement un maximum de mesure provenant du réseau. En cas de défaillance des communications, la perte de données est inévitable et certaines sont vitales au calcul d'optimisation, ce qui peut mener à un arrêt complet du contrôleur. De plus, le contrôle tertiaire s'effectue sur l'ensemble du réseau, ce qui augmente les risques de perdre des communications. Ces risques pourraient être diminués par l'implantation d'un contrôle régional, qui nécessiterait moins de mesures pour fonctionner. Le réglage secondaire permettrait de stabiliser la tension sur une portion du réseau à partir de consignes calculées par le réglage tertiaire pour améliorer les transits de puissance. Le RST doit pouvoir fonctionner indépendamment du contrôle tertiaire en cas de perte de communication entre les deux. De plus, il doit effectuer le RST à l'aide des impédances shunts déjà présentes sur le réseau afin de concorder avec les unités de compensation utilisées par Hydro-Québec.

Afin de répondre à ce problème, le présent document propose de diviser en trois parties la méthodologie d'implantation d'un système de réglage secondaire de la tension (RST) sur un réseau électrique. La première partie consiste à diviser le réseau en zones de réglage de tension (ZRT) possédant peu d'interaction entre elles. En effet, le réglage de la tension étant un enjeu local, cet exercice permet de simplifier le problème global de contrôle de la tension sur le réseau en le séparant en problèmes régionaux. La deuxième partie concerne la sélection des nœuds pilotes qui servent de point de références de la tension dans chaque zone. Pour obtenir un contrôle efficace, il faut que les tensions mesurées aux nœuds pilotes représentent bien le profil de tension de la zone et soient sensibles aux perturbations. La troisième section repose sur l'implantation d'un algorithme de contrôle de la tension sur chacune des zones du réseau. L'algorithme devra notamment utiliser les unités de compensation shunts présentes sur le réseau.

Afin de bien présenter l'approche globale de RSCT proposée, le présent mémoire est divisé en cinq chapitres. Le premier chapitre est consacré à la revue de la littérature, ce qui permet de bien discerner les différents aspects du RST et de mieux situer le travail réalisé. Le second chapitre traite de la division de réseau en zones de régulation de tension (ZRT). La méthodologie utilisée débute par l'obtention d'une mesure de distance électrique par l'entropie condition-

nelle. Par la suite, la méthode de division par optimisation d'indice de satisfaction proposée dans Blumsack *et al.* (2009) permettra d'obtenir des ZRT possédant peu d'interaction entre elles. Ces interactions sont analysées plus précisément à l'aide d'une mesure de DE entre les ZRT. Finalement, les résultats sont présentés sur les réseaux IEEE 39 barres et 118 barres démontrant l'intérêt de cette méthode d'analyse. Le troisième chapitre propose une nouvelle méthode de sélection des nœuds pilotes à partir d'une mesure de DE. Cette méthode permet de sélectionner plusieurs nœuds pilotes dans chaque zone selon deux critères distincts. Les résultats sont présentés sur les divisions des réseaux IEEE 39 barres et IEEE 118 barres obtenues au chapitre 2. Le quatrième chapitre explique en détail le modèle de RSCT utilisé. L'algorithme de contrôle est adapté afin de considérer les unités de compensation discrètes dans le procédé. Les deux réseaux d'essais permettent de valider l'approche globale de RSCT. Dans le cinquième et dernier chapitre, l'approche est utilisée sur le réseau de transport d'Hydro-Québec, afin de valider la méthodologie sur un grand réseau électrique. Les conclusions tirées de ce travail sont ensuite présentées. Puis, certaines recommandations sont faites pour orienter de futurs travaux sur le sujet.



## CHAPITRE 1

### REVUE DE LA LITTÉRATURE

#### 1.1 Introduction

Dans les dernières décennies, le contrôle secondaire de la tension (RST) fut perçu comme un système pouvant contribuer à augmenter la capacité maximale d'exploitation des réseaux électriques, à tel point qu'il est possible de retrouver dans la littérature plusieurs documents traitant de ce sujet. Pour bien situer les travaux effectués lors de ce mémoire, il est nécessaire de relater les dernières avancées réalisées. Cette revue de la littérature sera répartie comme suit. Tout d'abord, les aspects généraux de la stabilité de tension seront remémorés. Par la suite, les définitions de la mesure de distance électrique (DE) seront revisitées. S'ensuivra la division de réseau en zones de régulation de tension (ZRT), puis la sélection des nœuds pilotes et finalement les méthodes de réglage secondaire de tension. Pour conclure ce chapitre, les objectifs relatifs au présent mémoire seront précisés.

#### 1.2 Stabilité de tension

La stabilité de tension sur les réseaux électriques est un enjeu actuel majeur. En effet, un bon contrôle de la tension peut augmenter la capacité d'exploitation des réseaux plus près de leur capacité limite et ainsi augmenter la rentabilité financière des installations.

La stabilité de tension peut être définie par sa relation avec la puissance réactive comme le propose Kundur *et al.* (1994). Pour un point d'opération donné du réseau, la tension est dite stable, si pour toutes les barres, une augmentation de la puissance réactive injectée à celle-ci entraîne une augmentation de sa tension. À l'inverse, la tension du réseau est instable lorsque pour l'une de ces barres une augmentation de la puissance réactive entraîne une diminution de sa tension.

Pour mieux visualiser cet aspect, l'analyse d'un réseau simple peut être faite. Le réseau de deux barres suivant permettra de bien expliquer le problème :

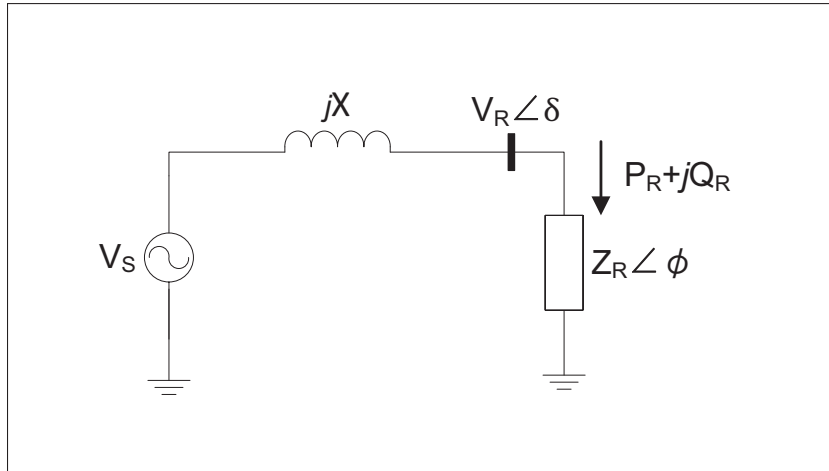


Figure 1.1 Réseau électrique de deux barres

Le transfert de puissance de ce réseau est représenté par :

$$S_R = P_R + jQ_R = V_R I \cos \phi + j V_R I \sin \phi \quad (1.1)$$

$$\text{Facteur de puissance (fp)} = \frac{P_R}{S_R} = \cos \phi \quad (1.2)$$

Le courant et la tension à la charge peuvent être obtenus selon :

$$I = \frac{V_S}{\sqrt{(Z_R \cos \phi)^2 + (X + Z_R \sin \phi)^2}} \quad (1.3)$$

$$V_R = Z_R I \quad (1.4)$$

Des relations 1.1 et 1.3, il est possible de calculer la puissance active en fonction de la charge selon :

$$P_R = V_R I \cos \phi = \frac{Z_R V_S^2}{(Z_R \cos \phi)^2 + (X + Z_R \sin \phi)^2} \cos \phi \quad (1.5)$$

Afin d'étudier la relation entre  $V_R$ ,  $P_R$  et  $\phi$ , la tension  $V_S$  et l'inductance  $X$  sont fixées à 1 pu. Pour une charge  $Z_R$  possédant un facteur de puissance unitaire ( $\phi = 0$ ) et variant de « 0 » à l'infini, la courbe de stabilité P-V suivante peut être relevée :

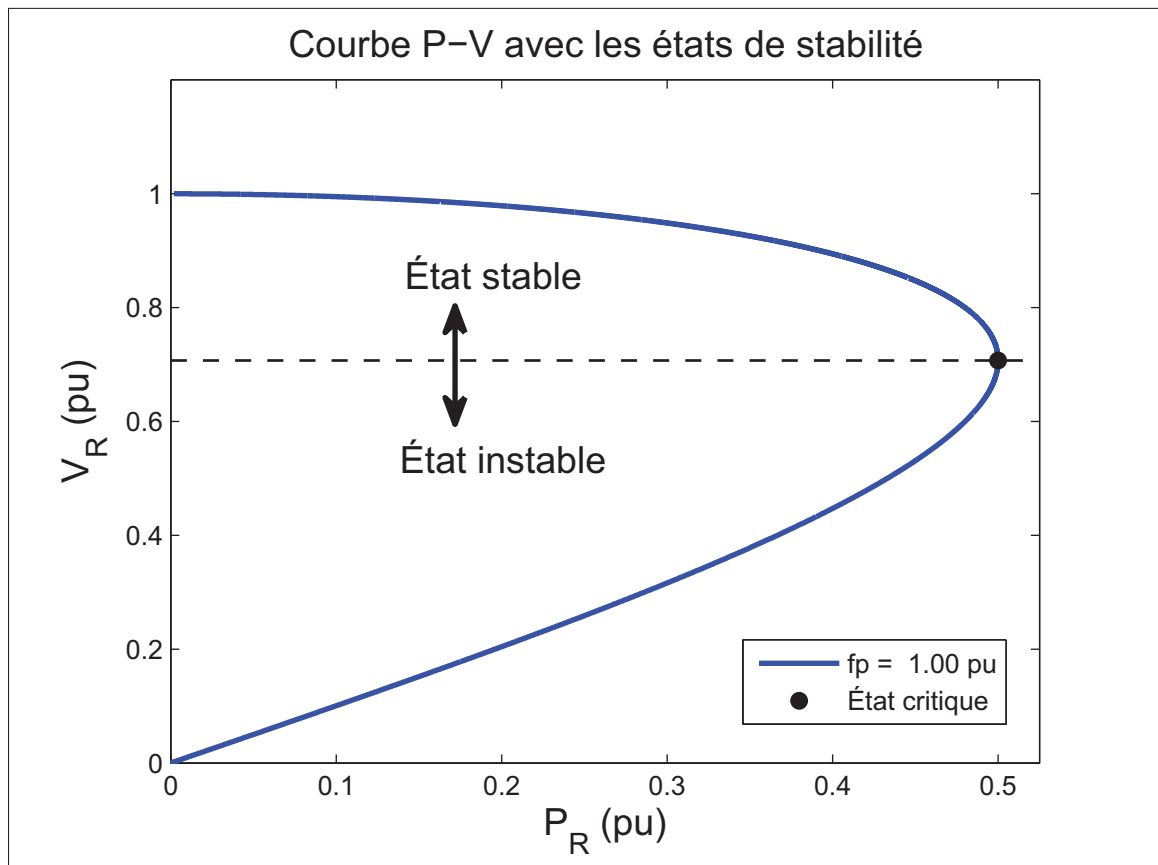


Figure 1.2 Courbe P-V avec les états du réseau

La figure 1.2 montre la relation entre la puissance consommée par une charge à impédance constante en fonction de la tension. Les différentes zones de stabilité sont représentées sur le graphique. Le réseau est dit stable lorsque qu'il se retrouve dans la partie supérieure de la courbe. Pour un réseau non chargé, cet état est initial et lorsque la charge augmente, la tension diminue. Lorsque cette augmentation franchit le point critique, le réseau devient instable.

Pour comprendre l'effet de la puissance réactive sur le réseau, il est possible de tracer cette courbe pour plusieurs facteurs de puissance de la charge.

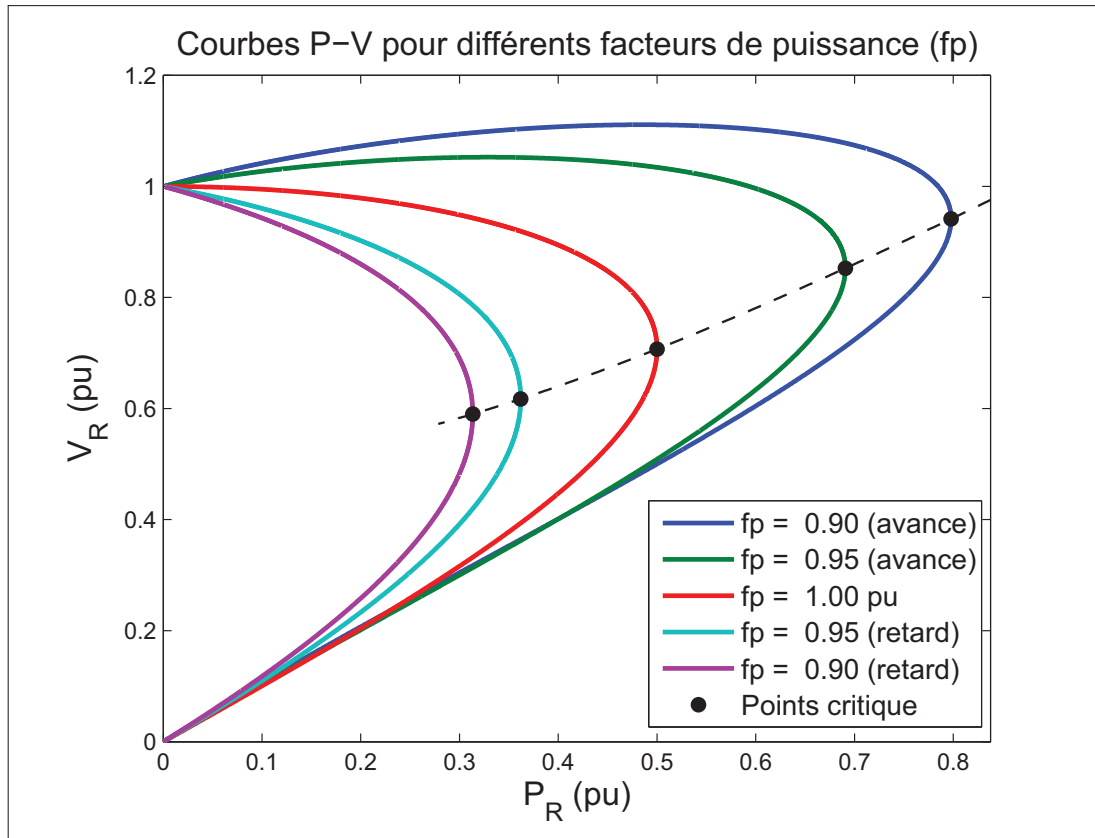


Figure 1.3 Courbes P-V pour différents facteurs de puissance de la charge

La figure 1.3 permet de constater que pour un état de réseau stable et une puissance active constante, une injection de puissance réactive sur la barre de charge (fp qui avance) entraîne une augmentation de la tension à cette barre. En revanche, à puissance active constante mais pour un point de fonctionnement dans la partie instable, une injection de puissance réactive entraîne un affaissement de la tension.

Il est également possible de remarquer que plus il y a de puissance réactive injectée (fp en avance), plus la puissance de transit maximale est élevée. En revanche, l'injection de puissance réactive peut également générer des élévations de tension dépassant les limites physiques du réseau. Par conséquent, une régulation de la tension à une distance raisonnable de l'état critique permettrait des transits de puissance plus importants sur le réseau tout en limitant les risques d'instabilité du système. Conséquemment, il est pertinent d'implanter un contrôle de tension en continu sur le réseau pour garder une stabilité de tension lors des fluctuations de charge. La



figure 1.3 montre également que lorsqu'un contrôle de la tension fixe la tension sur la barre de charge, le point critique sera atteint pour une charge maximale. Comme par exemple en fixant la tension  $V_R$  à 1 pu, l'état critique sera atteint pour une charge active d'environ 0.85 pu.

Considérant que dans les réseaux électriques, les lignes de transport sont habituellement fortement inductives, les variations de tension sont davantage liées aux variations de puissance réactive (Stott et Alsac (1974) et Kundur *et al.* (1994) - section 6.3). Ainsi donc, les systèmes de contrôle de la tension permettent d'injecter ou de consommer de la puissance réactive. C'est pourquoi les méthodes proposées dans la littérature s'intéressent particulièrement à ces deux variables.

Plusieurs composantes des réseaux électriques peuvent fournir ou consommer de la puissance réactive. Les génératrices peuvent notamment produire une portion de leur énergie sous forme de réactif. En effet, les machines synchrones, fréquemment utilisées sur les réseaux électriques pour leur synchronisme, permettent de varier l'énergie réactive produite ou consommée en variant l'excitation de leur rotor. Une génératrice surexcitée produira du réactif, tandis que sous-excité, elle en consommera (Kundur *et al.* (1994) - section 5.4 et 11.2 et Wildi et Sybille (2005)). D'autres éléments de compensation dynamique sont également présents sur les réseaux afin de stabiliser la tension à des endroits clés. Auparavant, les compensateurs synchrones jouaient ce rôle, par contre depuis plusieurs décennies, grâce au développement incessant de l'électronique de puissance, les "Flexible AC Transmission System" (FACTS) font graduellement leur apparition sur les réseaux électriques. En effet, ces systèmes fonctionnent avec des thyristors ou des transistors pouvant supporter des tensions et des courants élevés et dont les coûts de production continuent de diminuer avec l'accroissement de la demande. Ces systèmes de compensation permettent de modifier la consommation ou l'injection de puissance réactive en variant l'angle d'amorçage de ses composantes électroniques (Song et Johns (1999)). De plus, les impédances shunts (misent à la terre) sont fréquemment utilisées sur les réseaux pour effectuer une compensation discrète d'énergie réactive. Ces bancs de condensateur et ces inductances possèdent l'avantage d'être relativement peu dispendieux en comparaison aux autres systèmes, mais ne permettent pas de contrôler avec précision la tension.

### 1.3 Mesure de distance électrique

La grande majorité des articles traitant de la division du réseau en zone de régulation de tension (ZRT) utilisent une mesure de distance électrique. Malgré l'utilisation fréquente du terme « distance électrique » dans les documents scientifiques, aucune approche universelle n'existe. La mesure de distance électrique (DE) fut d'abord définie dans Lagonotte (1987), qui proposa d'obtenir une DE représentant le couplage en tension entre les barres d'un réseau. Cette méthode utilise la matrice de sensibilité «  $dV/dQ$  » calculée par l'inverse de la matrice «  $dQ/dV$  » apparaissant dans le calcul d'écoulement de puissance par Newton-Raphson. Cette approche devient nébuleuse en ce qui concerne le calcul d'une mesure à partir des barres de génération (PV), car leur régulation de tension rend les termes de la matrice «  $dQ/dV$  » nuls. Pour combler cette lacune, il fut proposé, dans Shahidehpour et Wang (2003), d'intégrer ces barres dans le calcul de la matrice de sensibilité en considérant leur tension comme variable. Néanmoins, cette approche semble exclure la barre d'équilibre des mesures. Dans Blumsack *et al.* (2009), l'auteur utilise une DE correspondant à l'absolue de la matrice d'impédance du réseau. Cette mesure représente la relation entre les variations de tension et de courant sur le réseau. L'avantage d'utiliser la matrice d'impédance est qu'elle peut être modifiée rapidement en cas de changement de topologie sur le réseau Liu *et al.* (2000). Cependant, cette matrice est peu précise car elle ne considère ni les transits de puissance, ni les tensions d'opération sur le réseau.

Dans Liu *et al.* (2011), une analyse de ces différentes mesures de DE est effectuée dans le but d'obtenir une représentation physique de cette distance électrique. L'objectif de cette analyse déviant de la recherche d'une DE représentant le couplage en tension entre les barres, l'article de Gravel Savard *et al.* (2013) développe l'approche par l'entropie conditionnelle et la compare aux deux précédentes. L'objectif principal de cet article est d'obtenir une mesure de DE précise, pour l'implantation d'un RST, et pouvant être calculée sur différentes topologies de réseau. L'approche proposée est d'appliquer l'entropie conditionnelle à des données de simulation afin d'obtenir une mesure de DE. Cet article démontre l'intérêt de l'utilisation de cette méthode,

par rapport aux mesures de Lagonotte (1987) et de Blumsack *et al.* (2009), pour l'implantation d'un RST.

#### 1.4 Division de réseau en zone de régulation de tension (ZRT)

Le réglage de la tension étant un enjeu régional, il est donc possible de diviser virtuellement le réseau électrique en zones de régulation de tension (ZRT). Le but de cet exercice est de simplifier le problème de contrôle de la tension sur l'ensemble du réseau en l'effectuant sur de plus petites régions possédant peu d'interactions entre elles.

Sachant que la DE mesure le couplage en tension entre les barres, il est possible de l'utiliser pour diviser le réseau en ZRT. Dans Lagonotte (1987), l'auteur propose d'utiliser la classification ascendante hiérarchique et une nuée dynamique (K-means) pour regrouper les barres électriquement proches. Ces méthodes possèdent l'avantage d'être relativement simples et rapides d'exécution, par contre l'auteur constate que plus les regroupements progressent, plus l'on observe un manque de cohérence dans les regroupements. Malgré tout, la classification ascendante hiérarchique demeure intéressante pour sa simplicité. Elle fut notamment utilisée pour la division de réseau dans plusieurs documents récents, tels que dans Shahidehpour et Wang (2003), Zhong *et al.* (2004) et Erbasu *et al.* (2005). Dans Nobile et Bose (2002), l'auteur utilise une approche similaire, mais effectue les regroupements en considérant seulement la DE des barres de génération. Ces méthodes de division furent comparées avec une nouvelle méthode, dans Blumsack *et al.* (2009), en se basant sur 4 indices qualifiant les divisions. Leur évaluation est faite sur la base des interactions entre les zones, du nombre de zone de la division, de la différence de grandeur entre les zones et de la cohérence physique des divisions. L'analyse démontre un fort intérêt en la nouvelle méthode de division qui effectue une optimisation de ces indices qualificatifs à l'aide d'un algorithme génétique. Cependant, comme il fut mentionné précédemment, la DE utilisée, mesurée à partir de la matrice d'impédance, n'est pas précise pour bien représenter le couplage en tension entre les barres.

La méthode utilisée par Corsi *et al.* (2004) est similaire à la précédente, car elle regroupe les barres possédant une interaction élevée avec une barre spécifique. La différence provient du fait

que les auteurs sélectionnent la barre avec une puissance de court-circuit élevée, qui servira de pilote, puis regroupent les barres possédant un coefficient de sensibilité élevé avec celle-ci. La combinaison de la sélection de la barre pilote avec la méthode de division est un aspect fort intéressant, par contre cette méthodologie demande une analyse approfondie pour s'assurer que la sensibilité entre les pilotes soit suffisamment faible, ainsi que la validité de la division. Le choix des nœuds pilotes sera discuté plus en détail dans la section 1.5.

Dans Nizam (2010), l'auteur effectue une classification par réseau de neurone KOHONEN à partir des variations d'amplitude et d'angle des tensions et des transits de puissance active et réactive mesurés sur le réseau suite à des perturbations. Les résultats obtenus n'étant pas physiquement cohérents, Mezquita *et al.* (2011) reprennent une méthode de classification similaire, mais par logique floue, et l'appliquent aux variations d'angles de la tension, ce qui leur a permis d'obtenir des divisions cohérentes. Cependant, l'utilisation des variations d'angles plutôt que du module de tension peut être critiquée, car, considérant que les lignes des réseaux électriques sont majoritairement inductives, l'angle de tension est davantage influencé par les variations de puissance active, tandis que les variations de puissance réactive affectent davantage le module de tension (Kundur *et al.* (1994) - section 6.3). Malgré un lien réel entre ces deux variables, le réglage du module de tension dans les contrôleurs RST est effectué en variant la puissance réactive des unités de compensation sur les réseaux. Il est donc possible que cette relation soit moins bien représentée par la variation d'angle des tensions. Néanmoins, les résultats semblent cohérents et la division est rapide suite à l'acquisition des données de simulation.

### **1.5 Sélection des nœuds pilotes**

Lors de l'implantation d'un RST, des barres sont sélectionnées comme étant les références de la tension dans la zone. Ces nœuds pilotes doivent être sélectionnés selon leur capacité à bien représenter le profil de tension de la zone. Pour sélectionner ces barres de référence à partir d'une mesure de DE, Lagonotte *et al.* (1989) proposent d'utiliser la barre étant au barycentre électrique de chacune des zones. En effet, si la mesure de DE représente bien le couplage en tension entre les barres, la barre au centre électrique sera donc la plus susceptible d'être influencée par toutes variations de tension sur cette zone. Cette méthode de sélection fut également

reprise dans Shahidehpour et Wang (2003) et Erbasu *et al.* (2005) pour l'implantation d'un RST, démontrant son bon fonctionnement.

Une autre méthode simple, utilisée dans Corsi *et al.* (2004), consiste à sélectionner la barre possédant la plus grande puissance de court-circuit comme pilote. L'idée derrière cette approche vient du fait que cette barre est dominante par rapport aux autres et qu'elle peut ainsi imposer sa tension aux barres environnantes. L'idée de combiner la sélection de pilotes avec la division de réseau est intéressante, cependant il est possible que l'objectif de sélection ne soit pas toujours compatible avec celui de minimiser les interactions entre les zones. De plus, les nœuds pilotes sélectionnés sont plus robustes, ils sont donc moins sensibles aux fluctuations de tension sur la zone. Cette caractéristique est donc différente de l'objectif de sélection défini précédemment.

Ces deux méthodes permettent de sélectionner un seul nœud pilote par zone, par contre l'utilisation de plusieurs nœuds pilotes améliorerait leur sensibilité aux fluctuations de tension sur l'ensemble de la zone. Ainsi, il serait parfois avantageux d'obtenir plus d'un pilote par zone, malgré l'augmentation de la complexité du RST qui en découle.

Certaines méthodes, plus complexes, visent à sélectionner les nœuds pilotes selon deux critères de sélection. Le premier correspond à la capacité des nœuds pilotes à bien représenter le profil de tension de la zone. Le second évalue leur facilité à être contrôlés par les unités de compensation présentes dans la zone (Thorp *et al.* (1986)). Cette méthode de sélection des pilotes inspira par la suite plusieurs chercheurs, tels que Stankovic *et al.* (1991), Conejo *et al.* (1994), Sancha *et al.* (1996) et Richardot *et al.* (2009), qui tentèrent d'améliorer la fonction objectif et de trouver un meilleur algorithme d'optimisation. Cette approche est intéressante car elle permet d'obtenir plusieurs nœuds pilotes dans chaque zone et parce qu'elle considère un second critère de sélection.

Dans Lerm (2006), l'auteur utilise la théorie de la bifurcation de Hopf pour sélectionner les nœuds pilotes en vue d'implanter un RST basé sur la même théorie. L'approche proposée est de considérer une à la fois les barres de charge comme étant le pilote, puis, pour une perturbation donnée, un nouveau point d'équilibre est calculé par la bifurcation en considérant une à la fois

les barres de génération comme étant le contrôleur. Par la suite, le nœud pilote permettant de minimiser la variation de tension sur les barres de charge est celui sélectionné. Cette méthode de sélection semble pertinente lorsque le contrôle est effectué en se basant sur la théorie de la bifurcation. Par contre, elle est difficilement applicable à de grands réseaux électriques, car le nombre de barres est très élevé ce qui augmente considérablement le nombre de possibilités. De plus, l'approche semble limiter le choix du contrôleur, car les nœuds pilotes dépendent directement de la barre de génération associée pour leur contrôle.

Les méthodes développées à partir d'une mesure de DE ne permettent pas de sélectionner plusieurs nœuds pilotes et de considérer leur capacité à être contrôlés par les unités de compensation existant sur le réseau. Considérant que la division du réseau est souvent effectuée à l'aide de la DE, il serait intéressant de proposer une méthode utilisant cette mesure et possédant les mêmes avantages que les autres approches.

## 1.6 Réglage secondaire de la tension

Le réglage secondaire de la tension (RST) fonctionne habituellement de manière à contrôler la tension sur un seul nœud pilote à l'aide des génératrices de la zone. Le réglage est effectué en modifiant la tension de référence des unités de contrôle primaire qui ajuste la production de réactif des génératrices. Le réglage est fait à l'intérieur de chaque zone en utilisant des boucles de contrôle, tel qu'il fut détaillé dans Martins *et al.* (2001). Pour décrire son fonctionnement général, une consigne de tension pour les nœuds pilotes est fournie par le réglage tertiaire. Par la suite, l'erreur de tension est injectée dans un contrôleur PI qui envoie une commande de tension aux unités de contrôle primaire des génératrices. Ces unités modifient leur production de réactif, proportionnellement à leur réserve, dans le but de stabiliser la tension du réseau. Ce type de contrôle fut implanté sur plusieurs réseaux européens démontrant une amélioration de la stabilité de tension (Sancha *et al.* (1996); Corsi *et al.* (2004); Lefebvre *et al.* (2000)).

Dans Lerm (2002), l'auteur propose d'intégrer le même contrôle, mais en obtenant la tension de référence du pilote à l'aide du théorème de la bifurcation de Hopf. En effet, ce théorème permet de détecter les points d'opérations critiques du réseau (voir figure 1.3), ce qui amène le

contrôleur à ajuster, au besoin, la tension de référence du pilote pour éloigner le réseau de sa limite de stabilité. Cette approche est très intéressante, car elle permet au réglage secondaire de modifier la tension de référence des pilotes, afin d'éviter une instabilité de tension. Malheureusement, l'auteur ne discute pas de l'intégration de ce système de détection d'instabilité avec un niveau de réglage tertiaire qui tenterait de minimiser les pertes dans le réseau. En effet, un protocole de priorité devrait être instauré pour éviter tout conflit entre les deux niveaux de réglage de la tension.

Ce contrôle de RST a cependant démontré certaines lacunes sur le réseau français, ce qui amena EDF à développer un contrôleur plus sophistiqué. Ce nouveau système, appelé le réglage secondaire coordonné de tension (RSCT), minimise une fonction objectif à plusieurs variables dans le but de trouver un point de contrôle optimal. Selon les résultats présentés dans Lefebvre *et al.* (2000), il permet d'obtenir plus de stabilité de tension et une meilleure gestion de la puissance réactive dans la région où il fut mis à l'essai. Ce contrôle fut repris dans Ye *et al.* (2006) en ajoutant une prédiction de la charge et des transits de puissance entre les zones pour améliorer l'efficacité du contrôle. Dans Richardot *et al.* (2009), le même algorithme de contrôle fut utilisé pour réguler la tension sur le réseau de distribution par les unités de production décentralisées. L'auteur ajouta également une pondération simplifiée des objectifs de contrôle. Ces documents démontrèrent un intérêt certain dans ce type de contrôleur, par contre ce modèle ne permet pas d'effectuer le contrôle à l'aide des impédances shunts. En effet, sur les réseaux électriques, le réglage secondaire de la tension est habituellement effectué par ces éléments de compensation discrets, car ils sont relativement peu dispendieux. Par conséquent, il serait pertinent de les ajouter à l'algorithme de contrôle.

## **1.7 Définition des objectifs du projet**

Cette revue de la littérature a permis d'orienter les travaux effectués dans ce mémoire. L'objectif principal du projet est l'implantation d'un système de RST sur le réseau de transport d'Hydro-Québec en permettant l'utilisation des éléments de compensation shunts. Pour atteindre ce but, les travaux sont séparés en 4 sections distinctes.

La première partie se concentre sur la division de réseau en ZRT. La méthode de division par optimisation d'indices qualitatifs, amenée par Blumsack *et al.* (2009), est utilisée à l'aide d'une mesure de DE obtenue par l'entropie conditionnelle. Cette approche semble prometteuse, considérant que cette mesure de DE est plus précise que les autres et que la méthode de division par optimisation procure de meilleurs indices de satisfaction ainsi que des résultats physiquement cohérents. Par la suite, une distance électrique entre les zones permet d'analyser les interactions entre celles-ci.

La seconde partie traite de la sélection des nœuds pilotes pour le contrôle. Deux méthodes sont mises de l'avant s'inspirant de la sélection par le barycentre électrique. La première méthode utilise une classification K-medoids (PAM) pour sélectionner plusieurs nœuds pilotes représentant bien le profil de tension d'une même zone. La seconde, la classification PAM avec pondération des barres (CWN-PAM), utilise une variante de cette classification en y ajoutant des facteurs de pondération permettant ainsi de favoriser la proximité des pilotes aux unités de compensation.

La troisième partie s'intéresse au RSCT développé par EDF en y intégrant les éléments de compensation shunt. En effet, cet algorithme de contrôle s'est montré plus prometteur que les autres en permettant une action coordonnée des unités de compensation dans la zone. De plus, l'ajout des éléments de compensation shunt au contrôle contribue à l'utilisation de l'ensemble de la puissance réactive disponible sur le réseau.

Ces trois parties sont mises à l'essai sur les réseaux IEEE 39 barres et IEEE 118 barres, afin de valider la méthodologie développée. Finalement, cette méthode globale de réglage secondaire de la tension est appliquée sur le réseau d'Hydro-Québec pour visualiser les effets bénéfiques de cette approche sur un réseau réel.



## CHAPITRE 2

### DIVISION EN ZONES DE RÉGULATION DE TENSION

#### 2.1 Introduction

Dans ce chapitre, une méthodologie de division de réseau en zones de régulation de tension (ZRT) sera présentée. La méthode proposée utilise une mesure de distance électrique (DE) entre les barres du réseau. Cette DE sera basée sur une analyse des variations de tension par entropie conditionnelle. À l'aide de cette mesure, la division sera effectuée par optimisation d'une fonction objectif, telle que proposée dans Blumsack *et al.* (2009). Cette méthode cherche à minimiser les interactions entre les ZRT en se basant sur la DE. Suite à la division, une mesure de DE entre les zones sera introduite pour favoriser l'analyse de leurs interactions. Finalement, la méthode sera mise à l'essai sur le réseau IEEE 39 barres et IEEE 118 barres.

#### 2.2 Mesure de distance électrique

La notion de distance électrique (DE) vient naturellement dans l'étude des interactions entre les barres d'un réseau. Sachant que la distance physique des barres ne représente pas nécessairement leurs couplages en tension, le terme « distance électrique » est donc utilisé par les ingénieurs et chercheurs du milieu de l'énergie électrique. Considérant qu'aucune approche universelle n'existe, plusieurs méthodes permettent d'obtenir une mesure. L'article de Gravel Savard *et al.* (2013) compare trois de ces approches et démontre l'intérêt de l'utilisation de l'entropie conditionnelle pour ce type d'application.

##### 2.2.1 Entropie conditionnelle

Cette approche mesure une DE à partir des signaux de tension sur le réseau. Ces signaux de tension peuvent être obtenus à partir de simulation ou de mesure provenant du réseau réel. La seule limitation sur les données est que leur intervalle d'étude doit être riche en information, donc être échantillonnée au cours d'une fluctuation de tension.

L'utilisation de la théorie de l'information correspond, pour notre cas, à quantifier la variation de tension non transmise d'une barre « i » à une barre « j ». Par conséquent, plus une variation de tension entre deux barres sera atténuée, plus la DE sera grande entre elles.

L'entropie conditionnelle fut utilisée, dans un premier temps, par Shannon (1948) pour étudier la transmission de données numériques. Dans le but d'utiliser cette approche, les variations de tension doivent donc être discrétisées comme suit :

$$\begin{aligned} (\Delta V_d)_k &= [(V)_k, (V)_{k+1}] \quad k \in [1 : n - 1] \\ (\Delta V_d)_N &= [(V)_N, (V)_{N+1}] \end{aligned} \quad (2.1)$$

où  $\Delta V_d$  correspond aux intervalles de tension discrétisées,  $(V)_k$  à la tension de la limite inférieure du  $k^{i\text{ème}}$  intervalle et  $N$  est le nombre total d'échantillons.

Puisque les intervalles de tension sont les mêmes pour tous les signaux de tension, il est possible de définir les ensembles d'intervalles suivant pour les signaux i et j :

$$\begin{aligned} I_i &= [1, \dots, a, \dots, C_i] \\ I_j &= [1, \dots, b, \dots, C_j] \end{aligned} \quad (2.2)$$

où  $C_i$  et  $C_j$  sont des nombres entiers correspondant aux nombres d'intervalles sur lesquels varient les signaux.

En définissant les probabilités suivantes :

$$p_{ij} = \frac{n_{ij}}{N} \quad , \quad p_i = \frac{n_i}{N} \quad , \quad p_j = \frac{n_j}{N} \quad (2.3)$$

où  $n_{ij}$  est le nombre d'occurrences des signaux « i » et « j » sur un intervalle donné.

Le calcul de l'entropie conditionnelle prend alors pour expression :

$$H_j(i) = - \sum_{a=1}^{C_i} \sum_{b=1}^{C_j} p_{ij}(a, b) \cdot \log \left( \frac{p_{ij}(a, b)}{p_j(b)} \right) \quad (2.4)$$

où  $p_{ij}(a, b)$  correspond à la probabilité des signaux « i » et « j » d'appartenir aux intervalles « a » et « b ».

Selon cette représentation, l'entropie conditionnelle  $H_j(i)$  représente la variation de tension moyenne non transmise de la barre « i » à la barre « j ». De plus, lorsqu'elle est mesurée sur des variations importantes de tension, l'entropie conditionnelle prend en considération le comportement non linéaire des réseaux. Cet avantage rend cette mesure plus intéressante pour le contrôle de la tension.

