

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.Ing.

PAR
JEAN-NICOLAS PAQUIN

RÉALISATION D'UN MODÈLE D'INTERCONNEXION CCHT SOUS EMTP-RV

MONTRÉAL, LE 9 JANVIER 2007

© droits réservés de Jean-Nicolas Paquin

CE MÉMOIRE A ÉTÉ ÉVALUÉ

PAR UN JURY COMPOSÉ DE :

M. Louis-A. Dessaint, directeur de mémoire

Département de génie électrique de l'École de technologie supérieure

M. Silvano Casoria, membre externe

Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ)

M. Roger Champagne, président du jury

Département de génie logiciel de l'École de technologie supérieure

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

LE 18 DÉCEMBRE 2006

À L'ÉCOLE DE TECHNOLOGIE SUPÉRIEURE

RÉALISATION D'UN MODÈLE D'INTERCONNEXION CCHT SOUS EMTP-RV

Jean-Nicolas Paquin

RÉSUMÉ

Ce document traite de la réalisation d'une interconnexion CCHT sous EMTP-RV. Les travaux effectués dans ce domaine sont tout d'abord passés en revue. La problématique liée à cette technologie est ensuite présentée. Subséquemment, les divers éléments et les systèmes de commande et de protection développés dans le modèle sont détaillés. Les actions portées par les systèmes de protection lors de divers types de défauts sont ensuite mises en évidence. Une validation complète du modèle est présentée. Tout d'abord, ce dernier est comparé avec celui existant sous SPS, une librairie de Matlab/Simulink. Ensuite, la robustesse des commandes et protections est mise à l'épreuve par la simulation du modèle de référence du CIGRÉ dont les conditions d'opération sont sévères. Finalement, le comportement général du modèle en présence de multiples perturbations est analysé à l'aide de résultats obtenus de la simulation de l'interconnexion en configuration bipolaire.

DESIGN OF AN HVDC LINK IN EMTP-RV

Jean-Nicolas Paquin

ABSTRACT

For many years, the HVDC technology has evolved and has been integrated to many electrical networks worldwide. With various applications and multiple assets, it has been granted with an outstanding rank among the area of electrical power transmission. Moreover, the increasing complexity and extent of actual electrical networks requires a constant improvement of the analysis tools. Therefore, a complete HVDC link model is essential for the simulation of diversified electrical networks.

The design of an HVDC link under the electrical network simulation tool EMTP-RV is discussed in this document. The history and some works about the simulation of the HVDC technology are firstly reviewed. The issues related to HVDC links, including reactive power consumption, harmonics elimination, the types of encountered faults, the expected behavior in steady-state and some stability problems are discussed in order to define the needs in terms of control and protection. Further on, the multiple items and features, including the automatic parameter calculator, are detailed to the reader. The reliability of an HVDC control system depends on the regulators, but also on the protection sub-functions. The actions that are taken by some HVDC link protection systems when faults or dysfunctions occur are shown.

In order to validate the efficiency of the entire model, many simulation results are presented. First of all, the model developed with EMTP-RV is compared with the one included within the Matlab/Simulink's SPS library. Then the sturdiness of the control and protection sub-functions is put to the test by the simulation of the CIGRÉ HVDC benchmark which provides strenuous operation conditions. Finally, for complementarity purposes, the overall behavior of the bipolar back-to-back HVDC link in presence of multiple disturbances is analyzed.

The similarity of the results obtained from the comparison of the SPS and the EMTP-RV models and the sturdiness tests shows the model's validity which present outstanding transient performances and quite short recovery times.

RÉALISATION D'UN MODÈLE D'INTERCONNEXION CCHT SOUS EMTP-RV

Jean-Nicolas Paquin

SOMMAIRE

Depuis plusieurs années, la technologie CCHT a évolué et s'est intégrée à de multiples réseaux électriques partout dans le monde. Ses diverses applications et avantages lui ont conféré une place de choix dans le domaine du transport de l'énergie. D'autre part, la complexité grandissante et l'étendue des réseaux électriques actuels nécessitent une amélioration constante des outils d'analyse de comportement. À cet effet, un modèle complet d'interconnexion CCHT est indispensable pour la simulation des réseaux électriques diversifiés.

Ce document traite de la conception d'une interconnexion CCHT sous le logiciel de simulation de réseaux électriques EMTP-RV. L'historique du CCHT et les travaux déjà effectués sur la simulation dans ce domaine sont passés en revue. La problématique liée aux interconnexions CCHT, dont la puissance réactive consommée et les harmoniques générées par les convertisseurs, les types de défauts rencontrés, le comportement attendu en régime permanent et certains problèmes liés à la stabilité sont ensuite présentés afin de cibler les besoins en termes de commande et de protection. Subséquemment, les divers éléments inclus dans le modèle développé, dont le calculateur automatique de paramètres, sont détaillés. Ensuite, tous les systèmes de commande et de protection développés pour l'interconnexion CCHT dos-à-dos sur EMTP-RV sont présentés. La robustesse d'un système de commande d'une interconnexion CCHT est assurée non seulement par les régulateurs, mais également par les fonctions de protection. Les actions portées par les systèmes de protection lors de divers types de défauts sont donc mises en évidence.

Afin de valider le modèle de façon complète, plusieurs résultats de simulation sont présentés. Tout d'abord, le modèle développé sous EMTP-RV est comparé avec celui déjà existant sous SPS, une librairie de Matlab/Simulink. Ensuite, la robustesse des commandes et protections est mise à l'épreuve puis démontrée par des résultats de simulation d'un patron d'interconnexion développé par le CIGRÉ et ayant des conditions d'opération sévères. Finalement, pour des fins de complémentarité, le comportement général du modèle en présence de multiples perturbations est analysé à l'aide de résultats obtenus de la simulation de l'interconnexion en configuration bipolaire.

La similarité des résultats obtenus de la comparaison SPS/EMTP-RV et la démonstration de la robustesse du modèle prouvent la validité du système qui présente d'excellentes performances transitoires et des temps de stabilisation relativement courts.

AVANT-PROPOS

Depuis le milieu de mes études de premier cycle, j'ai cherché un sujet de maîtrise stimulant. C'est à la suite d'un stage effectué au sein de la chaire TransÉnergie de l'ÉTS qui portait sur la saturation de la machine asynchrone que le projet dont il est question dans ce mémoire m'a été proposé par le professeur Louis-A. Dessaint. C'est avec enthousiasme que j'ai accepté de plonger dans ce sujet qui s'est avéré fort intéressant.

À priori, ce projet a été commandé par le parrain de la chaire, M. Guy Scott de la division TransÉnergie de la société d'état Hydro-Québec. Le travail en résultant est destiné à l'étude des comportements sur des modèles du réseau d'Hydro-Québec et sera utilisé par des ingénieurs de cette entreprise. Ceci dit, la motivation et la stimulation sont accrues lorsqu'un projet a un impact réel en industrie. Je suis donc reconnaissant d'avoir eu la chance de me voir octroyer ce projet.

Je tiens à signifier mes sincères remerciements à mon directeur de maîtrise, le professeur Louis-A. Dessaint pour la confiance qu'il a porté en moi tout au long de mon parcours. Son support académique et son écoute furent sans précédents. D'autre part, ce projet n'aurait pu être mené à échéance sans le support et l'expertise remarquable de M. Silvano Casoria, ingénieur au Laboratoire de Simulation de Réseaux à l'IREQ et superviseur externe du projet. Sa patience exemplaire et son dévouement à la réussite de ce projet ont autant contribué au développement d'un modèle d'interconnexion CCHT dont les bases sont solides, qu'à mon développement académique et professionnel.

Je dois également remercier l'École de technologie supérieure et le professeur Dessaint pour le financement qui m'a été accordé. Grâce à ce dernier, j'ai pu consacrer la majeure partie de mon temps à l'élaboration du projet.

Je remercie tous mes confrères du GREPCI, pour les bons moments passés ensemble. Je veux mentionner particulièrement Hassan, Olivier et Handy pour leurs excellents conseils et leur disponibilité. Je veux également remercier mes compatriotes de l'équipe de rugby avec qui j'ai vécu une panoplie d'émotions fortes depuis mon entrée à l'université. Sans eux et le sport, mon développement personnel ne serait pas le même.

Je garde une pensée spéciale pour ma meilleure moitié, Amy, dont le support et l'aide précieuse, spécialement lors des derniers miles, n'ont eu d'égaux que sa douceur et sa générosité. À ma grande soeur Rachel et son conjoint Charles, merci pour votre patience et votre compréhension. Salutations à mon petit frère David à qui je souhaite de réaliser tous ses rêves. Merci à mon parrain et ma marraine, Michel et Manon, qui m'ont inspiré et supporté de bien des manières non seulement au cours de mes études supérieures, mais également tout au long de ma vie.

Ma mère, Francine Charbonneau, a tout le mérite de m'avoir offert les outils me menant à la réussite de mes objectifs. Rares sont les personnes susceptibles de parvenir à gravir les mêmes sommets qu'elle avec si peu de moyens. Cette femme a donné et donne encore l'exemple parfait de l'amour inconditionnel. De la même façon, avec amour, je lui dédie cet ouvrage, témoin de son dévouement et de sa propre réussite.

TABLE DES MATIÈRES

	page
SOMMAIRE	i
ABSTRACT	ii
AVANT-PROPOS	iii
LISTE DES TABLEAUX.....	viii
LISTE DES FIGURES	x
LISTES DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGLES	xv
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE	4
1.1 Historique de la technologie CCHT.....	4
1.2 Applications et avantages de la technologie CCHT	6
1.3 Les différentes configurations de transport en CCHT	8
1.4 La simulation de la technologie	10
1.4.1 Les modèles dans la littérature.....	10
1.4.2 Le modèle proposé.....	14
CHAPITRE 2 PROBLÉMATIQUE GÉNÉRALE	16
2.1 Élimination des harmoniques sur le réseau	16
2.1.1 Les harmoniques de courant	16
2.1.2 Les filtres de courant CA.....	19
2.2 Défauts rencontrés	23
2.2.1 La foudre	23
2.2.2 Les perturbations sur le réseau CA	24
2.2.3 Les ratés de commutation	25
2.2.4 Les perturbations du côté CC.....	29
2.2.5 La détérioration de l'équipement.....	30
2.3 Les conditions en régime permanent	31
2.3.1 Le mode redresseur	32
2.3.2 Le mode onduleur	34
2.4 Stabilité du système	36
2.4.1 Stabilisation dynamique.....	37
2.4.2 Puissance maximale disponible	39
2.4.3 Indice de stabilité de la tension et puissance réactive	42
CHAPITRE 3 LES ÉLÉMENTS DU MODÈLE	45
3.1 Le calcul automatique de paramètres.....	45
3.2 Les filtres CA choisis.....	50

3.3	Les transformateurs de convertisseur	53
3.4	Les convertisseurs	54
3.5	Les éléments côté CC.	56
3.6	Les niveaux de commande.	57
3.6.1	Modularité de l'interconnexion	58
3.6.2	Répartition des tâches	60
CHAPITRE 4	LES COMMANDES	63
4.1	L'unité de commande centrale.	63
4.2	Les commandes locales	68
4.2.1	La transformation des quantités en p.u.	69
4.2.2	Le contrôle de Alpha	71
4.2.3	Les régulateurs	75
4.2.3.1	Principes fondamentaux de régulation.	75
4.2.3.2	La linéarisation de la commande	80
4.2.3.3	Le limiteur de courant dépendant de la tension	83
4.2.3.4	La mesure de Gamma	87
4.2.3.5	Le mode de fonctionnement des régulateurs	90
4.2.4	La commande des impulsions	93
4.2.4.1	L'oscillateur avec boucle à verrouillage de phase	93
4.2.4.2	Le générateur d'impulsions	96
4.2.4.3	La commande de la paire de shuntage	97
CHAPITRE 5	LES PROTECTIONS	100
5.1	La protection des valves contre les surtensions	100
5.2	La détection des basses tensions côté CA	104
5.3	La protection des défauts CC.	107
5.4	La protection des ratés de commutation	109
5.5	Les séquences de blocage	118
5.5.1	Limite dépendante de la tension	123
5.5.2	Les blocages de type X, Y et Z	124
5.5.3	Les blocages temporaires.	125
5.5.4	Séquence de démarrage et séquence d'arrêt	126
5.5.4.1	La séquence de démarrage.	127
5.5.4.2	La séquence d'arrêt	127
CHAPITRE 6	VALIDATION DU MODÈLE	129
6.1	Comparaison du modèle avec la version SPS	129
6.2	Robustesse et patron CIGRÉ	132
6.3	Comportement du modèle d'interconnexion CCHT bipolaire.	134
6.3.1	Le défaut triphasé à l'onduleur	135
6.3.2	Le défaut triphasé au redresseur.	138
6.3.3	Le défaut monophasé à l'onduleur.	140
6.3.4	La défaut monophasé au redresseur	143
6.3.5	Le défaut CC sur un seul pôle	146

6.3.6	Le raté de commutation au convertisseur 2 (onduleur)	148
6.3.7	Le défaut biphasé au convertisseur 1 (redresseur)	151
6.3.8	Les défauts CC successifs	154
6.3.9	Les ratés de commutation successifs	156
6.3.10	Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur	158
6.3.11	Démarrage de l'interconnexion	161
6.3.12	Arrêt de l'interconnexion	164
6.3.13	Inversion de puissance	166
6.4	Bilan des pertes	169
CONCLUSION		173
RECOMMANDATIONS		175
ANNEXE 1	Résultats - Comparaison des modèles EMTP-RV et SPS	177
ANNEXE 2	Résultats - Simulation du patron CIGRÉ	194
BIBLIOGRAPHIE		203

LISTE DES TABLEAUX

	Page
Tableau I	Options disponibles avec le calcul automatique de paramètres 46
Tableau II	Ajustements de signe des systèmes de commande locale 59
Tableau III	Signaux traités par l'unité de commande centrale 65
Tableau IV	Paramètres de l'unité de commande centrale 66
Tableau V	Description des bases de conversion des quantités en p.u. 70
Tableau VI	Signaux traités par le contrôle de Alpha 71
Tableau VII	Paramètres du contrôle de Alpha 72
Tableau VIII	Description des segments et points de la caractéristique statique ... 77
Tableau IX	Signaux traités par le limiteur de courant dépendant de la tension .. 83
Tableau X	Paramètres du limiteur de courant dépendant de la tension 83
Tableau XI	Signaux traités par la mesure de Gamma 88
Tableau XII	Paramètres de la mesure de Gamma 88
Tableau XIII	Signaux traités par la DMFR 90
Tableau XIV	Description par index de l'indicateur de la DMFR 91
Tableau XV	Signaux traités par le PLL 94
Tableau XVI	Paramètres du PLL 94
Tableau XVII	Signaux traités par la commande de la paire de shuntage 98
Tableau XVIII	Signaux traités par la PSV 101
Tableau XIX	Paramètres de la PSV 101
Tableau XX	Signaux traités par le DBTCA 104
Tableau XXI	Paramètres du DBTCA 105
Tableau XXII	Signaux traités par le PDCC 107
Tableau XXIII	Paramètres du PDCC 107
Tableau XXIV	Signaux traités par le PRCCC 110
Tableau XXV	Paramètres du PRCCC 110
Tableau XXVI	Signaux traités par les séquences de blocage 119

Tableau XXVII Paramètres des séquences de blocage	120
Tableau XXVIII Paramètres du système simulé pour le bilan des pertes	170
Tableau XXIX Pertes et puissances en pourcentage de la puissance nominale	171

LISTE DES FIGURES

	Page
Figure 1	Profil typique des coûts reliés aux lignes de transmission CA et CC6
Figure 2	Configuration monopolaire d'une interconnexion CCHT9
Figure 3	Configuration bipolaire d'une interconnexion CCHT9
Figure 4	Premier patron d'interconnexion CCHT proposé par le CIGRÉ11
Figure 5	Exemple d'étude d'un réseau complexe avec interconnexions CCHT ...12
Figure 6	Courants aux primaires des transformateurs - 12 impulsions17
Figure 7	Schéma fonctionnel d'un convertisseur CCHT à 12 impulsions18
Figure 8	Configuration classique des filtres CA pour le CCHT20
Figure 9	Spectre d'un filtre CA classique pour le CCHT - réseau de 50 Hz21
Figure 10	Type de filtre CA proposé par le CIGRÉ pour le patron d'interconnexion 22
Figure 11	Spectre d'un filtre CA proposé par le CIGRÉ - réseau de 50 Hz22
Figure 12	Tensions CA et CC côté redresseur suite à un délestage de charge25
Figure 13	Tension aux bornes d'un thyristor à l'onduleur26
Figure 14	Tensions aux bornes de certains thyristors suite à un raté de commutation 27
Figure 15	Courant CC et Tensions CC suite à un raté de commutation28
Figure 16	Tension et courant CC côté redresseur suite à un défaut CC ligne-terre ..29
Figure 17	Consommation de puissance réactive d'un convertisseur (en p.u.)35
Figure 18	Courbes de puissance maximale de réseaux reliés à un redresseur (p.u.) .39
Figure 19	Affichage des résultats - calcul automatique de paramètres - partie 147
Figure 20	Affichage des résultats - calcul automatique de paramètres - partie 248
Figure 21	Convertisseur à thyristors (12 impulsions)55
Figure 22	Schéma de principe d'une interconnexion CCHT bipolaire.58
Figure 23	Schéma fonctionnel des étages de commande d'un système CCHT60
Figure 24	Représentation graphique de la référence de courant de l'UCC64
Figure 25	Sous-groupes de la commande locale69
Figure 26	Comportement des limites de Alpha aux inversions de puissance73