Afin d'obtenir une DE symétrique entre les barres, la mesure peut s'écrire comme étant la somme des entropies conditionnelles entre deux barres :

$$D_{ij} = D_{ji} = H_i(j) + H_j(i) \quad (2.5)$$

Cette mesure de DE reflète l'intervalle d'incertitude de la variation de tension entre deux barres. Conséquemment,  $D_{ij}$  correspond à l'intervalle d'incertitude que prendra la valeur de  $\Delta V_j$  pour une variation de tension  $\Delta V_i$  ou vice versa (Lagonotte (1987)).

Considérant que la probabilité mutuelle ( $p_{ij}$ ) contient beaucoup de valeurs nulles, l'utilisation d'un format de matrice creuse améliore la vitesse de traitement des données. Néanmoins, l'obtention de cette mesure nécessite la simulation de perturbation sur chaque barre du réseau, ce qui prend du temps. Ces perturbations sont utilisées pour évaluer l'influence d'une variation de tension sur une barre par rapport aux autres. En dépit du temps de simulation, cette mesure de DE demeure plus précise que les autres méthodes étudiées dans l'article de Gravel Savard *et al.* (2013), car elle traite l'information à plusieurs points d'opération du réseau et elle prend en considération les transits de puissance. La section 2.4.1 décrira en détail la méthodologie de simulation préconisée pour obtenir une mesure de DE précise.

### 2.3 Division en zones de réglage de tension

Comme mentionné précédemment, la division du réseau en zones de régulation de tension (ZRT) permet de simplifier le problème de contrôle de tension sur un réseau. Pour ce faire, ces

ZRT doivent posséder un minimum d'interaction entre elles. Dans Blumsack *et al.* (2009), 4 méthodes de division utilisant une mesure de DE furent comparées relevant les avantages de la division par optimisation. En effet, cette méthode a permis d'obtenir une division en ZRT physiquement cohérente et d'améliorer les indices de satisfaction. Toutefois, selon Gravel Savard *et al.* (2013), la mesure de DE utilisée, la matrice d'impédance, ne s'applique pas bien au RST. Dans le présent document, cette approche sera utilisée pour la division du réseau en ZRT en utilisant la DE définie précédemment. Par la suite, une DE entre les zones sera introduite pour permettre d'approfondir l'analyse des résultats.

### 2.3.1 Problème d'optimisation

Le modèle d'optimisation permettant d'obtenir une division du réseau peut être défini selon :

$$Z = [Zone_1, Zone_2, \dots, Zone_p] \quad (2.6)$$

où  $Zone_i$  regroupe les barres de la zone « i » et  $p$  est le nombre de zones de la division.

Le problème d'optimisation est :

$$\underset{Z}{Min} f = 1 - CTI \cdot CSI \cdot CCI \quad (2.7)$$

où :

$$CTI = 1 - \frac{\sum_{a=1}^N \sum_{b \in M_a} D_{ab}}{\sum_{a=1}^N \sum_{\substack{b=1 \\ a \neq b}}^N D_{ab}} \quad (2.8)$$

$$CCI = e^{-(\ln p - \ln p_*)^2 / (2 \cdot (w \ln N)^2)} \quad (2.9)$$

$$CSI = e^{-(\ln \bar{s} - \ln s_*)^2 / (2 \cdot (w \ln N)^2)} \quad (2.10)$$

Pour  $a \in Zone_i$  :

$$M_a = Zone_i \quad (2.11)$$

$$\bar{s} = \sum_{a=1}^n \frac{length(M_a)}{N} \quad (2.12)$$

La fonction objectif de la relation 2.7 est définie en fonction de trois indices : l'indice de proximité des zones (CTI), l'indice de quantité de zones (CCI) et l'indice de grandeur des zones (CSI). Ces indices sont les contraintes du problème d'optimisation et ils peuvent être pondérés au besoin.

Le CTI de la relation 2.8 favorise la proximité des barres d'une même zone par rapport à toutes les barres du réseau. Dans cette relation,  $N$  correspond au nombre total de barres du réseau,  $M_a$  correspond aux barres dans la même zone que la barre « a » et  $D_{ab}$  est la distance électrique entre les barres « a » et « b ». Par définition, si toutes les barres du réseau sont dans des zones distinctes, l'indice prendra la valeur « 1 », car la barre de la zone est parfaitement connectée avec elle-même. À l'inverse, si toutes les barres sont dans la même zone, l'indice sera égal à « 0 ». Le CTI peut être calculé à partir de la mesure de DE obtenue par l'entropie conditionnelle, tel que présenté dans la section 2.2.1

Dans la contrainte 2.9, le CCI permet de quantifier le nombre de zones obtenu par rapport à un nombre de zones souhaité. Une distribution normale est utilisée pour quantifier ce rapport. Dans la relation,  $p$  est le nombre de zones de la division,  $p_*$  est le nombre de zones désiré et  $w$  est le paramètre influençant la variance de la distribution relative aux « N » barres dans le réseau.

Le CSI de la relation 2.10 contribue à répartir de façon équivalente la quantité de barres du réseau entre les zones. Comme pour le CCI, il utilise une distribution normale pour évaluer cette répartition. Dans la relation,  $s_* = n/p$  est la valeur d'une séparation égale des barres entre les zones et  $w$ , comme pour le CCI, détermine la variance de la distribution relative aux « N » barres dans le réseau. L'expression  $s_*$  est définie différemment dans Blumsack *et al.*

(2009). Les deux expressions sont fonctionnelles, par contre la méthode présentée ici possède l'avantage de séparer complètement l'évaluation du CSI de celle du CCI.

### 2.3.2 Analyse des interactions entre les zones

Un premier indicateur permettant d'analyser les interactions entre les zones est le CTI, tel que défini en 2.8. Un deuxième indice possible est de mesurer une distance électrique entre les zones. En effet, l'utilisation de l'entropie conditionnelle, comme décrite dans la section 2.2.1, peut être étendue à l'analyse du couplage en tension entre les zones. La méthode proposée est d'analyser séparément chaque frontière de la division. La mesure est obtenue en comparant les variations de tension de part et d'autre d'une frontière lorsqu'un des côtés est perturbé. La somme des variations de tension de chaque côté de la frontière est calculée par :

$$\Delta V_{F_i} = \sum_{a \in F_i} \Delta V_a \quad (2.13)$$

où  $\Delta V_a$  est la variation de tension à la barre « a »,  $F_i$  correspond aux barres sur la frontière de la zone « i ».

Ensuite, la DE entre les zones est calculée selon la méthodologie présentée dans la section 2.2.1. En premier lieu, les variations de tension des frontières sont discrétisées selon l'équation 2.1 sur les ensembles d'intervalles représentés selon 2.2. Par la suite, les probabilités des variations de tension sont calculées pour chacune des frontières des ZRT par la relation 2.3. Ensuite, les entropies conjointes sont calculées avec 2.4 pour finalement obtenir une mesure de DE entre les zones tel que défini dans 2.5.

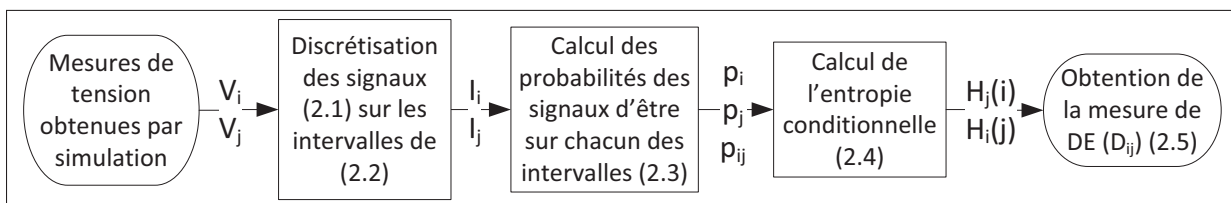


Figure 2.1 Étape de calcul d'une DE

Afin de faciliter l'interprétation de cette mesure, il est possible de calculer un coefficient de transmission des variations de tension entre les zones. Dans Lagonotte (1987) et Lagonotte *et al.* (1989), il fut démontré qu'en appliquant l'entropie conditionnelle à une variation de tension linéaire, la relation suivante était obtenue :

$$D_{ij} = -\log(\alpha_{ij} \cdot \alpha_{ji}) \quad (2.14)$$

De l'équation 2.14, en supposant  $\alpha_{ij} = \alpha_{ji}$ , on obtient :

$$\alpha_{ij} = 10^{-D_{ij}/2} \quad (2.15)$$

où  $\alpha_{ij}$  est le coefficient de transmission des variations de tension entre les zones « i » et « j » en pu et  $D_{ij}$  correspond à la distance électrique entre ces deux zones.

### 2.3.3 Algorithme d'optimisation

Le problème d'optimisation défini dans les relations 2.7 à 2.12 est résolu à l'aide d'un algorithme génétique. Pour appliquer l'algorithme à la division de réseau, les divisions sont représentées par un vecteur de valeur binaire définissant l'état des lignes dans le réseau. L'état d'une ligne est égale à « 1 », si elle connecte deux barres d'une même zone, autrement c'est zéro. Par conséquent, pour un vecteur possédant seulement des zéros, le nombre de zones serait égal au nombre de barres dans le réseau, et à l'inverse, pour un vecteur de valeurs unitaires, la zone engloberait la totalité du réseau.

La fonction d'algorithme génétique incluse dans la boîte à outils d'optimisation de Matlab (global optimization toolbox) fut utilisée pour minimiser 2.7. Les paramètres d'optimisation utilisés sont : une population de [200 à 800] individus, un taux de mutation moyennement élevé de 20% et une proportion de 30% de la progéniture générée par mutation. À chaque génération, les deux meilleurs individus, soit les « élites », furent conservés afin de préserver une certaine cohérence dans les résultats. La fonction de mutation est de type uniforme et l'identification des individus pour le croisement s'effectue en sélectionnant les meilleurs individus de

groupes aléatoires (Tournoi). L'algorithme génétique permet également de spécifier une division initiale, ce qui favorise la convergence des résultats. Cet aspect est particulièrement utile pour effectuer une division avec un nombre de zones fixé à l'avance ( $w_{CCI} = 0.01$ ).

## 2.4 Résultats et discussion

La méthodologie présentée dans les sections précédentes sera appliquée sur le réseau IEEE 39 barres en mesurant la DE par l'entropie conditionnelle à partir de données provenant de deux types de simulation. Par la suite, le réseau IEEE 118 barres sera divisé en utilisant un facteur de variance  $w_{CCI}$  de 0.01, puis de 0.25, afin de comparer le nombre de zones résultant. Les résultats obtenus seront analysés à l'aide des indices d'optimisation et de la mesure de DE entre les zones.

### 2.4.1 Réseau IEEE 39 barres

L'obtention d'une mesure de DE par l'entropie nécessite des mesures de tension sur le réseau lors de fluctuations. Dans le cadre de cette étude, ces données seront obtenues par simulation. Deux méthodes seront comparées, soit par écoulement de puissance et par étude de stabilité transitoire. Pour faciliter l'analyse des données de simulation par l'entropie conditionnelle, les variations de tension aux barres perturbées doivent être significatives et se produire lentement. Ces deux caractéristiques sont également attribuables aux perturbations associées au réglage secondaire de tension (RST). Les perturbations effectuées correspondent donc à l'ajout d'une quantité de charge réactive entraînant une variation de tension d'environ 5% sur la majorité des barres.

Suite à l'obtention des mesures de DE, l'application de la méthode de division décrite dans la section 2.3 permettra d'analyser les résultats. Les paramètres utilisés dans la fonction objectif sont les suivants :



Tableau 2.1 Paramètres des indices de satisfaction

Paramètre	CCI	CSI
Facteur de variance (w)	0.01	0.10
Nb. de barres (N)	118	118
Nb. zones désiré ( $p_*$ )	3	3

#### 2.4.1.1 DE mesurée à partir de simulations par écoulement de puissance

Pour le logiciel d'écoulement de puissance, l'augmentation de la charge réactive fut appliquée graduellement sur 20 itérations. Ces perturbations doivent être effectuées sur chaque barre du réseau pour que l'entropie conditionnelle de chacune des barres par rapport aux autres barres puisse être calculée.

En effectuant des perturbations de 500MVar sur toutes les barres de charges, il a été possible d'obtenir une matrice de distance électrique (29x29). Voici la division obtenue suite à une optimisation pour 3 ZRT :

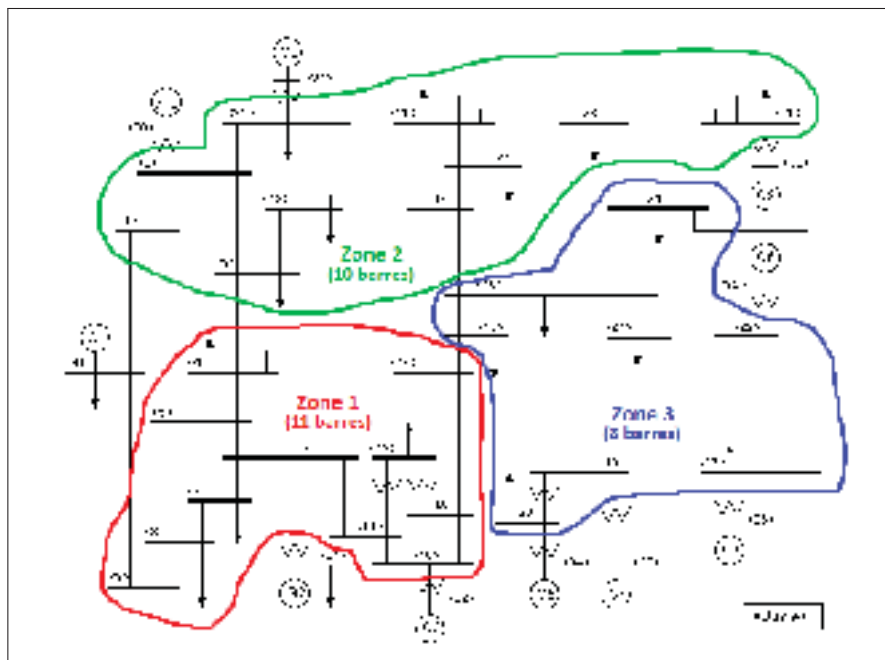


Figure 2.2 Division en 3 ZRT pour des simulations par écoulement de puissance

### 2.4.1.2 DE mesurée d'études de stabilité transitoire

Pour les simulations par étude de stabilité transitoire, des perturbations de 500MVAR s'échelonnant sur 100 cycles furent effectuées sur chacune des barres. La matrice de distance électrique obtenue inclut donc toutes les barres du réseau (Matrice 39x39). Voici la division du réseau par optimisation qui en résulte :

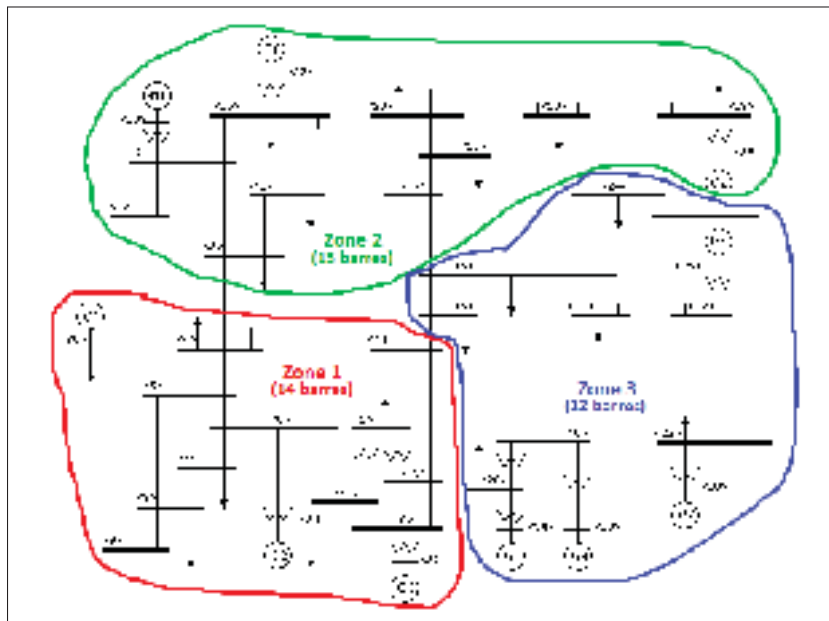


Figure 2.3 Division en 3 ZRT pour des simulations par analyse de stabilité transitoire

Les figures 2.2 et 2.3 démontrent que la division des barres de charges est identique pour les deux méthodes de simulation. Afin d'approfondir la comparaison, les indices de proximité des zones (CTI) furent calculés pour les deux mesures de DE sur la division de la figure 2.2. Voici les résultats obtenus :

Tableau 2.2 Comparaison du CTI pour les 2 méthodes de simulation

Programme de simulation	CTI
Écoulement de puissance	0.8365
Stabilité transitoire	0.8439

Les indices obtenus étant semblables, on en déduit que les matrices de DE doivent l'être également. L'indice obtenu pour l'écoulement de puissance est plus faible en raison du fait que les barres PQ situées près des barres PV varient moins en tension, en comparaison avec l'étude de stabilité transitoire où leur éloignement électrique est plus élevé.

L'avantage d'utiliser un logiciel d'étude de stabilité transitoire réside en sa capacité à analyser l'effet des perturbations sur les barres PV. Cet aspect rend l'utilisation de la théorie de l'information fort intéressante pour obtenir une mesure de distance électrique. Ainsi donc les prochains résultats utilisant une DE seront basés sur des simulations faites par étude de stabilité transitoire.

À partir de cette division, il fut possible de mesurer les interactions entre chacune des zones à l'aide de la méthode proposée à la section 2.3.2. La DE entre les zones fut calculée pour une augmentation de la charge de 5 pu répartie entre les barres situées sur chacune des frontières. Comme par exemple, pour évaluer les interactions entre la zone 1 et 2 de la figure 2.3, une augmentation de la puissance réactive de 2.5 pu fut appliquée sur les barres 4 et 39. L'effet de cette perturbation est ensuite évalué sur les barres 1 et 3 par l'entropie conditionnelle. Les mesures de DE et les coefficients de transmission ainsi obtenues sont regroupées dans le tableau suivant :

Tableau 2.3 Évaluation des DE entre les zones pour le réseau IEEE 39 barres

Zones mesurées	DE	$\alpha(\%)$
1 $\leftrightarrow$ 2	0.9807	32.33
1 $\leftrightarrow$ 3	0.6395	47.89
2 $\leftrightarrow$ 3	1.5997	15.85

Les résultats obtenus démontrent que les interactions avec la zone 1 sont moyennement élevées. Par contre, en considérant que les interactions mesurées sur les frontières de la zone sont plus fortes qu'entre les pilotes, leurs impacts réels sur le comportement du contrôleur sera donc

moindre. Il sera important d'évaluer les conséquences de ces interactions lorsque le contrôleur sera implanté sur le réseau.

## **2.4.2 Réseau IEEE 118 barres**

Le réseau IEEE 118 barres est fortement différent du réseau précédent, par le fait que les barres PV ne sont pas localisées uniquement aux limites extérieures du réseau. Cet aspect rend la division en ZRT impossible à partir d'une DE obtenue de simulation par écoulement de puissance, car certaines sections du réseau seraient isolées.

Lors de l'étude de stabilité transitoire, les barres PV ne produisant aucune puissance active n'ont pas été modélisées comme des barres de génération. De sorte que durant la simulation, ces barres se comportaient comme des barres de charges, soit sans régulateur de tension (barres représentées en lignée sur les figures). Le nombre de barres avec un stabilisateur de tension fut par le fait même diminué à 19. Cet aspect de la simulation n'affecte pas la validité des résultats en soi, mais modifie le comportement du réseau. Les 35 barres ne produisant pas de puissance active furent considérées comme possédant des unités de compensation passive, car ils se retrouvent plus fréquemment sur les réseaux que les compensateurs synchrones ou statiques. Étant donné que ces unités de compensation effectuent habituellement leur contrôle de tension au niveau secondaire, il est préférable de les considérer comme des barres de charge pour la division.

### **2.4.2.1 Division en 3 zones de régulation de tension**

Des perturbations de 100 MVar réparties sur 100 cycles ont été effectuées sur chaque barre du réseau. Puis, chacune des perturbations fut analysée pour obtenir une matrice de distance électrique (118x118).

En utilisant les paramètres du Tableau 2.1 pour effectuer la division, 3 ZRT sont obtenues :

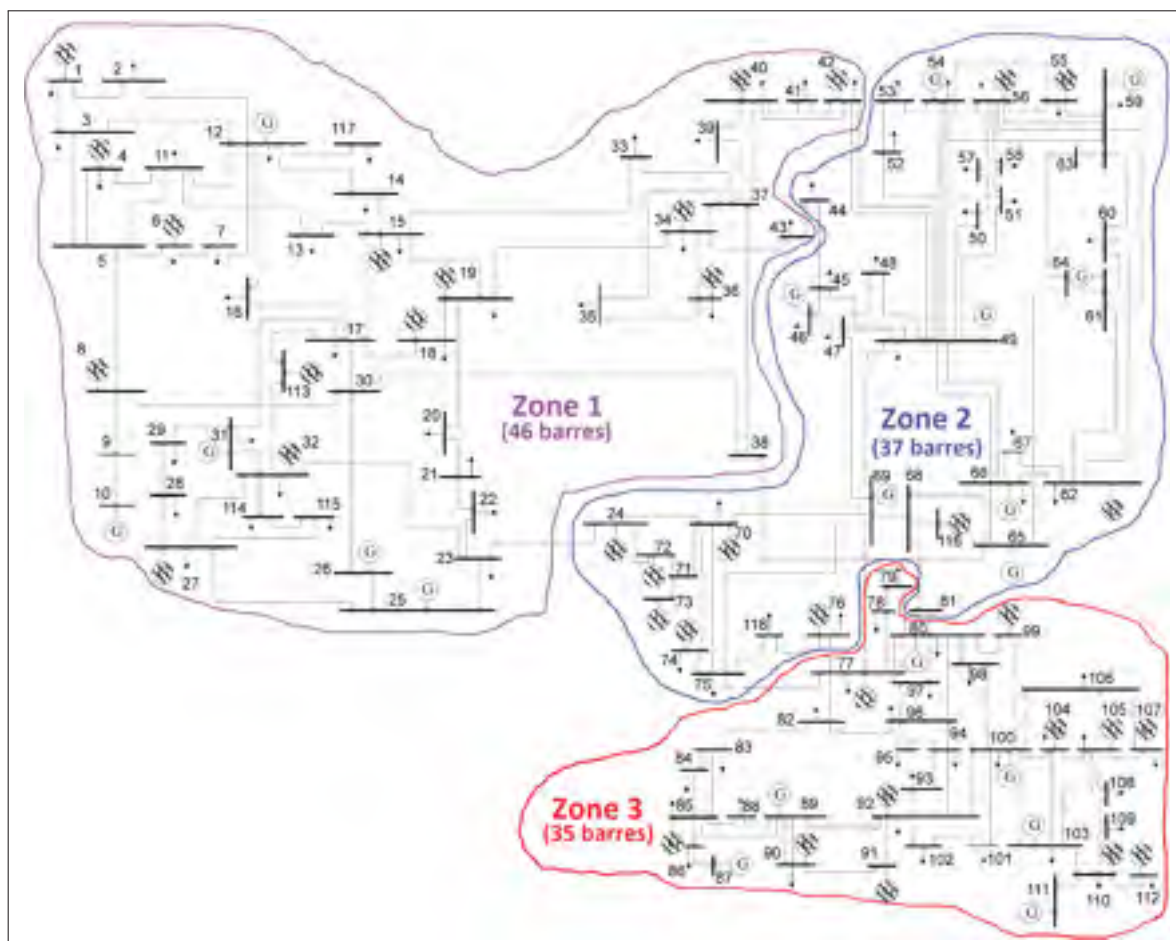


Figure 2.4 Division en 3 zones du réseau 118 barres

Cette division en 3 ZRT (Figure 2.4) s'apparente fortement aux divisions de Mezquita *et al.* (2011) et Yang *et al.* (2005). Dans le premier article, la seule différence est dans la position des barres 24 et 72 qui sont dans la zone 1 plutôt que dans la zone 2. Dans le second, la division de 6 zones est très similaire, à l'exception que la zone 2 se retrouve séparée en 4 zones. Le rapprochement des résultats est intéressant, car les articles utilisent, pour leur division, des mesures et des méthodes différentes. Dans Mezquita *et al.* (2011), une classification par logique floue des variations d'angles de tension lors de perturbations est employée. Tandis que dans Yang *et al.* (2005), une classification hiérarchique est faite d'une représentation en

2 dimensions de la sensibilité des barres du réseau par rapport aux lignes 64-65 et 69-77. Ces similarités entre les résultats démontrent qu'il existe un découplage en tension entre les 3 ZRT.

#### 2.4.2.2 Division en 4 zones de régulation de tension

Il est possible de donner plus de flexibilité à la contrainte de quantité de zones 2.9 en fixant le « w » du CCI à 0.25. La division change alors pour une de 4 ZRT :

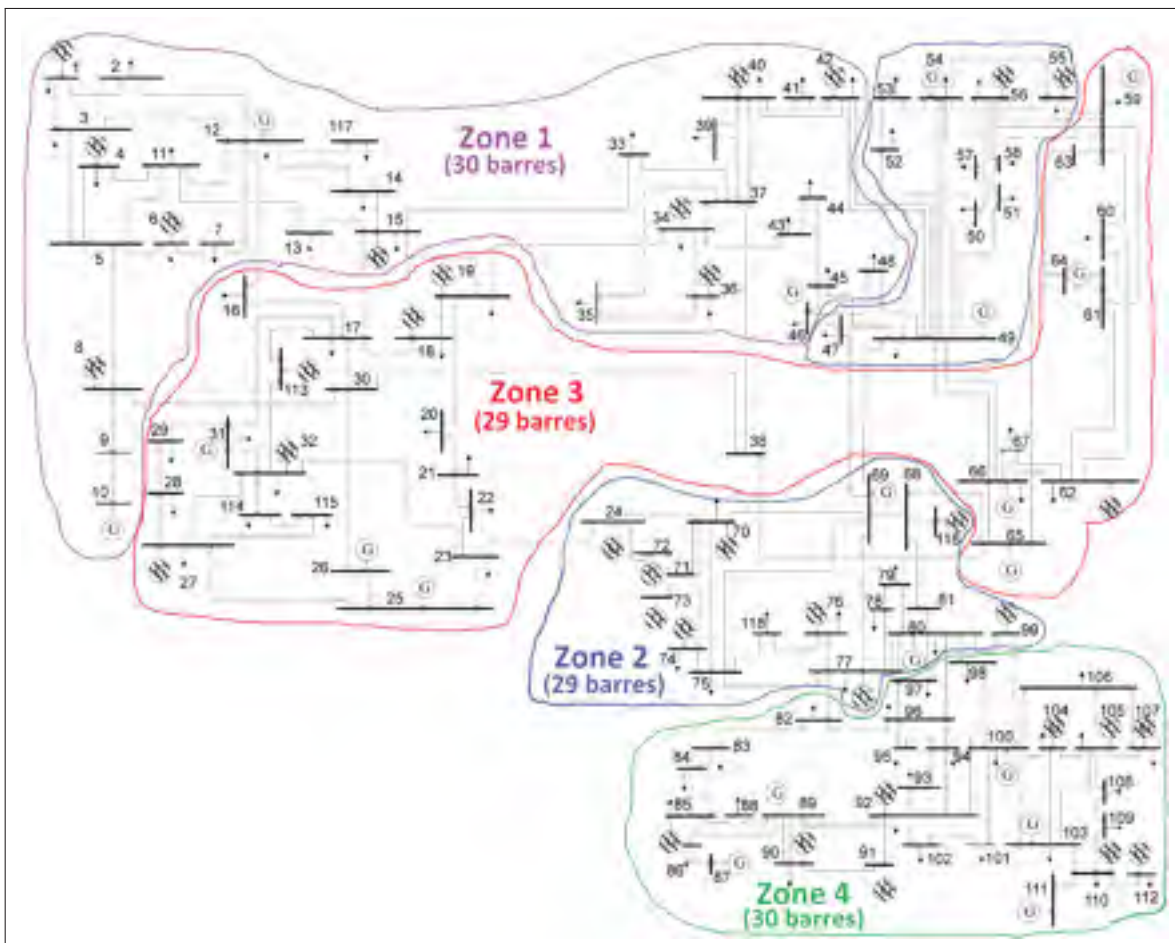


Figure 2.5 Division en 4 zones du réseau 118 barres

Pour comparer les divisions des figures 2.4 et 2.5, les indices de satisfaction de la fonction objectif sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 2.4 Évaluation des indices de satisfaction pour les deux divisions

Division	Indice de satisfaction			
	CTI	CCI ( $w=0.25$ )	CSI( $w=0.1$ )	$f$
3 zones	0.7350	1.0	0.9995	0.2653
4 zones	0.8073	0.9713	1.0	0.2158

Les indices de proximité des zones (CTI) du tableau 2.4 présentent la division en 4 zones comme étant la plus avantageuse. En fait, l'amélioration du CTI est telle que la pénalité appliquée par le CCI ne rejette pas cette division. En se basant seulement sur le CTI, la division en 4 ZRT possède moins d'interactions entre ses zones que la division en 3 ZRT. Pour approfondir l'analyse, la DE et les coefficients de transmission entre les zones furent mesurées telles que présentées dans la section 2.3.2. Pour obtenir les données nécessaires au calcul de l'entropie, des perturbations sont faites sur chacune des frontières entre les zones. Les perturbations effectuées correspondent à une augmentation de puissance réactive de 1 pu répartie entre les barres de chaque frontière. Par exemple, selon la division de la Figure 2.4, pour connaître la distance électrique de la zone 1 vers la zone 2, une augmentation de puissance réactive de 0.25 pu fut appliquée sur les barres 23, 38, 42 et 43. Puis, l'effet de cette perturbation est évalué sur les barres 24, 65, 44 et 49 par l'entropie conditionnelle.

Tableau 2.5 Évaluation des DE entre les zones pour les deux divisions du réseau IEEE 118 barres

Zones mesurées	3 zones		4 zones	
	DE	$\alpha(\%)$	DE	$\alpha(\%)$
1 $\leftrightarrow$ 2	0.9313	34.23	1.9451	10.65
1 $\leftrightarrow$ 3	—	—	0.3003	70.77
2 $\leftrightarrow$ 3	1.0447	30.04	0.8572	37.27
2 $\leftrightarrow$ 4	—	—	1.7211	13.79

Dans le tableau 2.5, il est possible de remarquer que l'interaction maximale entre les zones est inférieure pour la division en 3 zones. D'autre part, les interactions de la division en 4

zones ne sont pas si importantes. Par contre, l'interaction entre la zone 1 et la zone 3 étant la plus forte, elle constitue celle qui pourrait outrepasser les capacités d'un potentiel contrôleur secondaire de tension. L'avantage d'utiliser une quantité plus élevée de ZRT réside dans la simplification du procédé de contrôle. De sorte que si le contrôleur potentiel peut tolérer des couplages en tension de 70% entre deux zones, la division en 4 ZRT serait la plus appropriée. Pour les futures étapes d'implantation du RSCT sur le réseau IEEE 118 barres, la division en 3 zones sera utilisée. Étant donné que l'algorithme de contrôle, qui sera présenté, ne considérera pas les interactions entre les zones, la division en 4 zones constitue donc un risque potentiel de diminuer l'efficacité du contrôleur.

## **2.5 Analyse et conclusion**

Considérant le fait que la régulation de tension sur certains réseaux complexes ne peut se faire sans réduire le problème à plus petite échelle, la division du réseau en zones de régulation de tension est nécessaire. Les résultats obtenus pour les réseaux IEEE 39 nœuds et IEEE 118 nœuds démontrent la fonctionnalité et l'intérêt de l'approche. En premier lieu, la mesure de distance électrique par l'entropie conditionnelle appliquée sur des données obtenues par étude de stabilité transitoire semble appropriée pour cette application. Notamment, parce qu'elle combine une bonne précision des mesures avec une capacité d'adaptation à différentes topologies de réseau. En second lieu, l'utilisation d'une mesure de distance électrique entre les zones permet d'approfondir l'analyse des résultats. Si bien qu'il est possible d'estimer le nombre de zones nécessaire en fonction du contrôleur qui sera implanté. Pour conclure, la quantité de zones à sélectionner dépend principalement du contrôleur implanté, et la mesure de DE entre les zones permet de faire un choix éclairé.

Dans ce document, la méthode de RSCT utilisée ne considère pas les interactions entre les zones. Par conséquent, la division possédant moins d'interaction sera utilisée pour le réseau IEEE 118 barres (Figure 2.4). Cependant, ce choix risque d'augmenter la complexité du problème de contrôle, car les ZRT sont plus grandes.



## 2.6 Interface graphique pour la division de réseau

Afin de faciliter l'utilisation de la méthodologie de division proposée dans ce mémoire, une interface graphique fut développée sous Matlab permettant d'effectuer la division de réseau et la sélection des nœuds pilotes. Cette interface possède l'avantage d'être facile d'utilisation et permet de comparer plusieurs divisions selon différents critères de division. La fenêtre principale permettant d'effectuer la division de réseau est la suivante :

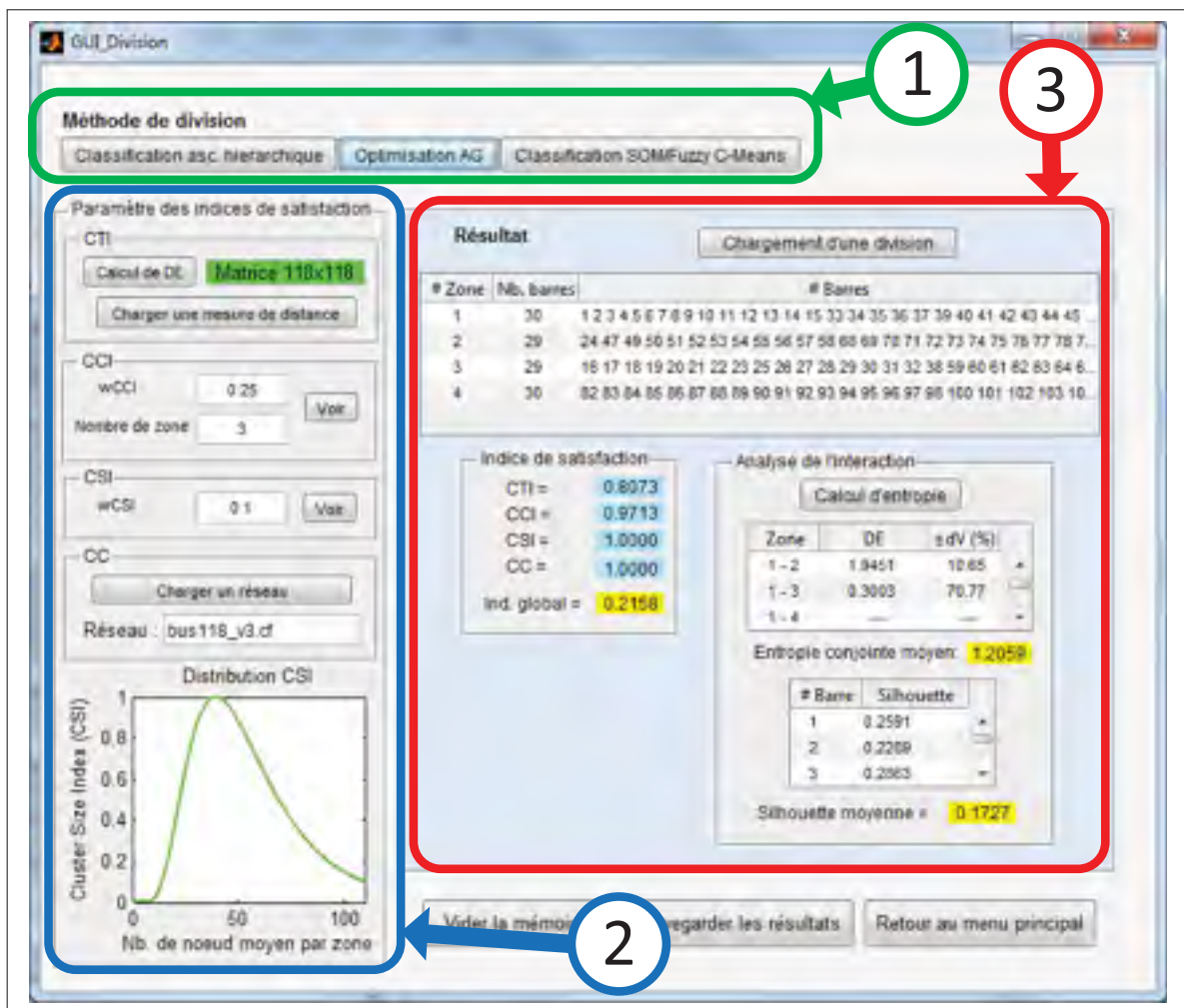


Figure 2.6 Fenêtre principale de la division de réseau

La fenêtre présentée à la figure 2.6 est divisée en 3 sections : la sélection d'une méthode de division (1), les paramètres permettant d'évaluer une division (2) et les résultats de la division

(3). Il est possible de remarquer que les résultats présentés sur la figure 2.6 correspondent à ceux présentés à la section 2.4.2.2 pour une division du réseau IEEE 118 barres en 4 zones. La méthode de division développée dans le présent chapitre peut être utilisée à l'aide du bouton « Optimisation AG ». Cette action ouvre une nouvelle fenêtre permettant de spécifier certains paramètres nécessaires à l'optimisation de la division par un algorithme génétique.