Figure 27	Caractéristique statique de l'interconnexion CCHT	76
Figure 28	Représentation de la linéarisation des régulateurs au redresseur	82
Figure 29	Caractéristique courant-tension du LCDT	85
Figure 30	Défaut triphasé - limitation de la consigne de courant par le LCDT	86
Figure 31	Représentation de la mesure de l'angle Gamma sur un thyristor	89
Figure 32	Schéma de principe du PLL	95
Figure 33	Diagramme des tensions de synchronisation du générateur d'impulsion ..	97
Figure 34	Tension de valve et limite de tension imposée par la PSV	103
Figure 35	Action protectrice de la PSV à l'onduleur lors d'une surtension	103
Figure 36	Signaux pour la détection d'une basse tension côté CA	106
Figure 37	Défaut CC - application d'un retard forcé de type 2	109
Figure 38	Oscillogrammes type du fonctionnement en mode onduleur	112
Figure 39	Schéma de principe pour la détection dans le PRCCC	113
Figure 40	Comparaison des courants - détection d'un raté de commutation	115
Figure 41	Comparaison des courants - détection d'un court-circuit de valve	116
Figure 42	Court-circuit phase A-terre - aucune action portée par le PRCCC	117
Figure 43	Court-circuit phase A-terre - action portée par le PRCCC	118
Figure 44	Principe de fonctionnement du LDT	123
Figure 45	Profil de tension pour les blocages temporaires lorsque BPS_o est actif .	126
Figure 46	Icc (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur	136
Figure 47	Vcc (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur	137
Figure 48	Alpha (degrés) - défaut triphasé à l'onduleur	137
Figure 49	Icc (p.u.) - défaut triphasé au redresseur	139
Figure 50	Vcc (p.u.) - défaut triphasé au redresseur	139
Figure 51	Alpha (degrés) - défaut triphasé au redresseur	140
Figure 52	Icc (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur	141
Figure 53	Vcc (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur	142
Figure 54	Alpha (degrés) - défaut monophasé à l'onduleur	142
Figure 55	Icc (p.u.) - défaut monophasé au redresseur	144

Figure 56	Vcc (p.u.) - défaut monophasé au redresseur	144
Figure 57	Alpha (degrés) - défaut monophasé au redresseur	145
Figure 58	Icc (p.u.) - défaut CC sur un seul pôle	146
Figure 59	Vcc (p.u.) - défaut CC sur un seul pôle	147
Figure 60	Alpha (degrés) - défaut CC sur un seul pôle	147
Figure 61	Icc (p.u.) - Raté de commutation au convertisseur 2	149
Figure 62	Vcc (p.u.) - Raté de commutation au convertisseur 2	150
Figure 63	Alpha (degrés) - Raté de commutation au convertisseur 2	150
Figure 64	Icc (p.u.) - Défaut biphasé au secondaire (Y) au convertisseur 1	152
Figure 65	Vcc (p.u.) - Défaut biphasé au secondaire (Y) au convertisseur 1	152
Figure 66	Alpha (degrés) - Défaut biphasé au secondaire (Y) au convertisseur 1	153
Figure 67	Icc (p.u.) - Défaut CC menant au blocage de type Y	154
Figure 68	Vcc (p.u.) - Défaut CC menant au blocage de type Y	155
Figure 69	Alpha (degrés) - Défaut CC menant au blocage de type Y	155
Figure 70	Icc (p.u.) - Raté de commutation menant au blocage de type X	156
Figure 71	Vcc (p.u.) - Raté de commutation menant au blocage de type X	157
Figure 72	Alpha (degrés) - Raté de commutation menant au blocage de type X	157
Figure 73	Icc (p.u.) - Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur	159
Figure 74	Vcc (p.u.) - Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur	159
Figure 75	Alpha (degrés) - Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur	160
Figure 76	Vth et Impulsions - Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur	160
Figure 77	Icc (p.u.) - Démarrage de l'interconnexion	162
Figure 78	Vcc (p.u.) - Démarrage de l'interconnexion	162
Figure 79	Alpha (degrés) - Démarrage de l'interconnexion	163
Figure 80	Icc (p.u.) - Arrêt de l'interconnexion	164
Figure 81	Vcc (p.u.) - Arrêt de l'interconnexion	165
Figure 82	Alpha (degrés) - Arrêt de l'interconnexion	165
Figure 83	Icc(p.u.) - Inversion de puissance	167
Figure 84	Vcc(p.u.) - Inversion de puissance	167

Figure 85	Alpha (degrés) - Inversion de puissance	168
Figure 86	Distribution des pertes sur un poste convertisseur CCHT	169
Figure 87	Courant CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - SPS	178
Figure 88	Courant CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - EMTP-RV	178
Figure 89	Tension CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - SPS	179
Figure 90	Tension CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - EMTP-RV	179
Figure 91	Alpha (degrés) - défaut triphasé à l'onduleur - SPS	180
Figure 92	Alpha (degrés) - défaut triphasé à l'onduleur - EMTP-RV	180
Figure 93	Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - SPS	181
Figure 94	Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - EMTP-RV	181
Figure 95	Courant CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - SPS	182
Figure 96	Courant CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - EMTP-RV	182
Figure 97	Tension CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - SPS	183
Figure 98	Tension CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - EMTP-RV	183
Figure 99	Alpha (degrés) - défaut triphasé au redresseur - SPS	184
Figure 100	Alpha (degrés) - défaut triphasé au redresseur - EMTP-RV	184
Figure 101	Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - SPS	185
Figure 102	Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - EMTP-RV	185
Figure 103	Courant CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - SPS	186
Figure 104	Courant CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - EMTP-RV	186
Figure 105	Tension CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - SPS	187
Figure 106	Tension CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - EMTP-RV	187
Figure 107	Alpha (degrés) - défaut monophasé à l'onduleur - SPS	188
Figure 108	Alpha (degrés) - défaut monophasé à l'onduleur - EMTP-RV	188
Figure 109	Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - SPS	189
Figure 110	Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - EMTP-RV	189
Figure 111	Courant CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - SPS	190
Figure 112	Courant CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - EMTP-RV	190
Figure 113	Tension CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - SPS	191

Figure 114	Tension CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - EMTP-RV	191
Figure 115	Alpha (degrés) - défaut monophasé au redresseur - SPS	192
Figure 116	Alpha (degrés) - défaut monophasé au redresseur - EMTP-RV	192
Figure 117	Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - SPS	193
Figure 118	Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - EMTP-RV	193
Figure 119	Courant CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - CIGRÉ	195
Figure 120	Tension CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - CIGRÉ	195
Figure 121	Alpha (degrés) - défaut triphasé à l'onduleur - CIGRÉ	196
Figure 122	Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - CIGRÉ	196
Figure 123	Courant CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - CIGRÉ	197
Figure 124	Tension CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - CIGRÉ	197
Figure 125	Alpha (degrés) - défaut triphasé au redresseur - CIGRÉ	198
Figure 126	Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - CIGRÉ	198
Figure 127	Courant CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - CIGRÉ	199
Figure 128	Tension CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - CIGRÉ	199
Figure 129	Alpha (degrés) - défaut monophasé à l'onduleur - CIGRÉ	200
Figure 130	Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - CIGRÉ	200
Figure 131	Courant CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - CIGRÉ	201
Figure 132	Tension CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - CIGRÉ	201
Figure 133	Alpha (degrés) - défaut monophasé au redresseur - CIGRÉ	202
Figure 134	Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - CIGRÉ	202

LISTES DES ABRÉVIATIONS ET DES SIGLES

a	Rapport des enroulements (secondaire sur primaire) d'un transformateur
A	Unité - Ampère
ABB	Asea Brown Boveri
BPS	Blocage avec paire de shuntage
C	Capacité (condensateur), F
C1(2,3,4)	Désigne un convertisseur et sa position sur l'interconnexion
CA	Courant alternatif
CC	Courant continu
CCHT	Courant continu à haute tension
CIGRÉ	Conseil international des grands réseaux électriques
CPM	Courbe de puissance maximale
CPS	Commande de la paire de shuntage
D	Désigne une configuration triphasée en triangle ou Delta
DBTCA	Détecteur de basse tension CA
DMFR	Détermination du mode de fonctionnement des régulateurs
d-q-0	Désigne une transformation de référentiel (synchrone pour le PLL)
EMTDC	Electromagnetic Transients Direct Current
EMTP	Electromagnetic Transients Program
EMTP-RV	Electromagnetic Transients Program - Revised Version
ESCR	«Effective Short-Circuit Ratio»
ÉTS	École de technologie supérieure
f	Fréquence, Hz
f_1	Fréquence fondamentale (n=1), Hz
f_{nom}	Fréquence nominale, Hz
FORTRAN	«Formula Translator» ou langage de traduction de formules
FTR	Fenêtre sur le temps de recouvrement
$f(\alpha)$	Fonction de l'angle α

GREPCI	Groupe de recherche en électronique de puissance et commande industrielle
HTML	«Hypertext Markup Language» ou langage de balisage d'hypertexte
HVDC	«High-Voltage Direct Current» ou CCHT
Hz	Unité - Hertz
<i>i</i>	Variable d'indexation - nombre entier
$I_{A, B, C}$	Courants de phase sur le réseau, p.u. ou A
$I_{aD, bD, cD}$	Courants CA au secondaire du transformateur Yd1, p.u. ou A
$I_{aY, bY, cY}$	Courants CA au secondaire du transformateur Yy0, p.u. ou A
$I_{AYd, BYd, CYd}$	Courants de phase au primaire du transformateur de type Yd, p.u. ou A
$I_{AYy, BYy, CYy}$	Courants de phase au primaire du transformateur de type Yy, p.u. ou A
I_{CA}	Courant côté CA de l'interconnexion CCHT, p.u. ou A
I_{CC}	Courant continu sur l'interconnexion CCHT, p.u. ou A
$I_{cc_{marge}}$	Marge de courant des régulateurs, p.u. ou A
$I_{cc_{nom}}$	Courant nominal de l'interconnexion CCHT, p.u. ou A
$I_{cc_{ref_lim}}$	Référence de courant limitée par le LCDT, p.u. ou A
IEEE	«Institute of Electrical and Electronics Engineers»
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
I_{th}	Courant circulant dans un thyristor, p.u. ou A
$I_{vD, vY}$	Courants CC équivalents redressés mathématiquement aux secondaires des transformateurs de convertisseur Yd1 et Yy0, p.u. ou A
kA	Unité - kiloampère
K_I	Gain intégral
km	Unité - kilomètre
K_P	Gain proportionnel
$K_{p_{cons_red}}$	Gain proportionnel constant au redresseur - spécifié par l'utilisateur
$K_{p_{lin}}$	Gain proportionnel linéarisant ou effectif
$K_{p_{lin_ond}}$	Gain proportionnel linéarisant ou effectif à l'onduleur
$K_{p_{lin_red}}$	Gain proportionnel linéarisant ou effectif au redresseur

kV	Unité - kilovolt
L	Inductance, H
LCDT	Limiteur de courant dépendant de la tension
LDT	Limite dépendante de la tension
ms	Unité - milliseconde
MW	Unité - mégawatt
n	Ordre de l'harmonique caractéristique ou variable d'indexation - nombre entier
p	Nombre d'impulsions
P_{CC}	puissance nominale de l'interconnexion CCHT, p.u. ou W
$P_{cc_{nom}}$	Puissance nominale de l'interconnexion CCHT, p.u. ou W
P_{com}	Puissance entre les filtres CA et la barre de commutation, p.u. ou W
PDCC	Protection des défauts CC
PI	Régulateur proportionnel-intégral
Pin	Puissance fournie par le réseau CA à l'interconnexion, p.u. ou W
PLL	Phase-Locked Loop ou Boucle à verrouillage de phase
PMD	Puissance maximale disponible
PSCAD	Power System Computer Aided Design
PRCCC	Protection contre les Ratés de Commutation et les Courts-Circuits de valve
P_{sec_Y}	Puissance mesurée au secondaire-étoile d'un transformateur, p.u. ou W
P_{sec_D}	Puissance mesurée au secondaire-triangle d'un transformateur, p.u. ou W
PSV	Protection contre les Surtensions de Valve
p.u.	Par unité
Q_c	Puissance nominale des filtres et du banc de condensateurs, p.u. ou VAR
$Q_{p-bande}$	Facteur de qualité d'un filtre passe-bande
Q_{p-haut}	Facteur de qualité d'un filtre passe-haut
R	Résistance, p.u. ou Ω
RAZ	Remise à zéro

RFS	«Ready for Start/Stop» ou prêt à l'arrêt/démarrage
RoW	«Right-of-Way» ou emprise des équipements
S_{CA}	Puissance nominale de court-circuit du réseau CA connecté, p.u. ou VA
SCR	«Short-Circuit Ratio»
SPS	SimPowerSystems
STATCOM	«Static Compensator» ou compensateur statique
$S_{transfo}$	Puissance nominale d'un transformateur, p.u. ou VA
SVC	«Static VAr Compensator» ou compensateur statique de VAr
T_{echant}	Période d'échantillonnage, s
$t_{\gamma n}$	Période d'extinction du n ^{ième} thyristor à l'onduleur, s
UCC	Unité de commande centrale
V	Unité - Volt ou désigne une variable de cette quantité
$V_{A, B, C}$	Tensions de phase sur le réseau, p.u. ou V
V_{a,b,c_prim}	Tensions au primaire d'un transformateur, p.u. ou V
VAR	Désigne une variable de puissance réactive, p.u. ou VAr
VAr	Volt Ampère réactif
V_{CA}	Tension côté CA de l'interconnexion CCHT, p.u. ou V
$V_{ca_{effL-L}}$	Tension efficace ligne à ligne, p.u. ou V
V_{CC}	Tension continue sur l'interconnexion CCHT, p.u. ou V
V_{cc_ligne}	Tension mesurée sur le pôle de l'interconnexion CCHT, p.u. ou V
V_{cc_marge}	Marge de tension des régulateurs, p.u. ou V
V_{cc_neutre}	Tension mesurée sur au neutre de l'interconnexion CCHT, p.u. ou V
V_{cc_nom}	Tension nominale de l'interconnexion CCHT, p.u. ou V
V_{cc_ond}	Tension CC mesurée à l'onduleur, p.u. ou V
V_{cc_red}	Tension CC mesurée au redresseur, p.u. ou V
V_{cc_ref}	Référence de tension, p.u. ou V
V_{com}	Tension de commutation, p.u. ou V
VDCOL	«Voltage Dependant Current Order Limiter» ou LCDT
V_q	Tension en quadrature de phase - référentiel synchrone, p.u. ou V

VSI	«Voltage Stability Indicator» ou indice de stabilité de la tension
V_{th}	Tension aux bornes d'un thyristor, p.u. ou V
W	Unité - Watt
X_C	Réactance capacitive, p.u. ou Ω
X_L	Réactance inductive, p.u. ou Ω
Y	Désigne une configuration triphasée en étoile
Yd1	Transformateur, primaire en configuration étoile et secondaire en configuration triangle avec retard de phase de 30 degrés
Yd11	Transformateur, primaire en configuration étoile et secondaire en configuration triangle avec avance de phase de 30 degrés
Yy0	Transformateur, primaire et secondaire en configuration étoile et aucun déphasage
Yyd1	Transformateur, primaire étoile, un secondaire étoile et un autre secondaire triangle avec retard de phase de 30 degrés
Yyd11	Transformateur, primaire étoile, un secondaire étoile et un autre secondaire triangle avec avance de phase de 30 degrés
Z_{ligne}	Impédance équivalente d'une ligne, p.u. ou Ω
Z_{neutre}	Impédance équivalente du neutre, p.u. ou Ω
Z_{p-h}	Impédance équivalente d'un filtre passe-haut, p.u. ou Ω
Z_r	Impédance équivalente du réseau, p.u. ou Ω
α	Alpha - angle d'allumage, degrés
α_G	Valeur de α prescrite en sortie du régulateur de γ , degrés
α_I	Valeur de α prescrite en sortie du régulateur de courant, degrés
α_{max_lin}	Valeur maximale de α de linéarisation des régulateurs, degrés
α_{min}	Valeur minimale de α , degrés
α_{min_lin}	Valeur minimale de α de linéarisation des régulateurs, degrés
α_V	Valeur de α prescrite en sortie du régulateur de tension, degrés
γ	Gamma - angle d'extinction, degrés

γ_{marge}	Marge de γ des régulateurs, degrés
γ_{min}	Valeur minimale prescrite pour γ , degrés
γ_{moy}	Valeur moyenne de γ mesurée, degrés
γ_{ref}	Référence de γ , degrés
γ_{RP}	Valeur de γ en régime permanent, degrés
ΔV_{cc}	Variation de la tension CC, p.u. ou V
$\Delta\alpha$	Variation de l'angle α , degrés
$\Delta\gamma$	Variation de l'angle α , degrés
μ	Mu - angle d'empiètement, degrés
μF	Unité - microFarad
μs	Unité - microseconde
φ	Caractère désignant le mot <i>phase</i>
ω	Oméga - fréquence angulaire ($2\pi f$), rad/s

INTRODUCTION

Le transport de l'énergie en courant continu n'est pas un domaine nouveau. En effet, bien qu'il existe depuis plusieurs années, ses multiples avantages et applications font de la technologie CCHT un élément avant-gardiste des réseaux électriques contemporains. Les recherches dans ce domaine visent entre autres l'amélioration de la qualité de la puissance fournie et de la stabilité des réseaux interconnectés. L'import-export de l'électricité est également un sujet d'actualité, surtout au Québec, où l'énorme production énergétique permet des échanges commerciaux avec les États-Unis. L'utilisation du transport en courant continu confère des avantages énormes à cette province en raison de sa situation géographique. L'ajout des interconnexions CCHT au réseau québécois vient complexifier l'étude des phénomènes transitoires et des interactions entre les portions du réseau. L'amélioration constante des outils d'analyse offerts aux ingénieurs permet de développer de nouveaux modèles de composantes retrouvées sur les réseaux électriques et d'en perfectionner d'autres. En outre, le progrès fulgurant des performances des systèmes ordonnés renchérit la légitimité de la simulation en temps différé qui se voit offrir des modèles de plus en plus précis avec des temps de calcul considérablement réduits.

L'élaboration d'un modèle permettant de simuler cette technologie est essentielle à tout bon outil de simulation. Le logiciel EMTP-RV est utilisé en industrie afin d'effectuer des simulations en temps différé, à pas d'échantillonnage fixe. Son interface graphique lui confère une grande convivialité. Puisque ce dernier est utilisé pour la simulation des réseaux électriques, il est primordial d'en augmenter le pouvoir de représentation en lui offrant une panoplie de modèles de dispositifs retrouvés sur ces derniers. Il existe déjà, sous forme de démonstration, un modèle d'interconnexion CCHT inclut avec ce logiciel. Cependant, il n'inclut pas la représentation exacte de l'onduleur et comporte un minimum de systèmes de commande et de protection. La réalisation d'un modèle

d'interconnexion CCHT sous EMTP-RV comportant une panoplie de sous-systèmes de commande et de protection et étant à la fois flexible et robuste est donc justifiée.

L'objectif du travail présenté dans ce mémoire est donc la réalisation d'un modèle complet d'interconnexion CCHT avec des convertisseurs dos-à-dos à 12 impulsions ainsi que son implantation sous le logiciel EMTP-RV. Le dispositif facilement intégrable à des modèles de réseau complexes est disponible tant en configuration monopolaire qu'en configuration bipolaire. Le modèle ainsi que ses performances s'inspirent des liaisons réelles retrouvées sur le réseau d'Hydro-Québec. Il est composé d'un ensemble de sous-systèmes entièrement paramétrables et assemblés de façon modulaire. De plus, ils doivent être regroupés dans une librairie spécifique. La performance de l'interconnexion doit demeurer acceptable lorsqu'elle est connectée à des réseaux CA faibles. D'autre part, les temps de stabilisation visés après perturbations sont de moins de 500 ms.

Le premier chapitre est une revue de la littérature et propose un historique du domaine et une énumération d'une multitude d'applications de la technologie permettant tout d'abord une mise en contexte. Divers modèles génériques utilisés pour la simulation et retrouvés dans la littérature sont présentés, ce qui permet de situer l'issue du travail proposé dans ce mémoire. Le chapitre 2 présente la problématique générale liée aux interconnexions CCHT. Il permet de développer sur les besoins en termes de commande, de protection, de compensation de puissance réactive et de filtrage des harmoniques de courant CA. Le comportement attendu en régime permanent est présenté. Le sujet de la stabilité de la puissance transitée est ensuite abordé afin de justifier l'utilité des divers modes de commande et de mettre en évidence les difficultés rencontrées avec l'utilisation de réseaux CA faibles. Le troisième chapitre présente les différents éléments inclus avec le modèle, dont le calculateur automatique des paramètres en régime permanent. Les quatrième et cinquième chapitres renferment la description de tous les sous-systèmes développés pour le modèle générique. La grande majorité des signaux et paramètres impliqués dans les sous fonctions sont également

énumérés puis décrits. Finalement, au chapitre 6, le modèle est validé de différentes façons. Des résultats de simulation sont d'abord comparés avec ceux obtenus d'un modèle existant sous SPS. La robustesse de l'interconnexion est ensuite éprouvée par la simulation d'un patron établi par le CIGRÉ et dont les conditions d'opération sont sévères. Puis, des résultats obtenus de la simulation de diverses perturbations sur l'interconnexion en configuration bipolaire sont finalement illustrés et commentés afin de valider le comportement général du modèle suite aux actions portées par l'ensemble des sous-systèmes qu'il renferme.

En conclusion, l'ensemble du travail accompli sera revu et synthétisé de sorte à établir la correspondance entre les objectifs et les résultats obtenus. Certaines recommandations seront faites en fonction de la synthèse dressée afin de proposer au lecteur des étapes subséquentes potentielles pour l'amélioration du modèle proposé.

CHAPITRE 1

REVUE DE LA LITTÉRATURE

Le transport de l'énergie en courant continu à haute tension (CCHT) est une technologie largement développée de nos jours. Bien qu'elle ait été mise de côté aux dépens du courant alternatif (CA) dans le passé, bon nombre d'applications en font un mode de transport inévitable pour les années futures. Ce domaine hautement spécialisé est le sujet d'un grand nombre d'ouvrages. Le besoin constant d'amélioration des performances, d'intégration de nouvelles technologies et de transfert des connaissances en la matière exige le développement continu de modèles pour la simulation du CCHT sur de différentes plateformes. Ce chapitre présente un historique et certaines applications et avantages du CCHT. Des travaux sur la simulation de la technologie y sont également passés en revue.

1.1 Historique de la technologie CCHT

À l'époque de l'émergence de l'ampoule électrique, l'énergie électrique alors produite était à courant continu. Cependant, le transport de l'électricité ne pouvait pas se faire sur de longues distances à cause des trop grandes pertes de puissance dans les câbles de cette ère. En 1893, l'avènement de l'électricité à courant alternatif triphasé permit d'améliorer les conditions de distribution. Dorénavant, il était possible de transporter l'énergie sur de plus longues distances à des niveaux de tension beaucoup plus élevés [32].

Bien que l'industrie de l'époque ait opté pour le courant alternatif, les recherches sur le transport à courant continu n'ont jamais cessé. Une des premières solutions efficaces proposée par des ingénieurs fut la construction d'une interconnexion CCHT avec des génératrices CC connectées en série pour la production d'électricité et des moteurs CC également connectés en série à l'extrémité réceptrice. La technologie avait été éprouvée,

mais ne fut pas un succès commercial en raison des coûts énormes liés à la fabrication de ces machines.

Dans les années 1920, le développement des valves à vapeur de mercure permit d'entrevoir la possibilité de convertir l'électricité à courant alternatif en électricité à courant continu et l'inverse également. Par contre, même si l'implantation de systèmes CCHT semblait réalisable, les experts restaient incertains quant à sa compétitivité face au transport en courant alternatif. En effet, alors que la conception des machines électriques de l'époque était basée sur des principes physiques solides et des équations mathématiques précises, la conception des valves, elle, était basée sur l'expérience acquise de façon empirique par les chercheurs et les ingénieurs.

Avec une grande expérience acquise et le développement d'une valve à vapeur de mercure haute tension, le monde du transport à courant continu assista à la mise en service de la toute première interconnexion CCHT. En 1954, la toute première réalisation CCHT avait les caractéristiques nominales de 20 MW, 200 A et 100 kV. Cette dernière reliait le réseau électrique de l'île de Gotland dans la mer Baltique à celui de la Suède par un câblage sous-marin sur une distance de 96 km. Le succès énorme de cette interconnexion entraîna la venue de maintes réalisations en CCHT [29].

Dès les années 1970, jusqu'en 1997, toutes les interconnexions CCHT furent implantées avec des thyristors à haute tension qui remplacèrent les valves à vapeur de mercure [33]. Le semi-conducteur permit de simplifier la conception des installations, nécessitait de moins fréquentes maintenances et permettait de convertir de plus hautes tensions. Plusieurs installations CCHT existantes furent d'ailleurs mises à niveau avec le remplacement des anciennes valves par des thyristors à haute tension.

À ce jour encore, l'un des plus importants projets dans le domaine du CCHT au monde est l'interconnexion multi terminale Québec - Nouvelle-Angleterre. Implanté en 1990, ce projet d'envergure offre les caractéristiques nominales suivantes : une puissance totale

de 2000 MW pour un niveau de tension de ± 450 kV . Il relie les grands centres de charge de Montréal au Canada et de Boston aux États-Unis. L'expertise et la recherche sur la technologie CCHT est donc présente depuis plusieurs années au Québec.

1.2 Applications et avantages de la technologie CCHT

Dans tous les cas, l'énergie électrique est produite en courant alternatif puis distribuée aux consommateurs en courant alternatif également. Il est donc important de connaître les motivations derrière l'utilisation de la technologie CCHT. Toutes les applications du CCHT sont utilisées soit pour des raisons techniques ou pour des considérations économiques [34].

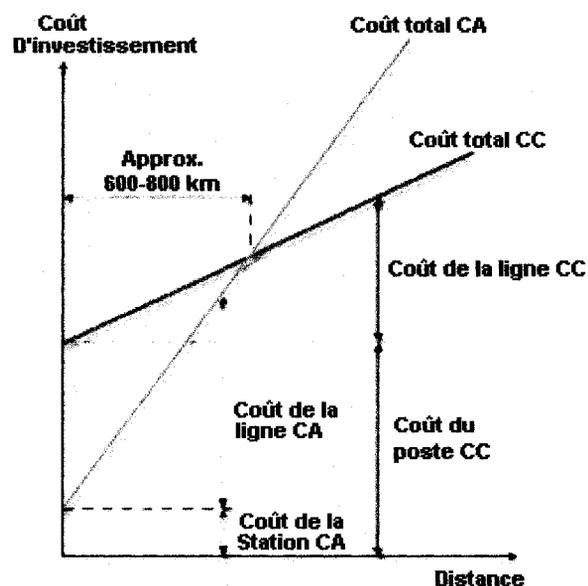


Figure 1 Profil typique des coûts liés aux lignes de transmission CA et CC¹

1. Pour le besoin d'illustration du présent document, cette figure a été tirée et adaptée du site web officiel de la compagnie ABB [34]

Le coût d'investissement est un facteur considérable pour le choix d'un médium de transport de l'énergie. Les coûts reliés à l'achat des postes générateurs et récepteurs sont beaucoup plus faibles pour le transport en courant alternatif que pour le transport en courant continu. Cependant, la tendance est inverse pour les coûts reliés aux lignes de transport. La figure 1 illustre les affirmations précédentes. La distance de la ligne de transport est un facteur d'optimisation des coûts. À compter d'une distance d'environ 600 à 800 km, il semble qu'une interconnexion CCHT soit beaucoup plus avantageuse. En outre, il semble que le point de rencontre des droites illustrées à la figure 1 est situé à une distance considérablement plus faible si la ligne de transmission est sous-marine [34].

De plus, il n'y a aucune limite à la longueur des câbles pour le transport en courant continu. Contrairement au CCHT, le transport en courant alternatif requiert l'utilisation de condensateurs série et d'inductances shunt pour compenser l'effet réactif des câbles sur des intervalles de distance réguliers [30]. Les pertes dans les câbles de CCHT sont par surcroît beaucoup plus faibles que pour les lignes CA. Pour le transport sur de longues distances sous l'eau, l'utilisation du CCHT est souvent la seule alternative possible.

L'interconnexion directe de deux réseaux à courant alternatif consiste en une tâche complexe puisqu'elle exige une coordination parfaite des puissances et des fréquences de chaque côté de l'attache. Même avec une coordination parfaite, une interconnexion CA n'isole pas un réseau des perturbations provenant de l'autre. Ce type de lien influence le niveau de court-circuit de chacun des deux réseaux. D'autre part, il est impossible de connecter ensemble deux réseaux de fréquences nominales différentes sans interconnexion CCHT. Une autre application du CCHT est donc les interconnexions asynchrones et l'isolation des réseaux. Par ailleurs, contrairement à la transmission en CA, le CCHT permet un contrôle adéquat et beaucoup plus simple de la puissance transmise d'un réseau à l'autre. Il est également possible d'inverser le transfert de puissance transmise à un réseau ou à l'autre.

Des considérations environnementales sont à noter. Dû au nombre réduit de câbles requis pour le CCHT, la taille des pylônes les supportant est beaucoup plus faible. L'emprise ou le facteur «Right-of-Way» (RoW) [29] [30] [34] est beaucoup plus faible dans le cas du CCHT. En outre, pour un scénario où des centrales sont combinées pour alimenter un même centre de charge, par exemple une centrale au charbon jumelée à une centrale hydro-électrique, une interconnexion CCHT permet de limiter l'exploitation de la source polluante en favorisant la contribution en puissance de la source non polluante.

1.3 Les différentes configurations de transport en CCHT

La validation du modèle conçu sous EMTP-RV est effectuée sur le modèle de référence proposé par le CIGRÉ. Les systèmes de commande sont greffés à l'interconnexion CCHT monopolaire décrite en [10]. Il est possible d'effectuer une extension du réseau CIGRÉ en configuration bipolaire [9] pour la validation. Puisque les systèmes de commande sont identiques sur chacun des convertisseurs, cette extension n'est pas développée dans le présent document. Le modèle proposé est une interconnexion avec convertisseurs dos-à-dos, donc ne comportant aucune ligne de transport.

Tel que démontré à la figure 2, une interconnexion monopolaire ne possède qu'un seul conducteur du côté CC [29] [30]. Chaque convertisseur (redresseur et onduleur) est à 12 impulsions. Ce type de configuration nécessite un système de commande locale aux deux convertisseurs et une commande centrale qui assure la coordination des commandes locales.

La figure 3 représente une interconnexion bipolaire. Cette dernière possède deux conducteurs du côté CC, le positif et le négatif [29] [30]. Chacun des quatre convertisseurs est à 12 impulsions et les deux convertisseurs d'un même pôle ont les mêmes paramètres nominaux. Ce type d'interconnexion peut être utilisé en tant que configuration monopolaire. En cas de défaut sur un des pôles, plutôt que d'ordonner l'arrêt temporaire ou permanent de l'interconnexion entière, la moitié de la puissance

transitée peut être prise en charge par le pôle fonctionnel. Ce type de configuration nécessite un système de commande aux quatre convertisseurs et une commande centrale qui coordonne les interactions entre le redresseur et l'onduleur de chacun des pôles.

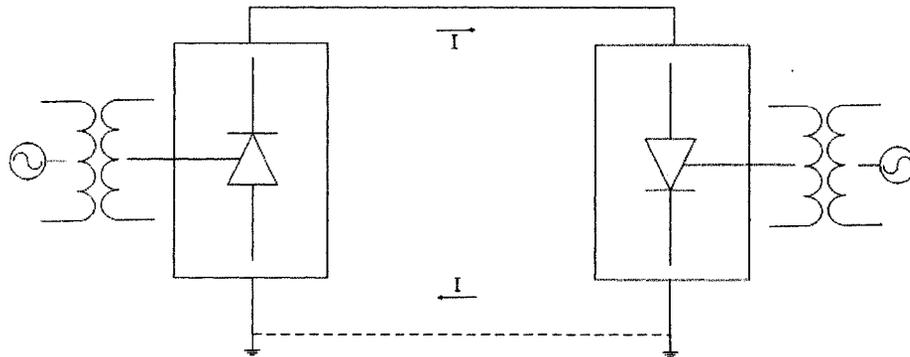


Figure 2 Configuration monopolaire d'une interconnexion CCHT

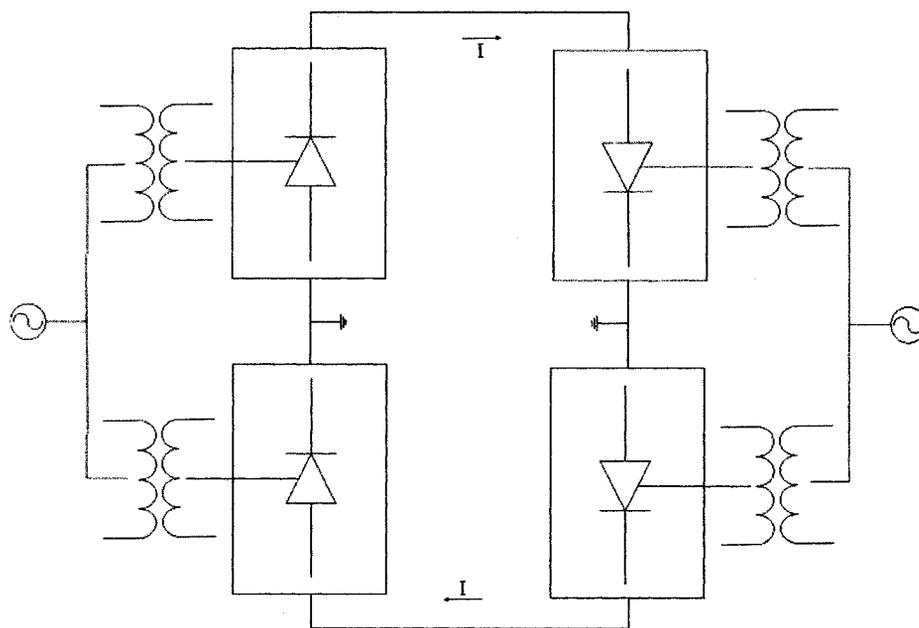


Figure 3 Configuration bipolaire d'une interconnexion CCHT

Pour des raisons techniques, la configuration homopolaire [29] [30] n'est pas très utilisée en industrie. Par conséquent, le présent document ne traite pas de ce type de configuration CCHT.