Voici la fenêtre en question, ainsi qu'un exemple d'optimisation :

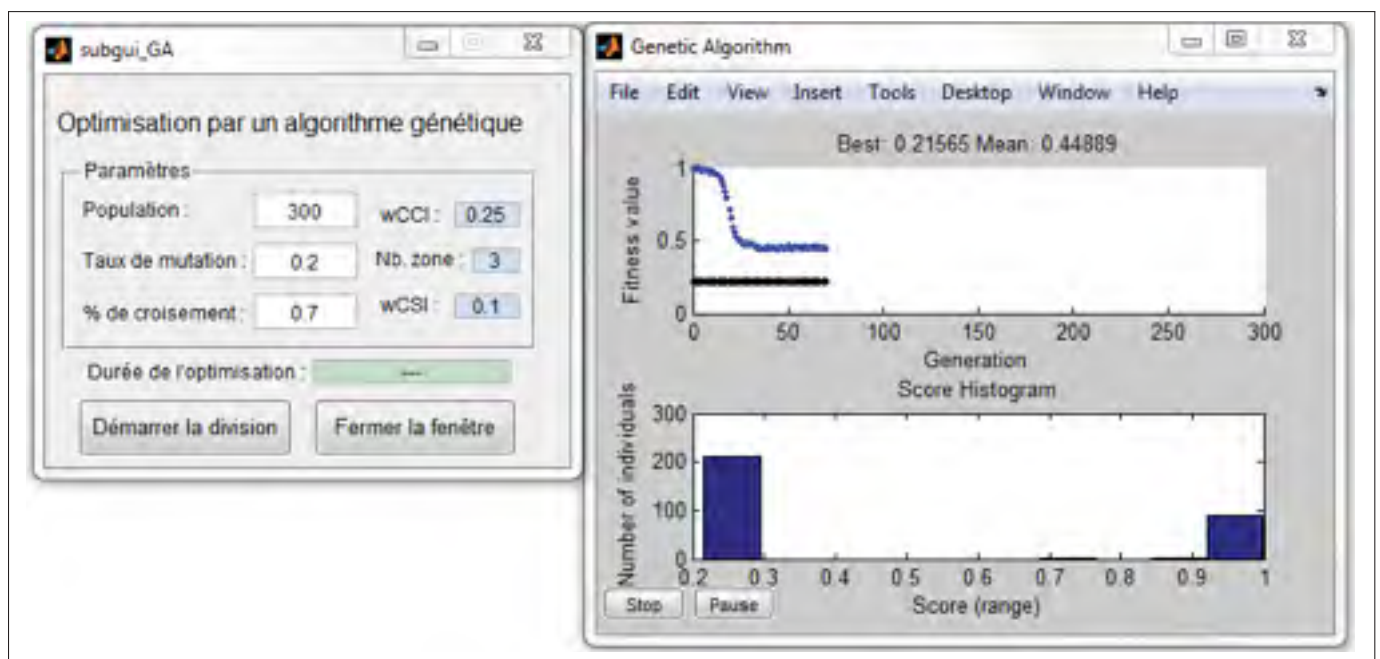


Figure 2.7 Interface pour une division par optimisation avec un AG

L'interface de la figure 2.7 permet à l'utilisateur d'effectuer la division du réseau par optimisation des indices telle que présentés à la section 2.3. La fenêtre à droite, sur la figure, est un exemple de résultat affiché pendant l'optimisation. Suite à la division, les résultats sont affichés automatiquement sur la fenêtre principale (figure 2.6). Cette interface utilisateur fut développée dans l'objectif de faciliter l'utilisation des approches présentées par le groupe de recherche sur le RST du GRÉPCI à l'École de technologie supérieure.

## CHAPITRE 3

### SÉLECTION DES NŒUDS PILOTES

#### 3.1 Introduction

Pour la sélection des nœuds pilotes, la revue de la littérature a permis de relever deux principaux critères régissant le choix des pilotes. Le premier critère, qui est le plus important, est la capacité des nœuds pilotes à bien représenter le profil de tension d'une zone. Le second critère est de considérer leur capacité à être contrôlés en tension par les unités de compensation de la zone. Ces critères sont traités dans la littérature comme étant respectivement l'observabilité et la contrôlabilité des pilotes. Considérant ces critères, une approche de sélection des nœuds pilotes sera proposée utilisant une mesure de distance électrique (DE).

#### 3.2 Descriptions des méthodes

Suite à la division du réseau à l'aide de la DE, il serait avantageux de sélectionner les nœuds pilotes à partir de cette mesure et selon les critères de sélection présentés précédemment. Pour arriver à cette fin, l'utilisation du barycentre électrique pour sélectionner un nœud pilote sera d'abord revisitée. Par la suite, un algorithme de classification permettant de sélectionner plusieurs nœuds pilotes par zone sera proposé. Finalement, la modification de cet algorithme permettra de considérer également la contrôlabilité des pilotes.

##### 3.2.1 Barycentre électrique

La méthode de sélection par la DE la plus courante est de choisir la barre au centre électrique de la zone comme nœud pilote. Sachant que la DE représente la sensibilité mutuelle aux variations de tension de deux barres, le nœud au barycentre électrique sera le plus sensible aux fluctuations de tension sur la zone.

Il est possible de sélectionner cette barre pilote à l'aide de la minimisation suivante :

$$\min_k f = \sum_{i \in Z} D_{ik} \quad (3.1)$$

où  $Z$  correspond au groupe de barres de la zone et  $D_{ik}$  est la mesure de DE entre la barre "i" et le nœud pilote "k".

Cependant, cette approche ne permet pas de sélectionner plusieurs nœuds pilotes dans une même zone. Pour répondre à cette lacune, l'algorithme de classification K-Medoids, ou PAM (Partitioning Around Medoids), est proposé.

### 3.2.2 K-Medoids - PAM

L'algorithme de classification PAM, comme pour la méthode précédente, utilise une matrice de DE. Cette classification permet de rediviser une zone en "k" sous-zones, afin de minimiser la distance entre le nœud au centre de celles-ci (médoids) et les autres barres des sous-zones. L'intérêt de l'approche est qu'elle définit les sous-zones de manière à favoriser la proximité de ses barres avec leurs médoids (Observabilité). Cette méthode de classification est semblable à l'algorithme "K-means", qui est plus connu, à l'exception que les centres électriques sont attribués à une barre plutôt qu'à un centre fictif dans la représentation spatiale de la zone.

Voici la fonction objectif utilisée pour la classification (Kaufman et Rousseeuw (1990)) :

$$\min_{m_k} CT(m_k) = \sum_{i \in Z} D_{i \leftrightarrow m_i} \quad (3.2)$$

où  $m_i$  correspond au médoid le plus près de la barre "i",  $m_k$  sont les "k" médoids de la sélection,  $CT(m_k)$  est le coût total des médoids ( $m_k$ ) et  $Z$  correspond au groupe de barres de la zone.

L'algorithme de classification suit les étapes suivantes (Park et Jun (2009)) :

Étape 1 : Tirage aléatoire de "k" médoids parmi les barres de la zone ;

Étape 2 : Les barres, non sélectionnées comme médoid, sont associées au médoid le plus près, afin de créer des sous-zones ;

Étape 3 : Pour chaque sous-zone, le nœud au barycentre électrique est trouvé selon (3.1). Si ce nœud n'est pas l'actuel médoid de la sous-zone, il le devient et le procédé retourne à l'Étape 2. Dans le cas contraire, si les médoids sont au barycentre de leur sous-zone, le coût total est un minimum local et l'algorithme s'arrête.

Cette méthode permet de minimiser "localement" le coût total des médoids. Dans l'objectif d'obtenir un minimum "global", la répétition du procédé est nécessaire. Dans Park et Jun (2009), les auteurs proposent d'autres méthodes pour obtenir la sélection initiale des médoids (Étape 1). Une sélection par tirage aléatoire fut utilisée pour sa simplicité et sachant que, pour un nombre de répétition élevé, les résultats sont les mêmes.

De plus, pour garder une cohérence dans les résultats obtenus, il est nécessaire de rejeter les classifications ne respectant pas certaines contraintes :

Contrainte 1 - Les sous-zones doivent contenir une quantité significative de barres ;

Contrainte 2 - Chaque sous-zone doit contenir des unités de compensation, si aucun ajout de matériel n'est envisagé.

Le graphique suivant démontre le processus complet :

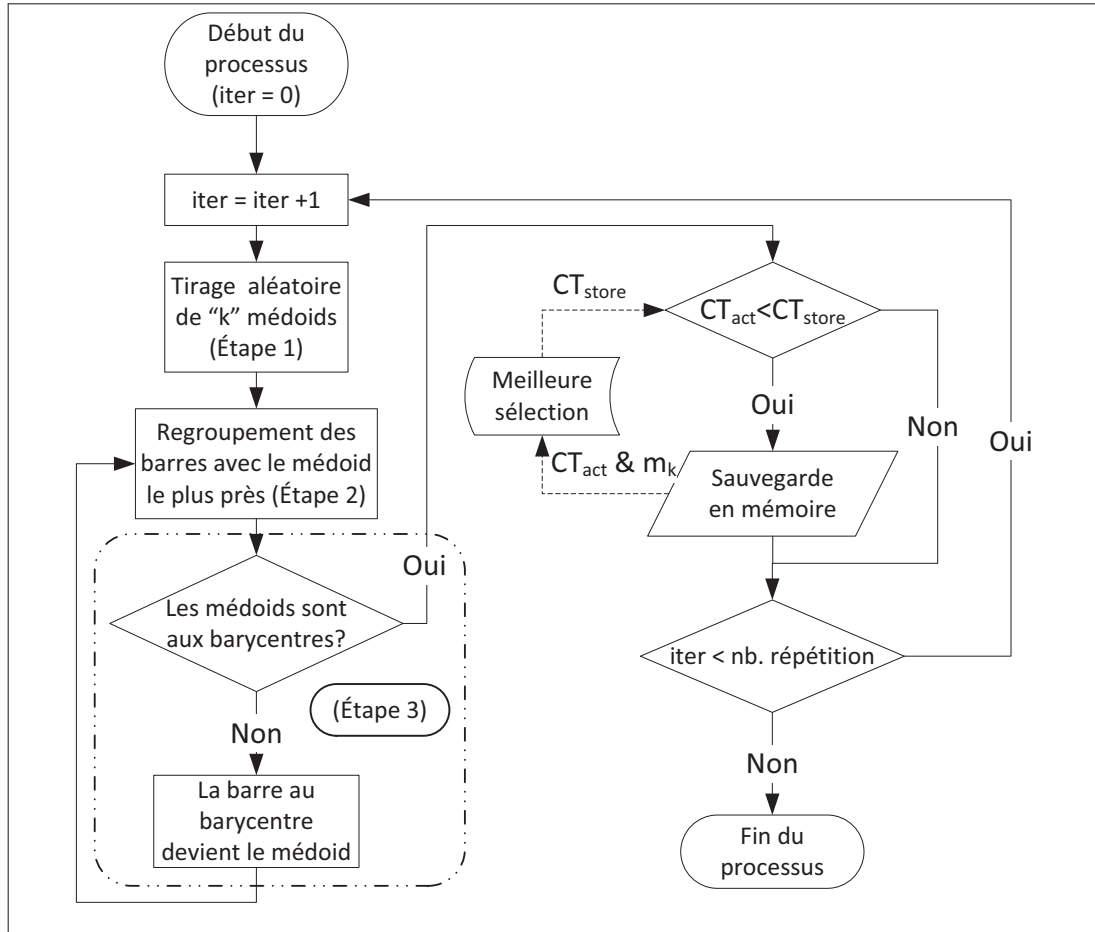


Figure 3.1 Diagramme de sélection des nœuds pilotes

où  $m_k$  représente les "k" médoids de la sélection,  $CT_{act}$  et  $CT_{store}$  sont respectivement le coût total de la sélection actuelle et de celle conservée en mémoire, "iter" est l'itération actuelle du processus et "nb. répétition" est le nombre total de répétitions désiré.

Cette méthode de classification permet donc de sélectionner plusieurs nœuds pilotes dans une zone, afin de mieux représenter son profil de tension. Il est possible de croire que cette méthode revient à rediviser la zone, puis de trouver les nœuds pilotes dans chaque sous-zone par la méthode du barycentre électrique. Cette affirmation n'est pas toute à fait fautive, car la classification PAM redivise bien les zones. Par contre, cette classification met l'accent sur la

représentation du profil de tension de l'ensemble de la zone par les pilotes. En complément, vous trouverez en annexe III les résultats obtenus en redivisant les zones par optimisation, tel que décrit au chapitre 2, puis en sélectionnant les pilotes par le barycentre électrique (équation 3.1). De plus, vous trouverez une comparaison de ces résultats avec ceux du présent chapitre, ainsi qu'une analyse approfondie démontrant la pertinence de l'actuelle méthode.

### 3.2.3 CWN-PAM

Les précédentes méthodes sélectionnent les pilotes en fonction de leur capacité à bien représenter le profil de tension d'une zone. Il est possible en modifiant la classification PAM de considérer également la contrôlabilité des pilotes dans l'algorithme de sélection. Pour arriver à cette fin, un vecteur de pondération est ajouté dans l'algorithme PAM avec l'objectif de pouvoir favoriser le rapprochement des pilotes aux unités de compensation. Cette méthode, appelée CWN-PAM ("Clustering with Weighted Node - Partitioning Around Medoids"), fut amenée dans El Harby et Ibrahim (2008) pour planifier le positionnement des antennes dans un réseau mobile. L'algorithme de classification devient donc :

$$\min_{m_k} CT(m_k) = \sum_{i=1}^N \lambda_i D_{i \leftrightarrow m_i} \quad (3.3)$$

où  $\lambda_i$  correspond au facteur de pondération de la barre "i".

À l'aide de cette équation, et en utilisant le processus de sélection présenté précédemment (voir le schéma de la figure 3.1), il est possible de choisir les pilotes selon les deux critères de sélection. En effet, la distance électrique traite de l'aspect observabilité de la tension de la zone, tandis que le facteur de pondération permet de favoriser l'aspect contrôlabilité des pilotes. Pour une pondération nominale de "1" pour l'ensemble des barres, l'algorithme se comportera exactement comme pour le PAM. Autrement, pour une pondération de "0", la barre n'influencera pas l'algorithme de sélection. Tandis que, pour une pondération supérieure à "1", la barre influencera davantage la sélection, c'est-à-dire que le pilote sélectionné se rapprochera de cette barre.

Cette méthode procure plus de flexibilité dans la sélection des nœuds pilotes. En pratique, la pondération des barres de génération pourrait dépendre de leur coût de production d'énergie, ou encore, dans le cas où l'exploitant de réseau souhaiterait réserver certaines unités de compensation à d'autres fins, ces barres pourraient être négligées par l'algorithme de classification.

### **3.3 Résultats et discussion**

Pour l'application de ces méthodes aux réseaux IEEE 39 barres et IEEE 118 barres, les mesures de DE et les divisions obtenues au chapitre 2 seront réutilisées. La présentation des résultats débutera avec la sélection de 1, puis de 2 pilotes par zone, par la classification PAM sur le réseau IEEE 39 barres. Par la suite, l'algorithme CWN-PAM permettra de sélectionner 2 pilotes par zone en tenant compte de leur contrôlabilité. Finalement, l'algorithme PAM sera appliqué au réseau IEEE 118 barres pour obtenir de 1 à 4 pilotes par zone, afin de sélectionner la quantité nécessaire pour obtenir une bonne représentation du profil de tension des zones.

#### **3.3.1 Réseau IEEE 39 barres**

Pour le réseau IEEE 39 barres, la division en ZRT de la figure 2.3 fut utilisée pour la sélection des nœuds pilotes.

##### **3.3.1.1 Barycentre électrique**

L'utilisation de la classification PAM pour sélectionner un seul pilote (médoïd) revient à utiliser la méthode du barycentre électrique.



Les nœuds pilotes résultant de cette classification sont encerclés sur la figure ci-dessous :

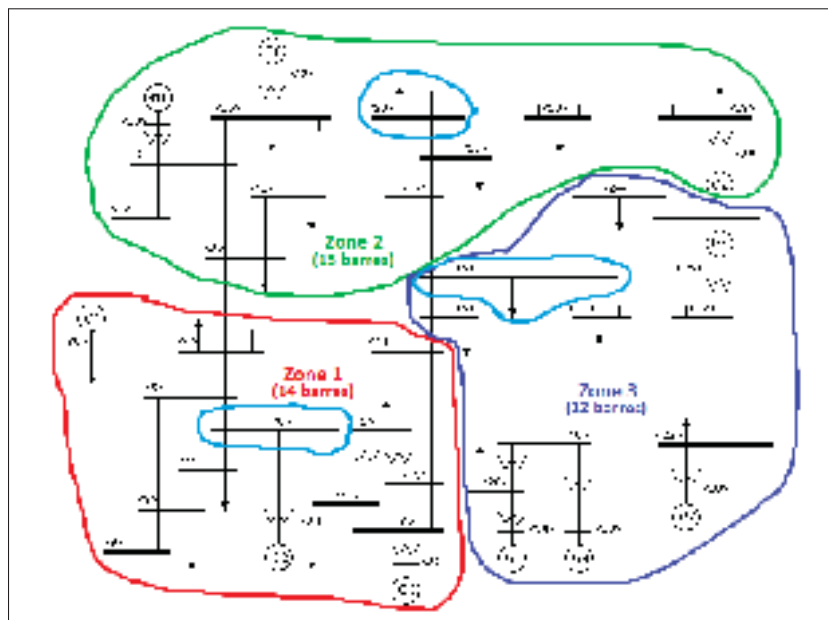


Figure 3.2 Nœuds pilotes de la classification PAM pour 1 médoid

### 3.3.1.2 Classification PAM

Pour la classification PAM, les contraintes des sous-zones spécifiées à la page 37 doivent être respectées. En rejetant les sélections ne les respectant pas, la sélection de deux nœuds pilotes par zone est visible dans le tableau suivant (les pilotes sont représentés en caractère gras) :

Tableau 3.1 Sous-zones d'une classification PAM pour 2 médoids

	Zone 1	Zone 2	Zone 3
Sous-Zone 1	4 10 11 12 <b>13</b> 14 32	1 2 3 25 30 37	19 <b>20</b> 33 34
Sous-Zone 2	5 6 7 <b>8</b> 9 31 39	17 18 <b>26</b> 27 28 29 38	15 <b>16</b> 21 22 23 24 35 36

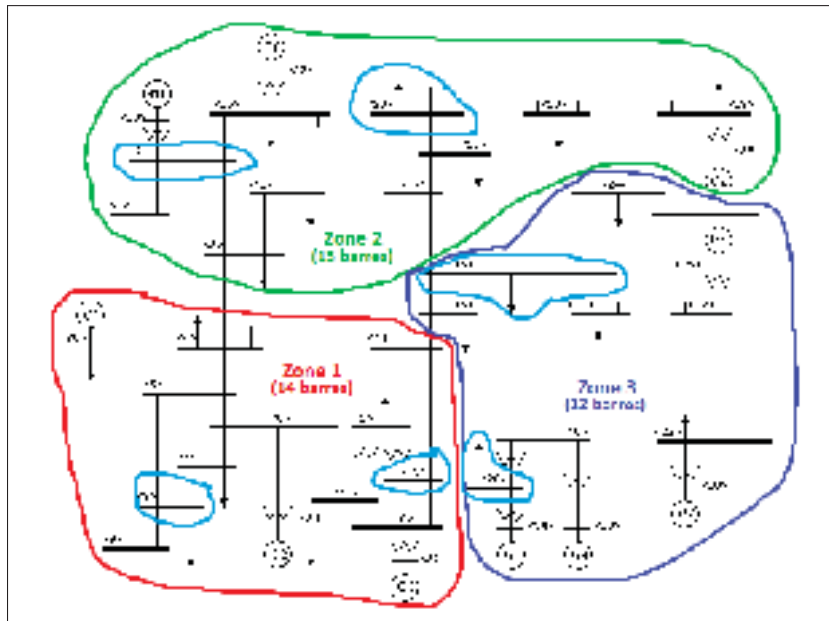


Figure 3.3 Classification PAM pour 2 médoids

À partir de la représentation visuelle du réseau IEEE 39 barres, une certaine cohérence dans la sélection est observée. En effet, par leur position, les nœuds sélectionnés semblent posséder une bonne représentativité des barres de leurs zones. Le tableau 3.1 montre également que les sous-zones respectent bien les contraintes, c'est-à-dire qu'elles possèdent un nombre satisfaisant de barres et qu'elles incluent des unités de compensation.

### 3.3.1.3 Classification CWN-PAM

Pour l'application de l'algorithme CWN-PAM, un facteur de pondération de 1.5 fut utilisé pour les barres de génération. Cette pondération permet d'obtenir la classification suivante :

Tableau 3.2 Sous-zones d'une classification CWN-PAM pour 2 médoids avec pondération des PV à 1.5

	Zone 1	Zone 2	Zone 3
Sous-Zone 1	4 10 11 12 <b>13</b> 14 32	1 <b>2</b> 3 17 18 25 27 30 37	19 <b>20</b> 33 34
Sous-Zone 2	5 6 7 <b>8</b> 9 31 39	26 28 <b>29</b> 38	15 16 21 <b>22</b> 23 24 35 36

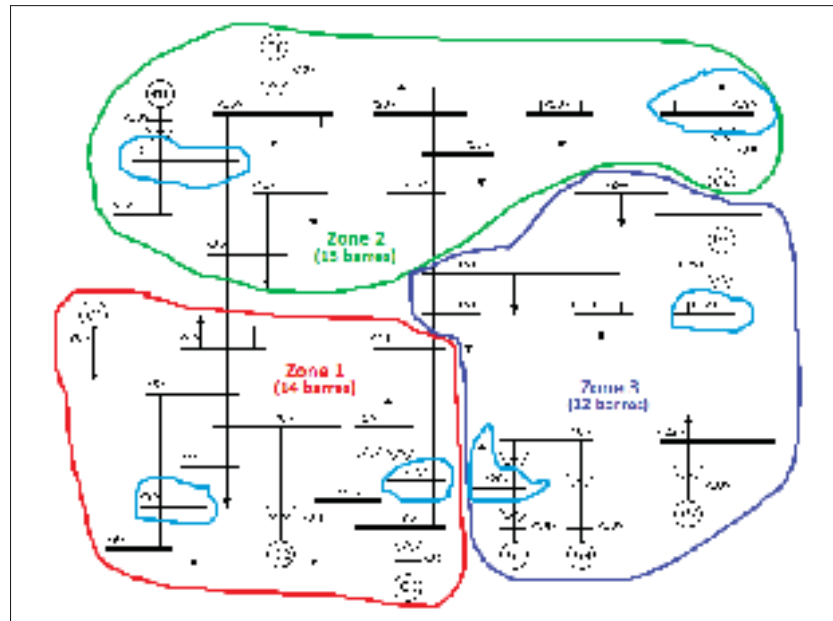


Figure 3.4 Classification CWN-PAM pour 2 médoids avec pondération des PV à 1.5

En comparant les résultats de la figure 3.3 et 3.4, il est possible de remarquer qu'avec l'algorithme CWN-PAM certains pilotes se retrouvent localisés plus près des barres de génération. En effet, les pilotes 26 et 16, du PAM, furent respectivement remplacés par les pilotes 29 et 22. Le pilote 26 s'est donc rapproché de la génératrice 38, qui faisait partie de sa sous-zone (Tableau 3.1). La même caractéristique est visible pour le pilote 16, qui s'est rapproché des génératrices 35 et 36. Le changement du pilote 26, par 29, a également élargi la sous-zone de l'autre pilote de la zone 2 (tableau 3.2). Cet aspect diminue la représentation du profil de tension de la zone par les pilotes au profit de leur contrôlabilité. Pour les pilotes qui sont demeurés inchangés, cela signifie que leur emplacement étaient déjà à une DE raisonnable de leurs unités de compensation pour le facteur de pondération utilisé.

### 3.3.2 Réseau IEEE 118 barres

Pour le réseau IEEE 118 barres, la division en 3 ZRT représentée sur la figure 2.4 fut utilisée. Il faut également se souvenir que les barres de génération représentées en lignée sur la figure sont des barres avec des unités de compensation shunt. Il faut donc les considérer comme telles lorsqu'on applique les contraintes de classification de la page 37.

En utilisant la DE mesurée à la section 2.4.2, l'algorithme de classification PAM a permis d'obtenir les nœuds pilotes suivant :

Tableau 3.3 Résultats classification PAM réseau IEEE 118 barres

Nb. pilotes	Zone 1		Zone 2		Zone 3	
	Pilote	Sous-zones (Nb. barres)	Pilote	Sous-zones (Nb. barres)	Pilote	Sous-zones (Nb. barres)
1	17	46	49	37	92	35
2	5	14	49	25	82	24
	17	32	70	12	105	11
3	5	15	56	11	82	14
	27	11	65	16	92	11
	37	20	70	10	108	10
4	5	14	56	11	82	13
	19	10	61	12	92	9
	27	10	68	5	100	3
	37	12	70	2	108	10

Le tableau 3.3 présente les résultats pour 1 à 4 pilotes par zone. Le nombre total de barres dans les sous-zones permet d'avoir une bonne idée du nombre de pilotes nécessaire. En effet, le pilote d'une grande sous-zone devrait avoir plus de difficulté à représenter le profil de tension de la zone. Pour obtenir une bonne observabilité de la zone, il est donc important d'avoir, si possible, des sous-zones de grandeurs semblables. En analysant les résultats de la zone 1, la représentation de 46 barres semble être un nombre trop élevé pour un seul pilote. Pour 2 pilotes, nous remarquons qu'une des sous-zones est beaucoup plus grande que l'autre. Ce déséquilibre des sous-zones est également observable pour les zones 2 et 3, lors d'une sélection de 2 et 4 nœuds pilotes. Suite à ces observations, la sélection préconisée est de 3 pilotes par zone pour les 3 zones. Il est à noter que pour la zone 1, une sélection de 4 pilotes serait également appropriée.

La figure suivante montre la sélection finale adoptée de 3 pilotes par zone :

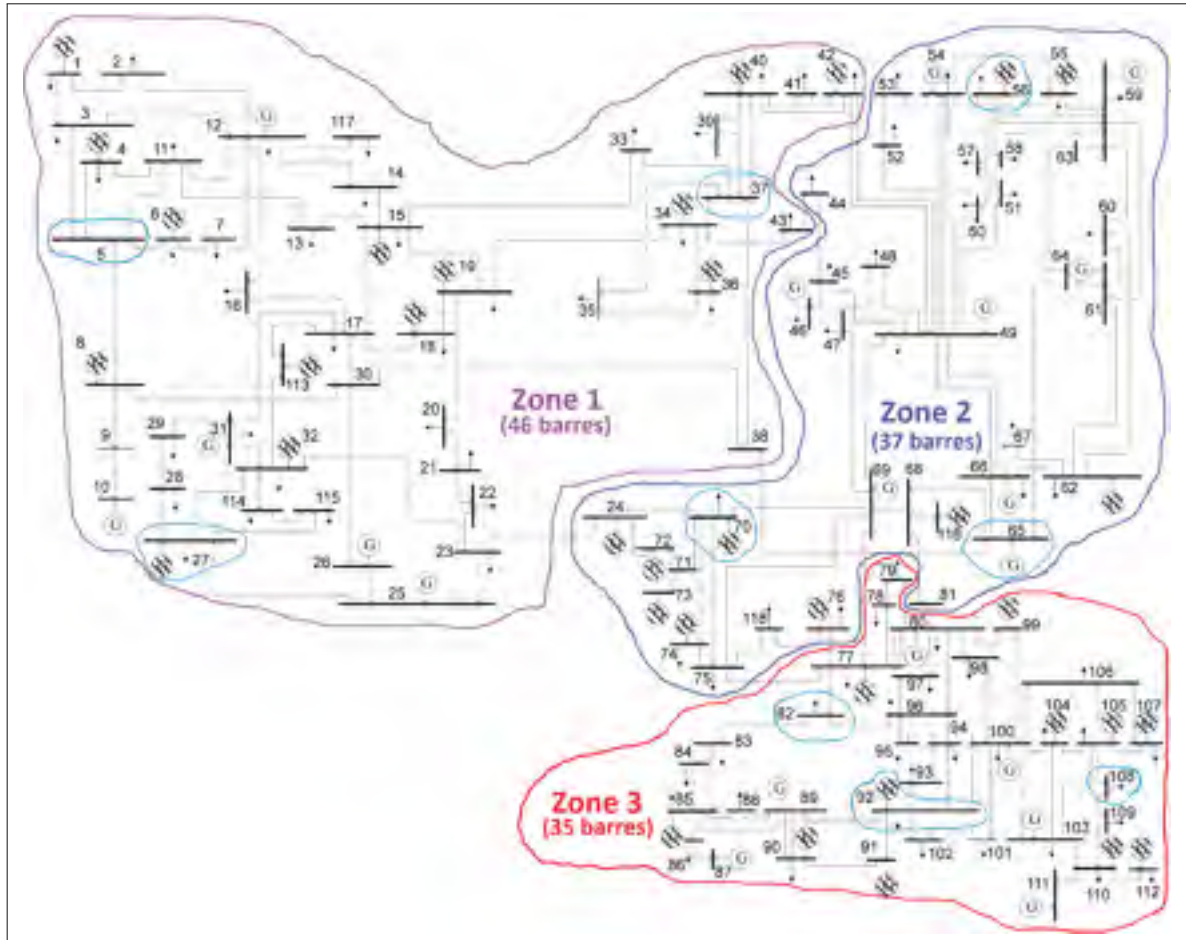


Figure 3.5 Classification PAM du réseau IEEE 118 barres pour 3 nœuds pilotes

### 3.4 Analyse et conclusion

Pour conclure ce chapitre, l'approche développée possède l'avantage d'être facile d'utilisation lorsque la division est accomplie par une mesure de DE et permet de respecter les deux principaux critères de sélection de la littérature. En effet, cette méthode permet de sélectionner plusieurs nœuds pilotes à partir d'une mesure de DE ce qui n'était pas possible avec le barycentre électrique. De plus, l'ajout d'une pondération à l'algorithme permet de considérer la contrôlabilité des pilotes tout en donnant plus de flexibilité dans son application. Finale-

ment, les résultats ont démontré posséder une certaine cohérence visuelle et que l'analyse des sous-zones permettait de sélectionner la quantité de pilotes nécessaire pour chaque zone.

### 3.5 Interface graphique pour la sélection des nœuds pilotes

Tout comme pour la division de réseaux, les méthodes de sélection de nœuds pilotes furent implémentées dans une interface graphique fonctionnant sous Matlab. La fenêtre principale pour la sélection des nœuds pilotes est la suivante :

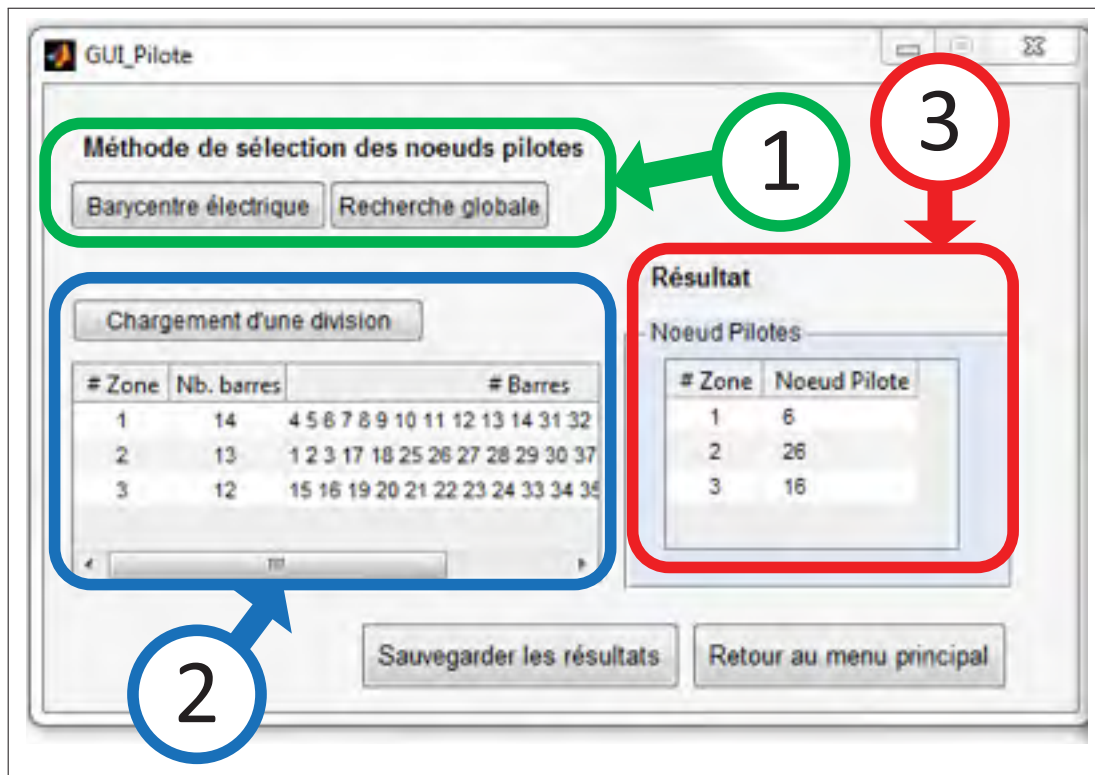


Figure 3.6 Interface pour la sélection des nœuds pilotes

Afin de simplifier l'utilisation du programme, la fenêtre de la figure 3.6 est ordonnée de manière similaire à celle de la division de réseaux. Elle se sépare en 3 sections : la première permet de sélectionner une méthode de sélection (1), la seconde présente la division sur laquelle l'algorithme de sélection sera appliqué (2) et la troisième affiche les résultats (3). Les résultats

visibles sur la figure 3.6 sont ceux obtenus pour le réseau IEEE 39 barres avec la méthode du barycentre électrique présentés à la section 3.3.1.1.

Afin d'utiliser les méthodes de sélection des nœuds pilotes présentées dans le présent chapitre, il faut sélectionner le bouton « Barycentre électrique ». Cette action ouvre une nouvelle fenêtre permettant de spécifier les paramètres nécessaires à la sélection des pilotes selon leur rapprochement avec le barycentre électrique. La figure suivante présente la fenêtre permettant d'utiliser ces méthodes :



Figure 3.7 Interface pour la sélection des nœuds pilotes

L'interface de la figure 3.7 permet à l'utilisateur de sélectionner les différentes méthodes de sélection par la distance électrique qui furent traitées dans ce chapitre. Suite à l'application de la méthode, les résultats sont affichés automatiquement sur la fenêtre principale (figure 3.6), ainsi que dans le tableau de la fenêtre secondaire (figure 3.7). Ce dernier affiche également les barres associées à chacun des pilotes ce qui permet une analyse plus approfondie de la

sélection. Cette interface fut développée pour faciliter l'utilisation des méthodes présentées par le groupe de recherche sur le RST du GRÉPCI à l'École de technologie supérieure. Il permet d'effectuer la division et la sélection des nœuds pilotes sur un même programme.



## CHAPITRE 4

### RÉGLAGE SECONDAIRE COORDONNÉ DE LA TENSION

#### 4.1 Introduction

Tel que décrit dans la section 1.6 du chapitre 1, plusieurs méthodes permettent d'effectuer le réglage secondaire de la tension (RST) sur les réseaux électriques. Les résultats des précédentes études ont démontrés une amélioration de la stabilité de tension sur le réseau ainsi qu'une meilleure répartition de la production de puissance réactive. Le présent chapitre utilisera la méthode de réglage secondaire coordonnée de tension (RSCT) développée par EDF, dans Lefebvre *et al.* (2000) et Richardot (2006), en se basant sur le modèle d'optimisation proposé dans Ye *et al.* (2006). Le contrôle ainsi développé permettra de valider les résultats de division et de sélection des nœuds pilotes, des chapitres 2 et 3, sur le réseau IEEE 39 barres. Par la suite, la fonction objectif et le procédé d'optimisation seront ajustés afin d'intégrer les éléments de compensation discrets à l'effort de commande. Finalement, ce nouveau contrôle sera implanté sur le réseau IEEE 118 barres afin de valider la méthode.

#### 4.2 Définition du problème de contrôle

Afin de bien comprendre le fonctionnement du RSCT sur le réseau, les paramètres de son implantation seront d'abord abordés. Ensuite, la méthode de RSCT sera développée en détail en commençant par la fonction objectif permettant d'effectuer le contrôle dans chacune des zones. Par la suite, les contraintes du réseau seront définies permettant ainsi de modéliser le comportement linéaire du réseau et de respecter ses limites physiques. Cette méthodologie permettra de bien comprendre le fonctionnement de cet algorithme de contrôle avant d'y ajouter les éléments de compensation shunts.

### 4.2.1 Intégration sur le réseau électrique

L'intégration du RSCT proposée se fait à l'intérieur de la représentation en 3 niveaux du réglage de la tension (primaire, secondaire et tertiaire). Le diagramme suivant montre le fonctionnement du RSCT au sein du réseau :

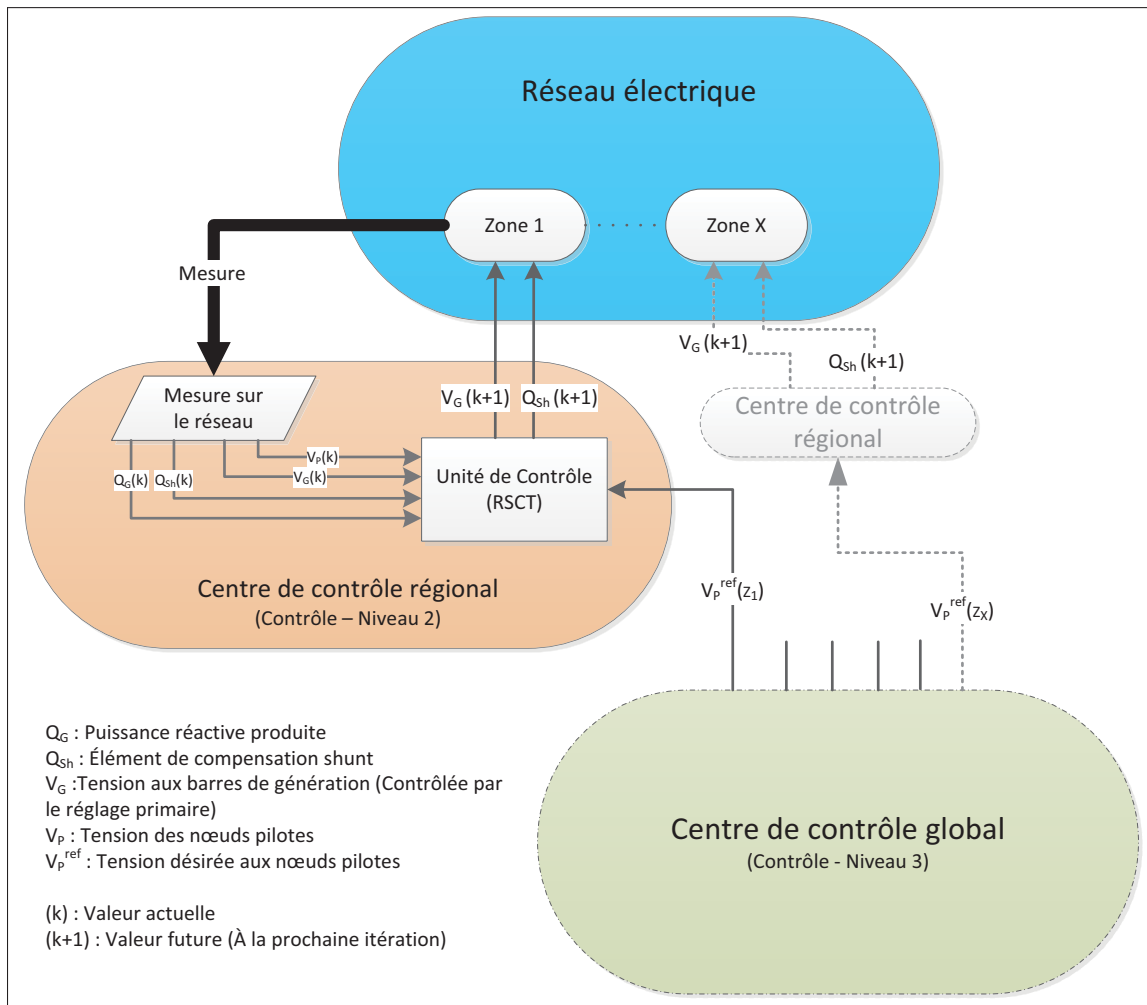


Figure 4.1 Représentation du réglage de la tension en 3 niveaux de contrôle

Dans chacune des « X » zones du réseau électrique, le RSCT est implanté pour réguler la tension sur ses nœuds pilotes. Les commandes de l'unité de contrôle RSCT sont envoyées sous forme de consigne de tension au réglage primaire des barres de génération ( $V_G(k+1)$ ) ou de consigne de réactif à injecter à l'aide des impédances shunts. La méthode de contrôle ré-

gionale proposée a besoin des mesures de production de puissance réactive et des mesures de tension sur le réseau. Il est possible d'obtenir facilement ces données sur les réseaux de transport, considérant qu'ils sont habituellement bien automatisés. De plus, les tensions de référence sur les nœuds pilotes sont transmises au contrôleur par le réglage tertiaire qui agit dans le but d'optimiser les transits de puissance entre les zones. À partir de ces données, l'unité de contrôle RSCT fournit les commandes à apporter aux unités de compensation de la zone, afin d'améliorer sa stabilité de tension. Il faut noter que la commande de tension ( $V_G(k+1)$ ) représente la consigne envoyée aux barres de la zone possédant des unités de compensation dynamique telles que les génératrices synchrones, les compensateurs synchrones, les compensateurs statiques (FACTS) et les unités de production interconnectées à courant continu (Production à l'énergie solaire, certains parcs éoliens).

#### 4.2.2 Fonction objectif

La méthode de RSCT qui sera implémentée est principalement basée sur trois articles distincts. Premièrement, la fonction objectif s'inspire de celle définie par EDF, dans Lefebvre *et al.* (2000), utilisant trois objectifs de contrôle pour effectuer le RSCT. En second lieu, les coefficients de normalisation et de pondération proposés par Richardot (2006) sont ajoutés pour simplifier la pondération des objectifs de contrôle. En troisième lieu, la méthode s'inspire de Ye *et al.* (2006) par l'utilisation d'une représentation discrète des variables ainsi qu'une modélisation du comportement du réseau à l'aide d'une contrainte d'égalité. En combinant ces trois aspects, la fonction objectif suivante fut développée :

$$\begin{aligned}
 F_{obj} \left( V_{i \in G}^i(k+1) \right) = \min & \left( \Lambda_{V_P} \cdot n_{V_P} \sum_{j \in P} \lambda_j^{V_P} \left( V_j^{ref} - V_j(k+1) \right)^2 \right. \\
 & + \Lambda_{Q_G} \cdot n_{Q_G} \sum_{j \in G} \lambda_j^{Q_G} \left( q^{ref} - q_j^{ref} \right)^2 \\
 & \left. + \Lambda_{V_G} \cdot n_{V_G} \sum_{j \in G} \lambda_j^{V_G} \left( V_j(k+1) - V_j(k) \right)^2 \right) \quad (4.1)
 \end{aligned}$$

où  $\Lambda$  est le facteur de pondération de chacun des objectifs,  $n$  est le facteur de normalisation et  $\lambda$  correspond au facteur de pondération de chaque barre.

Afin de bien comprendre le but de chacun des objectifs de 4.1, ils seront analysés individuellement dans les prochaines sous-sections.

### 4.2.3 Objectif d'erreur de tension des pilotes

Cet objectif de contrôle est le plus important, car il permet de réguler la tension sur les nœuds pilotes. L'objectif a été défini comme suit :

$$\Lambda_{V_P} \cdot n_{V_P} \sum_{j \in P} \lambda_j^{V_P} \left( V_j^{ref} - V_j(k+1) \right)^2 \quad (4.2)$$

où  $V_j^{ref}$  est la tension de consigne du pilote «  $j$  »,  $V_j(k+1)$  est la tension projetée du pilote,  $n_{V_P} = \frac{1}{nb_P}$  permet de normaliser l'objectif,  $nb_P$  correspond au nombre de nœuds pilotes et  $\lambda_j^{V_P}$  permet de donner plus d'importance à certains nœuds pilotes. Toutefois, dans la présente étude,  $\lambda_j^{V_P}$  fut fixé à « 1 » pour l'ensemble des pilotes.

En minimisant cette erreur de tension, l'algorithme effectue le contrôle de la tension sur les nœuds pilotes. Pour arriver à déterminer la valeur de  $V_j(k+1)$  en fonction de la variation de puissance réactive, une contrainte d'égalité sera intégrée plus loin.

### 4.2.4 Objectif de gestion du réactif

Cet objectif a pour but de permettre aux génératrices de garder une réserve semblable de puissance réactive afin d'améliorer la stabilité de tension du réseau.

L'objectif de gestion du réactif prend la forme suivante :

$$\Lambda_{Q_G} \cdot n_{Q_G} \sum_{j \in G} \lambda_j^{Q_G} \left( q^{ref} - q_j^{ref} \right)^2 \quad (4.3)$$

avec :

$$q_j^{ref} = \frac{Q_j(k+1) - Q_j^{min}}{Q_j^{max} - Q_j^{min}} \quad \text{pour } j \in G \quad (4.4)$$

$$q^{ref} = \sum_{j \in G} \frac{q_j^{ref}}{nb_G} \quad (4.5)$$

où  $Q_j(k+1)$  est la projection de puissance réactive injectée à la barre «  $j$  »,  $Q_j^{max}$  et  $Q_j^{min}$  sont respectivement les limites supérieures et inférieures de puissance réactive,  $q_j^{ref}$  est la proportion de réactif fournie par «  $j$  » par rapport à sa capacité totale,  $q^{ref}$  est la proportion moyenne de réactif produit,  $n_{Q_G} = \frac{1}{nb_G}$  permet de normaliser l'objectif et  $nb_G$  correspond au nombre de barres de génération.

Lors de l'application de la relation 4.4 en simulation, il est possible d'obtenir une division par l'infini lorsque les limites en réactif des machines ne sont pas définies ( $\pm\infty$ ). Dans une telle situation, ces barres ne doivent pas être considérées dans le calcul de l'objectif, car elles pourraient empêcher le bon fonctionnement du programme. Par contre, dans un réseau réel, ce phénomène ne devrait pas se produire étant donné que l'ensemble des génératrices possède des limites de puissance réactive bien précises.

Sur les réseaux électriques, les réserves de puissance réactive varient énormément d'une machine à l'autre. Sachant cela, il importe que l'objectif de gestion du réactif soit plus restrictif pour les génératrices avec de faibles réserves que pour celles avec des réserves plus importantes. Pour ce faire, les facteurs de pondération  $\lambda_j^{Q_G}$  sont calculés, pour chaque barre de génération, selon :

$$\lambda_j^{Q_G} = \frac{S_{BASE}}{(Q_j^{max} - Q_j^{min})} \quad (4.6)$$

Dans les relations 4.3 à 4.5, la variable  $Q_j(k+1)$  est l'inconnue à optimiser et dépend de la tension de référence du contrôle primaire et de l'état de charge du réseau.

#### 4.2.5 Objectif de variations de tension des génératrices

Cet objectif permet de limiter le champ d'action des barres de génération près de leur point d'opération actuel. Il est défini selon :

$$\Lambda_{V_G} \cdot n_{V_G} \sum_{j \in G} \lambda_j^{V_G} (V_j(k+1) - V_j(k))^2 \quad (4.7)$$

où  $V_j(k+1)$  et  $V_j(k)$  sont respectivement la tension future (Variable de contrôle) et actuelle de la barre de génération «  $j$  » et  $n_{V_G} = \frac{1}{nb_G}$  permet de normaliser l'objectif. À noter que  $\lambda_j^{V_G}$  fut fixé à « 1 » pour toutes les génératrices.

Cet objectif vise à minimiser la variation de tension sur les barres de génération. Dans Lefebvre *et al.* (2000), les auteurs soulignent qu'en considérant le nombre élevé de solutions possibles à la fonction, l'ajout de cet objectif permet de limiter les solutions possibles à celles situées près du point d'opération actuel des génératrices.

#### 4.2.6 Contraintes du réseau

Comme proposé dans Ye *et al.* (2006), le comportement du réseau est modélisé par une contrainte d'égalité. Cette contrainte est définie comme suit :

$$\begin{bmatrix} Q_L(k+1) - Q_L(k) \\ Q_G(k+1) - Q_G(k) \\ Q_P(k+1) - Q_P(k) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{LL} & S_{LG} & S_{LP} \\ S_{GL} & S_{GG} & S_{GP} \\ S_{PL} & S_{PG} & S_{PP} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L(k+1) - V_L(k) \\ V_G(k+1) - V_G(k) \\ V_P(k+1) - V_P(k) \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

où les indices  $L$ ,  $G$  et  $P$  correspondent respectivement aux barres de charge, aux barres de génération et aux nœuds pilotes,  $Q(k)$  et  $Q(k+1)$  sont respectivement la valeur actuelle et future de la puissance réactive injectée,  $V(k)$  et  $V(k+1)$  sont respectivement la tension actuelle et projetée et  $S$  correspond à la matrice de sensibilité du réseau qui sera précisée à la section 4.2.7.

L'utilisation d'une contrainte d'égalité, plutôt que des matrices de sensibilité de EDF, simplifie l'énoncé du problème d'optimisation. Cet aspect permet de modifier plus aisément le modèle du réseau, par exemple en ajoutant ou enlevant certains éléments dans la contrainte d'égalité. Par contre, cette contrainte est une représentation linéaire du comportement du réseau. Par conséquent, il est probable que, pour des variations élevées, une erreur de contrôle soit présente. Cet aspect augmente le nombre de manœuvres nécessaires à la régulation de la tension.

Afin de prendre en compte les limites physiques du réseau, les contraintes d'inégalité suivantes sont utilisées :

$$V_j^{min} \leq V_j(k+1) \leq V_j^{max} \quad j \in L, G, P \quad (4.9)$$

$$Q_G^{min} \leq Q_G(k+1) \leq Q_G^{max} \quad (4.10)$$

Ces contraintes sont essentielles pour limiter les solutions de l'optimisation à des valeurs réalistes.

#### 4.2.7 Modélisation du comportement du réseau

Pour un point d'opération du réseau, il est possible de modéliser le comportement linéaire reliant les variations de puissance réactive et de tension :

$$\frac{\Delta Q_k}{\Delta V_n} = V_k (G_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n) - B_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n)) \quad \text{pour } n \neq k \quad (4.11)$$

$$\frac{\Delta Q_k}{\Delta V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{n=1}^N V_n (G_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n) - B_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n)) \quad \text{pour } n = k \quad (4.12)$$

où  $\Delta Q_k$  est la variation de puissance réactive à la barre «  $k$  »,  $G_{kn}$  et  $B_{kn}$  sont respectivement les valeurs de conductance et de susceptance entre les barres «  $k$  » et «  $n$  »,  $\Delta V_n$  est la variation du module de tension à la barre «  $n$  » et  $\delta_n$  correspond à l'angle de la tension à la barre «  $n$  ».

En utilisant les approximations du "Fast Decoupled Load Flow" de Stott et Alsac (1974) :

$$G_{kn} \ll B_{kn} \quad (4.13)$$

$$\cos(\delta_k - \delta_n) \approx 1 \quad (4.14)$$

et en supposant que :  $V_n \approx V_k \approx 1pu$

La relation suivante peut être obtenue :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_L \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{LL} & S_{LG} \\ S_{GL} & S_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_L \\ \Delta V_G \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

avec :

$$\begin{bmatrix} S_{LL} & S_{LG} \\ S_{GL} & S_{GG} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{LL} & -B_{LG} \\ -B_{GL} & -B_{GG} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

où B correspond à la matrice de susceptance du réseau.

Les détails de la démarche pour obtenir les relations 4.15 et 4.16 sont présentés à l'annexe IV. Il est possible de prendre un modèle plus précis de la matrice  $S$ , par contre l'utilisation de la susceptance «  $B$  » permettra de valider l'approche. Elle possède également l'avantage de pouvoir être obtenue rapidement en cas de changement de topologie du réseau.

En ajoutant les nœuds pilotes à la relation 4.15 et en utilisant une représentation discrète des signaux, on obtient :

$$\begin{bmatrix} Q_L(k+1) - Q_L(k) \\ Q_G(k+1) - Q_G(k) \\ Q_P(k+1) - Q_P(k) \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} B_{LL} & B_{LG} & B_{LP} \\ B_{GL} & B_{GG} & B_{GP} \\ B_{PL} & B_{PG} & B_{PP} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_L(k+1) - V_L(k) \\ V_G(k+1) - V_G(k) \\ V_P(k+1) - V_P(k) \end{bmatrix} \quad (4.17)$$



Ce modèle fut représenté dans le problème d'optimisation par la contrainte d'égalité en 4.8. Il faut noter que, selon la situation, les nœuds pilotes d'indice  $P$  peuvent être autant une barre de charge, qu'une barre de génération.

### 4.3 Simulation sur le réseau IEEE 39 barres

Avant de présenter les résultats du RSCT sur le réseau IEEE 39 barres, les paramètres de simulation seront présentés. Par la suite, les résultats démontrant le comportement du RSCT permettront de valider la technique et de visualiser les interactions entre les zones. Finalement, l'utilisation d'un contrôle possédant l'objectif unique de réglage de la tension contribuera à comparer les méthodes de sélection des pilotes du chapitre 3. Ces résultats seront présentés dans des tableaux comparant les critères d'observabilité et de contrôlabilité des pilotes.

#### 4.3.1 Paramètre de simulation

L'optimisation de la fonction objectif 4.1, ainsi que le respect des contraintes du réseau (définies en 4.2.6), fut possible à l'aide de la boîte à outil d'optimisation de Matlab. En effet, l'utilisation de la fonction d'optimisation « fmincon » par la méthode du point intérieur permit de résoudre rapidement l'algorithme de contrôle. Voici la pondération des objectifs utilisée :

Tableau 4.1 Pondération des objectifs du RSCT

Indice	Pondération
$\Lambda_{VP}$	0.7
$\Lambda_{QG}$	0.2
$\Lambda_{VG}$	0.1

La simulation du réseau électrique fut effectuée par un modèle en régime permanent. Pour ce faire, des écoulements de puissance furent effectués à chaque itération pour simuler le comportement du réseau. Afin de bien représenter son comportement en régime permanent, les simulations furent effectuées avec un pas de 10 secondes sur un total de 30 itérations.

Les perturbations appliquées aux réseaux correspondent à une augmentation de la charge réactive sur l'ensemble d'une zone possédant les caractéristiques suivantes :

Tableau 4.2 Perturbations appliquées au réseau IEEE 39 barres

# Zone	Type	$\Delta Q$ (%)	Temps (sec)
1	Échelon	+20	50
2	Échelon	+20	150
3	Échelon	+20	250

Le modèle Simulink utilisé pour l'implantation du RSCT peut être retrouvé à l'annexe V. De plus, l'annexe I regroupe les données du réseau IEEE 39 barres.

#### 4.3.2 Validation du RSCT

Pour les ZRT et les pilotes représentés à la figure 3.3, le RSCT fut implanté sur chacune des zones selon le problème défini par les relations 4.1 et 4.17.

Les figures suivantes démontrent respectivement le contrôle de la tension des nœuds pilotes et la gestion de la réserve de réactif des barres de génération :

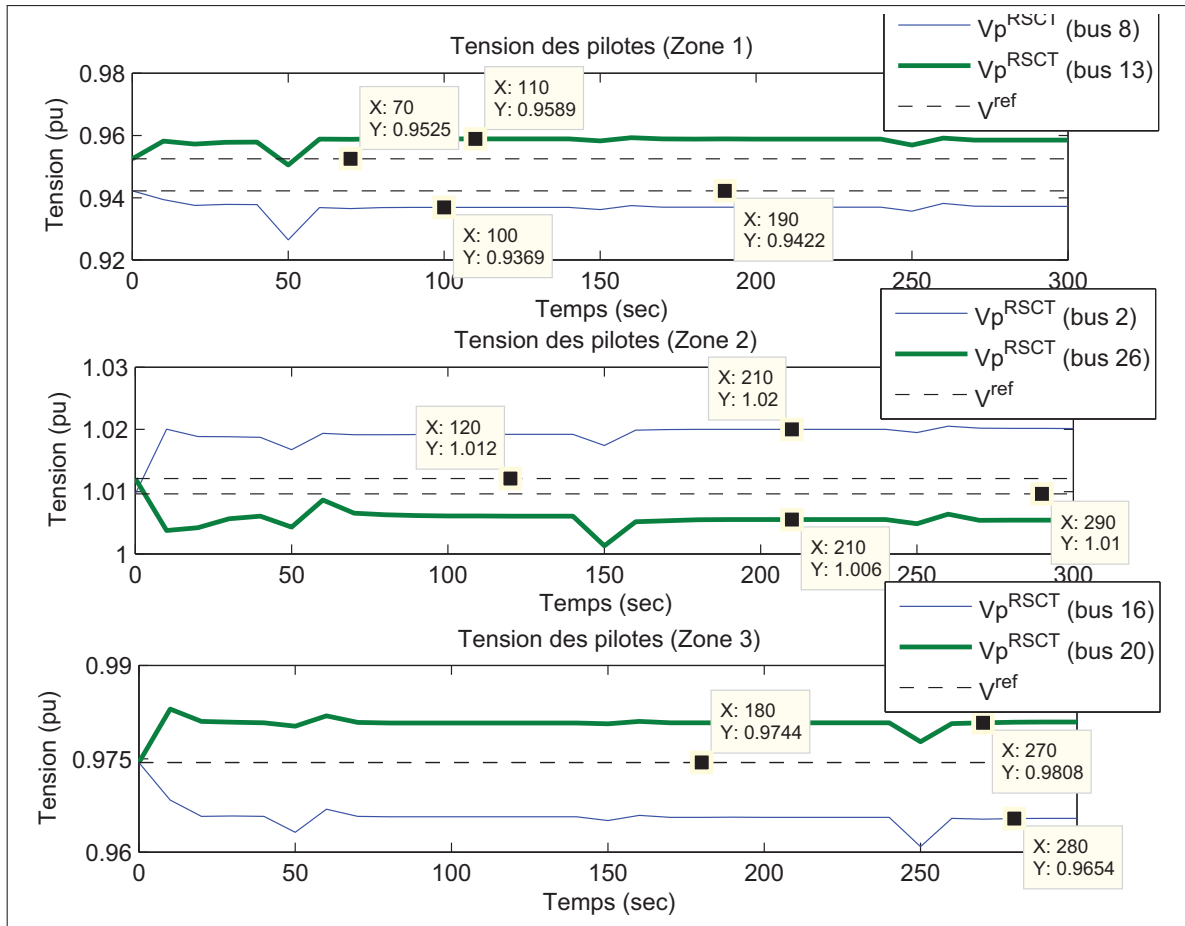


Figure 4.2 Tension des pilotes pour un RSCT avec 2 pilotes

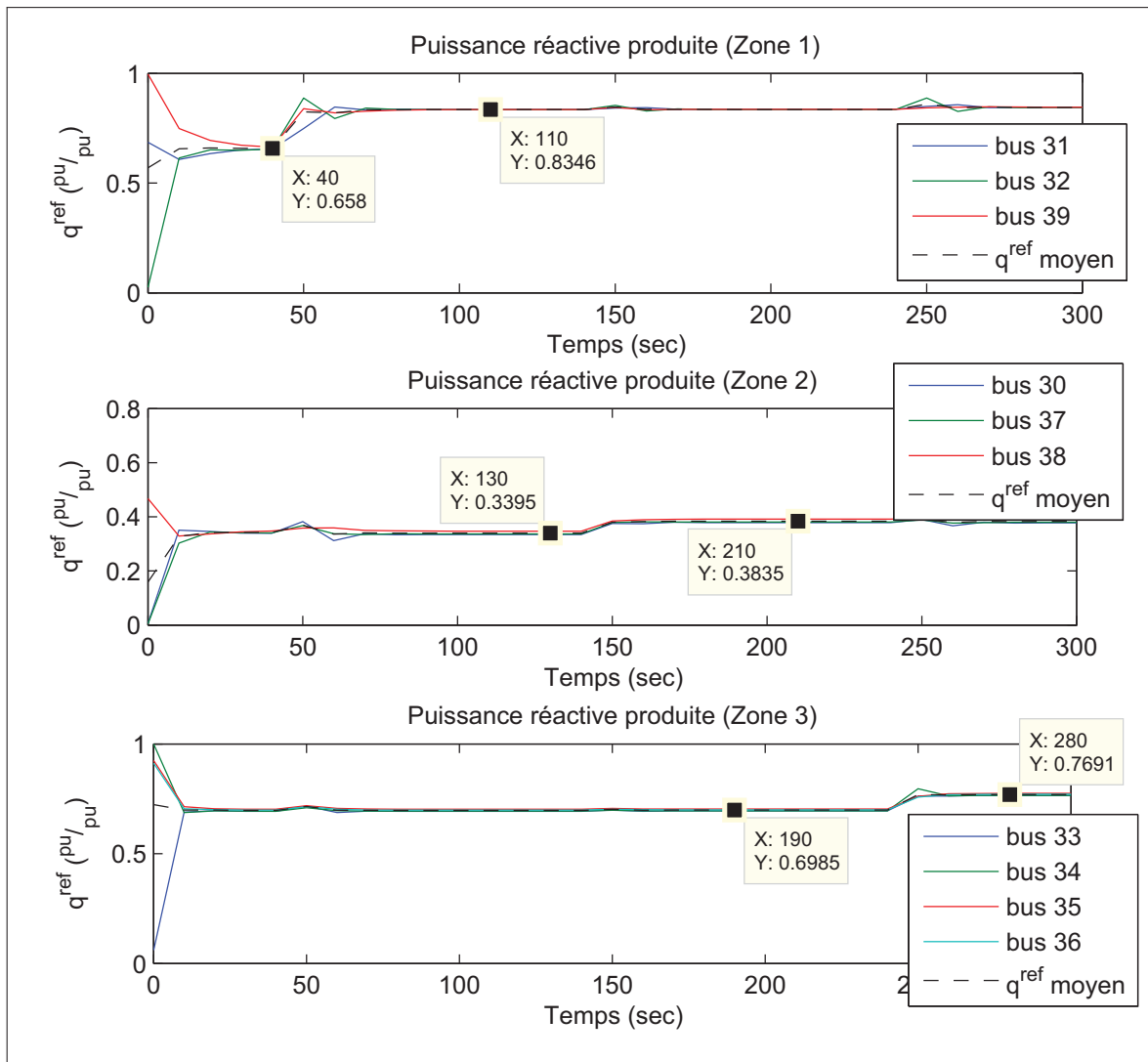


Figure 4.3 Gestion du réactif pour un RSCT avec 2 pilotes

Les graphiques précédents montrent une période de transition à l'initialisation du RSCT permettant de régler la production de réactif en fonction du nouvel objectif. Il est également possible d'observer, que le RSCT recherche un compromis entre l'objectif de gestion du réactif et celui de réglage de la tension des pilotes. L'erreur de tension sur les nœuds pilotes demeure relativement faible avec une variation maximale d'environ 1% de pu. Tandis que pour l'objectif de gestion du réactif, il est possible de remarquer que la quantité de réactif produite se rapproche énormément de la valeur de référence dans les trois zones. Si nécessaire, il serait possible de diminuer la pondération de cet objectif afin de favoriser le réglage de la tension.

À partir de ces résultats, l'analyse des interactions entre les ZRT est faite en comparant les variations de tension des barres de charge immédiatement après les perturbations, et ce dans chaque zone. En utilisant la moyenne de la valeur absolue de ces variations, il est possible d'obtenir le pourcentage de propagation de la perturbation d'une zone vers les autres. Voici les résultats obtenus :

Tableau 4.3 Variation de tension lors des perturbations

		$\Delta V_{moy} (\%)$		
# Zone	Temps (sec)	40-50	140-150	240-250
	1		100	21.09
2		24.95	100	17.44
3		20.17	11.13	100

D'après les résultats du tableau 4.3, des interactions significatives existent entre les zones du réseau. Les variations calculées sont similaires aux coefficients de transmission mesurés sur les frontières des zones au chapitre 2 (voir tableau 2.3). La différence entre les deux tableaux provient du fait que l'un mesure les interactions entre les zones sur les frontières et l'autre celles perçues sur l'ensemble de la zone. Malgré ces interactions assez fortes, le comportement du RSCT demeure efficace. En observant la figure 4.2, l'effet négatif des interactions se répercute sur les pilotes sous forme d'oscillation de tension suite aux perturbations. Par contre, les oscillations visibles sont très faibles et durent au maximum deux itérations. Comme par exemple, suite à la perturbation sur la zone 1 (50 secondes), le RSCT de la zone 2 ne réussit pas à stabiliser immédiatement la tension sur ses pilotes. En effet, la tension sur la barre 26 dépasse même sa valeur de stabilité (60 secondes), mais à l'itération subséquente (70 secondes), le contrôleur réussit à stabiliser la tension. Afin d'améliorer son efficacité, il serait possible : soit de considérer ces interactions dans l'algorithme de contrôle ou bien encore d'effectuer le contrôle sur chaque zone de façon successive.

### 4.3.3 Validation des nœuds pilotes

Pour comparer les méthodes de sélection des nœuds pilotes, le RSCT fut implémenté en minimisant seulement l'erreur de tension des pilotes, soit en utilisant les relations 4.2 et 4.7. Pour la sélection de 2 pilotes obtenue par l'algorithme PAM, le RSCT permit d'obtenir les tensions suivantes :

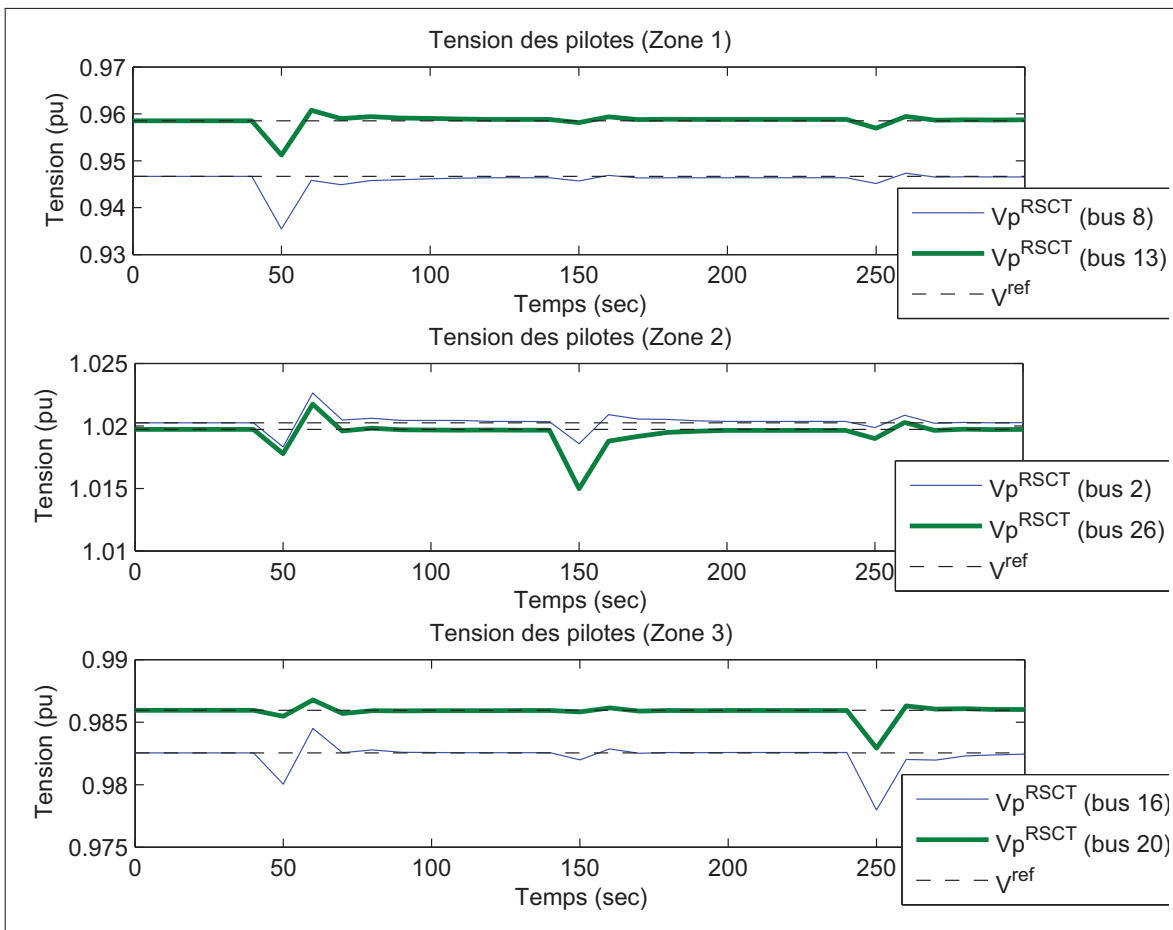


Figure 4.4 RSCT avec seulement l'objectif de tension des pilotes

Afin d'évaluer l'observabilité des trois différentes sélections de pilotes obtenues au chapitre 3, il est possible d'obtenir leur sensibilité aux fluctuations de tension pour cette simulation. À partir des données de tension de la figure 4.4, la variation de tension maximale visible dans la zone est comparée avec celle des différents pilotes. Pour faire cette analyse, l'erreur maximale

et l'erreur quadratique sur les 30 itérations furent calculées selon :

$$\Delta V_{max} = \max(\Delta V) \quad (4.18)$$

$$\Delta V_{P,max} = \max(\Delta V_P) \quad (4.19)$$

$$\text{MSE}_{\Delta V_{max}} = \frac{\sum |\Delta V_{max} - \Delta V_{P,max}|^2}{nb_{iter}} \quad (4.20)$$

$$e_{\Delta V_{max}}^{max} = \max|\Delta V_{max} - \Delta V_{P,max}| \quad (4.21)$$

où  $\Delta V_{max}$  est la variation de tension maximale visible sur une barre de la zone à une itération donnée,  $\Delta V_{P,max}$  est la variation maximale visible sur les pilotes à une itération donnée,  $\text{MSE}_{\Delta V_{max}}$  et  $e_{\Delta V_{max}}^{max}$  correspondent respectivement à l'erreur quadratique et l'erreur maximal et  $nb_{iter}$  est le nombre d'itération de la sommation.

Les résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 4.4 Comparaison de l'observabilité des pilotes

Méthode	Zone 1		Zone 2		Zone 3	
	$e_{\Delta V_{max}}^{max}$	$\text{MSE}_{\Delta V_{max}}$	$e_{\Delta V_{max}}^{max}$	$\text{MSE}_{\Delta V_{max}}$	$e_{\Delta V_{max}}^{max}$	$\text{MSE}_{\Delta V_{max}}$
Barycentre	0.003239	$8.8931e^{-7}$	0.003017	$8.7339e^{-7}$	0.001657	$3.4677e^{-7}$
PAM	0.002316	$4.1087e^{-7}$	0.002718	$8.0335e^{-7}$	0.001657	$3.3710e^{-7}$
CWN-PAM	0.002316	$4.1087e^{-7}$	0.003262	$9.3434e^{-7}$	0.003131	$8.5130e^{-7}$

L'observabilité des pilotes dépend directement de leur proximité avec les barres perturbées, ce qui rend son évaluation variable selon les perturbations effectuées. Considérant que les perturbations appliquées correspondent à une augmentation globale de la charge, l'erreur maximale ( $e_{\Delta V_{max}}^{max}$ ) représente donc la sensibilité des pilotes à cette variation de charge habituellement journalière, tandis que l'erreur quadratique ( $\text{MSE}_{\Delta V_{max}}$ ) correspond davantage à la sensibilité des pilotes aux variations de tension sur l'ensemble de la zone. Considérant ces aspects, les résultats du tableau 4.4 démontrent que la classification PAM pour deux pilotes est la sélection la plus adéquate en ce qui a trait à l'observabilité. En effet, les erreurs quadratiques et maximales

obtenues sont les plus faibles pour les trois zones. En contrepartie, les résultats pour la sélection du CWN-PAM démontrent de moins bons résultats pour les zones 2 et 3. Il faut noter qu'au cours d'une perturbation, la variation de tension sur les barres situées près des génératrices est habituellement plus faible que sur les plus éloignées. Cette caractéristique pourrait également expliquer pourquoi le barycentre donne de moins bons résultats dans la zone 1, considérant que le pilote est situé à côté de la barre de génération 31. Finalement, cela valide l'hypothèse selon laquelle la sélection par classification PAM procure une meilleure observabilité. Pour évaluer l'aspect contrôlabilité des pilotes, le même algorithme de contrôle fut appliqué, mais avec les pilotes obtenus par les 2 autres méthodes. Pour valider cet aspect, il était nécessaire de négliger l'objectif de gestion du réactif, afin d'obtenir un comportement similaire des contrôleurs.

Les variations de puissance réactive générées par les unités de compensation, dues aux perturbations, furent regroupées pour chacune des zones. Les résultats obtenus sont représentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 4.5 Comparaison de la contrôlabilité des pilotes

# Zone	# Gen	Barycentre		PAM		CWN-PAM	
		$\Delta Q_G$	$\Delta V_G$	$\Delta Q_G$	$\Delta V_G$	$\Delta Q_G$	$\Delta V_G$
Zone 1	31	0.5617	0.0134	0.7126	0.0190	0.7137	0.0190
	32	0.3721	0.0086	0.1600	0.0042	0.1657	0.0043
	39	0.6688	0.0038	0.8830	0.0119	0.8836	0.0119
	Total	<b>1.6025</b>	<b>0.0258</b>	1.7556	0.0351	1.7629	0.0352
Zone 2	30	0.1153	0.0032	0.0270	0.0005	0.1434	0.0023
	37	0.1270	0.0042	0.1220	0.0030	0.0878	0.0013
	38	0.2054	0.0071	0.2432	0.0091	0.1811	0.0028
	Total	0.4477	0.0145	<b>0.3922</b>	0.0125	0.4123	<b>0.0064</b>
Zone 3	33	0.2430	0.0062	0.2171	0.0049	0.1510	0.0026
	34	0.1013	0.0030	0.0872	0.0016	0.1799	0.0031
	35	0.3292	0.0068	0.3286	0.0072	0.2931	0.0039
	36	0.0813	0.0035	0.1187	0.0050	0.0903	0.0015
	Total	0.7549	0.0195	0.7517	0.0187	<b>0.7143</b>	<b>0.0111</b>



À partir du tableau 4.5, il est possible de remarquer que, contrairement à ce qui avait été supposé, la puissance réactive produite n'est pas toujours minimale pour la sélection par le CWN-PAM. En effet, considérant que la DE représente le couplage en tension entre les barres, l'aspect contrôlabilité traité par le CWN-PAM minimise donc la variation de tension sur les barres de génération ce qui ne correspond pas toujours à la variation de réactif. Cette observation est visible notamment sur la zone 2, où le contrôle avec la sélection PAM utilise moins de réactif, mais demande une plus grande variation de tension aux barres de génération. En contrepartie dans la zone 3, la sélection par le CWN-PAM permet effectivement de diminuer la puissance réactive nécessaire et la variation de tension sur les génératrices.