1.4 La simulation de la technologie

Les effets transitoires et le comportement des différents éléments d'un réseau comportant une ou plusieurs interconnexions CCHT sont des phénomènes complexes et difficiles à prédire sans les outils convenables. Depuis l'essor de cette technologie, le besoin de modèles complets pour la simulation est grandissant. L'amélioration continue des systèmes informatiques et le développement de nouveaux logiciels permettent le perfectionnement des modèles. Les progrès en ce qui a trait aux performances des nouveaux outils logiciels et matériels occasionnent la possibilité de complexifier les modèles en y ajoutant des fonctions de protection et de régulation supplémentaires.

1.4.1 Les modèles dans la littérature

En raison des différentes stratégies de commande et équipements pour le CCHT, un groupe de travail du Conseil international des grands réseaux électriques (CIGRÉ) a publié deux modèles de référence d'interconnexion pour la comparaison des dispositifs disponibles [10] [11]. Les paramètres concernant les transformateurs de convertisseurs, les filtres passifs pour les harmoniques de courant côté CA, les valeurs d'inductances de lissage et le modèle de ligne CC ainsi que les filtres CC y sont spécifiés de manière à offrir des conditions d'opération sévères. Des résultats démontrant le comportement général d'une interconnexion CCHT face à certaines perturbations ont également été publiés dans ces articles.

Le faible ratio de court-circuit ou «Short-Circuit Ratio» (SCR) des réseaux CA connectés aux systèmes CCHT proposés par le CIGRÉ exige l'utilisation de systèmes de

commande robustes et flexibles. Un modèle de référence du CIGRÉ est donc un excellent repère pour la validation des systèmes de commande et de protection. Par conséquent, la validation des systèmes qui seront décrits dans le présent document est effectuée en partie à l'aide des modèles de référence du CIGRÉ.

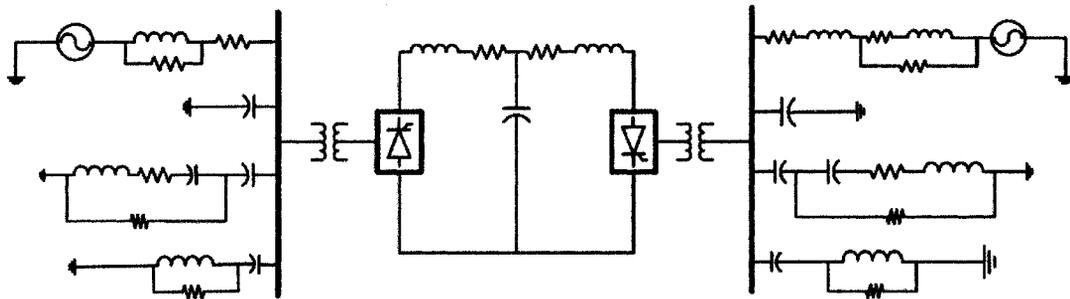


Figure 4 Premier patron d'interconnexion CCHT proposé par le CIGRÉ¹

D'ailleurs, plusieurs modèles de systèmes CCHT basés sur les systèmes proposés par le CIGRÉ ont été implémentés et discutés dans la littérature. Un modèle pour l'étude des comportements lorsque les réseaux CA interconnectés sont faibles (petit SCR) a été étudié sur le logiciel Electro-Magnetic Transient Program (EMTP), et présenté [12]. Ayant une vocation éducationnelle avant tout, ce modèle consiste en un excellent point de départ pour la compréhension des phénomènes liés au CCHT et à la philosophie de commande s'y rattachant.

Le même outil logiciel a été utilisé pour la simulation de l'interconnexion Québec New-England [13]. À l'époque, l'implantation de systèmes de commande numérique sur EMTP était un défi énorme. Les auteurs ont dû développer au préalable une interface permettant de modéliser la commande numérique avec le langage FORTRAN. Avec l'implémentation d'une commande très détaillée d'un système CCHT en configuration

1. Pour le besoin d'illustration du présent document, cette figure a été tirée et adaptée d'un article produit par Faruque, M.O., et al. [14]

bipolaire, les temps de simulation atteints sont très grands (de l'ordre de 14 heures pour simuler une seconde avec un pas d'échantillonnage de 23 μ s). Bien que la précision des résultats soit excellente, le matériel informatique de l'époque ne permettait pas d'obtenir des temps de simulation raisonnables.

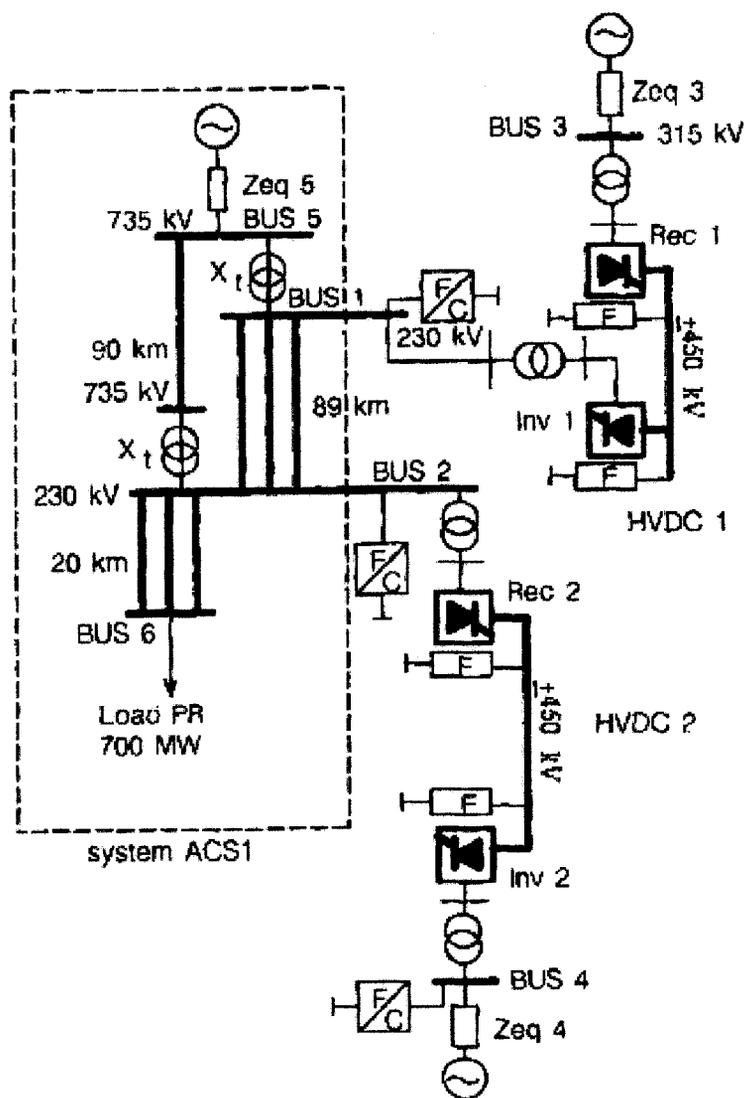


Figure 5 Exemple d'étude d'un réseau complexe avec interconnexions CCHT¹

1. Pour le besoin d'illustration du présent document, cette figure a été tirée d'un article produit par Bui, L.X., et al. [28]

Le nouvel outil ElectroMagnetic Transients Program Revised Version (EMTP-RV) est maintenant beaucoup plus avantageux pour la simulation par ordinateur. Son interface graphique et la possibilité de développement de modèles de contrôle en font un outil fort convivial. L'existence d'un modèle de système CCHT complet sur ce logiciel s'avère important pour en élargir le pouvoir de simulation. Tout comme dans des études déjà effectuées sur un simulateur analogique dédié [28], ce dernier pourrait éventuellement servir à l'étude des effets et interactions dues à la présence de multiples interconnexions CCHT et sera accessible via un simple outil logiciel. L'étude de réseaux complexes tels que celui illustré à la figure 5 peut nécessiter la collaboration de plusieurs ingénieurs à la fois. En comparaison avec les simulateurs dédiés, les performances constamment améliorées des ordinateurs personnels confèrent aujourd'hui une accessibilité à de multiples usagers à la fois pour effectuer ces études.

Plus récemment [14], des recherches ont été effectuées pour comparer l'efficacité de deux logiciels et d'une combinaison interfacée de ces deux derniers en effectuant la simulation du premier des patrons du CIGRÉ. La comparaison entre PSCAD/EMTDC et SPS/SIMULINK a permis de constater les forces de chacun ainsi que les similarités. Le logiciel PSCAD/EMTDC est un logiciel semblable à EMTP-RV en ce sens qu'il utilise une interface graphique conviviale permettant de représenter les systèmes électromagnétique et de contrôle. Ils utilisent tous deux l'approche nodale et la méthode d'intégration numérique trapézoïdale à pas fixe pour la résolution des équations différentielles. L'outil de simulation SPS/SIMULINK offre également la possibilité de représenter les systèmes électromagnétiques et les systèmes de contrôle avec une interface graphique tout aussi intéressante. Cependant, il offre la possibilité d'implémenter les systèmes sous forme d'équations temporelles dans un espace d'état discret ou continu. L'avantage de son approche de résolution est sa flexibilité quant au choix des techniques de résolution. Les équations peuvent être résolues avec des algorithmes à pas variable autant qu'à pas fixe. Afin d'être cohérents, les auteurs ont utilisé la méthode trapézoïdale à pas fixe de 50 μ s sous tous les environnements.

Pour une simulation de 2 s, le régime permanent devait être atteint en 0,5s. Selon les auteurs, les environnements de simulation comparés offrent des résultats plausibles et similaires. Les différences sont au point de vue du temps de simulation et de l'utilisation de la mémoire. À cet effet, l'outil PSCAD/EMTDC offrirait de meilleures performances. Il n'en reste pas moins que SPS/SIMULINK soit un outil valable pour la comparaison, voire la validation d'un modèle implémenté sous EMTP-RV. Seuls les systèmes de commande de base ont été implémentés dans [14]. Il n'est donc pas adéquat de faire une comparaison directe entre la durée de simulation du système complet dont il est question dans le présent document et celui de l'article. Cependant, une extrapolation subjective sur les performances serait convenable.

1.4.2 Le modèle proposé

Le modèle développé sous EMTP-RV dont il est question dans le présent document est un modèle générique inspiré de systèmes de commande réels retrouvés sur les interconnexions CCHT. Ce projet comporte un plus grand nombre de systèmes de commande et de protection que le modèle retrouvé sous SPS en [15] et celui des exemples fournis sous EMTP-RV. D'ailleurs, il est beaucoup plus détaillé que la majorité des modèles retrouvés dans la littérature.

Le modèle proposé réunit la robustesse des systèmes de commande des interconnexions de faibles réseaux, le pouvoir d'études complexes d'une grande partie des effets transitoires causés par les systèmes de commande et de protection et une convivialité qui le rend accessible aux usagers moins expérimentés en matière de transport en CCHT. Son interface de calcul des conditions en régime permanent permet le réglage automatique de plusieurs paramètres selon les désirs de l'utilisateur. Sa flexibilité accrue accorde à l'utilisateur avancé la possibilité de désactiver les systèmes qui lui sont superflus ou même d'y ajouter des systèmes de protection supplémentaires sans nuire aux fonctionnalités de base. La modularité du modèle en fait un dispositif facilement

intégrable à des modèles de réseaux des plus complexes. Sa documentation complète et très détaillée ajoute à sa convivialité et son accessibilité.

CHAPITRE 2

PROBLÉMATIQUE GÉNÉRALE

Les interconnexions CCHT ont un principe de fonctionnement particulier. Constituant une charge non linéaire vue par un réseau CA, ils génèrent des harmoniques caractéristiques aux types de régulateurs qu'ils emploient. Les défauts qu'on y retrouve et les effets des interactions entre systèmes CA et CC sont également importants à répertorier. Les documents [29], [30] et [31] offrent des informations détaillées sur les sujets discutés dans le présent chapitre. La problématique générale concernant le modèle proposé dans le présent document est soulignée dans ce chapitre.

2.1 Élimination des harmoniques sur le réseau

Les convertisseurs utilisés pour les interconnexions CCHT génèrent des harmoniques de courant sur les réseaux CA qui fournissent les tensions de commutation. De plus, ils font apparaître des harmoniques de tension du côté CC. Ces dernières n'ont aucun effet négatif sur le fonctionnement global d'une interconnexion. En pratique, elles doivent être filtrées de manière à réduire les interférences qu'elles peuvent causer sur les lignes téléphoniques. Le modèle à l'étude vise la simulation d'une interconnexion sur un réseau électrique et ne représente pas son influence sur les lignes téléphoniques. Pour cette raison, seul le filtrage des harmoniques de courant côté CA est discuté.

2.1.1 Les harmoniques de courant

Il est possible de déduire la relation entre l'ordre des harmoniques de courant côté CA et le nombre d'impulsions des convertisseurs utilisés pour le CCHT. L'équation (2.1) permet de déterminer l'ordre des harmoniques caractéristiques présents dans le courant côté CA.

$$n = p \cdot i \pm 1 \quad (2.1)$$

où : n est l'ordre de l'harmonique caractéristique.

p est le nombre d'impulsions du convertisseur.

i est un nombre entier positif.

L'augmentation du nombre d'impulsions de convertisseur nécessite l'utilisation d'un nombre plus élevé de transformateurs afin de déphaser les tensions triphasées de manière à obtenir les tensions de commutation nécessaires. Plus le nombre d'impulsions augmente et plus la complexité des configurations de transformateurs augmente. Cependant, le fait d'utiliser des convertisseurs avec un plus grand nombre d'impulsions permet de réduire le taux de distorsion harmonique de courant avant filtrage.

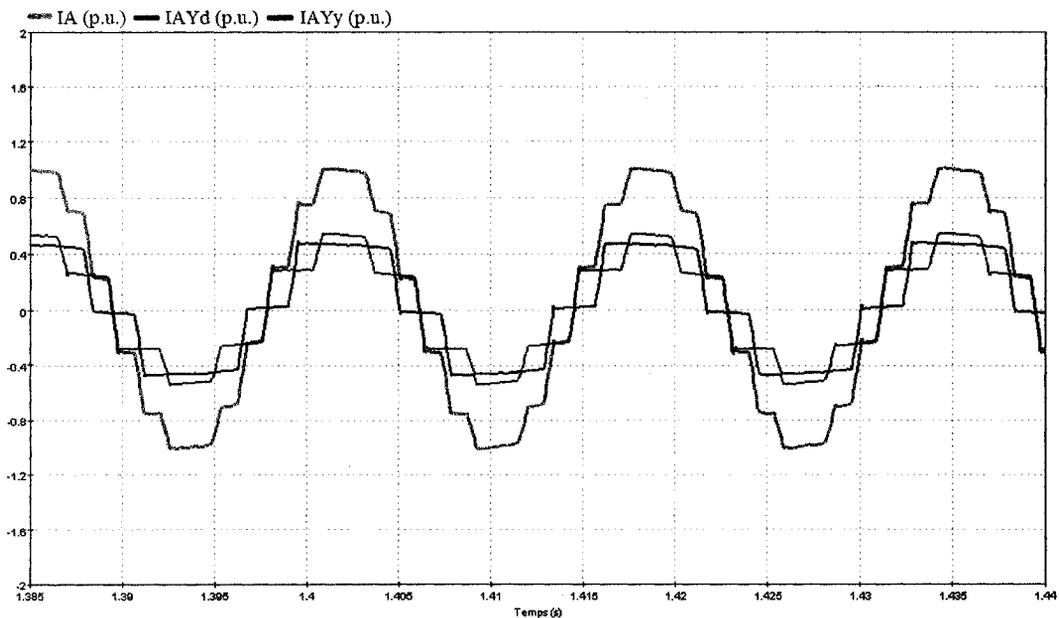


Figure 6 Courants aux primaires des transformateurs - 12 impulsions

Le convertisseur à 12 impulsions est le plus utilisé dans le domaine du CCHT. Il ne requiert que l'utilisation de transformateurs à configurations simples pour le déphasage des tensions de commutation. Un transformateur de type Y au primaire et Y au secondaire avec aucun déphasage (Yy0) est utilisé pour le premier convertisseur de six impulsions. Le deuxième convertisseur de six impulsions utilise un transformateur en configuration Y au primaire et delta au secondaire avec un déphasage de plus ou moins 30 degrés entre les enroulements primaire et secondaire (Yd1 ou Yd11). Il est également possible de retrouver des transformateurs à trois enroulements (Yyd1 ou Yyd11) permettant d'obtenir les résultats escomptés. Ce choix technologique est considéré comme le meilleur compromis entre les facteurs économiques et pratiques.

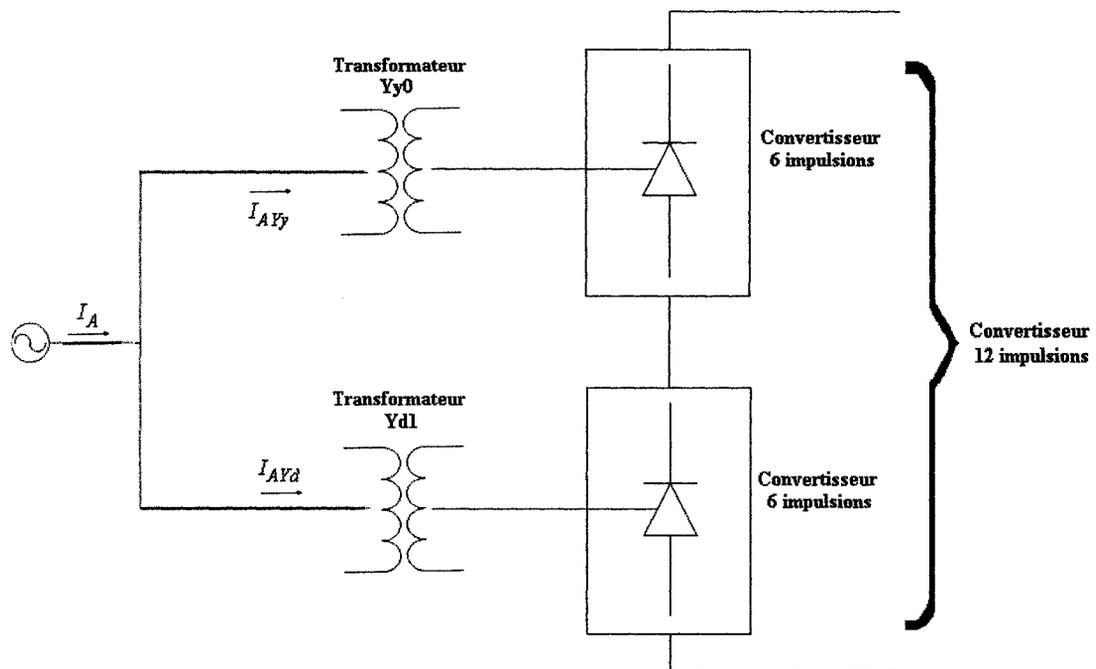


Figure 7 Schéma fonctionnel d'un convertisseur CCHT à 12 impulsions

En effet, tel que démontré à la figure 6, l'amplitude des harmoniques pour un convertisseur à 12 impulsions composé de deux convertisseurs de six impulsions en série est réduite. Le déphasage créé entre le courant au primaire du transformateur Yy0 (I_{AYy})

et celui au primaire du transformateur Yd1 (I_{AYd}) provoque l'annulation des harmoniques caractéristiques d'ordre inférieur, qui sont généralement d'amplitude plus élevée. La forme d'onde se rapproche alors d'une sinusoïde de fréquence fondamentale.

$$I_{AYy} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} \cdot I_{cc} \cdot \left(\cos(\omega t) - \frac{1}{5} \cos(5\omega t) + \frac{1}{7} \cos(7\omega t) - \frac{1}{11} \cos(11\omega t) + \dots \right) \quad (2.2)$$

$$I_{AYd} = \frac{2\sqrt{3}}{\pi} \cdot I_{cc} \cdot \left(\cos(\omega t) + \frac{1}{5} \cos(5\omega t) - \frac{1}{7} \cos(7\omega t) - \frac{1}{11} \cos(11\omega t) + \dots \right) \quad (2.3)$$

$$I_A = I_{AYy} + I_{AYd} = \frac{4\sqrt{3}}{\pi} \cdot I_{cc} \cdot \left(\cos(\omega t) - \frac{1}{11} \cos(11\omega t) + \frac{1}{13} \cos(13\omega t) - \dots \right) \quad (2.4)$$

En considérant le courant côté CA comme une fonction du courant CC et un rapport des enroulements unitaire, il est possible d'exprimer sous forme d'équations les courants aux primaires des transformateurs qui sont illustrés sur le schéma de la figure 7. Les résultats sont retrouvés aux équations (2.2) à (2.4).

La règle donnée par l'équation (2.1) appliquée à chacun des convertisseurs de six impulsions permet d'observer l'apparition des harmoniques de courant d'ordre 5, 7, 11, etc. puisque l'indice d'impulsion p est égale à 6. La somme des courants exprimés aux équations (2.2) et (2.3), dont le résultat est représenté à l'équation (2.4), permet à la fois de vérifier le respect de l'équation (2.1) et de confirmer que les harmoniques d'ordre inférieur pour un convertisseur à 12 impulsions sont de plus faible amplitude que pour un convertisseur à six impulsions. L'utilisation de convertisseurs à 12 impulsions génère des harmoniques de courant d'ordre 11, 13, 23, 25, etc. du côté CA d'une interconnexion CCHT.

2.1.2 Les filtres de courant CA

Le courant CA présent sur un réseau est composé des harmoniques de rang 11, 13, 23, 25, etc. Tel que démontré précédemment, les harmoniques de rang plus faible ont des

amplitudes plus élevées relativement aux harmoniques de rang plus élevé. Une des pratiques les plus courantes dans le domaine du CCHT est de combiner plusieurs types de filtres pour éliminer efficacement les harmoniques.

Deux filtres passifs shunt, passe-bande, syntonisés chacun aux deux fréquences de rang plus faible jumelés à un filtre passe-haut passif shunt pour filtrer les harmoniques de rang supérieurs sont généralement utilisés. Un banc de condensateurs est aussi jumelé à ces filtres pour ajouter à la compensation de la puissance réactive. La figure 8 illustre la configuration des filtres d'harmonique de courant généralement utilisés sur chacun des réseaux interconnectés. La figure 9 représente la réponse fréquentielle de ce type de configuration de filtres.

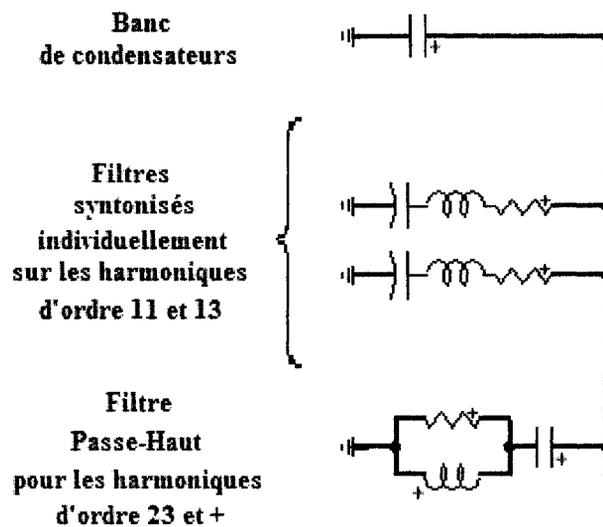


Figure 8 Configuration classique des filtres CA pour le CCHT

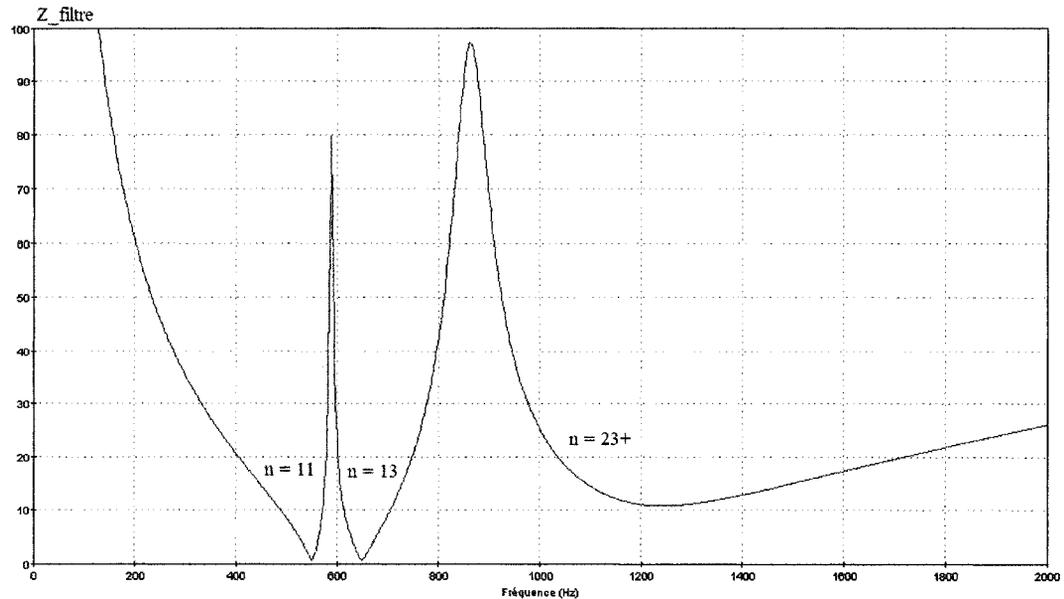


Figure 9 Spectre d'un filtre CA classique pour le CCHT - réseau de 50 Hz

Cependant, le groupe de travail du CIGRÉ, dans les documents [10] et [11], propose une autre configuration de filtre, tel qu'illustré à la figure 10. Deux filtres identiques du type «amorti» sont utilisés pour répartir la compensation de la puissance réactive et donc réduire le dimensionnement des composantes. Ceci consiste en un filtre passe-haut dont le facteur de qualité est faible, ce qui permet d'obtenir une faible impédance aux fréquences plus élevées, tel que démontré à la figure 11. En principe, pour une efficacité accrue, il sera syntonisé sur l'harmonique de rang 12 afin de bien couvrir toute la bande. Plusieurs avantages sont associés à l'utilisation de ce type de filtre. Cette solution est beaucoup plus simple puisqu'elle requiert un moins grand nombre de composantes. Elle consiste donc en une solution plus économique et qui permet en pratique de réduire l'aire des installations. Cette façon de faire permet d'éliminer également les harmoniques non caractéristiques qui peuvent apparaître lors de perturbations. Par contre le filtrage des harmoniques caractéristiques est moins prononcé.

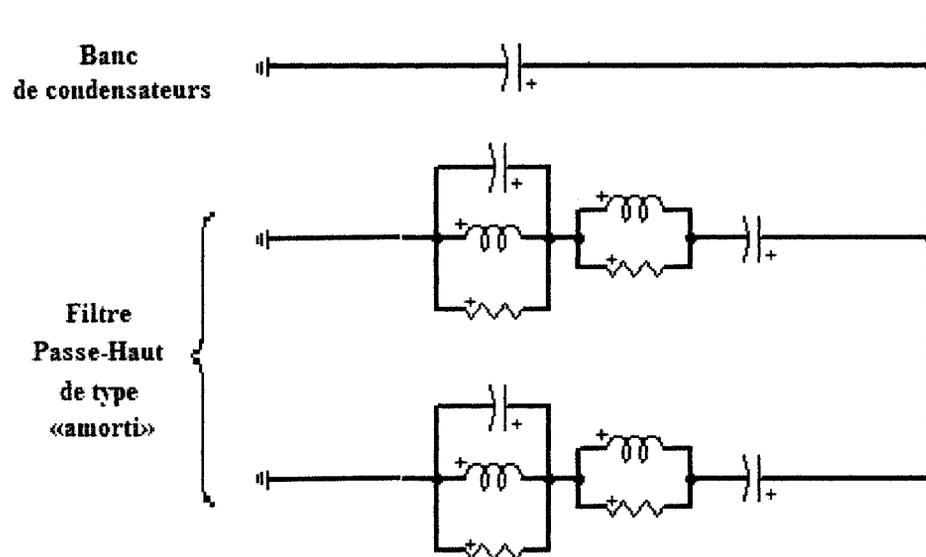


Figure 10 Type de filtre CA proposé par le CIGRÉ pour le patron d'interconnexion

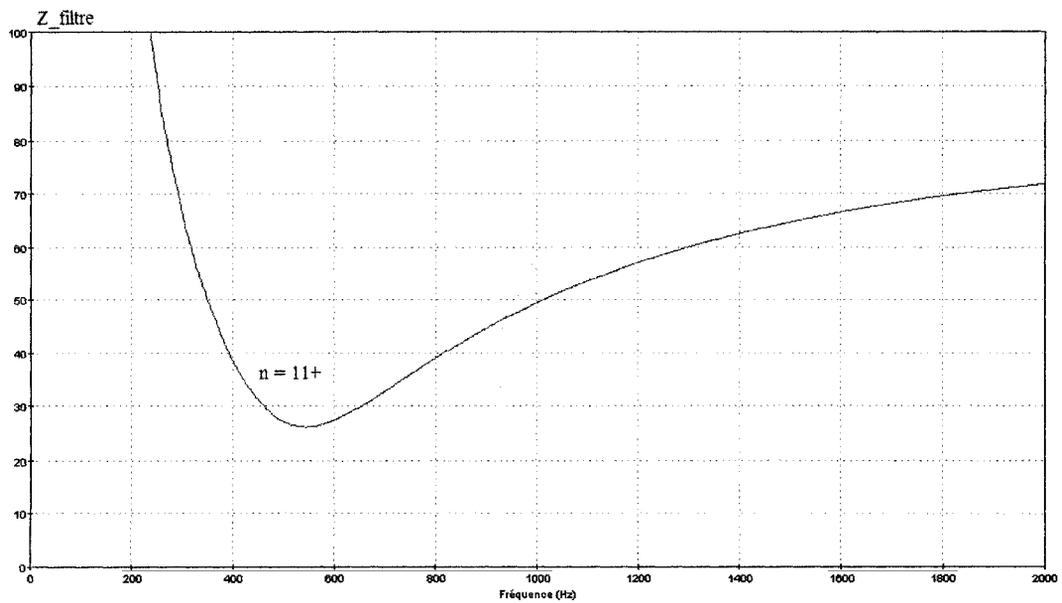


Figure 11 Spectre d'un filtre CA proposé par le CIGRÉ - réseau de 50 Hz

L'ajout de filtres CA influence la capacité du réseau à soutenir la puissance tirée ou fournie par l'interconnexion. Le ratio effectif de court-circuit (ESCR) permet de quantifier la faiblesse d'un réseau tout en tenant compte de la présence des filtres CA et des bancs de condensateurs. Ce ratio a été pris en compte par le groupe de travail du CIGRÉ lors de la conception des filtres pour le patron d'interconnexion. De plus, une importante résonance parallèle à la seconde harmonique entre l'impédance du réseau et les filtres CA ainsi qu'une résonance série à la fréquence fondamentale du côté CC ont été introduits lors de la conception du patron afin d'en accroître les difficultés en terme de commande.

2.2 Défauts rencontrés

Plusieurs types de défauts peuvent survenir sur les systèmes CCHT. Les perturbations externes et les défauts dans les dispositifs de contrôle doivent être surveillés afin de protéger les éléments du système. Une familiarisation avec la majorité des perturbations permet d'identifier les besoins en matière de commande et de protection.

Les différents défauts peuvent être catégorisés selon leur durée ou selon leur provenance. Pour l'étude et la simulation de phénomènes, il est intéressant de connaître leurs causes et la manière dont ils influencent le système. Les défauts peuvent provenir de plusieurs sources. Quelques-unes d'entre elles sont mises en évidence afin de justifier le besoin de certains systèmes de protection. Les détails des systèmes de protection nécessaires sont présentés au chapitre 5.

2.2.1 La foudre

L'ensemble des défauts à la terre, soit du côté CA ou du côté CC, peuvent être causés par la perturbation externe la plus fréquente : la foudre. Ce phénomène naturel inévitable peut provoquer des arcs conducteurs entre les lignes ou entre les lignes et la mise à la

terre. Il peut même engendrer le claquage des isolateurs dans des conditions sévères. Il est donc primordial d'en considérer les conséquences. Les surtensions ou les hausses de courant autant que les baisses de tension causées par les défauts ligne-terre conséquents et les courts-circuits temporaires sont tous des phénomènes pouvant être causés par la foudre.

2.2.2 Les perturbations sur le réseau CA

Parmi les causes de surtensions sur un des réseaux CA, on dénote entre autres le délestage de charges. Par exemple, l'ouverture d'un disjoncteur de protection pour une usine comportant un grand nombre de machines électriques pourrait provoquer une hausse importante de la tension sur la ligne. Dans le même ordre d'idées, certains systèmes de protection CCHT provoquent le blocage temporaire ou permanent des convertisseurs. Le blocage d'autres systèmes CCHT à proximité consiste donc en un important délestage de charge (ou de génération).