Suite à cette analyse, il est également intéressant d'observer le maintien, par le RSCT, du profil de tension dans chaque zone. Pour ce faire, le tableau suivant regroupe la variation de tension moyenne après l'action du contrôleur :

Tableau 4.6 Contrôle de tension sur les zones

Méthode	Zone 1	Zone 2	Zone 3
	$\Delta V_{moy}$	$\Delta V_{moy}$	$\Delta V_{moy}$
Barycentre	-0.000984	0.000525	0.000815
PAM	0.000559	0.000304	0.000668
CWN-PAM	0.000550	-0.001537	-0.001179

Les résultats du tableau 4.6 démontrent que le profil de tension est mieux régulé avec les 2 pilotes de la classification PAM. En comparant avec la méthode du barycentre, l'on constate que la sélection de plusieurs nœuds pilotes permet un meilleur contrôle de la tension. De plus, l'on observe que la sélection par le CWN-PAM présente un profil de tension 5 fois moins bien régulé dans la zone 2.

Suite à ces observations, il serait pertinent de considérer le critère d'observabilité comme étant le critère fondamental de sélection des nœuds pilotes. Il n'empêche que l'aspect contrôlabilité, ayant pour objectif de minimiser la puissance réactive injectée, pourrait être considéré au ni-

veau de l'algorithme de contrôle. Cette modification permettrait de diminuer la compensation de réactif nécessaire au contrôle sans pour autant diminuer l'observabilité des pilotes.

#### 4.4 Contrôle par la compensation shunt

Dans les réseaux électriques, le contrôle secondaire de la tension est principalement fait à l'aide des unités de compensation shunt. Ces composantes du réseau possèdent l'avantage d'être relativement peu dispendieuses, par contre leur contrôle est limité à des valeurs d'impédances fixes.

##### 4.4.1 Modification de l'algorithme de contrôle

La variation de puissance réactive produite par une manœuvre d'un élément shunt dépend habituellement de la tension à cette barre. En effet, ces éléments étant des impédances, la variation de puissance réactive est différente de leur valeur nominale calculée pour une tension de 1 pu. Dans le présent document, cet aspect est négligé afin de faciliter l'intégration de ces éléments à l'intérieur de l'algorithme de contrôle.

Pour ajouter ces éléments aux variables de contrôle, il faut d'abord les inclure dans la contrainte d'égalité représentant le comportement d'une zone du réseau. La contrainte prend donc pour expression :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_L \\ \Delta Q_G \\ \Delta Q_P \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \Delta Q_{L,Sh} \\ 0 \\ \Delta Q_{P,Sh} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_{LL} & S_{LG} & S_{LP} \\ S_{GL} & S_{GG} & S_{GP} \\ S_{PL} & S_{PG} & S_{PP} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_L \\ \Delta V_G \\ \Delta V_P \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

où  $\Delta Q_{j,Sh}$  est la variation de puissance réactive des éléments shunts calculée à la barre «  $j$  » ( $j \in L, P$ ).

Considérant que la fonction d'optimisation «fmincon» est adaptée pour optimiser des variables continues et que les éléments shunts sont des variables discrètes, un objectif peut être ajouté

pour que les valeurs calculées se rapprochent des valeurs réelles :

$$\Lambda_{Q_{Sh}} \cdot n_{Q_{Sh}} \sum_{j \in L, P} \lambda_j^{Q_{Sh}} (\Delta M_{j, Sh} - \text{round}(\Delta M_{j, Sh}))^2 \quad (4.23)$$

$$\Delta M_{j, Sh} = M_{j, Sh}(k+1) - M_{j, Sh}(k) = \frac{\Delta Q_{j, Sh}}{\Delta Q_{j, D}} \quad j \in L, P \quad (4.24)$$

où  $\Delta M_{j, Sh}$  est le nombre de manœuvres d'éléments shunts à effectuer sur la barre «  $j$  » et  $\Delta Q_{j, D}$  correspond à la puissance réactive nominale d'une unité de compensation shunt à la barre «  $j$  ».

L'objectif 4.23 permet d'obtenir des variations de réactif calculées près des valeurs nominales, c'est-à-dire de traiter l'aspect discret des variables avec la fonction « fmincon », tout en gardant une vitesse d'optimisation raisonnable.

Afin que la variation de réactif tolérée soit la même pour toutes les unités de compensation, leur pondération doit varier en fonction de leur capacité nominale selon :

$$\lambda_j^{Q_{Sh}} = \left( \frac{\Delta Q_{j, D}}{S_{BASE}} \right)^2 \quad (4.25)$$

On doit également ajouter aux contraintes d'inégalités les limites physiques des éléments de compensation shunt :

$$M_{j, Sh}^{min} \leq M_{j, Sh}(k+1) \leq M_{j, Sh}^{max} \quad j \in L, P \quad (4.26)$$

Suite à ces modifications, l'algorithme de contrôle est complété mais le procédé d'optimisation pour inclure ces éléments peut varier selon la philosophie de l'exploitant de réseau.

#### 4.4.2 Philosophie de contrôle

La philosophie derrière le contrôle proposé, nommé « hybride », consiste à effectuer le RSCT en 2 étapes. Dans un premiers temps, l'optimisation de la fonction est faite à partir de la compensation shunt sur le réseau en fixant la tension des génératrices. Soit en utilisant la fonction

objectif suivante :

$$\begin{aligned}
 F_{obj} \left( \Delta M_{j,Sh} \right) = & \min \left( \Lambda_{VP} \cdot n_{VP} \sum_{j \in P} \lambda_j^{VP} \left( V_j^{ref} - V_j(k+1) \right)^2 \right. \\
 & + \Lambda_{QG} \cdot n_{QG} \sum_{j \in G} \lambda_j^{QG} \left( q^{ref} - q_j^{ref} \right)^2 \\
 & \left. + \Lambda_{QSh} \cdot n_{QSh} \sum_{j \in L,P} \lambda_j^{QSh} \left( \Delta M_{j,Sh} - \text{round}(\Delta M_{j,Sh}) \right)^2 \right)
 \end{aligned} \quad (4.27)$$

Dans un deuxième temps, l'optimisation de la fonction 4.1 s'effectue en variant la tension des génératrices en fixant les variations de compensation shunt dans la contrainte d'égalité 4.22.

Voici le processus utilisé pour effectuer la régulation :

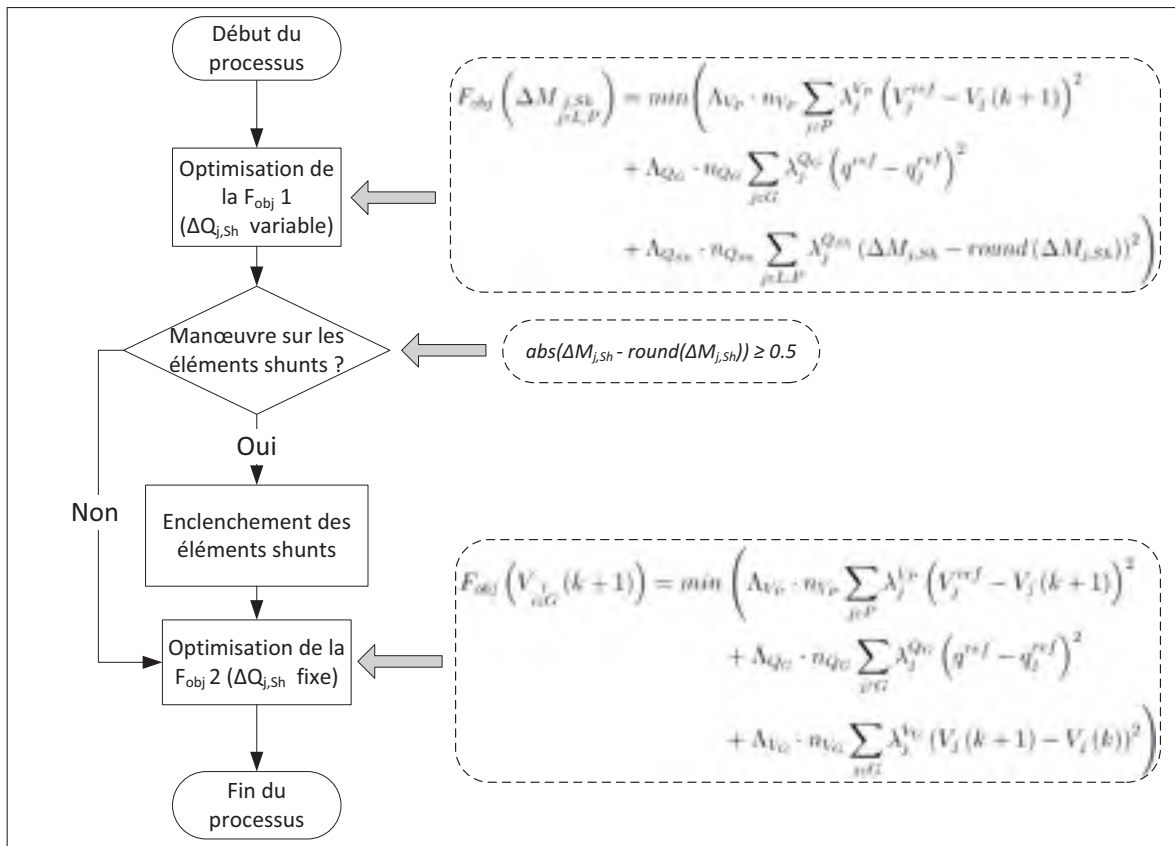


Figure 4.5 Diagramme de contrôle hybride

## 4.5 Simulation sur le réseau IEEE 118 barres

Dans cette section, les paramètres de simulation utilisés pour valider le RSCT sur le réseau IEEE 118 barres seront d'abord présentés. Par la suite, les résultats du RSCT sans les éléments shunts (méthode classique) seront exposés pour chaque zone et s'ensuivra la présentation des résultats obtenus à partir de l'approche incluant les éléments shunts (méthode hybride). Finalement, les deux approches de contrôle seront analysées plus en profondeur à l'aide de tableaux comparatifs.

### 4.5.1 Paramètre de simulation

Le RSCT fut implanté sur la division et les nœuds pilotes présentés à la figure 3.5. Les données du réseau de IEEE 118 barres peuvent être retrouvées à l'annexe II. Comme mentionné à la section 2.4.2, les barres ne produisant aucune puissance active furent considérées comme possédant des éléments de compensation shunt. Deux valeurs de compensation discrètes furent utilisées pour le réglage, soit 25 et 300 MVar. Le nombre d'éléments de compensation sur chacune de ces barres PV fut déterminé en se basant sur leurs limites de puissance réactive. Les valeurs obtenues peuvent être consultées à l'annexe II dans le tableau II-4.

Les perturbations produites sont semblables à celles effectuées sur le réseau IEEE39 barres exceptées que, pour la zone 2, l'augmentation de la charge se fait sous forme d'une rampe. Cette modification a pour objectif d'observer l'effet d'une perturbation lente sur le contrôle de tension. Voici le tableau des perturbations produites sur ce réseau :

Tableau 4.7 Perturbations appliquées au réseau IEEE 118 barres

# Zone	Type	$\Delta Q$ (%)	Temps (sec)
1	Échelon	+20	50
2	Rampe	+30	100 à 200
3	Échelon	+20	250

Pour les deux algorithmes de contrôle implémentés, les facteurs de pondération suivants furent utilisés :

Tableau 4.8 Facteur de pondération des objectifs de contrôle

Indice	Méthode	
	Classique $F_{obj2}$	Hybride $F_{obj1}$
$\Lambda_{VP}$	0.7	0.7
$\Lambda_{QG}$	0.2	0.01
$\Lambda_{VG}$	0.1	—
$\Lambda_{QSh}$	—	0.05

L'utilisation de l'objectif de gestion du réactif dans la méthode « hybride » permet d'éviter un conflit entre les deux optimisations. En effet, sans cette pondération, il est possible qu'un conflit apparaisse entre l'objectif de gestion du réactif par les génératrices et l'objectif de régulation de la tension par les éléments shunts. Afin d'éviter tout conflit, l'objectif de gestion du réactif doit être ajouté à la première optimisation.

#### 4.5.2 Présentation des résultats

En premier lieu, les simulations furent effectuées selon l'approche précédente décrite à la section 4.2. Cette méthode, dite « classique », ne considère pas les éléments shunts dans son algorithme de contrôle.

La figure suivante montre la tension sur les nœuds pilotes ainsi que la gestion de la réserve de réactif des barres de génération dans la zone 1 :

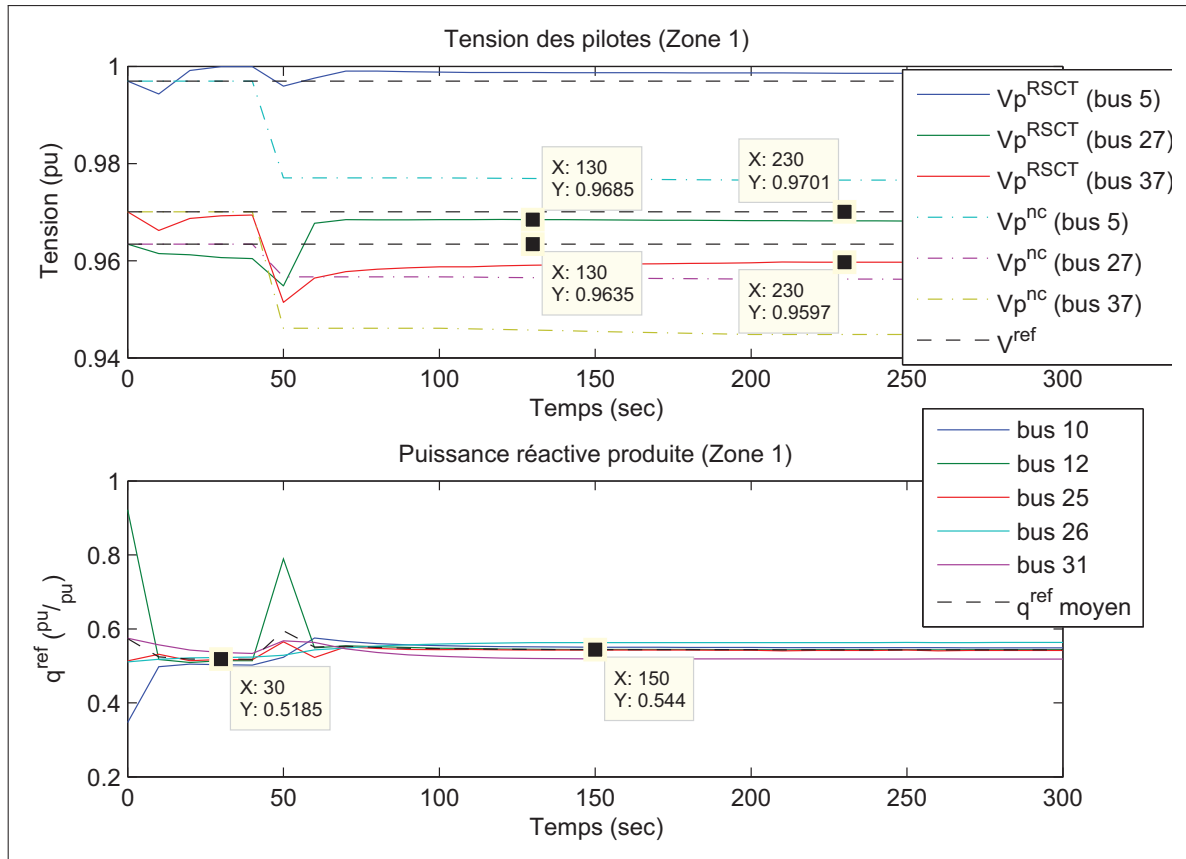


Figure 4.6 RSCT classique dans la Zone 1

où  $V_p^{RSCT}$  et  $V_p^{nc}$  correspondent respectivement à la tension des nœuds pilotes avec et sans le RSCT,  $V^{ref}$  est la tension de consigne des pilotes et  $q^{ref}$  moyen est la proportion de réserve d'énergie réactive utilisée par les génératrices (relation 4.5).

Dans cette figure, il est possible de remarquer une période de transition au départ créée par l'activation de l'objectif de gestion du réactif. Par la suite, l'augmentation de la charge est appliquée après 50 secondes de simulation. Cette perturbation affecte particulièrement la production de réactif à la barre 12 qui se stabilise rapidement. Un effet similaire est observable sur la tension du pilote 37 qui chute d'environ 2% de pu, mais se stabilise après quelques itérations

pour finir avec une erreur de tension de 1% de pu. Cette erreur est tolérée par l'algorithme de contrôle comme un compromis avec le respect de l'objectif de gestion du réactif.

En observant la tension sur le pilote 5 sans le RSCT, on distingue une chute de tension très importante sur cette barre qui est absente avec le contrôle RSCT. Cette différence provient du fait que sans le contrôle, la barre de génération 12 ne possède pas une réserve de puissance réactive suffisante pour stabiliser sa tension lors de la perturbation. Cette caractéristique est visible en observant sa production de réactif qui est initialement à environ 90% de sa capacité totale et en observant son augmentation lors de la perturbation, à 50 secondes, qui est d'environ 25%. En combinant ces deux variations, on obtient une production supérieure à sa capacité maximale (115%). Cette observation démontre l'intérêt de l'objectif de gestion du réactif pour la stabilité de tension.

Pour la zone 2, la figure suivante présente les performances du contrôleur :

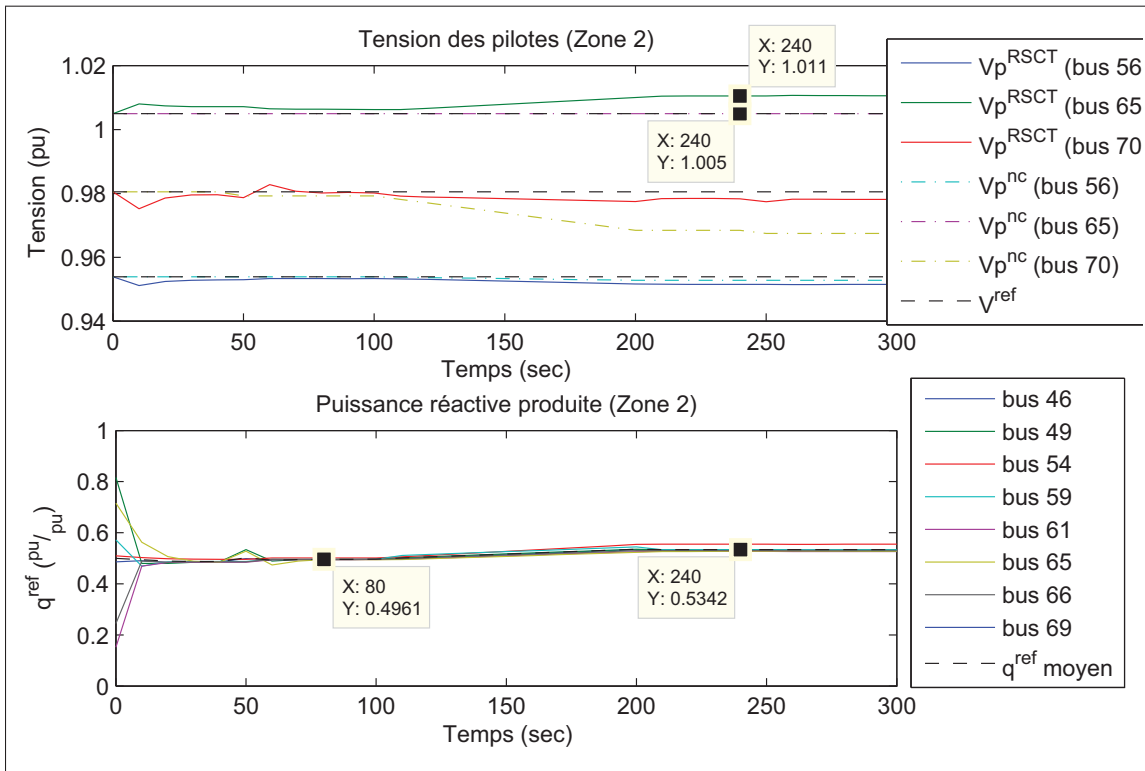


Figure 4.7 RSCT classique dans la Zone 2



Dans la figure 4.7, une période de transition apparaît également au départ permettant d'ajuster la production de réactif dans la zone. Lors de la perturbation sur la zone 1, une légère variation de tension est visible sur le pilote 70, ce qui atteste d'une faible interaction entre ces deux zones. Dans la période où la zone 2 est perturbée, entre 100 et 200 secondes, une augmentation de la puissance réactive produite permet de stabiliser en partie la tension des pilotes. La perturbation lente semble être mieux contrôlée qu'une variation instantanée de la charge, car la déviation maximale de tension sur les pilotes est plus faible, soit d'environ 0.006% de pu. De plus, le comportement du réseau sans contrôle montre une baisse de la tension sur le pilote 7 beaucoup plus abrupte que sans le RSCT. La figure suivante montre les résultats pour la zone 3 :

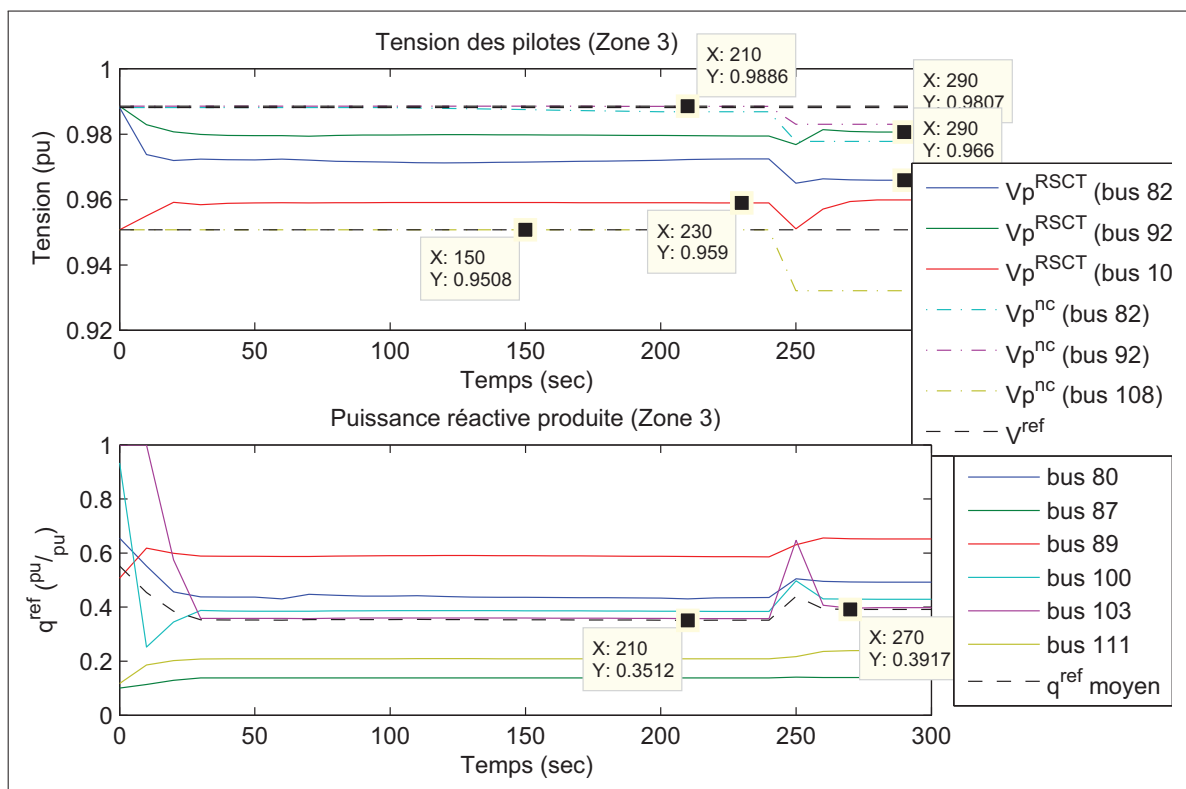


Figure 4.8 RSCT classique dans la Zone 3

Sur le graphique de la puissance réactive produite, on observe qu'initialement les barres de génération 100 et 103 sont très près de leur limite de capacité. Par ailleurs, suite à la période d'initialisation, l'objectif de gestion du réactif est moins bien respecté que sur les zones pré-

cédentes. Le contrôleur doit donc trouver un point d'équilibre entre le respect de l'objectif de réglage de la tension et celui de gestion du réactif. Suite à l'action du contrôleur pour stabiliser la zone 3, l'erreur maximale visible est d'environ 2% de pu sur le pilote 82. Pour diminuer cette erreur de tension, il serait nécessaire d'augmenter la pondération de cet objectif par rapport à celui de gestion du réactif.

Suite à cette analyse sommaire de la méthode classique, le comportement du RSCT fut simulé avec les éléments de compensation shunt ajoutés au procédé de contrôle. Les prochaines figures démontrent donc les résultats de cette simulation par la méthode hybride pour la zone 1 :

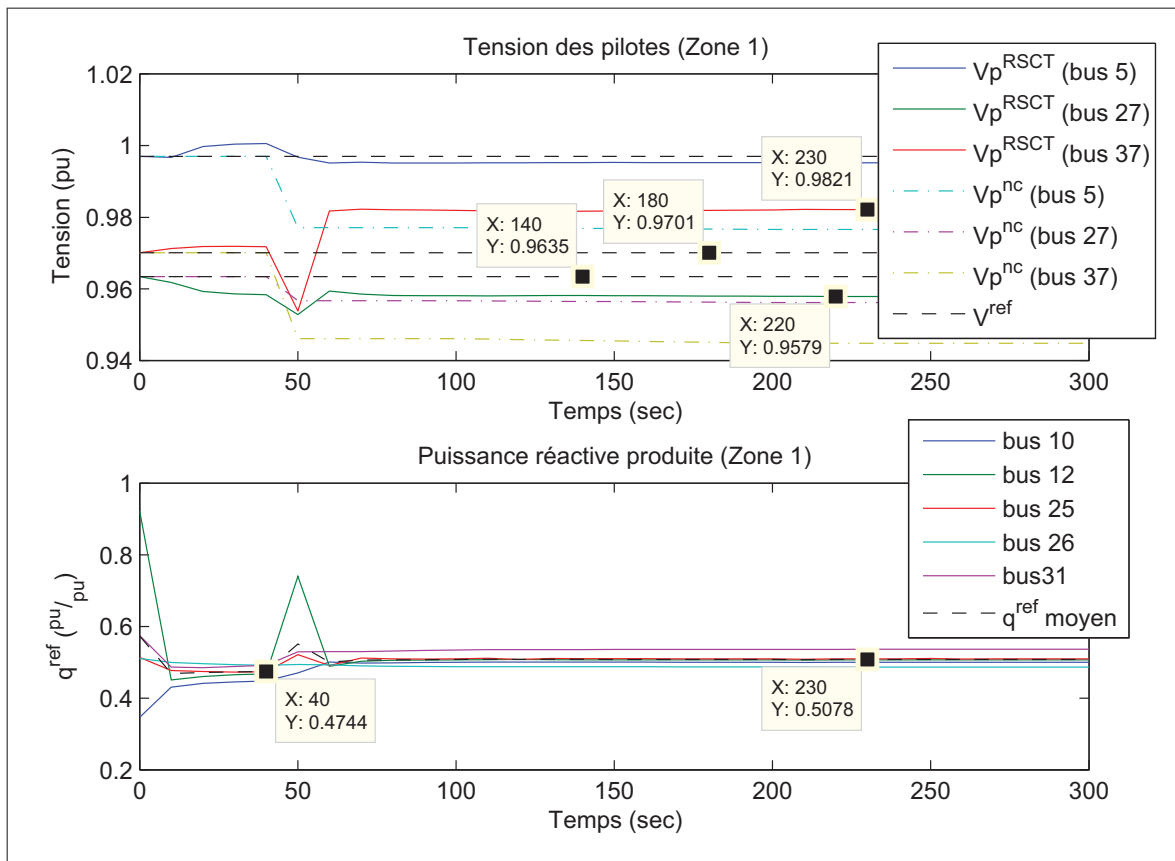


Figure 4.9 RSCT hybride dans la Zone 1

Plusieurs manœuvres furent effectuées sur les éléments de compensation shunts de cette zone. La figure suivante présente ces variations :

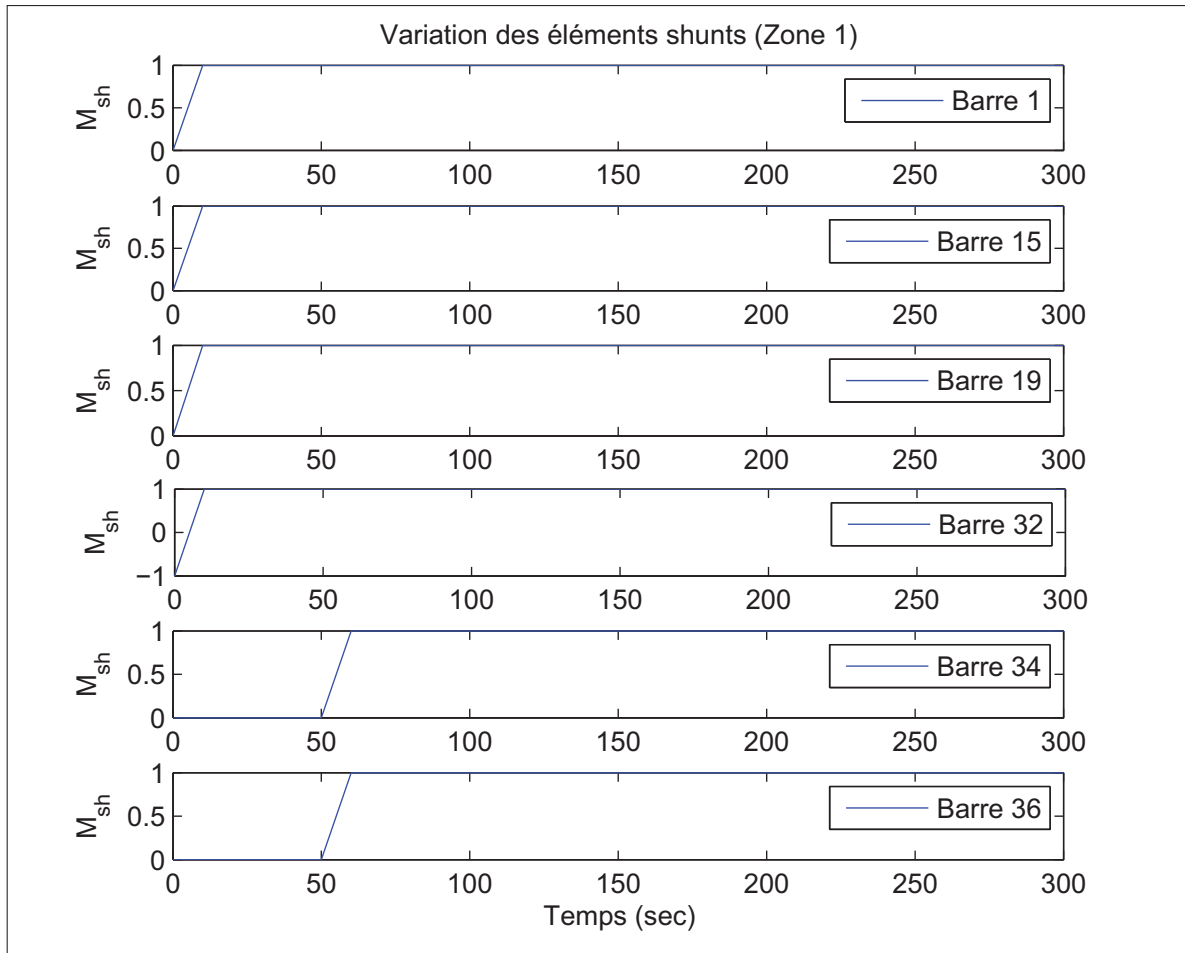


Figure 4.10 Manœuvres de compensation shunt de la Zone1

Sur la figure 4.10, il faut noter l'enclenchement de 5 éléments de compensation répartis sur 4 barres durant la période d'initialisation. Ces manœuvres sont produites pour deux raisons, la première est l'existence de l'objectif de gestion du réactif dans la fonction 4.27 et la seconde est que le procédé de contrôle débute par la compensation shunt (figure 4.5). La figure montre également que, suite à la perturbation sur la zone 1, deux unités de compensation shunt sont enclenchées pour réguler la tension. À première vue, la méthode hybride en deux étapes semble bien se comporter car, suite à la perturbation, le contrôle se stabilise rapidement (2 itérations).

Les figures suivantes présentent les effets du RSCT par la méthode hybride sur la zone 2 :

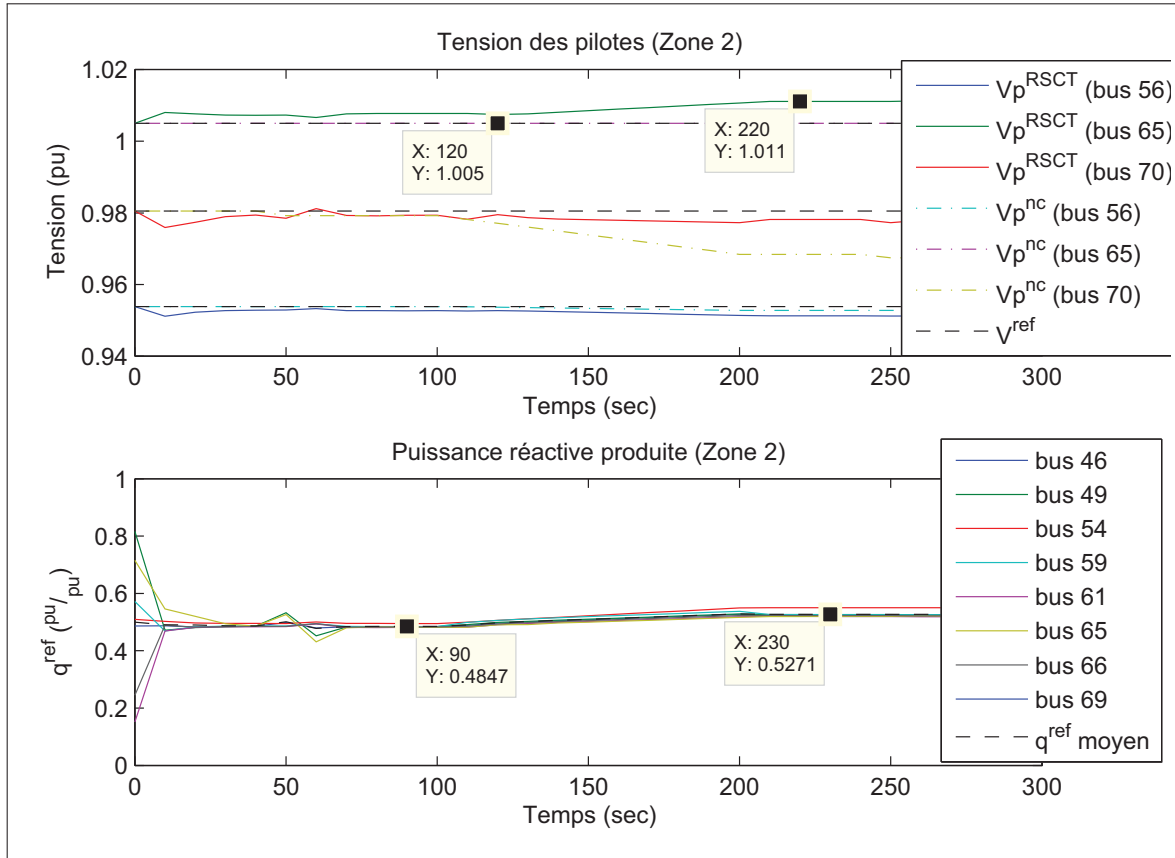


Figure 4.11 RSCT hybride dans la Zone 2

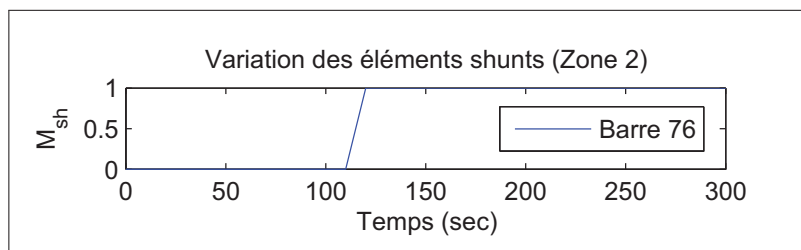


Figure 4.12 Manœuvres de compensation shunt de la Zone 2

En observant les résultats de la figure 4.12, on constate qu'au cours de l'augmentation graduelle de la charge dans la zone 2, un banc de condensateur de 25 MVar est enclenché sur la barre 76 à 120 secondes. La figure 4.11 montre que cette manœuvre permet de diminuer l'erreur de tension sur les pilotes de la zone.