À l'opposé, une hausse instantanée de la charge peut causer une diminution soudaine de la tension CA. La tension de commutation des convertisseurs est donc affectée et une influence de cette baisse de tension est visible du côté CC de l'interconnexion. Ce phénomène peut être une cause de ratés de commutation. Les baisses de tension CA doivent être détectées par le système de commande à des fins de discrimination entre un défaut CC ou un défaut CA lors d'une diminution de la tension CC.

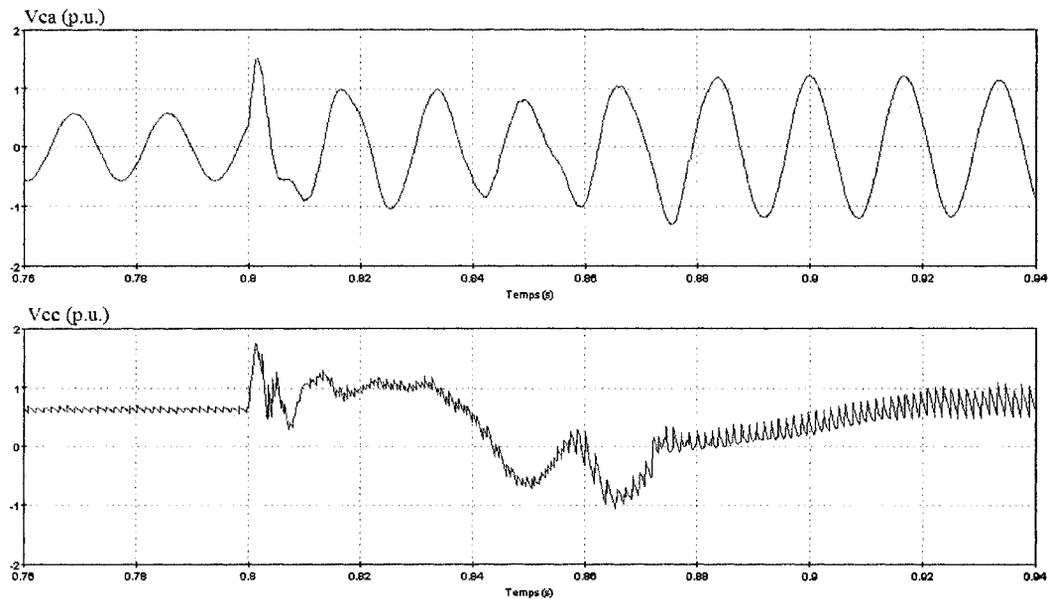


Figure 12 Tensions CA et CC côté redresseur suite à un délestage de charge

Les filtres pour les harmoniques de courant du côté CA, jumelés aux bancs de condensateurs, présentent un effet capacitif aux fréquences inférieures à celles sur lesquelles ils sont syntonisés. Étant donné la nature inductive d'un réseau CA, il est donc possible que survienne une résonance parallèle entre les filtres et le réseau lors de certaines perturbations. Des surtensions harmoniques alors superposées à la tension fondamentale apparaissent et affectent l'interconnexion. De plus, en présence d'îlots de génératrices sur un réseau faible, l'effet capacitif des filtres peut provoquer une surexcitation de ces machines et causer d'énormes surtensions.

2.2.3 Les ratés de commutation

Le raté de commutation n'est pas un défaut causé par une valve dysfonctionnelle. Ce phénomène peut survenir lors d'un défaut sur le réseau CA connecté au convertisseur ou par un retard dans la synchronisation d'une impulsion d'allumage avec la tension CA. Pour les convertisseurs à thyristors, les instants de transmission des impulsions de

gâchette sont cruciaux. Le processus d'ouverture d'une valve pour la commutation doit respecter le temps de recouvrement de cette dernière pour éviter un réenclenchement intempestif, plus particulièrement à l'onduleur puisque l'ouverture de la valve doit se faire lorsque sa tension de commutation est négative. Un angle d'extinction minimal, γ_{\min} , doit donc être respecté pour que le processus de commutation soit réussi. L'équation (2.5) exprime la valeur de l'angle d'extinction. La figure 13 illustre la tension aux bornes d'un thyristor à l'onduleur et démontre l'angle γ .

Le raté de commutation est causé par l'incapacité d'une valve d'un convertisseur de laisser passer le courant continu avant que sa tension de commutation ne devienne négative. Le retard d'une impulsion d'allumage est donc une cause plausible de raté de commutation. De plus, le thyristor requiert un certain temps avant d'être en état de blocage ultime. Un temps de déionisation doit être accordé pour la recombinaison des charges internes et donc l'établissement d'une impédance quasi infinie. Si la tension à ses bornes redevient positive avant la fin de la période de déionisation, le thyristor se réenclenche. Cet événement indésirable déstabilise la séquence de commutation et provoque un raté. À cet effet, il faut contrôler convenablement la grandeur de l'angle γ .

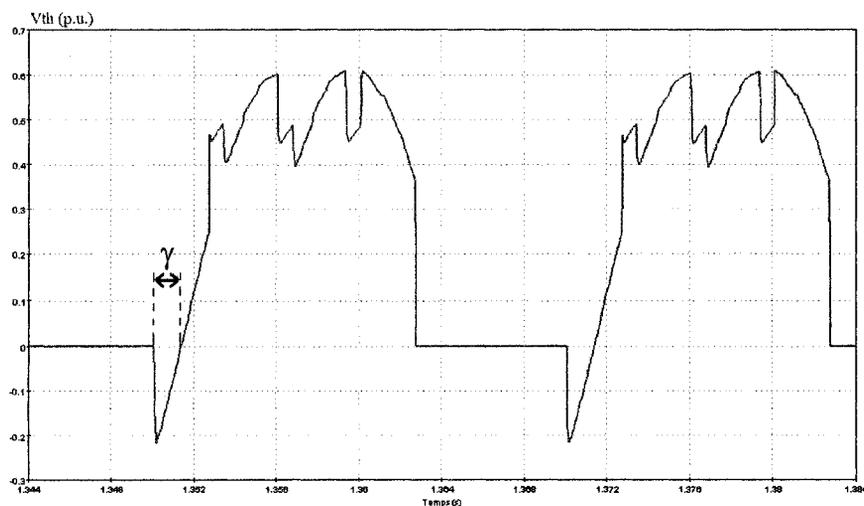


Figure 13 Tension aux bornes d'un thyristor à l'onduleur

Par exemple, une diminution du niveau de la tension de commutation ou des distorsions de cette dernière peuvent entraîner une diminution de l'angle d'extinction sous la valeur minimale requise à cause d'une augmentation possible de l'angle d'allumage α ordonné par les régulateurs. Si le raté survient à cause d'un niveau de tension CA faible, le simple rétablissement du réseau à la suite d'un défaut peut diminuer les chances de ratés de commutation subséquents. Dans le même ordre d'idées, un déphasage de la tension de commutation peut également être une cause de raté de commutation. Il est donc important que l'interconnexion soit contrôlée par un système de synchronisation qui s'adapte rapidement ainsi que par d'excellentes commandes prédictives pour forcer l'angle γ à respecter un certain ordre de grandeur.

$$\gamma = 180^\circ - \alpha - \mu \quad (2.5)$$

Une augmentation de l'angle d'empiètement μ , entraînée par une hausse du courant CC, peut également causer une diminution de l'angle γ . La grandeur de cet angle est influencée par la réactance de commutation du convertisseur, principalement composée de la réactance de fuite au secondaire des transformateurs.

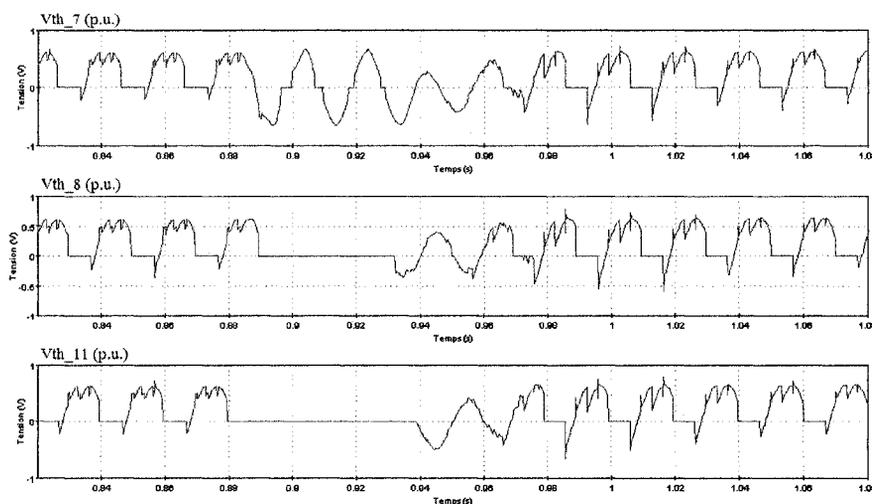


Figure 14 Tensions aux bornes de certains thyristors suite à un raté de commutation

La figure 14 représente les tensions aux bornes des thyristors 7, 8 et 11 d'un pont convertisseur à 12 impulsions en mode onduleur suite à un raté de commutation à la valve 7. La figure 21 à la section 3.4 illustre la position des thyristors sur un pont à 12 impulsions. Lorsque la séquence de commutation entre deux valves n'est pas respectée, le courant CC continu de circuler dans deux valves opposées pour un certain temps, en l'occurrence dans les valves 8 et 11. Tel qu'il est possible de déduire sur les tracés de la figure 15, lesquels ont été obtenus d'une interconnexion avec une ligne coté CC, ceci provoque un court-circuit du côté CC, donc une hausse du courant CC et une annulation temporaire de la tension mesurée à l'onduleur. Le redresseur quant à lui bascule dans le mode onduleur et la tension qui y est mesurée du côté CC est temporairement négative.

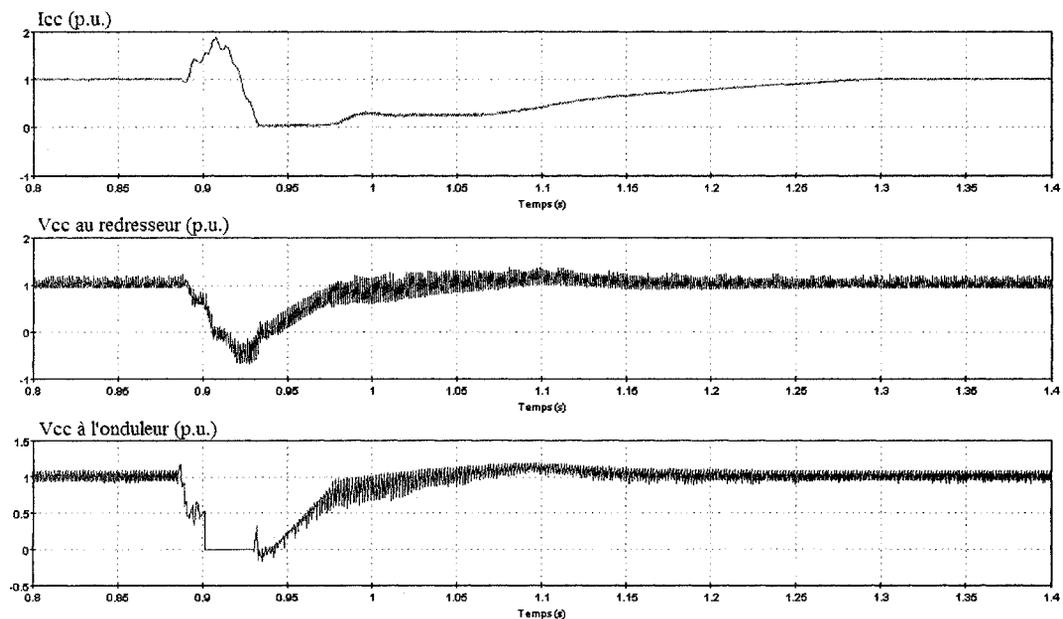


Figure 15 Courant CC et Tensions CC suite à un raté de commutation

Le système de génération des impulsions pour les convertisseurs doit être bien protégé contre les perturbations. Une mauvaise synchronisation ou l'induction de bruit dans le circuit d'alimentation des gâchettes de valve peut provoquer des défauts importants. Un mauvais conditionnement des commandes de gâchette peut entraîner entre autres des

ratés de commutation. Dans le cas d'un retard d'une impulsion d'allumage, le fait de devancer temporairement l'angle α par un ajustement de la consigne fournie aux régulateurs consiste en un moyen de mitigation des ratés de commutation subséquents efficace.

2.2.4 Les perturbations du côté CC

En ce qui a trait aux défauts pouvant se manifester du côté CC, le plus problématique est le court-circuit ligne-terre. Ce dernier est plus probable sur une interconnexion comportant une ligne du côté CC que sur une interconnexion CCHT dos-à-dos. Le symptôme évident de ce défaut est la diminution de la tension CC sur l'interconnexion. De plus, lorsque cette perturbation survient, un courant résiduel est présent sur l'interconnexion. La particularité du court-circuit CC est que ce type de défaut ne s'éteint pas de lui-même. Le courant résiduel doit être éliminé et l'arc causant le court-circuit doit être déionisé avant le rétablissement du système.

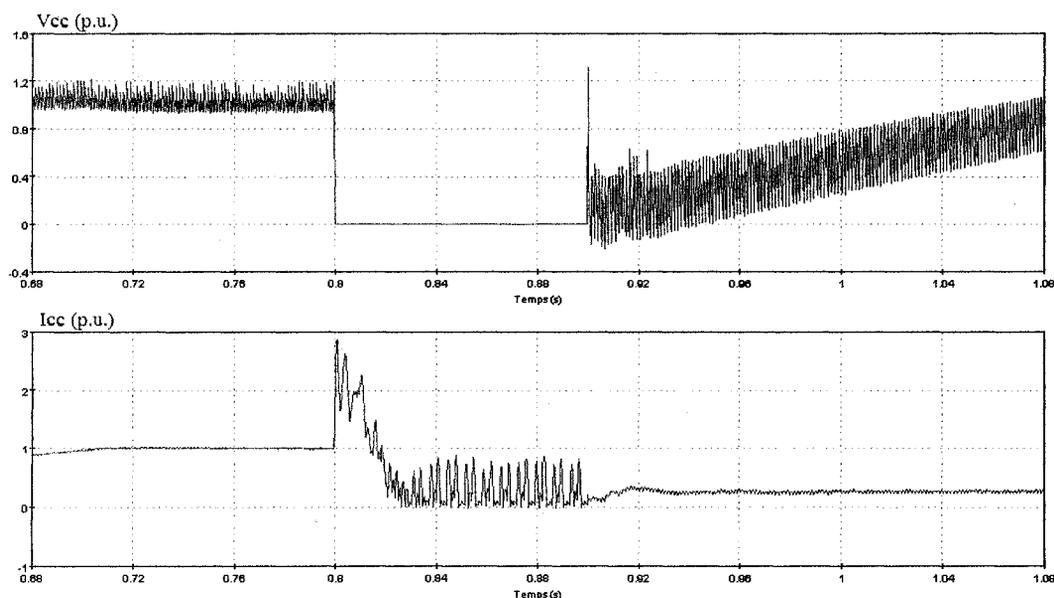


Figure 16 Tension et courant CC côté redresseur suite à un défaut CC ligne-terre

La figure 16 illustre la tension et le courant CC mesurés au redresseur de l'interconnexion suite à la simulation d'un défaut ligne-terre pour une durée de 100 ms. On y constate l'absence d'un système de protection de défaut CC sur l'interconnexion puisque le courant est considérable. En effet, les commandes d'un système CCHT doivent, en principe, s'adapter selon la perturbation survenue. Ici, le régulateur du redresseur tente de rétablir le courant sur l'interconnexion comme si les conditions d'opérations étaient normales. En pratique, un système de protection doit intervenir pour éteindre le courant résiduel en imposant au redresseur un basculement temporaire en mode onduleur.

Dans un autre ordre d'idées, une mauvaise coordination des commandes peut être la cause d'oscillations transitoires élevées du courant et de la tension CC. Parmi les phénomènes à éviter, par exemple, au démarrage de l'interconnexion, on dénote l'activation subite du redresseur à l'aide d'une consigne de courant élevée. Généralement, un bon système de commande doit permettre la transition progressive du courant.

Les courts-circuits de valve ou les défauts phase-phase produits au secondaire des transformateurs de convertisseur ont également leurs caractéristiques particulières. Lorsque de tels défauts surviennent, les courants CA au secondaire des transformateurs deviennent très élevés comparativement au courant côté CC. Ce type de défaut doit être détecté et nécessite souvent le blocage du système CCHT.

2.2.5 La détérioration de l'équipement

Le vieillissement de l'équipement est un facteur inévitable sur tout système de transport à grande puissance. Les pertes élevées aux postes convertisseurs, les changements prononcés dans les conditions en régime permanent d'une interconnexion, les courts-circuits de valves ou les défauts successifs sont des effets plausibles du vieillissement de l'équipement.

On dénote entre autres la détérioration des isolateurs qui peut être la cause de courts-circuits de valve dommageables qui résultent en des courants élevés dans les valves en conduction. Le vieillissement des matériaux d'un transformateur laisse éventuellement place à des décharges partielles qui en détériorent graduellement l'isolation. Il peut en découler une variation des paramètres intrinsèques du transformateur. En outre, le dysfonctionnement du changeur de prise peut occasionner des modifications dans la caractéristique statique et par le fait même, dans la consommation en puissance réactive des convertisseurs.

Aucun système de protection n'existe contre le vieillissement naturel des composantes. Cependant, une bonne coordination de l'isolement et des systèmes de protection adéquats sont essentiels pour assurer une durée de vie optimale des équipements d'une interconnexion CCHT. Le modèle proposé dans le présent document est conçu de façon à mitiger les effets de différents défauts néfastes.

2.3 Les conditions en régime permanent

Le comportement transitoire d'une interconnexion CCHT est difficilement représentable mathématiquement puisque ce dernier dépend des systèmes de commande et de protection dont la complexité varie d'un modèle à l'autre. Par contre, le modèle mathématique des ponts de Graëtz est bien connu et présenté dans la majorité des documents traitant des interconnexions CCHT, dont [29], [30] et [31]. Ce type de pont est utilisé pour former les convertisseurs à 12 impulsions implémentés dans le modèle. Il est donc possible d'extrapoler les équations en régime permanent d'une interconnexion CCHT comportant des convertisseurs à 12 impulsions. D'ailleurs, le modèle implémenté utilise ces équations pour effectuer le calcul automatique de plusieurs paramètres à valeur critique pour l'obtention des conditions désirées. Les détails de cette fonction optionnelle du modèle sont donnés à la section 3.1 du présent document.

Certaines hypothèses sont préalablement faites pour rencontrer les conditions imposées par les équations. Tout d'abord, on présume que le système de commande à l'onduleur permet d'imposer une valeur moyenne fixe de la tension du côté CC. Ensuite, grâce aux inductances de lissage et au régulateur de courant au redresseur, le courant CC est considéré constant et sans aucune oscillation. Finalement une analyse mathématique des formes d'onde en régime permanent permet la déduction des équations caractéristiques des redresseurs et des onduleurs.

2.3.1 Le mode redresseur

En mode redresseur, les convertisseurs triphasés ont une tension cathode-anode positive. En outre, la marge de fonctionnement en mode redresseur est caractérisée par les valeurs de l'angle α à l'expression (2.6). En pratique, l'angle α au redresseur est toutefois limité à un minimum d'environ 5 degrés pour éviter une tentative d'enclenchement en présence d'une tension négative lors de légères variations de phase.

$$0^\circ \leq \alpha < 90^\circ \quad (2.6)$$

$$V_{cc_nom} = \frac{6}{\pi} \cdot (\sqrt{2} \cdot V_{ca_nom} \cdot a \cdot \cos(\alpha) - X_c \cdot I_{cc_nom}) \quad (2.7)$$

où : V_{cc_nom} est la tension CC nominale.

V_{ca_nom} est la tension eff. nominale L-L du réseau CA.

a est le rapport des enroulements des transformateurs.

I_{cc_nom} est le courant CC nominal.

X_C est la réactance de fuite des transformateurs.

α est l'angle d'allumage des thyristors.

L'équation (2.7) démontre que la tension CC dépend de la tension CA présente au secondaire des transformateurs et donc, de la tension primaire et du rapport des enroulements. Une diminution de la tension due au phénomène d'empiètement, nommée chute de tension de commutation, est fonction de la réactance de commutation (réactance de fuite au secondaire des transformateurs) et de la valeur du courant CC.

Puisque le courant de chaque phase d'un réseau branché à un redresseur est toujours en retard sur la tension, on en déduit que le redresseur consomme de la puissance réactive. Selon Arrillaga [31], en considérant des filtres de courant parfaits, le facteur de puissance peut être approximé par le facteur de déplacement, c'est à dire le cosinus de la différence de phase entre les composantes fondamentales de la tension et du courant CA. Lorsque les pertes sont négligées, la puissance CA active est en fait la puissance nominale de l'interconnexion. L'équation (2.9) exprime la consommation approximative en puissance réactive d'un redresseur en fonction de la puissance nominale.

$$V_{cc_nom} = \frac{3}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot V_{ca_nom} \cdot a \cdot (\cos(\alpha) + \cos(\alpha + \mu)) \quad (2.8)$$

$$VAR = P_{cc_nom} \cdot \frac{\sin(2\alpha + 2\mu) - \sin(2\alpha) - 2\mu}{\cos(2\alpha) - \cos(2\alpha + 2\mu)} \quad (2.9)$$

où : VAR est la puissance réactive consommée par le convertisseur.

P_{cc_nom} est la puissance active nominale.

μ est l'angle d'empiètement.

Les paramètres sur lesquels les systèmes de commande en CCHT peut exercer un contrôle sont le rapport des enroulements des transformateurs et la valeur de l'angle α . Cependant, la seule variable de régulation est l'angle d'allumage des thyristors qui s'ajuste dynamiquement pour obtenir les conditions désirées en régime permanent. Étant donné la lenteur des changeurs de prise des transformateurs et les limitations des

modèles de transformateurs sous EMTP-RV, lesquels n'incluent pas la possibilité de modifier dynamiquement la position du changeur de prise, il est inadéquat d'implémenter les commandes de ces derniers. Par contre, il existe une corrélation directe entre le rapport des enroulements, la tension du réseau et l'angle d'allumage. Le rapport des enroulements n'est donc pas négligeable puisqu'il a un impact sur la valeur de l'angle α déterminée par les régulateurs en régime permanent.

2.3.2 Le mode onduleur

En mode onduleur, les convertisseurs triphasés ont une tension cathode-anode négative. La marge de fonctionnement en mode onduleur est caractérisée par les valeurs de l'angle α exprimées à l'inéquation (2.10). En pratique, l'angle α en mode onduleur est toutefois limité à un minimum d'environ 92 degrés puisque lorsque α est à 90 degrés, le facteur de puissance est nul et le convertisseur consomme 100% de puissance réactive. L'angle d'allumage est également limité à un maximum d'environ 170 degrés, sans quoi, tel que vu à l'équation (2.5), l'angle d'extinction serait trop faible.

$$90^\circ < \alpha \leq 180^\circ \quad (2.10)$$

$$V_{cc_nom} = \frac{6}{\pi} \cdot (\sqrt{2} \cdot V_{ca_nom} \cdot a \cdot \cos(\pi - \alpha) + X_c \cdot I_{cc_nom}) \quad (2.11)$$

$$V_{cc_nom} = \frac{6}{\pi} \cdot (\sqrt{2} \cdot V_{ca_nom} \cdot a \cdot \cos(\gamma) - X_c \cdot I_{cc_nom}) \quad (2.12)$$

où γ est l'angle d'extinction des thyristors à l'onduleur.

La tension CC dépend de la tension triphasée au primaire et du rapport des enroulements des transformateurs. Cependant, deux expressions équivalentes, les équations (2.11) et (2.12), expriment les conditions en régime permanent en fonction de l'angle d'allumage ou de l'angle d'extinction. Rappelons que l'angle γ dépend de l'angle α et de l'angle d'empîement, tel que vu à l'équation (2.5).

Tout comme le redresseur, l'onduleur consomme de la puissance réactive. Il est possible de démontrer que l'équation (2.9) est applicable au mode onduleur. Pour les mêmes raisons qu'en mode redresseur une importance critique doit être accordée au rapport des enroulements des transformateurs. Celui-ci doit être fixé en prévision de la valeur de l'angle α obtenu par les régulateurs en régime permanent. De plus, comme le démontrent les équations (2.8) et (2.5), il existe une relation entre l'angle α et l'angle d'empiètement dans les deux modes de fonctionnement. Il est donc possible de tracer la relation qui existe entre l'angle d'allumage des thyristors et la puissance réactive consommée par un convertisseur.

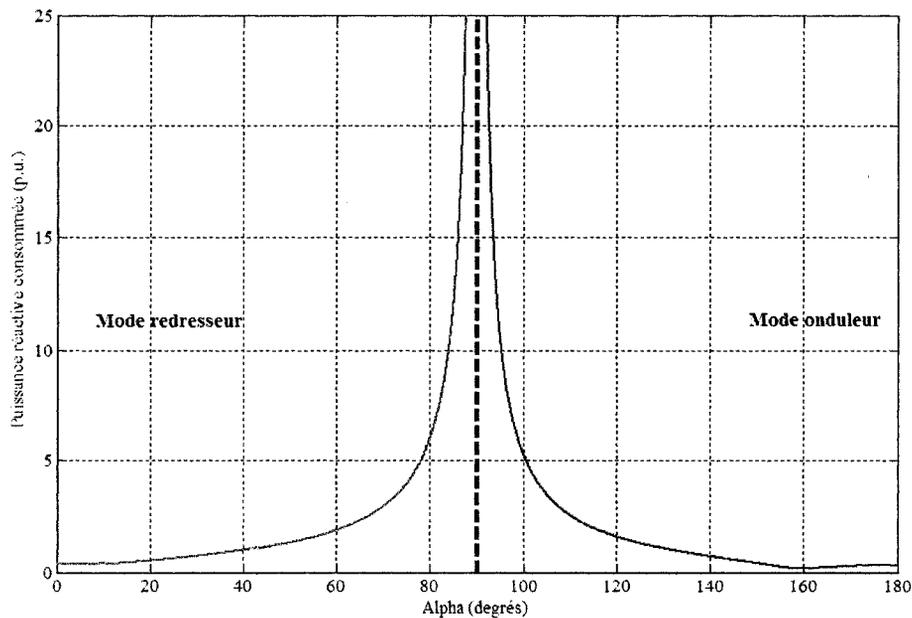


Figure 17 Consommation de puissance réactive d'un convertisseur (en p.u.)

La figure 17 illustre la puissance réactive consommée par un convertisseur (en p.u. de la puissance nominale CC) en fonction de l'angle d'allumage en régime permanent. En général, peu importe le mode de fonctionnement du convertisseur, il est préférable que l'angle d'allumage des thyristors soit d'une valeur éloignée de 90 degrés. En pratique,

ceci permet de réduire la quantité de filtres nécessaire à la compensation, ce qui permet de réaliser des économies.

2.4 Stabilité du système

La stabilité d'un système CCHT dépend beaucoup des interactions entre les réseaux CA et l'interconnexion CC elle-même. La force d'un système CA-CC en général est définie par une norme qui tient compte de la relation entre la puissance côté CA et celle côté CC. Le «Short-circuit ratio» (SCR), ou ratio de court-circuit, permet de faire la distinction entre un système fort et un système faible. Les systèmes forts sont définis comme ayant un SCR plus grand que 3. Les systèmes faibles, quant à eux, sont définis comme ayant un SCR entre 3 et 2. Les systèmes qui ont un SCR plus faible que 2 sont considérés très faibles. Les systèmes CCHT les plus faibles nécessitent l'usage de commandes plus robustes et plus flexibles.

Malgré son utilité, le SCR en lui-même ne tient pas compte de plusieurs éléments. Entre autres, il ne permet pas de retenir l'influence qu'ont les filtres CA sur la force du système. À cet effet, un autre outil de mesure est plus couramment utilisé. Le «Effective Short-Circuit Ratio», ou ratio de court-circuit effectif (ESCR) tient compte de la présence des filtres CA et des bancs de condensateurs tel que démontré à l'équation (2.13).

$$ESCR = \frac{S_{CA} - Q_c}{P_{cc_nom}} \quad (2.13)$$

où : S_{CA} est la puissance nominale de court-circuit du réseau CA connecté.

Q_c est la puissance réactive nominale de l'ensemble de filtrage.

Le premier modèle de référence proposé par le CIGRÉ dans les documents [10] et [11] offre des conditions d'opération sévères avec un ESCR de 1,9 (système faible) à

l'onduleur et au redresseur. Le deuxième patron pour sa part a un ESCR de 1,9 (système faible) à l'onduleur et de 9,4 (système fort) au redresseur. Ce deuxième patron présente des conditions d'opération difficiles également. Dans de telles conditions d'opérations, il est nécessaire de se familiariser davantage avec les différents facteurs qui influencent la stabilité. Une analyse théorique plus poussée du comportement du système peut alors s'imposer. Bien que le patron du CIGRÉ offre des conditions difficiles tant au redresseur qu'à l'onduleur, les réseaux les plus faibles sont généralement retrouvés du côté onduleur. En effet, la puissance provenant d'un réseau à multiples groupes générateurs peut être transitée vers les réseaux les plus faibles (petit nombre de groupes générateurs). Le transit de puissance via une interconnexion CCHT peut être effectué pour des raisons techniques, économiques ou environnementales. Ceci dit, dans la littérature, il est plus souvent question de stratégies de commande ou de compensation pour de faibles réseaux liés à l'onduleur.

2.4.1 Stabilisation dynamique

Évidemment, plus un réseau est faible et plus la stabilité du système CCHT est précaire. La capacité d'un réseau à recevoir ou fournir de la puissance est limitée et elle est quantifiée par le ESCR. Lorsqu'il y a d'importantes chutes de tension du côté CA ou des défauts sur l'interconnexion causant une chute de la tension CC, la référence de courant doit être limitée. Cette diminution de la consigne de courant accorde entre autres une réduction de la demande en puissance réactive lors d'un défaut et permet au réseau de se rétablir plus facilement.

En outre, plus le courant est élevé relativement à un certain niveau de tension CA et plus la chute de tension de commutation devient substantielle. L'utilisation d'un système de commande et stabilisation tel que le limiteur de courant dépendant de la tension (LCDT) a pour effet le maintien d'un certain équilibre entre la tension et le courant CC. Autrement dit, ce dispositif permet un transfert de puissance raisonnable en fonction de

la condition du réseau en défaut. Plus le ESCR du réseau est faible et plus le taux de rétablissement de la consigne limitée par le LCDT doit être faible lors de perturbations. L'utilisation du LCDT permet également de réduire les chances de ratés de commutation consécutifs lors du rétablissement du réseau. Il offre à la fois une caractéristique de limitation statique et une caractéristique dynamique en limitant la constante de temps pour le rétablissement du plein transit de puissance sur l'interconnexion.

En termes de stabilité, il est important de tenir compte de la fréquence des réseaux interconnectés. Une interconnexion CCHT n'a littéralement aucune sensibilité à la fréquence des réseaux CA qui y sont connectés si une boucle de commande spéciale n'y est pas incluse. Sans régulateur de fréquence, particulièrement lorsqu'un des réseaux connectés est une charge isolée ou un îlot de génératrices, le transit de surpuissances par l'interconnexion, le délestage de charges ou d'îlots de génératrices peut entraîner une augmentation considérable de la vitesse des machines et provoquer d'importantes déviations de fréquence. La boucle de commande permet donc de limiter la puissance transitée lorsqu'une déviation de fréquence trop élevée est mesurée. Sur le système CCHT, l'unité de commande centrale comporte un mode de régulation de la puissance qui déduit la consigne de courant transmise aux commandes locales. Un régulateur de fréquence peut y être combiné pour accroître la stabilité du système. Une modulation de la consigne de courant est alors exercée en fonction du signal transmis par le régulateur de fréquence. De plus amples détails sur cette fonctionnalité sont donnés au chapitre 4 du présent document.

Lorsqu'un réseau est faible ou très faible, il est plus vulnérable aux variations de puissance active ou réactive. Ces dernières provoquent d'importantes oscillations de la tension à la barre de commutation qui doivent souvent être dynamiquement compensées. À cet effet, des systèmes de régulation à composantes d'électronique de puissance, tels qu'un «Static VAR Compensator» (SVC) ou un «Static Compensator» (STATCOM) peuvent être branchés à la barre de commutation des réseaux faibles. Sur des réseaux plus forts, la compensation de puissance réactive peut être effectuée par la commutation

contrôlée de bancs de condensateurs supplémentaires. Il est à noter que le système proposé dans le présent document n'inclut pas de tels mécanismes de compensation. Par contre, sa flexibilité permet l'ajout de systèmes de compensation supplémentaires.

2.4.2 Puissance maximale disponible

La puissance maximale disponible dépend de la tension nominale du réseau CA et de l'impédance équivalente qu'elle présente au point de connexion. Selon un comité du IEEE [24], la caractéristique de puissance propre à un réseau CA branché à un système CCHT peut être tracée et utilisée pour les analyses comportementales.