Le comportement du contrôleur sur la tension et la puissance réactive produite dans la zone 3 est représenté sur la figure suivante :

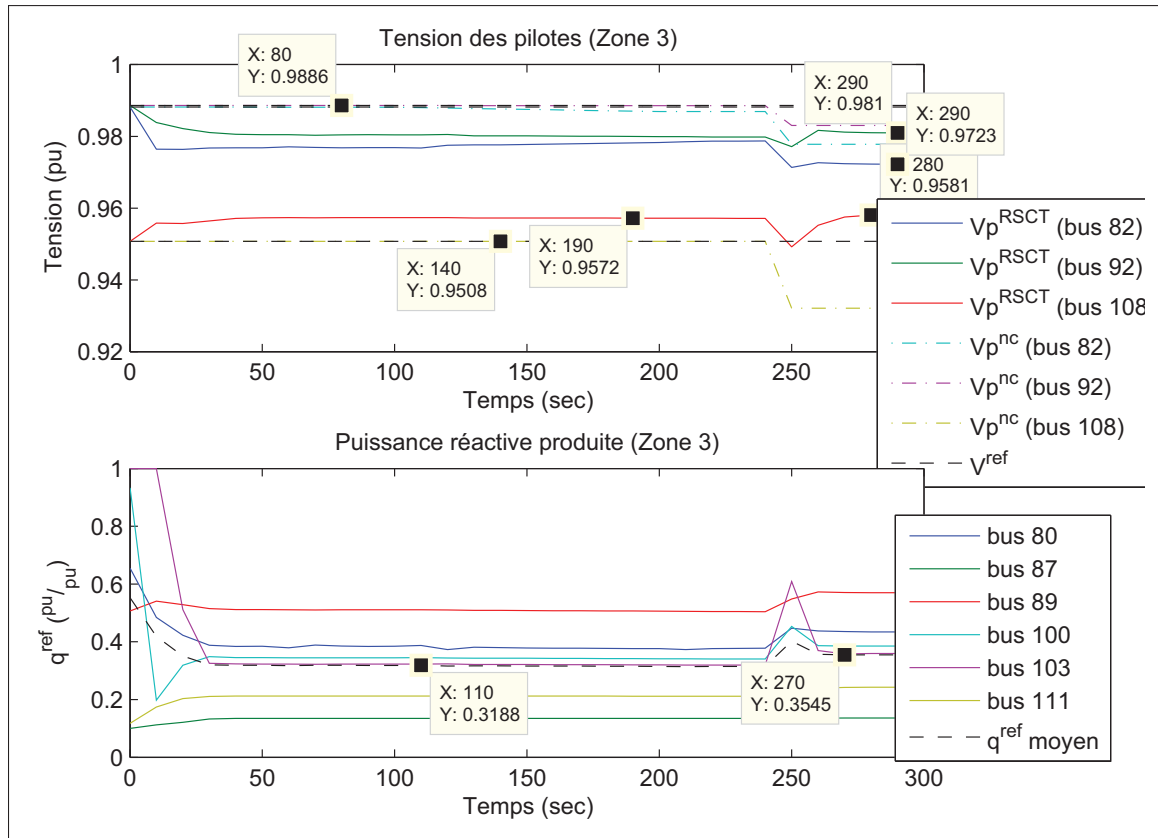


Figure 4.13 RSCT hybride dans la Zone 3

À la figure 4.13, il est possible de remarquer que le RSCT hybride se comporte de manière semblable à la méthode classique. Comme pour la méthode précédente, l'objectif de gestion du réactif n'est pas bien respecté et l'optimisation se fait en trouvant un compromis avec le contrôle de la tension. Une erreur maximale de 1.6% de pu est observée sur le pilote 82, ce qui est moins élevé que pour la méthode classique.

La figure suivante présente les manœuvres des éléments de compensation shunt sur la zone :

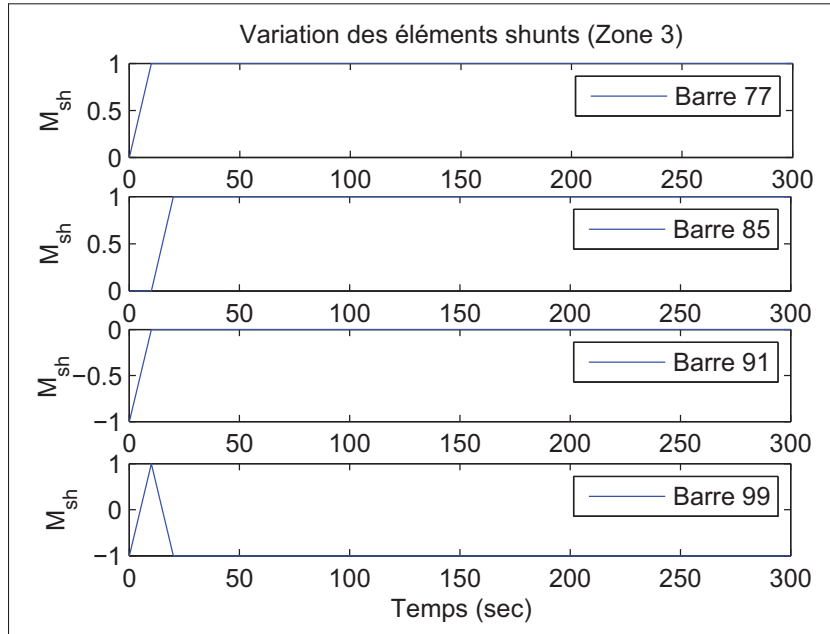


Figure 4.14 Manœuvres de compensation shunt de la Zone3

Sur la figure 4.14, on constate que les enclenchements sont effectués lors de la période de transition. De plus, deux manœuvres successives et de sens contraire sont effectuées sur la barre 99. Cette double manœuvre n'est pas souhaitable sur les réseaux électriques, car cela entraîne une usure prématurée de l'appareillage. Cette irrégularité provient notamment du fait que, pour la zone 3, l'objectif de gestion du réactif est initialement très mal respecté. En effet, au cours des 20 premières secondes, certaines barres de génération diminuent leur production d'environ 70% de leur capacité totale. Un autre aspect influençant cette double action vient du modèle de réseau utilisé qui est une approximation de son comportement linéaire. Par conséquent, il n'est pas précis pour des variations importantes de puissance réactive. Dans la réalité, cette période de transition doit être faite sous haute surveillance du gestionnaire réseau, car le RSCT part d'un état inactif à un état actif. Il serait donc possible, et nécessaire, de faire une intégration progressive du contrôleur. Par exemple, lors de l'activation du RSCT, il serait possible d'effectuer d'abord le contrôle sans les éléments de compensation shunts (Méthode classique) pour les premières minutes, et par la suite, activer le RSCT hybride pour continuer le réglage. Cette

approche permettrait à l'objectif de gestion du réactif d'être ajusté par les barres de génération avant d'ajouter les impédances shunts à l'algorithme de contrôle.

Sur les 3 zones, il est intéressant d'observer que seulement les unités de compensation shunt de 25 MVar furent utilisées lors du contrôle. Cet aspect suggère que, pour le réseau IEEE 118 barres, une valeur de compensation de 300 MVar (3 pu) est trop élevée pour être utilisée lors du RST.

### 4.5.3 Comparaison des méthodes de RSCT

Les résultats présentés dans la section précédente démontrent que les deux méthodes effectuent le réglage de la tension utilisant leurs variables de contrôle respectives. La méthode hybride possède l'avantage d'utiliser les éléments shunts sur le réseau pour participer à l'effort de commande. Par contre, il est difficile de comparer en détail le comportement des deux contrôleurs, car ils se ressemblent. L'objectif de la présente section est de détailler les résultats afin d'approfondir l'analyse.

À partir des graphiques de la section 4.5.2, les données suivantes furent recueillies :

Tableau 4.9 Comparaison des résultats de simulation

	Méthode classique		Méthode hybride	
	$q_{ref}$	$\Delta V_P^{max}$	$q_{ref}$	$\Delta V_P^{max}$
Zone 1	0.5440	0.0104	0.5078	0.012
Zone 2	0.5342	0.006	0.5271	0.006
Zone 3	0.3512 / 0.3917	0.0226	0.3188 / 0.3545	0.0163

où  $q_{ref}$  et  $\Delta V_P^{max}$  sont respectivement la proportion moyenne de réactif produit et l'erreur de tension maximale relevées durant des périodes de stabilité du réseau.

Dans le tableau 4.9, les valeurs de  $q_{ref}$  démontrent que la production de réactif des génératrices est moins élevée pour la méthode hybride. Cette caractéristique découle de l'ajout de la com-

pensation shunt qui vient contribuer à l'effort de commande. Une production d'énergie réactive moindre donne la possibilité aux unités de production d'augmenter leur marge de profit en libérant cette énergie pour la production de MW. Par ailleurs, dans la zone 3, l'erreur de tension maximale sur les nœuds pilotes a fortement diminué. Dans la mesure où l'objectif de gestion du réactif devait être mieux respecté, l'erreur de tension peut être minimisée. À l'inverse sur la zone 1, l'erreur de tension sur les pilotes a augmenté. Il est possible que cet aspect soit causé par de la difficulté à respecter l'objectif de gestion du réactif pour une production de réactif moins élevée. Afin d'y voir plus clair sur ces aspects, les deux objectifs principaux ont été mesurés pour les 3 zones à des moments distincts. Ces résultats sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 4.10 Satisfaction des objectifs de contrôle

	Méthode classique			Méthode hybride		
	Zone 1	Zone 2	Zone 3	Zone 1	Zone 2	Zone 3
Temps (sec)	90	230	280	90	230	280
$Obj_{V_P}$	3.7799E <sup>-5</sup>	0.9472E <sup>-5</sup>	1.4941E <sup>-4</sup>	4.0468E <sup>-5</sup>	1.1668E <sup>-5</sup>	0.8479E <sup>-4</sup>
$Obj_{Q_G}$	0.3554E <sup>-5</sup>	0.3147E <sup>-5</sup>	8.0695E <sup>-4</sup>	0.6052E <sup>-5</sup>	0.3816E <sup>-5</sup>	5.5019E <sup>-4</sup>
<i>Total</i>	<b>4.1353E<sup>-5</sup></b>	1.2619E <sup>-5</sup>	9.5636E <sup>-4</sup>	4.6520E <sup>-5</sup>	1.5484E <sup>-5</sup>	<b>6.3498E<sup>-4</sup></b>
$\sum  Q_G (pu)$	2.83	4.96	4.38	1.61	4.60	3.59

où les termes  $Obj_{V_P}$  et  $Obj_{Q_G}$  correspondent respectivement à l'évaluation des objectifs d'erreur de tension sur les pilotes et de gestion du réactif au « Temps » spécifié et  $\sum |Q_G|$  est la sommation du réactif produit ou consommé par les génératrices de la zone. Il faut noter que les objectifs furent calculés pour la pondération de la méthode classique (voir tableau 4.8).

Dans le tableau 4.10, la plus grande différence entre les objectifs se retrouve dans la zone 3, où une grande amélioration des deux objectifs est observée pour la méthode hybride. En contrepartie, dans les deux autres zones, les objectifs se retrouvent minimisés par la méthode classique. Cette amélioration n'est certes pas énorme mais suggère que, pour la méthode hybride, l'enclenchement des éléments shunts change le point d'opération du réseau. Par la suite,



l'optimisation est faite localement autour de ce point d'opération par le contrôle des génératrices. Par cette méthodologie, la recherche d'un minimum global n'est donc pas effectuée.

Afin de mieux évaluer l'impact des variations de  $Obj_{V_P}$  du tableau 4.10 sur les tensions du réseaux, les différences observées entre les deux méthodes pour les zone 1 et 3 furent converties en erreur de tension visible sur 1 pilote. Les résultats de ces conversions sont les suivants :

$$\text{Zone 1 : } \Delta Obj_{V_P} = 0.2669 \times 10^{-5} \longrightarrow \Delta V_P = 0.0020 pu$$

$$\text{Zone 3 : } \Delta Obj_{V_P} = 0.6462 \times 10^{-4} \longrightarrow \Delta V_P = 0.0096 pu$$

Ces résultats suggèrent que l'amélioration en tension serait près de 5 fois supérieure dans la zone 3 avec la méthode hybride. Cette comparaison démontre l'avantage de l'ajout des éléments shunts au RSCT, même si cela peut nuire à l'obtention d'un minimum global. En se basant sur les données du tableau 4.10, il est certain que l'utilisation de la compensation shunt demeure très intéressante pour l'exploitant réseau, car elle entraîne une diminution de la puissance réactive produite par les génératrices dans toutes les zones et elle permet une diminution majeure de l'erreur de tension sur les pilotes de la zone 3. Pour conclure, il serait tout de même possible d'améliorer l'utilisation conjointe, pour le RST, des éléments de compensation sur le réseau.

#### 4.6 Analyse et conclusion

Dans la présente section, il fut démontré la validité du contrôle classique de RSCT sur le réseau IEEE 39 barres. De plus, les interactions entre les zones, d'environ 30%, ne semblent pas former un inconvénient majeur à l'efficacité du contrôleur. Par contre, considérer ces interactions pourrait améliorer sa vitesse de stabilisation. En deuxième lieu, les méthodes de sélection des nœuds pilotes furent mises à l'épreuve, ce qui releva certaines lacunes au critère de contrôlabilité des pilotes. Suite à ces observations, la méthode de sélection par classification PAM semble être la plus appropriée pour le type de contrôleur utilisé. En effet, cette méthode présentait une sélection de pilote possédant une meilleure observabilité. De plus, la sélection des pilotes selon la contrôlabilité se faisant toujours au détriment de leur observabilité, ce critère ne devrait

donc pas être traité dans l'algorithme de sélection des pilotes, mais plutôt au niveau du RSCT. Il pourrait notamment être ajouté comme complément à l'objectif de gestion du réactif.

Par la suite, les éléments de compensation shunt furent ajoutés à l'algorithme de contrôle, afin de permettre leur participation à l'effort de commande. L'ajout de ces composantes au RSCT sur le réseau IEEE 118 barres démontra une diminution de la production de réactif par les génératrices, ainsi qu'une diminution importante de l'erreur de tension pour la zone 3. En effet, cette participation contribua à améliorer suffisamment l'objectif de gestion du réactif, afin de permettre une réduction de l'erreur de tension sur les pilotes. En contrepartie, certaines lacunes furent décelées quant à la minimisation globale des objectifs. Elles furent décelées dans l'utilisation de deux paliers d'optimisation dans le procédé de contrôle. Malgré ces lacunes, l'ajout des éléments de compensation shunt à l'algorithme procure suffisamment d'avantages pour valider son implantation sur un réseau réel. Il n'empêche que certaines améliorations peuvent encore être apportées au procédé de contrôle hybride afin de favoriser son acceptation. Dans le prochain chapitre, la méthode globale de RSCT, développée dans les chapitres 2 à 4, sera appliquée au réseau de transport d'Hydro-Québec, afin de valider l'approche sur de grands réseaux.

## CHAPITRE 5

### MISE EN APPLICATION DU RSCT SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC

#### 5.1 Introduction

Dans le but de valider sur de grands réseaux électriques la méthodologie présentée dans les chapitres 2 à 4, l'approche globale de réglage secondaire coordonné de tension (RSCT) sera implantée au réseau de transport d'Hydro-Québec. En premier lieu, le réseau à l'étude sera décrit dans son ensemble en présentant ses différentes caractéristiques. Par la suite, la méthodologie d'implantation d'un RSCT sera mise à l'essai étape par étape. En commençant par la division du réseau à partir d'une mesure de distance électrique (DE), viendra ensuite la sélection des nœuds pilotes et finalement le contrôleur RSCT hybride sera implanté.

#### 5.2 Caractéristique du réseau d'Hydro-Québec

Avec ses 783 barres et ses 1072 lignes, le réseau de transport d'Hydro-Québec forme un grand réseau électrique. Ce réseau possède une topologie de type radial avec de longues lignes de transport. En effet, la puissance générée par les grandes centrales de production localisées dans le nord du Québec, transite sur de longues distances vers les centres de consommation situés majoritairement au sud de la province. De plus, les interconnexions avec l'Ontario et les États-unis sont localisées au sud-ouest, ce qui accentue l'importance de cet écoulement de puissance unidirectionnel.

Le réglage secondaire de la tension est actuellement effectué manuellement par des opérateurs réseaux qui utilisent les éléments de compensation discrets pour stabiliser la tension du réseau. Ces éléments de contrôle étant la base de ce modèle de réglage de la tension, il est essentiel de les intégrer au RSCT par la méthode hybride. Ces unités de compensation sont habituellement utilisées sur les postes de haute-tension (735kV). Les bancs de condensateurs et inductances shunts sur ces postes possèdent des puissances nominales d'environ 300 MVar.

### **5.3 Division du réseau**

La division du réseau d'Hydro-Québec en zones de réglage de tension (ZRT) fut effectuée sur les niveaux de tension élevée du réseau de transport, soient de 315 et 735 kV. En effet, le contrôle étant actuellement effectué sur ces niveaux de tension, il est donc important de diviser le réseau à ces mêmes niveaux afin d'obtenir une division s'accordant avec les exigences de l'exploitant réseau.

#### **5.3.1 Méthodologie**

La mesure de distance électrique (DE) fut calculée sur des données provenant de simulation par étude de stabilité transitoire. Dans le but d'obtenir une bonne représentation du comportement naturel du réseau électrique, certains automatismes ont du être désactivés lors des simulations. C'est le cas des enclenchements automatiques des impédances shunts et des changeurs de prise sous-charge des transformateurs.

Pour calculer une mesure de DE, une augmentation de la charge réactive de 5 pu (500 MVar) sur 100 cycles fut effectuée sur chacune des barres numérotées 3XX et 7XX. L'effet de ces perturbations fut ensuite mesuré par l'entropie conditionnelle sur les autres barres 3XX et 7XX.

À partir de cette mesure de DE, la division fut effectuée par optimisation de la fonction objectif définie en 2.7. Tel que présenté au chapitre 2, cette optimisation fut résolue à l'aide d'un algorithme génétique en considérant les liens directs et indirects entre les barres 3XX et 7XX (voir le tableau VI-2 de l'annexe VI).

### 5.3.2 Résultat

En considérant seulement les barres numérotées 3XX et 7XX, la division suivante fut obtenue pour 5 ZRT :

Tableau 5.1 Division du réseau de transport d'Hydro-Québec en 5 ZRT

# Zone	# Barres
1	301 302 308 319 350 700 701 702 707 708 715 719 730 755 784
2	303 304 305 312 317 703 704 705 717 718 790
3	306 307 309 310 327 341 342 706 709 710 760
4	313 315 320 326 361 713 714 720 749 770 780
5	324 365 366 367 722 723 724 731 782 783

Pour faire une analyse sommaire des résultats du tableau 5.1, il est possible de regarder les 2 derniers chiffres des barres pour les deux niveaux de tension, car les barres possédant le même identifiant se retrouvent habituellement dans la même sous-station électrique. Par exemple, les barres 301 et 701 se retrouvent toutes deux dans la zone 1. Cette caractéristique est observable pour toutes les paires de barres des ZRT, à l'exception des paires 307-707 et 315-715. En ce qui concerne la paire 307-707, il est possible de constater, d'après le tableau VI-1 de l'annexe VI, que ces barres ne sont pas localisées dans la même région géographique. En effet, la barre 707 se retrouve près de Nicolet tandis que la barre 307 à Micoua. Pour la paire 315-715, il s'agit d'une situation étrange car ces deux barres se retrouvent dans la même région ce qui peut laisser croire à une possible imprécision des mesures de distance électrique. Par contre, considérant que les autres paires sont localisées dans les mêmes zones, cela semble valider une certaine cohérence dans les résultats.

Afin d'obtenir une vision géographique de la division, les ZRT furent tracées sur la carte ci-dessous qui représente les postes de 735kV :

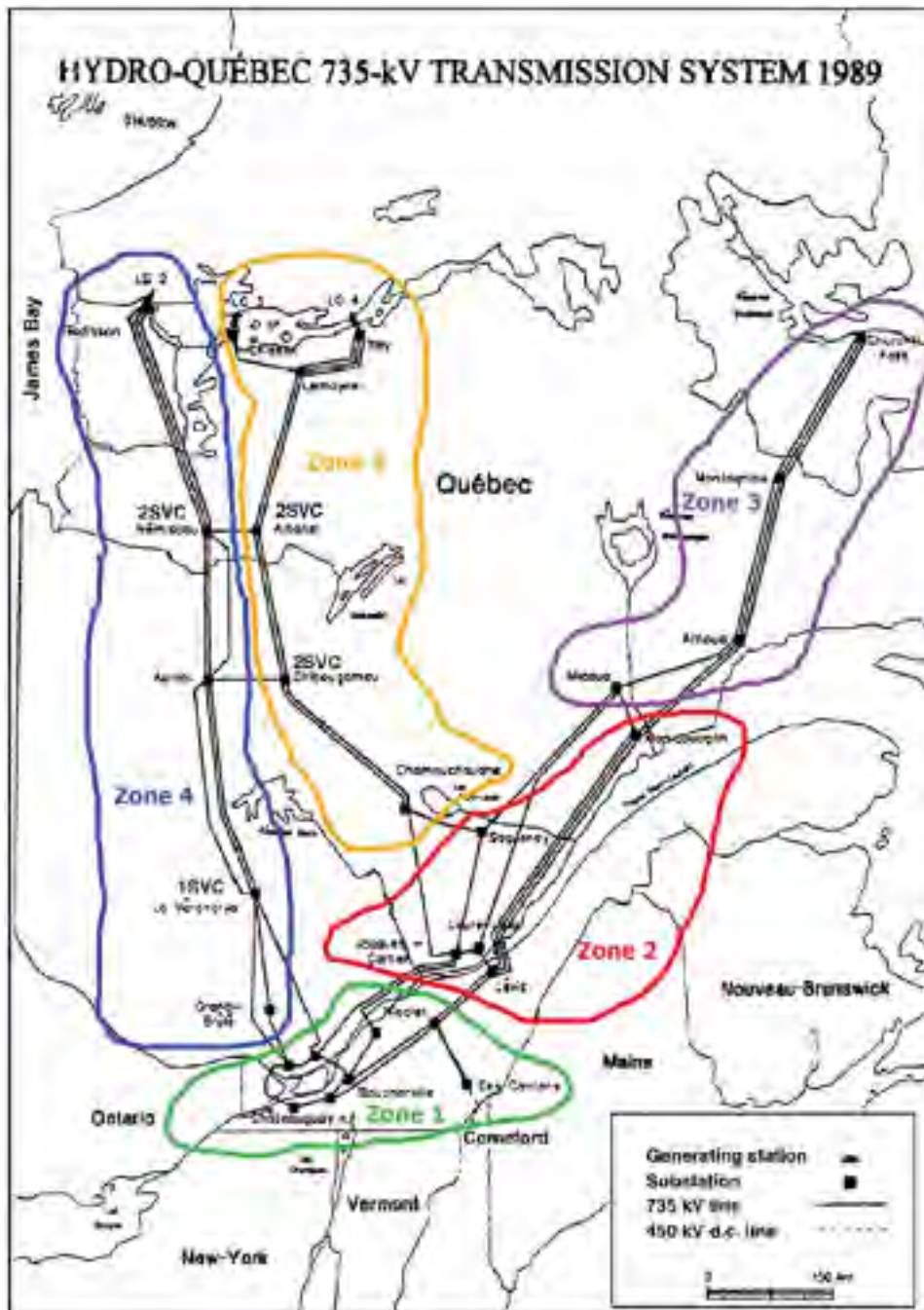


Figure 5.1 Représentation de la division du réseau d'Hydro-Québec  
Tirée de Bolduc (2002)

La figure 5.1 démontre une cohérence entre la division obtenue et la localisation géographique des postes de 735 kV. En effet, les zones 1 et 2 représentent majoritairement les régions de consommation d'énergie, soit respectivement la région de Montréal et les régions de Québec, de Saguenay et de Baie-Comeau. Tandis que les zones 3, 4 et 5, regroupent principalement les barres de production et de transport de l'énergie vers les grands centres. Il faut tout de même remarquer que la barre 705 de Manicouagan est positionnée dans la zone 2. Sachant que la distance physique de cette barre est plus faible avec la zone 3, ce résultat semble incohérent. De plus, il faut noter que les postes de transport situés entre les centrales de La Grande et de Montréal sont séparés en deux zones suivant les deux lignes de transport. En effet, malgré la distance physique d'est en ouest plus faible entre ces postes, le regroupement fut effectué du nord au sud. Ces résultats remettent en question la mesure de distance obtenue par l'entropie conditionnelle. En se basant sur les bons résultats obtenus sur les réseaux IEEE de 39 et de 118 barres (voir au chapitre 2), il est possible de faire l'hypothèse que les données de simulations obtenues pour le réseau d'Hydro-Québec ne représentent pas bien son comportement naturel. En effet, plusieurs circuits de stabilisation étaient présent lors des simulations de stabilité transitoire ce qui influence les variations de tension sur le réseau, et par le fait même la mesure de DE. Afin de valider cette hypothèse, à l'annexe VII, la division du réseau d'Hydro-Québec fut effectuée à l'aide d'une autre mesure de DE, soit à partir de la matrice de sensibilité.

Malgré ces lacunes, la division du tableau 5.1 démontre une certaine cohérence dans les regroupements et permettra d'implanter en simulation le RSCT hybride selon la méthode présentée dans les chapitres précédents.

#### **5.4 Sélection des nœuds pilotes**

La méthode de sélection des pilotes par l'algorithme PAM proposée à la section 3.2.2 sera utilisée pour le réseau d'Hydro-Québec. En effet, comme il fut démontré au chapitre 4, la classification PAM permet d'obtenir des pilotes possédant une meilleure observabilité et une bonne contrôlabilité avec le contrôleur RSCT.

À partir de la mesure de DE calculée précédemment et des résultats de la division, la sélection des nœuds pilotes peut être faite rapidement. Pour connaître le nombre de pilotes nécessaire dans chaque zone, le processus de sélection proposé pour le réseau IEEE 118 barres sera réutilisé (voir section 3.3.2).

Considérant que les zones obtenues ne regroupent qu'une dizaine de barres, le nombre de pilotes sélectionnés fut limité à un maximum de 2 pilotes pour chaque zone. Les résultats de la classification PAM sont regroupés dans le tableau suivant :

Tableau 5.2 Résultats classification PAM réseau IEEE 118 barres

Nb. de pilotes	Zone 1		Zone 2		Zone 3		Zone 4		Zone 5	
	# P	Nb. barres	# P	Nb. barres	# P	Nb. barres	# P	Nb. barres	# P	Nb. barres
1	<b>701</b>	15	<b>703</b>	11	<b>710</b>	11	780	11	724	10
2	308	2	703	9	306	3	<b>720</b>	5	<b>366</b>	4
	701	13	304	2	710	8	<b>714</b>	6	<b>782</b>	6

Dans le tableau 5.2, les pilotes sélectionnés sont représentés en caractère gras. En effet, en analysant la répartition des barres associées à chaque pilote, le nombre adéquat de pilotes fut relevé. Dans les zones 1 à 3, un seul nœud pilote fut sélectionné car pour une sélection de deux pilotes, le nombre de barres est déséquilibré entre les sous-zones. À l'inverse, le nombre de barres est équilibré dans les zones 4 et 5, ce qui rend la représentation de la zone par deux nœuds pilotes plus avantageuse. En effet, l'utilisation de plusieurs nœuds pilotes améliore l'observabilité de la tension dans la zone. De plus, il est intéressant de constater que l'utilisation de 2 pilotes se fait pour les zones 4 et 5, étant donné qu'elles couvrent un territoire géographique plus important (voir figure 5.1).

## 5.5 Implantation du RSCT hybride

Considérant que le réseau d'Hydro-Québec possède un nombre élevé de barres (783 barres), l'essai du RSCT fut effectué sur une seule zone du réseau afin de permettre une meilleure



analyse des résultats. La zone 1 fut donc sélectionnée car elle regroupe une portion importante de la charge du réseau.

Afin de considérer la production de réactif par les génératrices, les barres de niveaux de tension inférieurs à 315 et 715 kv, associées à la zone 1, ont dû être retrouvées. Cette tâche fut possible à partir des données de ligne qui indique les liens physiques entre les barres. En enlevant de la recherche les barres 3XX et 7XX des autres zones, il fut possible de retrouver les barres appartenant à cette zone (voir annexe VI).

### 5.5.1 Paramètre de simulation

Afin de permettre une bonne analyse des résultats, une seule perturbation fut exécutée sur le réseau. Cette perturbation correspond à une augmentation de la charge de 1000 MW et de 500MVar en 10 minutes à la barre 719 (poste de Chateauguay). Ce poste haute tension possède une interconnexion à courant continu avec l'état de New-York aux États-Unis. Ainsi, cette variation de charge peut être associée à une vente d'énergie vers les États-Unis. Afin de compenser cette augmentation de charge, les unités de production de la centrale de Beauharnois sont mises à contribution en augmentant proportionnellement leur production de puissance active. Voici les détails de la perturbation :

Tableau 5.3 Variation de charge appliquée au réseau d'Hydro-Québec

# barre	Type	$\Delta P$ (MW)	$\Delta Q$ (MVar)	Temps (min)
719	Rampe	+1000	+500	5 à 15
254 à 294	Rampe	-1000	-	5 à 15

Dans le tableau 5.3, la production d'énergie active par les barres de la centrale de Beauharnois est représentée par une variation négative de la charge.

Sachant que la perturbation est localisée dans le secteur sud-ouest de la zone 1, près de l'île de Montréal, les unités de production situées à proximité furent considérées dans l'algorithme

de contrôle. Ces barres correspondent aux centrales des Cèdres (6), de Carillon (7) et de Beauharnois (257 à 291). Elles sont également situées près de la charge principale de la zone. Le tableau suivant regroupe les numéros des unités de production participant en réactif au RSCT :

Tableau 5.4 Barres de génération participant au RSCT de la zone 1

# des barres de génération du RSCT de la Zone 1													
6	7	257	258	260	261	262	263	266	267	268	269	270	271
272	274	275	276	277	278	279	280	281	282	283	289	290	291

Pour concorder avec le réglage actuellement effectué sur le réseau d'Hydro-Québec, des unités de compensation discrètes furent considérées sur les barres de 735 kV de la zone. Les paramètres de ces impédances shunts sont regroupés dans le tableau VI-6 de l'annexe VI. La puissance nominale considérée pour ces groupes est de 300 MVAR.

Lors de la simulation, le comportement du réseau en régime permanent est obtenu par un calcul d'écoulement de puissance effectué à chaque pas de 30 secondes. Comme précédemment, l'algorithme de contrôle reçoit les mesures prises sur le réseau afin de déterminer les actions nécessaires pour stabiliser la tension. Pour ce faire, la pondération suivante des objectifs fut utilisée pour effectuer le RST :

Tableau 5.5 Facteur de pondération des objectifs de contrôle

Indice	Méthode	
	Classique $F_{obj2}$	Hybride $F_{obj1}$
$\Lambda_{V_P}$	0.8	0.8
$\Lambda_{Q_G}$	0.1	0.005
$\Lambda_{V_G}$	0.1	—
$\Lambda_{Q_{Sh}}$	—	0.0005

Comme le présente le tableau 5.5, suite aux résultats présentés au chapitre 4, la pondération  $\Lambda_{V_P}$  fut augmentée, tandis que  $\Lambda_{Q_G}$  fut diminuée. En effet, les résultats avaient démontré que l'objectif de gestion de réactif semblait trop bien respecté en comparaison avec celui du réglage de la tension sur les pilotes. De plus, pour l'objectif de la compensation discrète, la valeur de  $\Lambda_{Q_{Sh}}$  fut diminuée, car le réseau d'Hydro-Québec s'est présenté comme étant plus robuste au variation de puissance réactive que le réseau IEEE 118. Il est donc pertinent de permettre une déviation plus importante des valeurs de compensation calculées par rapport à leur valeur nominale.

### 5.5.2 Résultat

Lors de la perturbation, la tension du pilote et la proportion de production d'énergie réactive des barres de génération sont les suivantes :

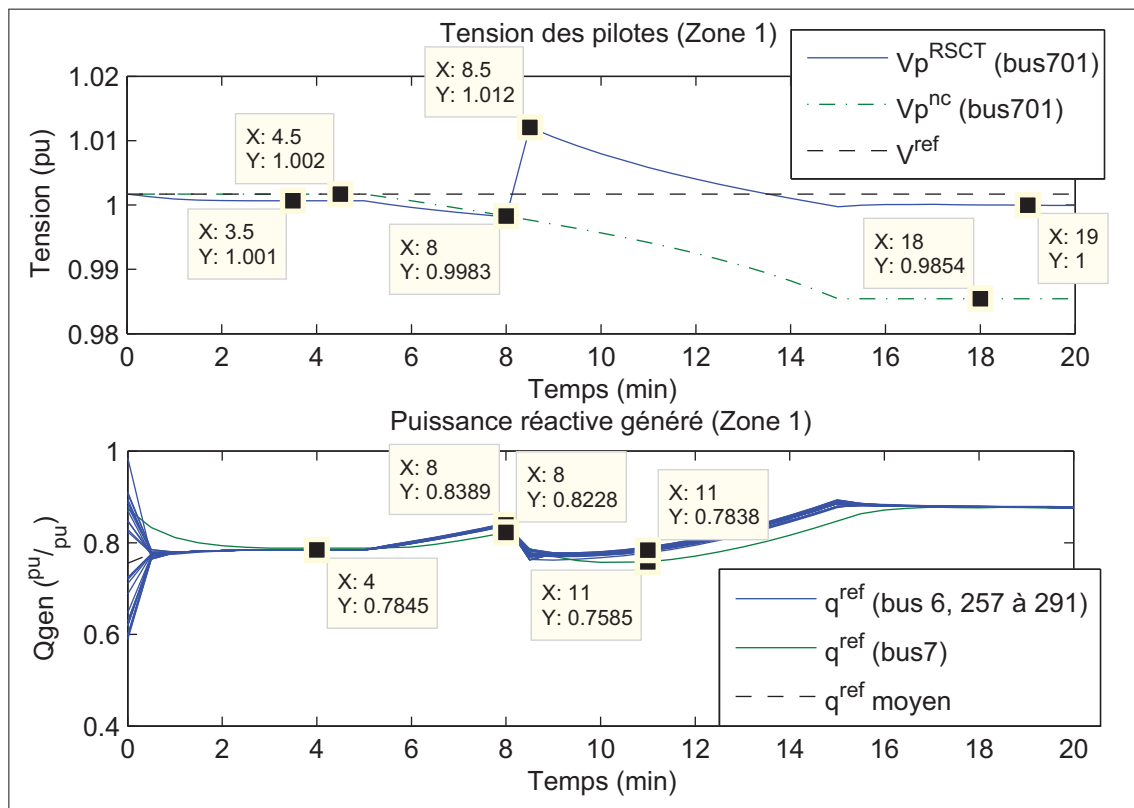


Figure 5.2 Tension des pilotes et puissance réactive produite par le RSCT

où  $V_p^{RSCT}$  et  $V_p^{nc}$  correspondent respectivement à la tension du nœud pilote avec et sans le RSCT,  $V^{ref}$  est la tension de consigne du pilote et  $q^{ref}$  est la proportion de la réserve d'énergie réactive utilisée par les génératrices.

Des manœuvres d'impédance shunt furent effectuées par le contrôleur. Les commandes envoyées sont représentées sur la figure suivante :

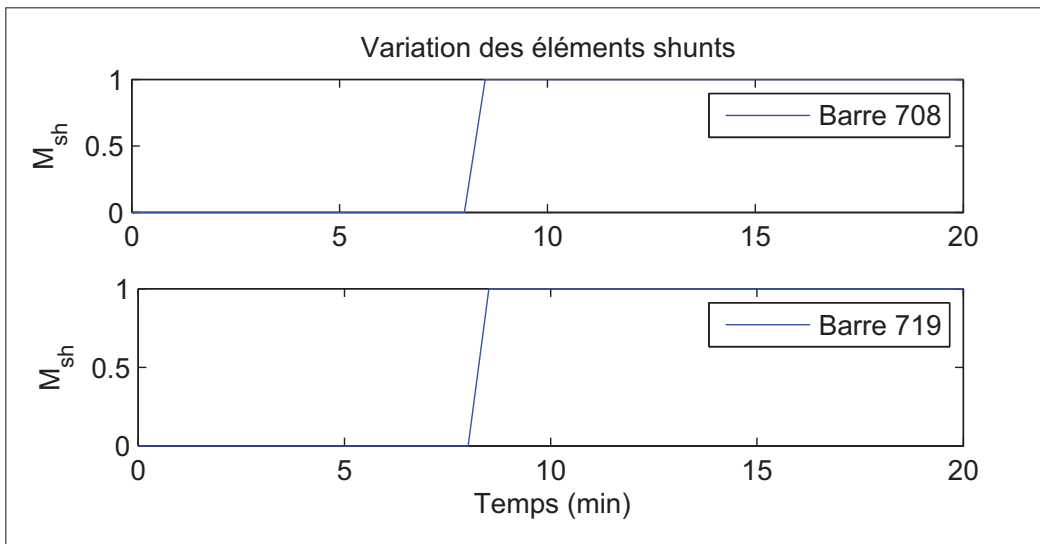


Figure 5.3 Manœuvre effectuée sur les impédances shunts

Sur la figure 5.2, une période d'initialisation du RSCT est visible au cours des premières minutes. Durant cette période, l'objectif de gestion du réactif contraint la production de réactif des barres de génération vers une production proportionnelle à leur capacité de production, ce qui entraîne une légère variation de tension sur le pilote. Durant les premières minutes de perturbation, de la 5<sup>ème</sup> à la 8<sup>ème</sup> minutes, la courbe avec le RSCT démontre une pente légèrement plus faible que la courbe sans contrôle, ce qui prouve la contribution des barres de génération au réglage de la tension. Tel que le montre la figure 5.3, deux bancs de condensateurs sont enclenchés à 8 minutes et 30 secondes. Il est possible de remarquer qu'une des unités de compensation est enclenchée directement sur la barre perturbée (719). À l'instant de la résolution de l'algorithme de contrôle (8 minutes), la perturbation de réactif est de 150 MVar et de 300MW sur la barre 719. En observant la figure 5.2, l'augmentation de tension sur le nœud

pilote est d'environ 1.4% de pu et la déviation de tension sur le nœud pilote après la compensation est plus élevée de 0.6% de pu que l'erreur précédente (à 8 min.). Par la suite, on observe une diminution de la production de réactif sur la barre 7, qui possède une plus grande capacité que les autres barres de génération (environ 10 fois plus élevée). Cette diminution s'arrête aux alentours de la 10<sup>ième</sup> minute et est causée par un point de rencontre entre la satisfaction de l'objectif de réglage de la tension et celui de gestion de réactif. En effet, dans la période entre 8.5 et 10 minutes, il est possible de remarquer que la pente de la tension est plus abrupte que la courbe sans contrôle et que la courbe avec RSCT avant l'enclenchement des shunts. Cela atteste, une seconde fois, de l'action des génératrices pour stabiliser la tension. Finalement, après la perturbation, la tension du pilote se stabilise aux alentours de 1 pu (erreur de 0.2% de pu) et l'objectif de gestion du réactif est très bien respecté.

## **5.6 Analyse des résultats et discussion**

Afin d'approfondir l'analyse du comportement du RSCT sur le réseau d'hydro-québec, il est possible de comparer la tension calculée par le contrôleur par rapport à la tension réelle mesurée sur le pilote. En effet, sur la figure 5.2, on peut remarquer que lors de l'enclenchement des éléments shunts, la tension sur le pilote ne s'était pas améliorée par rapport à la tension précédente.

Les valeurs de  $V_P(k+1)$  calculées à chaque itération ont donc été regroupées avec les tensions réelles mesurées à l'itération suivante sur le graphique ci-dessous :

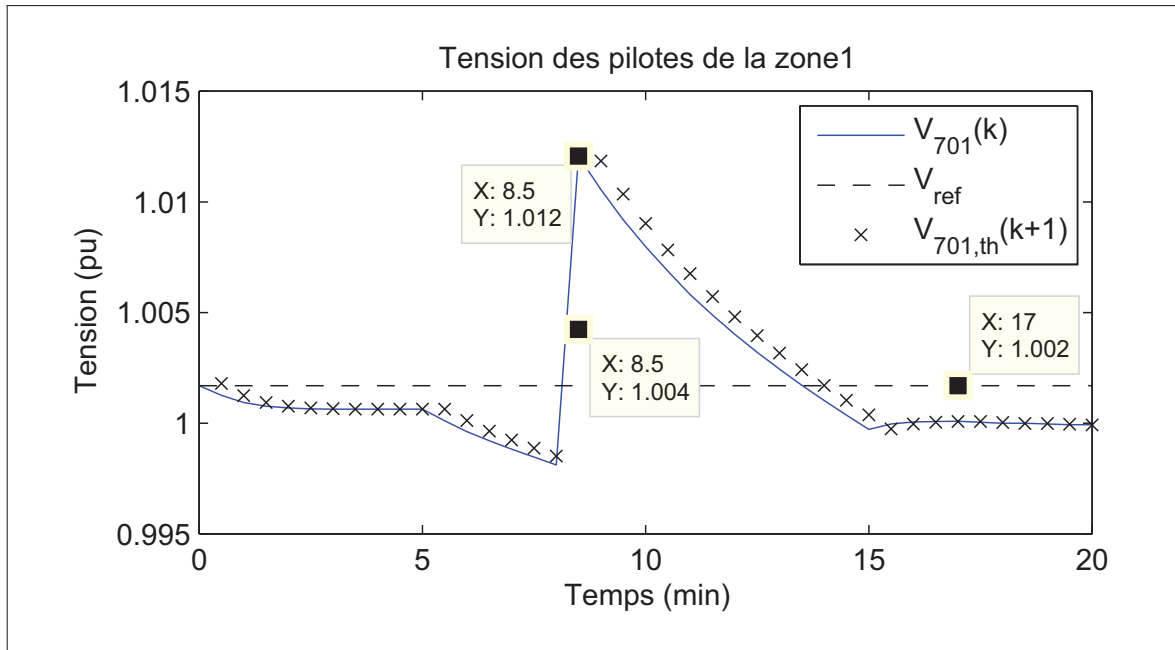


Figure 5.4 Tension sur le pilote mesurée et estimée par le RSCT

où  $V_{701}(k)$  et  $V_{701,th}(k+1)$  correspondent respectivement à la tension mesurée et estimée sur le pilote et  $V^{ref}$  est la consigne de tension du nœud pilote. Sur le graphique, les tensions (k+1) furent placées aux temps correspondant à l'itération (k+1).

Sur la figure 5.4, il est possible de remarquer que la tension sur le nœud pilote estimée à la 8.5<sup>ème</sup> minute est beaucoup plus près de la tension de référence que la tension réelle obtenue. En effet, l'erreur calculée correspond à une déviation de la tension de référence de 0.2% de pu, tandis que celle de la valeur réelle est de 0.8% de pu. Cette erreur élevée est probablement causée par le modèle de réseau utilisé dans la contrainte d'égalité de l'algorithme de RSCT (équation 4.17). En effet, les variations de puissance réactive de 300 MVar semblent trop élevées pour qu'une approximation linéaire soit précise. De plus, pour de grand réseau électrique, il est possible que l'utilisation d'un modèle linéaire par la matrice de susceptance ne permette

pas de bien représenter le comportement du réseau. Afin de résoudre cette lacune, l'utilisation d'un modèle non-linéaire pour effectuer le RSCT semble nécessaire.

De plus, lors des simulations, il fut observé que les unités de production avaient de la difficulté à bien réguler la tension sur le pilote. Cet aspect est dû notamment à leur faible capacité de compensation en réactif et possiblement à leur éloignement électrique avec le pilote. Il est donc nécessaire d'utiliser sur ce réseau, les impédances shunts afin de stabiliser la tension sur les postes hautes tensions.





## CONCLUSION

Pour conclure, les résultats obtenus démontrèrent l'intérêt de la méthode globale d'implantation d'un RSCT hybride présentée dans ce mémoire. Pour la division de réseau, l'approche utilisée permet de bien diviser le réseau lorsque la mesure de distance électrique (DE) est calculée à partir de données de simulation pertinentes. En effet, la méthode de division par optimisation sépare le réseau en zones de régulation de tension (ZRT) selon plusieurs critères pouvant être pondérés selon les exigences de l'exploitant réseau. Le critère fondamental de la division demeure celui minimisant les interactions entre les zones, car cela permet d'améliorer le fonctionnement du contrôleur RSCT. Les résultats obtenus sur les réseaux IEEE 39 barres et IEEE 118 barres démontrèrent la qualité des divisions.

Les trois méthodes de sélection des nœuds pilotes furent comparées à l'aide de simulations sur le réseau IEEE 39 barres avec le RSCT activé. Les résultats démontrèrent l'intérêt de la sélection de plusieurs nœuds pilotes par l'algorithme de classification PAM. En effet, cette méthode présentait des pilotes possédant une meilleure observabilité de la tension dans la zone ainsi qu'une bonne contrôlabilité. À l'inverse, le réglage de la tension effectué avec les pilotes sélectionnés selon leur contrôlabilité à l'aide de l'algorithme « CWN-PAM » fut moins efficace, car les pilotes présentaient une moins bonne observabilité pour une contrôlabilité similaire. Suite à ces résultats, il est possible de conclure que pour le type de contrôleur utilisé, la contrôlabilité ne devrait pas influencer le choix des nœuds pilotes, car l'influence de cet aspect se fait toujours au dépend de l'observabilité qui est sans équivoque le critère le plus important. De plus, si le contrôle de la tension du pilote par un minimum de réactif est désiré, il serait possible de minimiser la production de réactif par les unités de compensation à l'intérieur de l'objectif de gestion du réactif.

L'implantation du contrôleur RSCT classique sur le réseau IEEE 39 barres contribua à valider les méthodes de division et de sélection des nœuds pilotes. Par la suite, le contrôle RSCT hybride permit de stabiliser la tension sur le réseau IEEE 118 barres à l'aide des unités de compensation discrètes. Les résultats démontrèrent le bon fonctionnement du contrôleur ainsi que

les avantages reliés à l'utilisation des impédances shunts pour le réglage de la tension. En effet, la participation de ces composantes au contrôle permet de diminuer la compensation en réactif des génératrices et ainsi de diminuer les coûts de production d'énergie. Par contre, certaines lacunes furent relevées quant aux commandes envoyées aux éléments de compensation discrets. Il fut remarqué que le procédé de contrôle en deux paliers d'optimisation semblait avoir de la difficulté à trouver le minimum global de la fonction objectif.

L'implantation de l'approche globale de RSCT hybride sur le réseau d'Hydro-Québec permit de valider son application à de grands réseaux électriques. Les résultats de son implantation révélèrent certaines lacunes non observées sur les réseaux IEEE de 39 et de 118 barres. Pour la méthode de division, elle semble pouvoir s'appliquer à de grands réseaux, par contre une attention particulière doit être apportée à la sélection des données de simulations utilisées pour la mesure de DE. En effet, certaines zones de la division semblent posséder certaines incohérences face à notre connaissance du réseau. Cette divergence est probablement due aux données de simulation qui ne représentent pas bien le comportement naturel du réseau donnant ainsi une mesure de DE erronée. Sachant que cette mesure sert également à la sélection des nœuds pilotes, il est donc primordial de posséder une mesure de qualité. En ce qui a trait au réglage de la tension, le RSCT hybride a démontré sa capacité à effectuer le contrôle de la tension sur de grands réseaux, par contre les commandes effectuées pour les éléments shunts sont imprécises. En effet, l'utilisation d'un modèle linéaire combinée à des valeurs de compensation élevées (300 MVar) semble causer un calcul erroné de la tension contrôlée.

En terminant, nous croyons que ce travail a démontré la pertinence de la méthodologie utilisée, ses avantages et ses inconvénients, ainsi que l'intérêt d'ajouter la contribution des impédances shunts au réglage de la tension sur le réseau.

## RECOMMANDATIONS

Suite à ce mémoire, il est possible de faire certaines recommandations pour de futurs travaux sur le sujet. Il serait notamment possible d'approfondir et d'étendre le fonctionnement du contrôleur en ce qui à trait à la stabilité de tension sur le réseau. En effet, actuellement le contrôleur permet d'améliorer la stabilité de tension en contrôlant la tension des pilotes à leur valeur de référence. Par contre, il serait avantageux d'ajouter un système de détection d'instabilité sur les ZRT et de permettre au RSCT, le cas échéant, de modifier la tension de référence sur les pilotes. Par exemple, l'approche proposée dans Lerm (2006), utilisant la théorie de la bifurcation pour détecter les instabilités, pourrait être traitée en parallèle avec le contrôle actuel pour modifier la tension de référence des pilotes lorsque les risques d'instabilité seraient trop élevés. Une contrainte sur la tension de référence pourrait être ajoutée au calcul d'écoulement de puissance optimal du réglage tertiaire afin de coordonner les deux niveaux de contrôle de la tension.

De plus, l'efficacité du contrôleur peut être améliorée en considérant les interactions entre les zones dans l'algorithme de contrôle. En effet, l'accroissement des interconnexions à l'intérieur des réseaux électriques rend difficile la division de réseau en ZRT possédant peu d'interactions entre elles. Pour des zones possédant de fortes interactions, l'efficacité du contrôleur en sera affectée, ce qui aura pour effet d'augmenter le temps nécessaire pour stabiliser efficacement la tension dans la zone.

Les résultats obtenus sur le réseau d'Hydro-Québec ont démontré les limites du modèle linéaire pour représenter le comportement d'un réseau. En effet, pour des variations de puissance réactive de 300 MVar, l'erreur sur la variation de tension résultante était très élevée. Il serait donc intéressant d'effectuer le RSCT à l'aide d'un modèle non-linéaire du réseau. De plus, la méthode proposée pour inclure la compensation shunt dans l'algorithme de contrôle pourrait être plus efficace, car l'optimisation en deux paliers des objectifs permet difficilement d'obtenir un minimum global.

En supplément, la simulation dynamique de cette méthode de RSCT devrait être faite afin d'observer si le comportement en régime transitoire du réseau aura un impact important sur l'efficacité du contrôleur pour des perturbations lentes. Sachant que les perturbations sous forme de rampe ne peut être simulées efficacement avec un modèle de réseau en régime permanent, une simulation en régime transitoire permettrait de visualiser plus précisément le comportement du RSCT pour ce type de perturbation. De plus, considérant que les manœuvres d'impédance shunt sur le réseau se font habituellement en plusieurs minutes, il serait nécessaire de faire une simulation en temps réel du RSCT afin de mieux définir les contraintes temporelles reliées à son implantation physique sur le réseau.

## ANNEXE I

### DONNÉES DU RÉSEAU IEEE 39 BARRES

#### 1 Présentation générale

Le réseau IEEE New England 39 barres est une simplification du réseau de transport de Nouvelle Angleterre et il est constitué d'un total de 39 barres dont 10 barres de génération. Les données spécifiques à ce réseau sont présentées dans les prochaines sections. Toutes les valeurs en pu sont sur une base de 100 MVA à 60 Hz.

#### 2 Données des génératrices

Les paramètres du modèle deux axes des génératrices synchrones peuvent être retrouvés dans le tableau suivant :

Tableau-A I-1 Données des génératrices

# d'unité	H	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl
1	500.0	0	0.006	0.008	0.02	0.019	7.0	0.7	0.003
2	30.3	0	0.0697	0.170	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035
3	35.8	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304
4	28.6	0	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295
5	26.0	0	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054
6	34.8	0	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3	0.4	0.0224
7	26.4	0	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322
8	24.3	0	0.057	0.0911	0.290	0.280	6.7	0.41	0.028
9	34.5	0	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298
10	42.0	0	0.031	0.008	0.1	0.069	10.2	0.0	0.0125

### 3 Données de branche/transformateur

Les données de branche du réseau sont montrées dans le tableau ci-dessous.

Tableau-A I-2 Données de branche

Données de branche					Transformateur	
De	À	R	X	B	Ratio	Angle
1	2	0.0035	0.0410	0.6987	0.000	0.00
1	39	0.0010	0.0250	0.0750	0.000	0.00
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0.000	0.00
2	25	0.0070	0.0086	0.1460	0.000	0.00
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0.000	0.00
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0.000	0.00
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0.000	0.00
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0.000	0.00
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	0.000	0.00
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0.000	0.00
6	7	0.0006	0.0092	0.1130	0.000	0.00
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0.000	0.00
7	8	0.0004	0.0046	0.0780	0.000	0.00
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0.000	0.00
9	39	0.0010	0.0250	1.2000	0.000	0.00
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0.000	0.00
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0.000	0.00
14	15	0.0018	0.0217	0.3660	0.000	0.00
15	16	0.0009	0.0094	0.1710	0.000	0.00
16	17	0.0089	0.1342	0.1342	0.000	0.00
16	19	0.0016	0.0195	0.3040	0.000	0.00
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0.000	0.00
16	24	0.0003	0.0059	0.0680	0.000	0.00
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0.000	0.00
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0.000	0.00

Suite du tableau ...						
Données de branche					Transformateur	
21	22	0.0008	0.0140	0.2565	0.000	0.00
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0.000	0.00
23	24	0.0022	0.0350	0.3610	0.000	0.00
25	26	0.0032	0.0323	0.5130	0.000	0.00
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0.000	0.00
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0.000	0.00
26	29	0.0057	0.0625	1.0290	0.000	0.00
28	29	0.0014	0.0151	0.2490	0.000	0.00
12	11	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
12	13	0.0016	0.0435	0.0000	1.006	0.00
6	31	0.0000	0.0250	0.0000	1.070	0.00
10	32	0.0000	0.0200	0.0000	1.070	0.00
19	33	0.0007	0.0142	0.0000	1.070	0.00
20	34	0.0009	0.0180	0.0000	1.009	0.00
22	35	0.0000	0.0143	0.0000	1.025	0.00
23	36	0.0005	0.0272	0.0000	1.000	0.00
25	37	0.0006	0.0232	0.0000	1.025	0.00
2	30	0.0000	0.0181	0.0000	1.025	0.00
29	38	0.0008	0.0156	0.0000	1.025	0.00
19	20	0.0007	0.0138	0.0000	1.060	0.00

#### 4 Données de barre

Les données de barre sont présentées dans le tableau ci-dessous. Il est à noter que la barre d'équilibre du réseau est la barre de génération 31.

Tableau-A I-3 Données de barre

# Barre	Type	Tension (pu)	Charge		Génération		$Q_{max}$ (MVAR)	$Q_{min}$ (MVAR)	No
			(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)			
1	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
2	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
3	PQ	-	322.0	2.4	0.0	0.0	-	-	-
4	PQ	-	500.0	184.0	0.0	0.0	-	-	-
5	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
6	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
7	PQ	-	233.0	84.0	0.0	0.0	-	-	-
8	PQ	-	522.0	176.0	0.0	0.0	-	-	-
9	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
10	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
11	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
12	PQ	-	7.5	88.0	0.0	0.0	-	-	-
13	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
14	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
15	PQ	-	320.0	153.0	0.0	0.0	-	-	-
16	PQ	-	329.0	32.3	0.0	0.0	-	-	-
17	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
18	PQ	-	158.0	30.0	0.0	0.0	-	-	-
19	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
20	PQ	-	628.0	103.0	0.0	0.0	-	-	-
21	PQ	-	274.0	115.0	0.0	0.0	-	-	-
22	PQ	-	0.0	0.0	0.0	0.0	-	-	-
23	PQ	-	247.5	84.6	0.0	0.0	-	-	-
24	PQ	-	308.6	-92.0	0.0	0.0	-	-	-
25	PQ	-	224.0	47.2	0.0	0.0	-	-	-



Suite du tableau ...									
# Barre	Type	Tension (pu)	Charge		Génération		$Q_{max}$ (MVar)	$Q_{min}$ (MVar)	No
			(MW)	(MVar)	(MW)	(MVar)			
26	PQ	-	139.0	17.0	0.0	0.0	-	-	-
27	PQ	-	281.0	75.5	0.0	0.0	-	-	-
28	PQ	-	206.0	27.6	0.0	0.0	-	-	-
29	PQ	-	283.5	26.9	0.0	0.0	-	-	-
30	PV	1.0335	0.0	0.0	250.0	-	400	140	Gen10
31	SW	0.9820	9.2	4.6	-	-	300	-100	Gen2
32	PV	0.9770	0.0	0.0	650.0	-	300	150	Gen3
33	PV	0.9760	0.0	0.0	632.0	-	250	0	Gen4
34	PV	1.0048	0.0	0.0	508.0	-	167	0	Gen5
35	PV	1.0493	0.0	0.0	650.0	-	300	-100	Gen6
36	PV	1.0635	0.0	0.0	560.0	-	240	0	Gen7
37	PV	1.0128	0.0	0.0	540.0	-	250	0	Gen8
38	PV	1.0265	0.0	0.0	830.0	-	300	-150	Gen9
39	PV	1.0300	1104.0	250.0	1000.0	-	300	-100	Gen1



## ANNEXE II

### DONNÉES DU RÉSEAU IEEE 118 BARRES (MODIFIÉES)

#### 1 Présentation générale

Le réseau d'essai IEEE 118 barres est la représentation d'une portion du réseau électrique des États-Unis (dans le Mid-Ouest) de décembre 1962. Les données du réseau proviennent du site internet de l'université de Washington (<http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>). Le réseau fut modifié afin d'intégrer des éléments de compensation shunt au RSCT. En effet, les barres de génération ne produisant aucune énergie active furent changées en barres possédant des unités de compensation discrète. Les données pour ces composantes se retrouvent à la section 5.

#### 2 Données des génératrices

Les paramètres du modèle deux axes des génératrices synchrones peuvent être retrouvés dans le tableau suivant :

Tableau-A II-1 Données des génératrices

# d'unité	H	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl
10	3.5	0	0.26	-	1.0	0.41	2.3	-	0.1
12	1.8	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
25	3.1	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
26	3.5	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
31	3.5	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
46	2.5	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
49	3.5	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
54	2.5	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
59	3.0	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
61	3.0	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11

Suite du tableau ...									
# d'unité	H	Ra	x'd	x'q	xd	xq	T'do	T'qo	xl
65	3.5	0	0.26	-	1.0	0.41	2.3	-	0.1
66	3.5	0	0.26	-	1.0	0.41	2.3	-	0.1
69	4.0	0	0.26	-	1.0	0.41	2.3	-	0.1
80	3.5	0	0.26	-	1.0	0.41	2.3	-	0.1
87	2.0	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
89	4.0	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
100	3.2	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
103	2.5	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11
111	2.5	0	0.26	-	1.0	0.6	2.4	-	0.11

### 3 Données de branche/transformateur

Les données de branche du réseau sont montrées dans le tableau ci-dessous.

Tableau-A II-2 Données de branche

Données de branche					Transformateur	
De	À	R	X	B	Ratio	Angle
1	2	0.0303	0.0999	0.0254	0	0
1	3	0.0129	0.0424	0.01082	0	0
2	12	0.0187	0.0616	0.01572	0	0
3	5	0.0241	0.108	0.0284	0	0
3	12	0.0484	0.160	0.0406	0	0
4	5	0.00176	0.00798	0.00210	0	0
4	11	0.0209	0.0688	0.01748	0	0
5	6	0.0119	0.0540	0.01426	0	0
6	7	0.00459	0.0208	0.00550	0	0
7	12	0.00862	0.0340	0.00874	0	0
8	5	0	0.0267	0	0.985	0
8	30	0.00431	0.0504	0.514	0	0
8	9	0.00244	0.0305	1.162	0	0
9	10	0.00258	0.0322	1.23	0	0
5	11	0.0203	0.0682	0.01738	0	0
11	12	0.00595	0.0196	0.00502	0	0
11	13	0.02225	0.0731	0.01876	0	0
13	15	0.0744	0.2444	0.06268	0	0
12	14	0.0215	0.0707	0.01816	0	0
14	15	0.0595	0.195	0.0502	0	0
15	17	0.0132	0.0437	0.0444	0	0
15	19	0.0120	0.0394	0.0101	0	0
12	16	0.0212	0.0834	0.0214	0	0
16	17	0.0454	0.1801	0.0466	0	0
30	17	0.0	0.0388	0.0	0.960	0
17	18	0.0123	0.0505	0.01298	0	0

Suite du tableau ...						
De	À	R	X	B	Ratio	Angle
18	19	0.01119	0.0493	0.01142	0	0
19	20	0.0252	0.117	0.0298	0	0
20	21	0.0183	0.0849	0.0216	0	0
21	22	0.0209	0.0970	0.0246	0	0
22	23	0.0342	0.159	0.0404	0	0
23	24	0.0135	0.0492	0.0498	0	0
24	70	0.10221	0.4115	0.10198	0	0
23	25	0.0156	0.0800	0.0864	0	0
25	27	0.0318	0.163	0.1764	0	0
26	25	0	0.0382	0	0.960	0
26	30	0.00799	0.0860	0.908	0	0
27	28	0.01913	0.0855	0.0216	0	0
28	29	0.0237	0.0943	0.0238	0	0
29	31	0.0108	0.0331	0.00830	0	0
17	31	0.0474	0.1563	0.0399	0	0
31	32	0.0298	0.0985	0.0251	0	0
23	32	0.0317	0.1153	0.1173	0	0
27	32	0.0229	0.0755	0.01926	0	0
15	33	0.0380	0.1244	0.03194	0	0
33	37	0.0415	0.142	0.0366	0	0
19	34	0.0752	0.247	0.0632	0	0
34	37	0.00256	0.00940	0.00984	0	0
35	36	0.00224	0.0102	0.00268	0	0
35	37	0.0110	0.0497	0.01318	0	0
34	36	0.00871	0.0268	0.00568	0	0
30	38	0.00464	0.0540	0.422	0	0
38	37	0.0	0.0375	0.0	0.935	0
38	65	0.00901	0.0986	1.046	0	0
37	39	0.0321	0.106	0.0270	0	0
39	40	0.0184	0.0605	0.01552	0	0
37	40	0.0593	0.168	0.0420	0	0
40	42	0.0555	0.183	0.0466	0	0
40	41	0.0145	0.0487	0.01222	0	0
41	42	0.0410	0.135	0.0344	0	0

Suite du tableau ...						
De	À	R	X	B	Ratio	Angle
42	49	0.0715	0.323	0.0860	0	0
42	49	0.0715	0.323	0.0860	0	0
34	43	0.0413	0.1681	0.04226	0	0
43	44	0.0608	0.2454	0.06068	0	0
44	45	0.0224	0.0901	0.0224	0	0
45	49	0.0684	0.186	0.0444	0	0
45	46	0.0400	0.1356	0.0332	0	0
46	47	0.0380	0.127	0.0316	0	0
47	49	0.0191	0.0625	0.01604	0	0
47	69	0.0844	0.2778	0.07092	0	0
46	48	0.0601	0.189	0.0472	0	0
48	49	0.0179	0.0505	0.01258	0	0
49	69	0.0985	0.324	0.0828	0	0
49	50	0.0267	0.0752	0.01874	0	0
50	57	0.0474	0.134	0.0332	0	0
49	51	0.0486	0.137	0.0342	0	0
51	52	0.0203	0.0588	0.01396	0	0
52	53	0.0405	0.1635	0.04058	0	0
53	54	0.0263	0.122	0.0310	0	0
49	54	0.0730	0.289	0.0738	0	0
49	54	0.0869	0.291	0.0730	0	0
54	59	0.0503	0.2293	0.0598	0	0
54	55	0.0169	0.0707	0.0202	0	0
55	56	0.00488	0.0151	0.00374	0	0
55	59	0.04739	0.2158	0.05646	0	0
54	56	0.00275	0.00955	0.00732	0	0
56	59	0.0825	0.251	0.0569	0	0
56	59	0.0803	0.239	0.0536	0	0
56	57	0.0343	0.0966	0.0242	0	0
51	58	0.0255	0.0719	0.01788	0	0
56	58	0.0343	0.0966	0.0242	0	0
59	60	0.0317	0.145	0.0376	0	0
60	61	0.00264	0.0135	0.01456	0	0
60	62	0.0123	0.0561	0.01468	0	0

Suite du tableau ...						
De	À	R	X	B	Ratio	Angle
59	61	0.0328	0.150	0.0388	0	0
61	62	0.00824	0.0376	0.00980	0	0
62	66	0.0482	0.218	0.0578	0	0
63	59	0.0	0.0386	0.0	0.960	0
63	64	0.00172	0.0200	0.216	0	0
64	61	0.0	0.0268	0.0	0.985	0
64	65	0.00269	0.0302	0.380	0	0
49	66	0.0180	0.0919	0.0248	0	0
49	66	0.0180	0.0919	0.0248	0	0
65	66	0.0	0.0370	0.0	0.935	0
62	67	0.0258	0.117	0.0310	0	0
66	67	0.0224	0.1015	0.02682	0	0
65	68	0.00138	0.0160	0.638	0	0
68	69	0.0	0.0370	0.0	0.935	0
69	70	0.0300	0.127	0.122	0	0
70	71	0.00882	0.0355	0.00878	0	0
24	72	0.0488	0.196	0.0488	0	0
71	72	0.0446	0.180	0.04444	0	0
71	73	0.00866	0.0454	0.01178	0	0
70	74	0.0401	0.1323	0.03368	0	0
74	75	0.0123	0.0406	0.01034	0	0
69	75	0.0405	0.122	0.124	0	0
70	75	0.0428	0.141	0.0360	0	0
75	77	0.0601	0.1999	0.04978	0	0
76	77	0.0444	0.148	0.0368	0	0
76	118	0.0164	0.0544	0.01356	0	0
69	77	0.0309	0.101	0.1038	0	0
77	78	0.00376	0.0124	0.01264	0	0
78	79	0.00546	0.0244	0.00648	0	0
79	80	0.0156	0.0704	0.0187	0	0
77	80	0.0170	0.0485	0.0472	0	0
77	80	0.0294	0.105	0.0228	0	0
68	81	0.00175	0.0202	0.808	0	0



Suite du tableau ...						
De	À	R	X	B	Ratio	Angle
81	80	0.0	0.0370	0.0	0.935	0
77	82	0.0298	0.0853	0.08174	0	0
82	96	0.0162	0.0530	0.0544	0	0
82	83	0.0112	0.03665	0.03796	0	0
83	85	0.0430	0.148	0.0348	0	0
83	84	0.0625	0.132	0.0258	0	0
84	85	0.0302	0.0641	0.01234	0	0
85	89	0.0239	0.173	0.0470	0	0
85	86	0.0350	0.123	0.0276	0	0
86	87	0.02828	0.2074	0.0445	0	0
85	88	0.0200	0.102	0.0276	0	0
88	89	0.0139	0.0712	0.01934	0	0
89	92	0.00990	0.0505	0.0548	0	0
89	92	0.0393	0.1581	0.0414	0	0
89	90	0.0518	0.188	0.0528	0	0
89	90	0.0238	0.0997	0.106	0	0
90	91	0.0254	0.0836	0.0214	0	0
91	92	0.0387	0.1272	0.03268	0	0
92	93	0.0258	0.0848	0.0218	0	0
93	94	0.0223	0.0732	0.01876	0	0
92	94	0.0481	0.158	0.0406	0	0
94	96	0.0269	0.0869	0.0230	0	0
94	100	0.0178	0.0580	0.0604	0	0
94	95	0.0132	0.0434	0.0111	0	0
95	96	0.0171	0.0547	0.01474	0	0
80	96	0.0356	0.182	0.0494	0	0
80	97	0.0183	0.0934	0.0254	0	0
96	97	0.0173	0.0885	0.0240	0	0
80	98	0.0238	0.108	0.0286	0	0
98	100	0.0397	0.179	0.0476	0	0
80	99	0.0454	0.206	0.0546	0	0
99	100	0.0180	0.0813	0.0216	0	0
92	100	0.0648	0.295	0.0772	0	0
100	101	0.0277	0.1262	0.0328	0	0

Suite du tableau ...						
De	À	R	X	B	Ratio	Angle
101	102	0.0246	0.112	0.0294	0	0
92	102	0.0123	0.0559	0.01464	0	0
100	103	0.0160	0.0525	0.0536	0	0
103	105	0.0535	0.1625	0.0408	0	0
100	104	0.0451	0.204	0.0541	0	0
103	104	0.0466	0.1584	0.0407	0	0
104	105	0.00994	0.0378	0.00986	0	0
100	106	0.0605	0.229	0,0620	0	0
105	106	0.0140	0.0547	0.01434	0	0
105	107	0.0530	0.183	0.0472	0	0
106	107	0.0530	0.183	0.0472	0	0
105	108	0.0261	0.0703	0.01844	0	0
108	109	0.0105	0.0288	0.00760	0	0
109	110	0.0278	0.0762	0.0202	0	0
103	110	0.03906	0.1813	0.0461	0	0
110	111	0.0220	0.0755	0.0200	0	0
110	112	0.0247	0.0640	0.0620	0	0
17	113	0.00913	0.0301	0.00768	0	0
32	113	0.0615	0.203	0.0518	0	0
32	114	0.0135	0.0612	0.01628	0	0
114	115	0.00230	0.0104	0.00276	0	0
27	115	0.0164	0.0741	0.01972	0	0
68	116	0.000340	0.00405	0.164	0	0
12	117	0.0329	0.140	0.0358	0	0
75	118	0.0145	0.0481	0.01198	0	0

#### 4 Données de barre

Les données de barre sont présentées dans le tableau ci-dessous. Il faut spécifier que la barre d'équilibre du réseau est la barre de génération 69.

Tableau-A II-3 Données de barre

# Barre	Type	Tension (pu)	Charge		Génération		$Q_{max}$ (MVAR)	$Q_{min}$ (MVAR)
			(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)		
1	3	-	51	27	0	0	15	-5
2	3	-	20	9	0	0	-	-
3	3	-	39	10	0	0	-	-
4	3	-	30	12	-9	0	300	-300
5	3	-	0	0	0	0	-	-
6	3	-	52	22	0	25	50	-13
7	3	-	19	2	0	0	-	-
8	3	-	0	0	-28	0	300	-300
9	3	-	0	0	0	0	-	-
10	2	1,05	0	0	450	-26,72	200	-147
11	3	-	70	23	0	0	-	-
12	2	0,99	47	10	85	107,91	120	-35
13	3	-	34	16	0	0	-	-
14	3	-	14	1	0	0	-	-
15	3	-	90	30	0	0	30	-10
16	3	-	25	10	0	0	-	-
17	3	-	11	3	0	0	-	-
18	3	-	60	34	0	25	50	-16
19	3	-	45	25	0	0	24	-8
20	3	-	18	3	0	0	-	-
21	3	-	14	8	0	0	-	-
22	3	-	10	5	0	0	-	-
23	3	-	7	3	0	0	-	-
24	3	-	0	0	-13	0	300	-300
25	2	1,05	0	0	220	49	140	-47

Suite du tableau ...								
# Barre	Type	Tension (pu)	Charge		Génération		$Q_{max}$ (MVAR)	$Q_{min}$ (MVAR)
			(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)		
26	2	1,015	0	0	314	21,66	1000	-1000
27	3	-	62	13	-9	0	300	-300
28	3	-	17	7	0	0	-	-
29	3	-	24	4	0	0	-	-
30	3	-	0	0	0	0	-	-
31	2	0,967	43	27	7	44,72	300	-300
32	3	-	59	23	0	-25	42	-14
33	3	-	23	9	0	0	-	-
34	3	-	59	26	0	0	24	-8
35	3	-	33	9	0	0	-	-
36	3	-	31	17	0	0	24	-8
37	3	-	0	0	0	0	-	-
38	3	-	0	0	0	0	-	-
39	3	-	27	11	0	0	-	-
40	3	-	20	23	-46	0	300	-300
41	3	-	37	10	0	0	-	-
42	3	-	37	23	-59	0	300	-300
43	3	-	18	7	0	0	-	-
44	3	-	16	8	0	0	-	-
45	3	-	53	22	0	0	-	-
46	2	1,005	28	10	19	-2,77	100	-100
47	3	-	34	0	0	0	-	-
48	3	-	20	11	0	0	-	-
49	2	1,025	87	30	204	155,68	210	-85
50	3	-	17	4	0	0	-	-
51	3	-	17	8	0	0	-	-
52	3	-	18	5	0	0	-	-
53	3	-	23	11	0	0	-	-
54	2	0,955	113	32	48	5,88	300	-300
55	3	-	63	22	0	0	23	-8
56	3	-	84	18	0	0	15	-8
57	3	-	12	3	0	0	-	-
58	3	-	12	3	0	0	-	-

Suite du tableau ...								
# Barre	Type	Tension (pu)	Charge		Génération		$Q_{max}$ (MVAR)	$Q_{min}$ (MVAR)
			(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)		
59	2	0,985	277	113	155	77,24	180	-60
60	3	-	78	3	0	0	-	-
61	2	0,995	0	0	160	-39,40	300	-100
62	3	-	77	14	0	0	20	-20
63	3	-	0	0	0	0	-	-
64	3	-	0	0	0	0	-	-
65	2	1,005	0	0	391	124,01	200	-67
66	2	1,050	39	18	392	-1,71	200	-67
67	3	-	28	7	0	0	-	-
68	3	-	0	0	0	0	-	-
69	1	1,035	0	0	517,37	-62,24	-	-
70	3	-	66	20	0	0	32	-10
71	3	-	0	0	0	0	-	-
72	3	-	0	0	-12	0	100	-100
73	3	-	0	0	-6	0	100	-100
74	3	-	68	27	0	0	9	-6
75	3	-	47	11	0	0	-	-
76	3	-	68	36	0	0	23	-8
77	3	-	61	28	0	0	70	-20
78	3	-	71	26	0	0	-	-
79	3	-	39	32	0	0	-	-
80	2	1,040	130	26	477	126,39	280	-165
81	3	-	0	0	0	0	-	-
82	3	-	54	27	0	0	-	-
83	3	-	20	10	0	0	-	-
84	3	-	11	7	0	0	-	-
85	3	-	24	15	0	0	23	-8
86	3	-	21	10	0	0	-	-
87	2	1,015	0	0	4	10,26	1000	-100
88	3	-	48	10	0	0	-	-
89	2	1,005	0	0	607	48,57	300	-210
90	3	-	78	42	-85	0	300	-300
91	3	-	0	0	-10	-25	100	-100

Suite du tableau ...								
# Barre	Type	Tension (pu)	Charge		Génération		$Q_{max}$	$Q_{min}$
			(MW)	(MVAR)	(MW)	(MVAR)	(MVAR)	(MVAR)
92	3	-	65	10	0	0	9	-3
93	3	-	12	7	0	0	-	-
94	3	-	30	16	0	0	-	-
95	3	-	42	31	0	0	-	-
96	3	-	38	15	0	0	-	-
97	3	-	15	9	0	0	-	-
98	3	-	34	8	0	0	-	-
99	3	-	0	0	-42	-25	100	-100
100	2	1,017	37	18	252	141,31	155	-50
101	3	-	22	15	0	0	-	-
102	3	-	5	3	0	0	-	-
103	2	0,99376	23	16	40	39,98	40	-15
104	3	-	38	25	0	0	23	-8
105	3	-	31	26	0	0	23	-8
106	3	-	43	16	0	0	-	-
107	3	-	28	12	-22	0	200	-200
108	3	-	2	1	0	0	-	-
109	3	-	8	3	0	0	-	-
110	3	-	39	30	0	0	23	-8
111	2	0,98	0	0	36	29,53	1000	-100
112	3	-	25	13	-43	0	1000	-100
113	3	-	0	0	-6	0	200	-100
114	3	-	8	3	0	0	-	-
115	3	-	22	7	0	0	-	-
116	3	-	0	0	-184	0	1000	-1000
117	3	-	20	8	0	0	-	-
118	3	-	33	15	0	0	-	-

## 5 Ajout des éléments shunts

Comme mentionné précédemment, les barres ne produisant aucune puissance active furent modifiées en barres de charge possédant des éléments shunts. Voici donc les paramètres utilisés :

Tableau-A II-4 Données des éléments shunts - Réseau IEEE 118

# Barre	$\Delta Q_{Shunt}$ (pu)	$M_{Max}$ (nb)	$M_{Min}$ (nb)
1	0.25	1	0
4	3	1	-1
6	0.25	2	-1
8	3	1	-1
15	0.25	1	0
18	0.25	2	-1
19	0.25	1	0
24	3	1	-1
27	3	1	-1
32	0.25	2	-1
34	0.25	1	0
36	0.25	1	0
40	3	1	-1
42	3	1	-1
55	0.25	1	0
56	0.25	1	0
62	0.25	1	-1
70	0.25	1	0
72	0.25	4	-4
73	0.25	4	-4
74	0	0	0
76	0.25	1	0
77	0.25	3	-1
85	0.25	1	0

Suite du tableau ...			
# Barre	$\Delta Q_{Shunt}$ (pu)	$M_{Max}$ (nb)	$M_{Min}$ (nb)
90	3	1	-1
91	0.25	4	-4
92	0	0	0
99	0.25	4	-4
104	0.25	1	0
105	0.25	1	0
107	3	1	-1
110	0.25	1	0
112	3	3	0
113	3	1	0
116	3	3	-3

où  $\Delta Q_{Shunt}$  est la puissance nominale des éléments shunts installés,  $M_{Max}$  et  $M_{Min}$  correspondent respectivement au nombre de manœuvres maximales et minimales pouvant être effectuées sur la barre.



## ANNEXE III

### COMPARAISON DU CTI ET DU COÛT TOTAL (PAM)

L'obtention de plusieurs nœuds pilotes par la classification PAM à l'intérieur d'une zone amène à s'interroger sur l'intérêt possible d'une redivision des zones en utilisant la méthode de division du chapitre 2. La division de la figure suivante fut utilisée pour l'analyse :

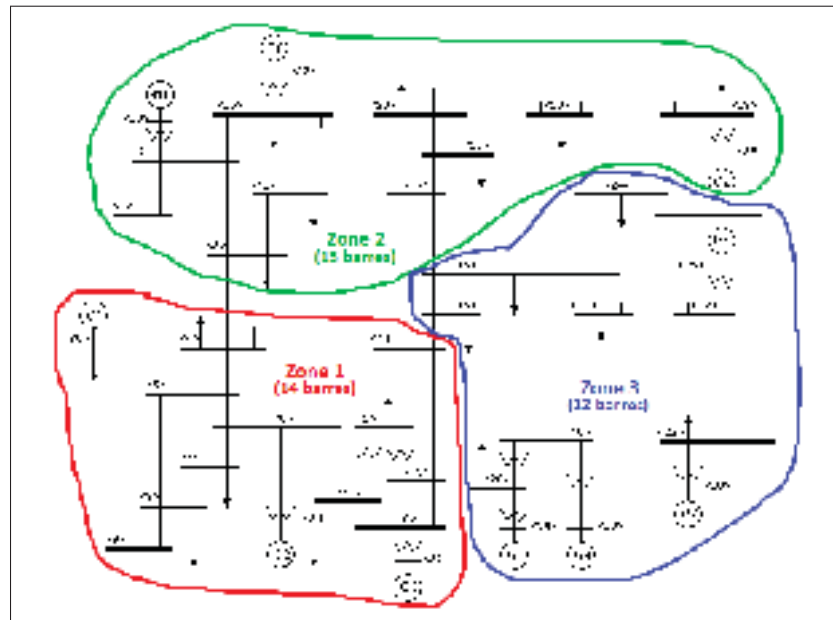


Figure-A III-1 Division avec une DE obtenue par analyse de stabilité transitoire

En divisant de nouveau chaque zone du réseau 39 barres par optimisation utilisant un algorithme génétique, les sous-zones suivantes furent obtenues :

Tableau-A III-1 Sous-zones obtenues.

	Zone 1	Zone 2	Zone 3
Sous-Zone 1	4 10 11 12 <b>13</b> 14 32	1 <b>2</b> 3 25 30 37	15 16 <b>19</b> 20 33 34
Sous-Zone 2	5 6 7 <b>8</b> 9 31 39	17 18 <b>26</b> 27 28 29 38	21 <b>22</b> 23 24 35 36

Les numéros de barre représentés en gras, dans le tableau AIII-1, sont les nœuds pilotes des sous-zones obtenues par le barycentre électrique (Voir section 3.2.1). La seule différence entre les résultats du tableau AIII-1 et 3.1 est visible pour la zone 3. Les barres 15 et 16 changent de sous-zone. En évaluant les deux sous-divisions de la zone 3, il est possible de bien comparer les deux sélections :

Tableau-A III-2 Comparaison des sous-divisions de la zone 3

Méthode \ Indice	CTI	Coût Total
Class. PAM	0.5906	3.0376
Optim. CTI	0.5994	3.1686

Le tableau AIII-2 démontre que chacune des méthodes obtiennent un meilleur résultat pour leur indice respectif. Le coût total représente la proximité des barres avec leurs médoids, ce qui revient à étudier la capacité du pilote à représenter le profil de tension des sous-zones, tandis que le CTI représente la distance entre les barres des sous-zones par rapport à la distance totale. Les deux indices possèdent des buts bien différents. Par contre, le fait d'obtenir deux sous-divisions sur 3 identiques démontrent une certaine similitude entre les deux indices.

La sélection de plusieurs nœuds pilotes dans une zone a pour but d'obtenir une meilleure idée du profil de tension, ce qui est mieux représenté par la valeur du coût total. En contrepartie, le CTI serait plus approprié pour évaluer les interactions entre les sous-zones, car il tient compte de la distance à l'intérieur de celles-ci par rapport à leur distance auprès des autres sous-zones. En considérant que le contrôle secondaire sera implanté sur l'ensemble d'une zone, et que par conséquent les interactions entre les pilotes seront considérées dans le contrôle, il est possible de conclure que la classification PAM est la méthode de classification la plus appropriée pour trouver les pilotes représentant le mieux le profil de tension d'une zone. Néanmoins, la division par optimisation du CTI est la plus appropriée pour diviser le réseau, afin de minimiser les interactions entre les zones.

## ANNEXE IV

### MATRICE DE SENSIBILITÉ

Selon Glover *et al.* (2008)

$$Q_k = V_k \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \quad (\text{A IV-1})$$

En dérivant en fonction de "V". Pour  $n \neq k$  :

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q_k}{\Delta V_n} &= V_k Y_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\ &= V_k (G_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n) - B_{kn} \cos(\delta_k - \delta_n)) \end{aligned} \quad (\text{A IV-2})$$

Considérant les approximations suivantes :

$$G_{kn} \ll B_{kn} \quad (\text{A IV-3})$$

$$\cos(\delta_k - \delta_n) \approx 1 \quad (\text{A IV-4})$$

On obtient :

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q_k}{\Delta V_n} &= -V_k B_{kn} \\ \frac{\Delta Q_k}{V_k} &= -\Delta V_n B_{kn} \end{aligned} \quad (\text{A IV-5})$$

En additionnant tous les  $n \neq k$  :

$$\Delta Q_k = - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N \Delta V_n V_k B_{kn} \quad (\text{A IV-6})$$

En dérivant en fonction de "V". Pour n = k :

$$\begin{aligned}\frac{\Delta Q_k}{\Delta V_k} &= -V_k Y_{kk} \sin \theta_{kk} + \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin (\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\ &= -V_k B_{kk} + \sum_{n=1}^N V_n (G_{kn} \sin (\delta_k - \delta_n) - B_{kn} \cos (\delta_k - \delta_n))\end{aligned}\quad (\text{A IV-7})$$

En considérant les approximations A IV-3 et A IV-4 :

$$\frac{\Delta Q_k}{\Delta V_k} \approx -V_k B_{kk} - \sum_{n=1}^N V_n B_{kn} \quad (\text{A IV-8})$$

$$\Delta Q_k \approx -V_k \Delta V_k B_{kk} - \sum_{n=1}^N V_n \Delta V_k B_{kn} \quad (\text{A IV-9})$$

En additionnant A IV-6 et A IV-9 :

$$\begin{aligned}\Delta Q_k &= - \sum_{\substack{n=1 \\ n \neq k}}^N \Delta V_n V_k B_{kn} - V_k \Delta V_k B_{kk} - \sum_{n=1}^N V_n \Delta V_k B_{kn} \\ &= - \sum_{n=1}^N \Delta V_n V_k B_{kn} - \sum_{n=1}^N V_n \Delta V_k B_{kn}\end{aligned}\quad (\text{A IV-10})$$

Pour  $V_n$  et  $V_k$  sont  $\approx 1$  pu, on obtient :

$$\begin{aligned}\Delta Q_k &= - \sum_{n=1}^N \Delta V_n B_{kn} - \sum_{n=1}^N \Delta V_k B_{kn} \\ &= \sum_{n=1}^N \left[ (-\Delta V_n - \Delta V_k) B_{kn} \right]\end{aligned}\quad (\text{A IV-11})$$

En le représentant sous forme matricielle avec des barres L et G :

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_L \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -B_{LL} & -B_{LG} \\ -B_{GL} & -B_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta V_L \\ \Delta V_G \end{bmatrix} \quad (\text{A IV-12})$$

## ANNEXE V

### MODÈLE SIMULINK DU RSCT

Le modèle Simulink utilisé pour la simulation du RSCT sur le réseau IEEE 39 barres est le suivant :

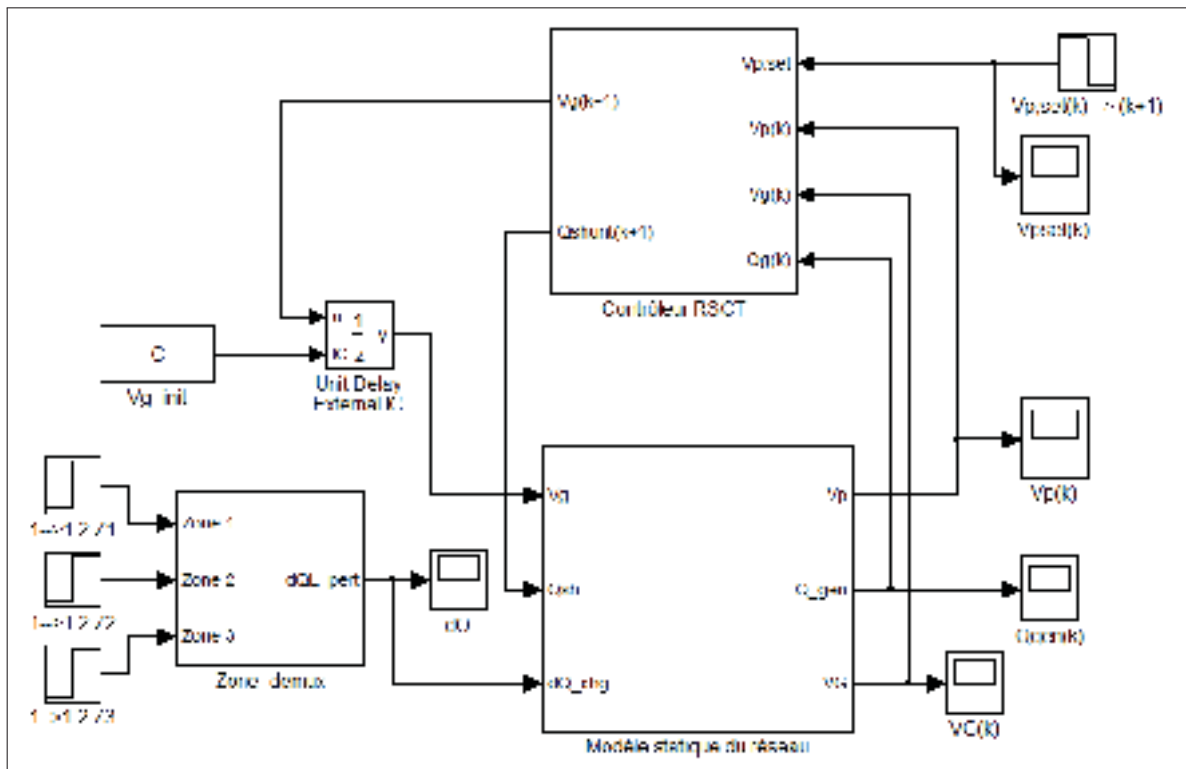


Figure-A V-1 Modèle Simulink du RSCT du réseau IEEE 39 barres

Les blocs nommés "Modèle statique du réseau" et "Contrôleur RSCT" sont des blocs construits selon nos indications à l'aide d'une programmation en « Matlab ». Le premier est un modèle de réseau statique effectuant des écoulements de puissance sur le réseau à chaque itération de la simulation. Le deuxième bloc effectue le contrôle sur le réseau électrique selon la méthode décrite au chapitre 4.



## ANNEXE VI

### INFORMATION COMPLÉMENTAIRE SUR LE RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC

#### 1 Barres 3XX et 7XX du réseau de transport

Les données des barres 3XX et 7XX utilisées pour la division du réseau sont les suivantes :

Tableau-A VI-1 Données de barre

# Barre	Type	Identifiant	$V_{BASE}$ (kV)	# Région
301	3	BCV	315	1
302	3	DUV	315	1
303	3	LEV	315	9
304	3	LTD	315	9
305	3	MAN	315	53
306	3	MIC	315	53
307	3	MIC2	315	53
308	3	HER	315	1
309	3	MIC3	315	53
310	3	MTG	315	53
312	3	MAN	315	32
313	3	ABI	315	41
315	3	CHE	315	7
317	3	JCA	315	9
319	3	CHA	315	1
320	3	RAD	315	58
324	3	TILLY	315	58
326	3	OTAWE3	315	44
327	3	SM3	315	32
341	3	MANI5A	315	32

Suite du tableau ...				
# Barre	Type	Identifiant	$V_{BASE}$ (kV)	# Région
342	3	MAN5PA	315	32
350	3	LA CIT	315	1
361	3	LG1	315	58
365	3	LA1	315	58
366	3	LA2	315	58
367	3	BRISAY	315	58
701	3	BCV	735	55
702	3	DUV	735	56
703	3	LEV	735	55
704	3	LTD	735	54
705	3	MAN	735	53
706	3	MIC	735	53
707	3	NIC	735	55
708	3	HER	735	55
709	3	ARN	735	53
710	3	MTG	735	53
713	3	ABI	735	57
714	3	LVDRYE	735	57
715	3	CHE	735	54
717	3	JCA	735	54
718	3	SAG	735	54
719	3	CHA	735	55
720	3	RAD	735	57
722	3	CHISSY	735	57
723	3	LMOYNE	735	57
724	3	TILLY	735	57
730	3	CAR	735	55
731	3	CHOUAN	735	57
749	3	LG2	735	57
755	3	CAN	735	55
760	3	CHU	735	52
770	3	BRU	735	57
780	3	NEM	735	57



Suite du tableau ...				
# Barre	Type	Identifiant	$V_{BASE}$ (kV)	# Région
782	3	ALBNEL	735	57
783	3	CHI	735	57
784	3	MONTER	735	55
790	3	APA	735	55

## 2 Liens considérés entre les barres 3XX et 7XX

Les liens entre les barres 3XX et 7XX considérés dans l'algorithme de division de réseau sont montrés dans le tableau ci-dessous :

Tableau-A VI-2 Données des liens entre les barres 3XX et 7XX

Données de branche		
De	À	Type de lien
301	302	indirect
301	317	indirect
301	701	direct
301	707	indirect
301	730	indirect
302	315	indirect
302	317	indirect
302	701	indirect
302	702	direct
302	707	indirect
302	730	indirect
303	703	direct
304	305	indirect
304	317	direct
304	703	indirect
304	704	direct
304	755	indirect
304	790	indirect
305	705	direct
306	341	direct
306	342	direct
306	706	direct
307	706	direct
308	350	direct
308	708	direct

Suite du tableau ...		
De	À	Type de lien
309	706	direct
310	710	direct
312	705	direct
313	713	direct
315	326	indirect
315	715	direct
317	701	indirect
317	707	indirect
317	717	direct
317	730	indirect
319	719	direct
320	361	direct
320	720	direct
324	365	indirect
324	366	indirect
324	724	direct
326	770	indirect
327	709	indirect
365	366	indirect
366	367	direct
700	701	direct
701	702	direct
701	707	direct
701	708	direct
701	730	direct
702	714	direct
702	715	direct
702	717	direct
703	704	direct
703	705	indirect
703	707	direct
703	755	indirect

Suite du tableau ...		
De	À	Type de lien
703	790	direct
704	706	indirect
704	717	direct
705	706	direct
705	709	indirect
706	709	indirect
706	718	indirect
707	708	direct
707	730	indirect
707	755	direct
708	719	direct
708	784	direct
709	710	indirect
710	760	indirect
713	714	indirect
713	780	indirect
713	783	direct
714	715	direct
714	770	direct
715	719	direct
715	770	direct
717	718	direct
717	730	direct
717	731	direct
718	731	direct
720	749	direct
720	780	indirect
722	723	direct
722	749	direct
722	782	indirect
723	724	direct
723	782	indirect
731	783	indirect

Suite du tableau ...		
De	À	Type de lien
749	780	indirect
755	784	direct
755	790	direct
780	782	direct
782	783	indirect

Dans le tableau VI-2, les liens sont considérés comme « directs » lorsqu'une ligne est existante entre les deux barres. Pour que le lien soit « indirect », il faut que les barres soient reliées par des barres non numérotées 3XX ou 7XX. Par exemple, il est possible de retrouver le lien indirect entre les barres 301 et 302 avec la suite suivante : (301-427-7203-302). Cette suite signifie qu'une branche relie la barre 301 à la barre 427, elle-même reliée à la barre 7203, qui est connectée à la barre 302. Il est nécessaire de considérer ces liens indirects dans l'algorithme de division afin de bien diversifier les solutions possibles.





#### 4 Paramètres des éléments shunts de la zone 1

Pour régler la tension sur le réseau de transport d'Hydro-québec, l'opérateur utilise habituellement les impédances shunts positionnées sur les barres de 735kV. Ces impédances shunts possèdent des puissances nominales d'environ 300MVA. En considérant ces aspects, les paramètres suivant furent sélectionnés pour l'implantation du RSCT :

Tableau-A VI-6 Données des éléments shunts - Réseau HQ

# Barre	$\Delta Q_{Shunt}$ (pu)	$M_{Max}$ (nb)	$M_{Min}$ (nb)
700	3	2	-2
701	3	1	-1
702	3	3	-2
707	3	1	-1
708	3	1	-1
715	3	1	-2
719	3	2	-2
730	3	1	-1
755	3	1	-2

où  $\Delta Q_{Shunt}$  est la puissance nominale des éléments shunts installés,  $M_{Max}$  et  $M_{Min}$  correspondent respectivement aux nombres de manœuvres maximales et minimales pouvant être effectuées sur la barre.



## ANNEXE VII

### DIVISION DU RÉSEAU D'HYDRO-QUÉBEC AVEC LA MATRICE DE SENSIBILITÉ

Les résultats présentés au chapitre 5 pour la division du réseau d'Hydro-Québec ont démontrés certaines incohérences par rapport à notre connaissance de ce réseau électrique. En effet, il est possible que certains automatismes dans le modèle de réseau de stabilité transitoire influencent la mesure de DE de manière à ce qu'elle ne représente pas bien son comportement naturel. Afin de valider cette hypothèse, la méthode de division de la section 5.3 sera réutilisée mais avec une autre mesure de DE. En se basant sur les résultats de Gravel Savard *et al.* (2013), il sera possible d'obtenir une mesure de DE entre les barres 3XX et 7XX à l'aide de la matrice de sensibilité, car ce sont des barres de charge (PQ). De plus, l'article a démontré sur le réseau IEEE 39 barres que cette mesure présente une précision similaire à la DE obtenue par l'entropie conditionnelle.

#### 1 Calcul d'une DE à partir de la matrice de sensibilité

L'obtention d'une mesure de distance électrique peut se faire à partir de la matrice de sensibilité  $dV/dQ$  du réseau. Elle est obtenue en inversant la matrice  $dQ/dV$  apparaissant dans le jacobien lors d'un calcul d'écoulement de puissance par Newton-Raphson.

$$J = \begin{bmatrix} \frac{dP}{d\delta} & \frac{dP}{dV} \\ \frac{dQ}{d\delta} & \frac{dQ}{dV} \end{bmatrix} \quad (\text{A VII-1})$$

Cette partie de la matrice jacobienne se calcule par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} \frac{\Delta Q_k}{\Delta V_n} &= V_k Y_{kn} \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \\ \frac{\Delta Q_k}{\Delta V_k} &= -V_k Y_{kk} \sin \theta_{kk} + \sum_{n=1}^N Y_{kn} V_n \sin(\delta_k - \delta_n - \theta_{kn}) \end{aligned} \quad (\text{A VII-2})$$

où  $Y_{kn}$  et  $\theta_{kn}$  correspondent respectivement au module et à l'angle de l'admittance entre les barres « k » et « n » et  $V_k$  et  $\delta_k$  au module et à l'angle de tension à la barre « k ».

La matrice de sensibilité obtenue par cette inversion permet de calculer une matrice d'atténuation entre les barres du réseau. Pour ce faire, chaque terme des colonnes de la matrice de sensibilité est divisé par le terme sur la diagonale :

$$\Delta V_k = \alpha_{kn} \cdot \Delta V_n \quad (\text{A VII-3})$$

$$\alpha_{kn} = \frac{\left[ \frac{dV_k}{dQ_n} \right]}{\left[ \frac{dV_n}{dQ_n} \right]} = \frac{\Delta V_k}{\Delta V_n} \quad (\text{A VII-4})$$

où  $\alpha_{kn}$  correspond à l'atténuation de « k » vers « n ».

Étant donné que l'atténuation entre 3 barres d'un réseau linéaire correspond à une multiplication des atténuations et qu'une mesure de distance correspond à la somme des distances entre ces barres, il est nécessaire d'utiliser le logarithme pour convertir la multiplication de terme en sommation. L'atténuation entre deux barres n'étant pas réciproque, la multiplication des termes est nécessaire pour obtenir une matrice de distance électrique symétrique (Lagonotte *et al.* (1989)). L'équation pour obtenir la distance électrique devient donc :

$$D_{kn} = D_{nk} = -\log_{10} (\alpha_{kn} \cdot \alpha_{nk}) \quad (\text{A VII-5})$$

La matrice  $dQ/dV$  étant nulle pour les barres PV dans le jacobien de Newton-Raphson, cela rend son utilisation limitée à certain type de topologie. Dans le cas présent, étant donné que la division est effectuée seulement sur les barres 3XX et 7XX, il est possible d'utiliser cette mesure de distance électrique.

## 2 Analyse des résultats

À partir des mesures de DE obtenues entre les barres 3XX et 7XX (à l'aide des formules A VII-2, A VII-4 et A VII-5), la division par optimisation fut effectuée en utilisant les connections énumérées dans le tableau VI-2 de l'annexe VI.

Pour une division en 5 ZRT, voici le résultat :

Tableau-A VII-1 Division du réseau d'Hydro-Québec avec une DE calculée à partir de la matrice de sensibilité

# Zone	# Barres
1	301 302 308 315 319 326 350 701 702 708 714 715 719 730 770
2	303 304 317 703 704 707 717 718 731 755 784 790
3	305 306 307 309 310 312 327 341 342 705 706 709 710 760
4	313 320 361 713 720 749 780 783
5	324 365 366 367 722 723 724 782

Dans le tableau VII-1, on remarque que la paire de barre 315-715 se retrouve dorénavant dans la même zone comme les autres paires de barres. Cet aspect donne un peu plus de validité à la division que pour celle obtenue au chapitre 5.

La représentation géographique des barres 7XX pour cette division est la suivante :

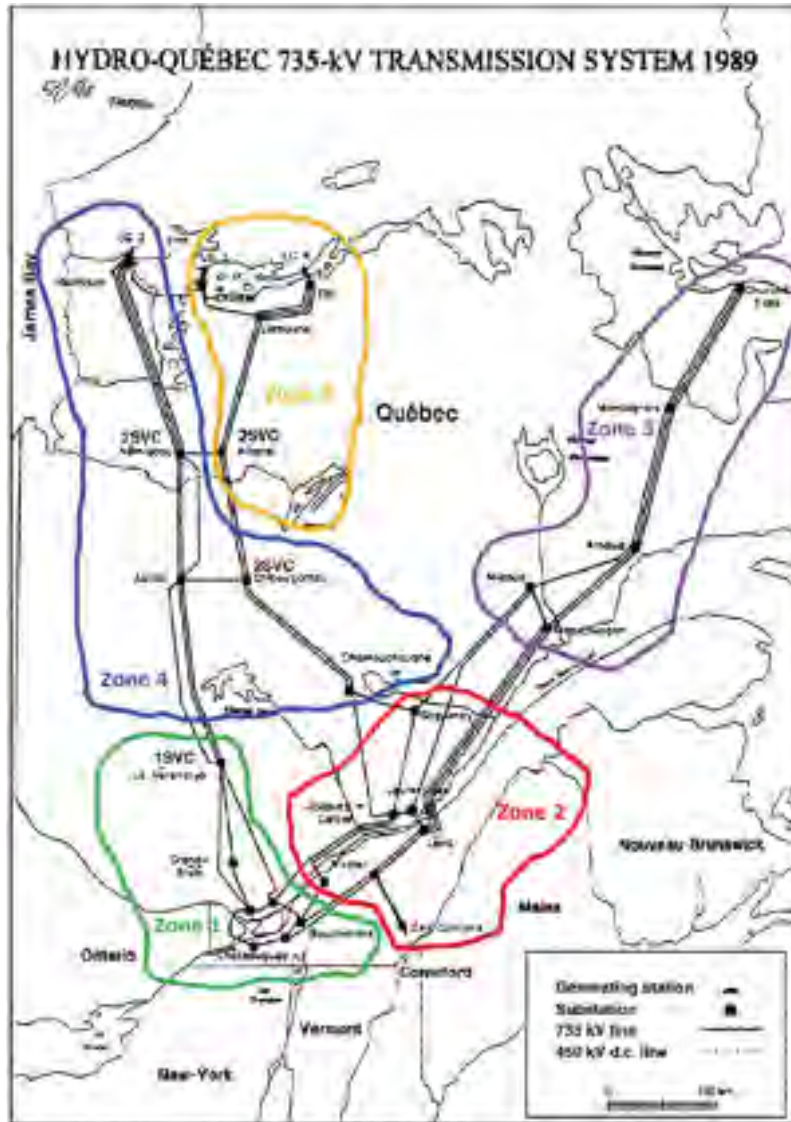


Figure-A VII-1 Représentation de la division du réseau d'Hydro-Québec utilisant la matrice de sensibilité  
Tirée de Bolduc (2002)

Certaines différences peuvent également être relevées entre la division de la figure VII-1 et celle obtenue au chapitre 5 (figure 5.1). En effet, il est possible de constater que les régions de la Maurice (707) et de l'Estrie (755) sont passées de la zone 1 à la zone 2. De plus, la zone 1 s'étend dorénavant plus au nord, en incluant les postes de La Vérendry (714) et Grand-Brûlé

(770). Pour la zone 3, le poste de Manicouagan (705) fut ajouté, ce qui concorde davantage avec sa position géographique. Entre les zones 4 et 5, on observe encore une division d'est en ouest des lignes de transport transitant la puissance vers le sud. Deux hypothèses peuvent ressortir de cet aspect, la première suppose que l'utilisation de plusieurs lignes de transport en parallèle diminue de façon notable l'impédance des lignes et ainsi la distance électrique entre les barres. La seconde présume que la DE est fortement influencée par les transits de puissance active sur le réseau (du nord vers le sud). La nouvelle division des zones 4 et 5 laisse également croire qu'une division en 4 ZRT serait plus appropriée pour ce réseau, car la zone 5 semble diminuée en superficie au dépend de la zone 4.

La division obtenue possède tout de même certaines similitudes avec celle de la figure 5.1, ce qui laisse croire que la mesure de DE obtenue par l'entropie conditionnelle n'est pas si erronée. Il faudrait probablement vérifier la pertinence de l'application de certains automatismes dans les simulations par stabilité transitoire. En effet, la mesure de DE doit représenter le couplage naturel en tension entre les barres du réseau, et certains systèmes ajustant la tension peuvent nuire à la mesure de cette relation. Dans le but de simplifier l'analyse des données, il serait préférable d'enlever un maximum d'automatismes dans les simulations pour obtenir une DE représentant le comportement naturel du réseau. Cela permettrait d'obtenir des données de simulation cohérentes, représentant le couplage en tension entre les barres.



## LISTE DE RÉFÉRENCES

- J.W. Bialek. june 2005. « Blackouts in the US/Canada and continental Europe in 2003 : Is liberalisation to blame ? ». In *Power Tech, 2005 IEEE Russia*. p. 1 -7.
- S. Blumsack, P. Hines, M. Patel, C. Barrows, et E. Cotilla Sanchez. july 2009. « Defining power network zones from measures of electrical distance ». In *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*. p. 1 -8.
- Léonard Bolduc. 2002. « GIC observations and studies in the Hydro-Québec power system ». *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics*, vol. 64, n° 16, p. 1793 - 1802.
- A. Conejo, J.I. de la Fuente, et S. Goransson. apr 1994. « Comparison of alternative algorithms to select pilot buses for secondary voltage control in electric power networks ». In *Electrotechnical Conference, 1994. Proceedings., 7th Mediterranean*. p. 940 -943 vol.3.
- S. Corsi, M. Pozzi, C. Sabelli, et A. Serrani. nov. 2004. « The coordinated automatic voltage control of the Italian transmission Grid-part I : reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, n° 4, p. 1723 - 1732.
- M. El Harby et L.F. Ibrahim. oct. 2008. « Employing of Clustering Algorithm CWN-PAM in Mobile Network Planning ». In *Systems and Networks Communications, 2008. ICSNC '08. 3rd International Conference on*. p. 44 -49.
- A. Erbasu, A. Berizzi, M. Eremia, et C. Bulac. june 2005. « Implementation studies of secondary voltage control on the Romanian power grid ». In *Power Tech, 2005 IEEE Russia*. p. 1 -7.
- U.S.-Canada Power System Outage Task Force. April 2004. *Final report on the august 14, 2003 blackout in the united states and canada : Causes and recommendations*.
- J.D. Glover, M.S. Sarma, et T.J. Overbye, 2008. *Power System Analysis and Design*. 316 p.
- A. Gravel Savard, M. Saad, P. Lagacé, D. Asber, et S. Lefebvre. 2013. « Power network partitioning for secondary voltage control using conditional entropy ». *International Journal of Power and Energy Systems, ACTA PRESS*, vol. 33, n° 1.
- L. Kaufman et P.J. Rousseeuw, 1990. *Finding groups in data : An introduction to cluster analysis*. Wiley series in probability and mathematical statistics : Applied probability and statistics. Wiley.
- P. Kundur, N.J. Balu, et M.G. Lauby, 1994. *Power system stability and control*, volume 4. McGraw-hill New York.

- P. Lagonotte. 1987. « Analyse structurale des réseaux électriques application au réglage hiérarchisé de la tension du réseau français ». PhD thesis, L'institut national polytechnique de Grenoble.
- P. Lagonotte, J. C. Sabonnadiere, J. Y. Leost, et J. P. Paul. 1989. « Structural analysis of the electrical system : application to secondary voltage control in France ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 4, n° 2, p. 479-486.
- H. Lefebvre, D. Fragnier, J.Y. Boussion, P. Mallet, et M. Bulot. 2000. « Secondary coordinated voltage control system : feedback of EDF ». In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*. p. 290 -295 vol. 1.
- A.A.P. Lerm. July 2002. « Control of Hopf bifurcation in multi-area power systems via a secondary voltage regulation scheme ». In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2002 IEEE*. p. 1615 -1620 vol.3.
- A.A.P. Lerm. 29 2006-nov. 1 2006. « Using the bifurcation theory to select pilot busbars in a secondary voltage regulation scheme ». In *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE '06. 2006 IEEE PES*. p. 2096 -2100.
- Hang Liu, A. Bose, et V. Venkatasubramanian. 2000. « Using adaptive bounding in voltage security analysis ». In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*. p. 19 -21 vol. 1.
- Hong Liu, Hai Bao, et Lei Liu. sept. 2011. « A new method about calculating electrical distance ». In *Power Engineering and Automation Conference (PEAM), 2011 IEEE*. p. 382 -385.
- N. Martins, J.C.R. Ferraz, Jr. Gomes, S., P.E.M. Quintao, et J.A. Passos. 2001. « A demonstration example of secondary voltage regulation : dynamic simulation and continuation power flow results ». In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001*. p. 791 -796 vol.2.
- J. Mezquita, D. Asber, S. Lefebvre, M. Saad, et P.J. Lagacé. 2011. « Power Network Partitioning with a Fuzzy C-Means ».
- M. Nizam. 2010. « Kohonen Neural Network Clustering for Voltage Control in Power Systems ».
- E. Nobile et A. Bose. 2002. « A new scheme for voltage control in a competitive ancillary service market ». In *Proceedings of the Power Systems Computation Conference, Seville, Spain*.
- Hae-Sang Park et Chi-Hyuck Jun. 2009. « A simple and fast algorithm for K-medoids clustering ». *Expert Systems with Applications*, vol. 36, n° 2, Part 2, p. 3336 - 3341.
- O. Richardot. 2006. « Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée ». PhD thesis, L'institut national polytechnique de Grenoble.



- O. Richardot, Y. Besanger, D. Radu, et N. Hadjsaid. 28 2009-july 2 2009. « Optimal location of pilot buses by a Genetic Algorithm approach for a coordinated voltage control in distribution systems ». In *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. p. 1 -7.
- J.L. Sancha, J.L. Fernandez, A. Cortes, et J.T. Abarca. may 1996. « Secondary voltage control : analysis, solutions and simulation results for the Spanish transmission system ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 11, n° 2, p. 630 -638.
- M. Shahidehpour et Y. Wang, 2003. *Communication and control in electric power systems : applications of parallel and distributed processing*. Wiley-IEEE Press.
- C.E. Shannon. 1948. « A mathematical theory of communication ». *Bell System Technical Journal*, vol. 27, p. 379-423 and 623-656.
- Y.H. Song et A.T. Johns, 1999. *Flexible Ac Transmission Systems (Facts)*. Iee Power Series, 30. Inst of Engineering & Technology.
- A. Stankovic, M. Ilic, et D. Maratukulam. february 1991. « Recent results in secondary voltage control of power systems ». *Power Engineering Review, IEEE*, vol. 11, n° 2, p. 49.
- B. Stott et O. Alsac. may 1974. « Fast Decoupled Load Flow ». *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-93, n° 3, p. 859 -869.
- Elkraft System. Novembre 2003. *Power failure in eastern denmark and southern sweden on 23 september 2003 : Final report on the course of events*.
- J.S. Thorp, M. Ilic-Spong, et M. Varghese. 1986. « An optimal secondary voltage-VAR control technique ». *Automatica*, vol. 22, n° 2, p. 217 - 221.
- UCTE. April 2004. *Final report of the investigation comittee on the 28 september 2003 blackout in italy*.
- T. Wildi et G. Sybille, 2005. *Électrotechnique*. éd. 4. Les Presses de l'Université Laval, 1215 p.
- Hongming Yang, Renjun Zhou, et Jianhua Liu. sept. 2005. « A RBFN hierarchical clustering based network partitioning method for zonal pricing ». In *Electrical and Electronics Engineering, 2005 2nd International Conference on*. p. 282 - 285.
- Peng Ye, Qing Bian, Jiahua Song, et Bing Yao. oct. 2006. « Predictive Optimal algorithm based Coordinated voltage Control for large power system ». In *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*. p. 1 -6.
- Jin Zhong, E. Nobile, A. Bose, et K. Bhattacharya. aug. 2004. « Localized reactive power markets using the concept of voltage control areas ». *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 19, n° 3, p. 1555 - 1561.