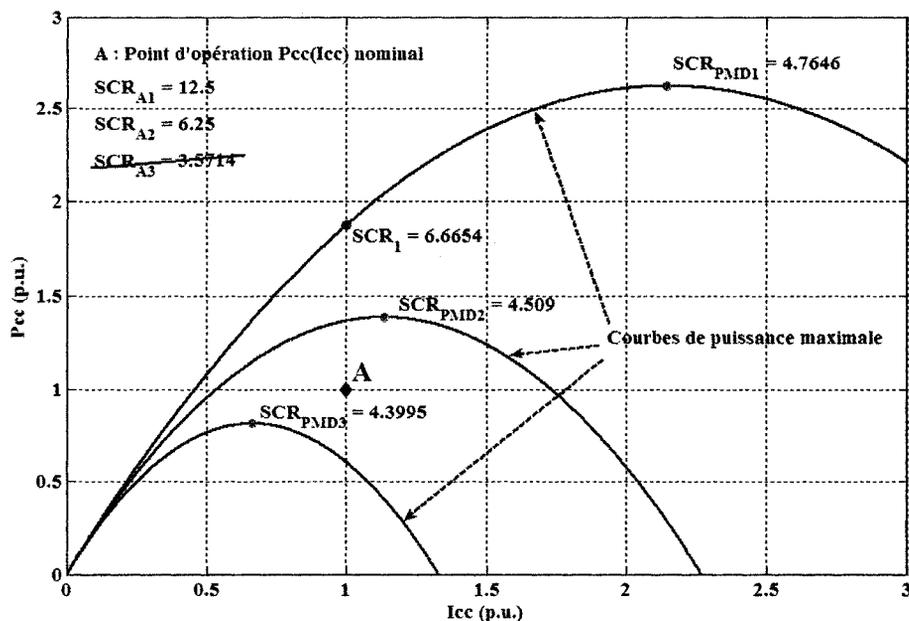


Figure 18 Courbes de puissance maximale de réseaux reliés à un redresseur (p.u.)

Les courbes de puissance maximale (CPM) permettent de déterminer un ensemble de point d'opération limite, dont celui de la puissance maximale disponible (PMD). La puissance maximale d'une interconnexion est forcément déterminée à partir des limites du réseau le plus faible de ceux interconnectés. Une CPM s'obtient des équations en régime permanent, soit de l'équation (2.7) en mode redresseur ou des équations (2.11) ou (2.12) en mode onduleur. En assumant que le courant CC est ajusté quasi-instantanément par les régulateurs, qu'aucun changement dans l'impédance équivalente du réseau à l'étude ne survient, qu'aucun module de régulation automatique de la tension CA n'est présent et que la position des changeurs de prise reste fixe, il est possible de tracer la caractéristique $P_{cc}(I_{cc})$ propre à un système CA-CC commandé à la valeur minimale de l'angle α donnée par les régulateurs d'un redresseur (ou la valeur minimale de l'angle γ en mode onduleur).

La figure 18 illustre les courbes de puissance maximale pour trois réseaux différents connectés à un redresseur. Pour une même tension nominale de 500 kV, les réseaux présentent respectivement des impédances équivalentes $|Z_r|$ de 20 Ω , 40 Ω et 70 Ω . Les quantités de base pour la normalisation des courbes en p.u. sont celles retrouvées au point d'opération A. La tension CC en ce point est de 500 kV et le courant CC est de 2 kA. La puissance de l'interconnexion est le produit de sa tension et de son courant nominal et donc, d'une valeur nominale de 1000 MW. La réactance de commutation est de 8 Ω et le rapport des enroulements est d'environ 0.91 entre le secondaire et le primaire des transformateurs. La valeur de l'angle d'allumage considérée est de 10 degrés en supposant que cette dernière correspond à la limite minimale de l'angle α en mode redresseur. Les courbes tracées permettent de constater que le troisième réseau n'admet pas l'obtention du point d'opération A. En effet, tous les points d'opération situés au-dessus de la CPM d'un réseau sont impossibles à atteindre à moins de changements dans les paramètres du système.

Une augmentation du courant sur l'interconnexion entraîne une augmentation de la chute de tension due à l'impédance du réseau et donc, provoque une diminution de la tension à

la barre de commutation. Dans le même ordre d'idées, plus l'impédance équivalente du réseau est faible et plus la PMD est élevée. Sur une CPM, on retrouve le ratio de court-circuit le plus faible au point de PMD.

Bien que les SCRs des réseaux à l'étude à la figure 18 soient relativement élevés, les analyses de CPM sont généralement utilisées pour la conception et la planification des interconnexions CCHT branchées à des réseaux faibles. Dans le document [24], il est question d'analyses comportementales suite à des perturbations transitoires ou temporaires. Il en reste tout de même que cet outil visuel soit très intéressant pour la détermination des conditions nominales d'une interconnexion. La CPM pourrait être utilisée en complément aux méthodes économiques proposées par Padiyar [30] pour la détermination du niveau de tension CC en y ajoutant l'aspect technique.

Tel que mentionné dans [22], la CPM a surtout été utilisée pour l'étude de la stabilité des onduleurs en mode de commande γ constant (ou γ min) sur des réseaux à faible SCR. La CPM permet alors d'observer que la croissance du courant CC au-delà de la valeur correspondant à la PMD entraîne une baisse de la puissance plutôt qu'une hausse de cette dernière.

$$\frac{dP_{CC}}{dI_{CC}} < 0 \quad (2.14)$$

$$\frac{dV_{CA}}{dI_{CC}} < 0 \quad (2.15)$$

Lorsque les conditions dictées par la relation (2.14) sont atteintes, l'augmentation du courant CC provoque une diminution substantielle de la tension de commutation tel qu'indiqué à la relation (2.15) et donc, la tension CC sur l'interconnexion tend à diminuer. Les points d'opération de la CPM situés à droite du point de PMD caractérisent les réseaux qui sont considérés comme vulnérables aux perturbations et

donc, sujets aux instabilités. La puissance maximale disponible caractérise donc, par surcroît, un point de limite de stabilité d'un système CCHT.

2.4.3 Indice de stabilité de la tension et puissance réactive

Tout comme la puissance active, la puissance réactive joue un rôle important au niveau de la stabilité du système CCHT. Son importance est d'autant plus cruciale lorsque le réseau qui reçoit la puissance de l'interconnexion est faible. Dans ce cas, l'onduleur est très souvent commandé en mode γ constant, ce qui permet de réduire les probabilités de ratés de commutation et de réduire la consommation de puissance réactive du convertisseur en régime permanent.

Dans le document [23], une approche pour l'analyse de la stabilité de la tension à la barre de commutation est suggérée. L'indice de stabilité de la tension ou «Voltage Stability Indicator» (VSI) permet de quantifier la stabilité d'un système onduleur à réseau faible en fonction des variations de puissance réactive.

$$VSI = \left. \frac{dQ_{CC}}{dV} - \frac{dQ_c}{dV} - \frac{dQ_{CA}}{dV} \right|_{P_{CC} = P_{CC_nom}} \quad (2.16)$$

où : Q_{CC} est la puissance réactive consommée par le convertisseur.

Q_c est la puissance réactive fournie par l'ensemble des filtres.

Q_{CA} est la puissance réactive fournie par le réseau.

V est l'amplitude de la tension à la barre de commutation.

Lorsque le VSI déterminé à l'équation (2.16) est inférieur à zéro, il a été déterminé que la tension à la barre de commutation est instable. Fait intéressant, il est possible de démontrer à partir de ce concept que la tension de commutation d'un réseau récepteur faible est beaucoup plus stable sur une interconnexion CCHT comportant une longue

ligne de transport que sur une interconnexion CCHT dos-à-dos. La ligne de transport offre un meilleur amortissement en cas de perturbations.

Par surcroît, les recherches de Zheng [23] démontrent que l'utilisation du mode de régulation de tension constante à l'onduleur confère les meilleures performances de stabilité et ce, peu importe le mode de régulation du redresseur. Par contre, il est démontré que lorsque le redresseur est en mode de régulation de puissance constante et que l'onduleur est en mode γ constant, le système possède une stabilité précaire si un réseau de faible SCR est relié à l'onduleur.

Or, les modes de régulation du modèle proposé dans le présent document sont variés et permettent de stabiliser des systèmes comportant des réseaux ayant des ESCR d'un minimum de 1,9 (validation avec réseaux CIGRÉ). L'unité de commande centrale offre pour sa part la possibilité de transmettre une consigne de courant fixe ou une consigne de courant proportionnelle à la puissance désirée. Ce dernier mode est alors appelé mode de régulation de la puissance constante. En ce qui concerne le redresseur, il est toujours en mode de régulation du courant et utilise la consigne transmise par l'unité de commande centrale. L'onduleur, lui, offre la possibilité de fonctionner avec la combinaison de deux ou trois modes de régulation selon le cas.

La première combinaison pour l'onduleur, celle offrant la meilleure stabilité du système, est l'utilisation des modes de régulation de tension constante, de γ constant (γ min) et du courant constant. La seconde n'est qu'une combinaison des modes de courant et de γ constant. Avec la première combinaison, l'onduleur impose la tension nominale CC et ce, peu importe si l'unité de commande centrale transmet une consigne de courant constant ou proportionnelle à la puissance nominale. Si, par contre, la deuxième combinaison de modes est utilisée à l'onduleur, en considérant que la possibilité de régler dynamiquement la position du changeur de prise des transformateurs n'est pas inclus dans le modèle, la tension sur l'interconnexion n'est pas nécessairement la tension CC nominale. Or, la consigne de courant proportionnelle à la puissance transmise par

l'unité de commande centrale est obtenue de la division de la puissance nominale désirée et de la tension mesurée. Dans ce cas, pour un réseau faible dont les points d'opération sont situés dans la zone de la CPM décrite par les relations (2.14) et (2.15), une diminution de tension engendre une augmentation de la consigne de courant qui elle, à son tour, engendre une diminution de la tension à la barre de commutation. Un effet d'entraînement est alors ressenti et des instabilités incontrôlables sont atteintes. Par conséquent, pour éviter les instabilités transitoires et même, en régime permanent, il est déconseillé d'utiliser le mode de régulation de puissance constante lorsque l'onduleur est réglé pour les modes Gamma-courant constants seulement. Bien que le modèle proposé n'en soit pas muni, un système de commande plus sophistiqué pourrait permettre de détecter les instabilités lors de l'utilisation de ces deux modes conjointement et porter les actions nécessaires, entre autres par la modification dynamique de la consigne de puissance.

CHAPITRE 3

LES ÉLÉMENTS DU MODÈLE

Le modèle d'interconnexion CCHT proposé contient de multiples éléments électriques, de contrôle et de calcul qui en font un système très complet. Le présent chapitre dresse une vue d'ensemble des différents éléments, standards ou particuliers, qui sont retrouvés sur le modèle implémenté sous EMTP-RV.

3.1 Le calcul automatique de paramètres

Sur une interconnexion CCHT, les conditions en régime permanent dépendent fortement des paramètres des transformateurs de convertisseur. De plus, tel que discuté à la section 2.3, l'interdépendance entre les différents paramètres des éléments est cruciale pour la consommation en puissance réactive d'un convertisseur. Or, il est important de faire un ajustement adéquat des paramètres les plus influents pour obtenir les performances désirées.

Le modèle proposé permet d'effectuer les calculs de certains paramètres automatiquement. Tel que présenté au tableau I, lorsque l'utilisateur choisit l'option de calcul automatique des conditions sur l'interconnexion, en attribuant la valeur «1» au paramètre nommé `Activ_calculs_RP`, il doit spécifier les paramètres et les conditions désirées en régime permanent. En plus des paramètres standards tels que le courant CC nominal, la tension CC nominale et la tension nominale du réseau CA, il doit entre autres spécifier la valeur ohmique de la réactance de commutation, soit approximativement la valeur de la réactance de fuite aux secondaires du transformateur du convertisseur. Par analogie avec les systèmes réels où les transformateurs ont des changeurs de prise et puisqu'en général, ce dernier est situé du côté haute-tension d'un transformateur (en

l'occurrence le primaire), la tension nominale aux secondaires des transformateurs est fixe et doit donc être spécifiée par l'utilisateur.

Tableau I

Options disponibles avec le calcul automatique de paramètres

Lorsque les calculs automatiques sont activés (Activ_calculs_RP = 1)	
Sélections pour Aff_calculs	
0	Les paramètres obtenus par les calculs ne seront pas affichés à l'écran.
1	Les paramètres obtenus par les calculs seront affichés à l'écran.
Sélections pour Calculs_RP	
0	Les calculs en régime permanent effectués seront basés sur l'équation (2.7) en utilisant la valeur de α spécifiée, de la réactance de commutation et de la tension secondaire des transformateurs données.
1	Les calculs en régime permanent effectués seront basés sur l'équation (2.11) en utilisant la valeur de α spécifiée, de la réactance de commutation et de la tension secondaire des transformateurs données.
2	Les calculs en régime permanent effectués seront basés sur l'équation (2.12) en utilisant la valeur de γ spécifiée, de la réactance de commutation et de la tension secondaire des transformateurs données.
Sélections pour Compens_tot	
0	La puissance réactive fournie par chaque filtre CA sera de 100% de la puissance réactive consommée par le convertisseur. La contribution de chacune des trois branches et de la banque de condensateurs est alors de 25% de la puissance réactive consommée par le convertisseur.
1	La puissance réactive fournie par les filtres CA doit être spécifiée «manuellement» pour chaque branche en pourcentage de la puissance active nominale.

Le calculateur automatique permet de déterminer le rapport des enroulements des transformateurs et par le fait même, la valeur de la tension nominale au primaire à partir de l'une des équations caractéristiques du convertisseur en régime permanent. Ce choix est déterminé par l'affectation d'une valeur spécifique au paramètre nommé Calcul_RP, tel que présenté au tableau I. Cette sélection doit être faite pour chacun des

convertisseurs de l'interconnexion. Si l'utilisateur désire spécifier la valeur de l'angle α en régime permanent pour un convertisseur en mode redresseur, le calculateur utilise cette valeur et effectue les calculs nécessaires à partir de l'équation (2.7). Si par contre le convertisseur pour lequel les calculs automatiques sont exigés est en mode onduleur, le calculateur utilise l'équation (2.11) si l'utilisateur spécifie l'angle α désiré en régime permanent ou l'équation (2.12) si l'angle γ est plutôt spécifié par l'utilisateur.

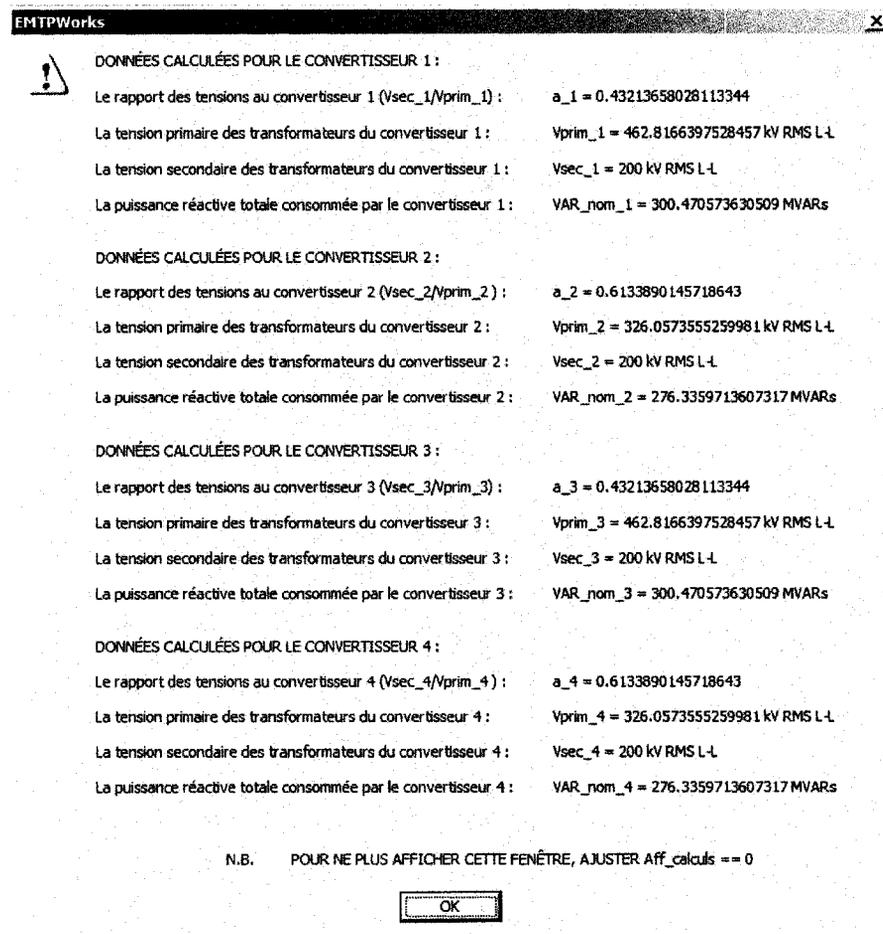


Figure 19 Affichage des résultats - calcul automatique de paramètres - partie 1

À partir de l'ensemble des données indiquées et du rapport des enroulements du transformateur d'un convertisseur, le calculateur est en mesure de déterminer également

la valeur approximative (théorique) de la puissance réactive consommée par le convertisseur, de l'angle α obtenu en mode redresseur et en mode onduleur, de l'angle d'empiètement dans un mode ou dans l'autre et de l'angle d'extinction lorsqu'il est en mode onduleur. Si tel est le désir de l'utilisateur, selon la valeur attribuée au paramètre nommé `Aff_calculs`, un sommaire des quantités calculées peut être affiché à l'écran. Les figures 19 et 20 illustrent les deux fenêtres d'affichage des résultats apparaissant dans le cas échéant.

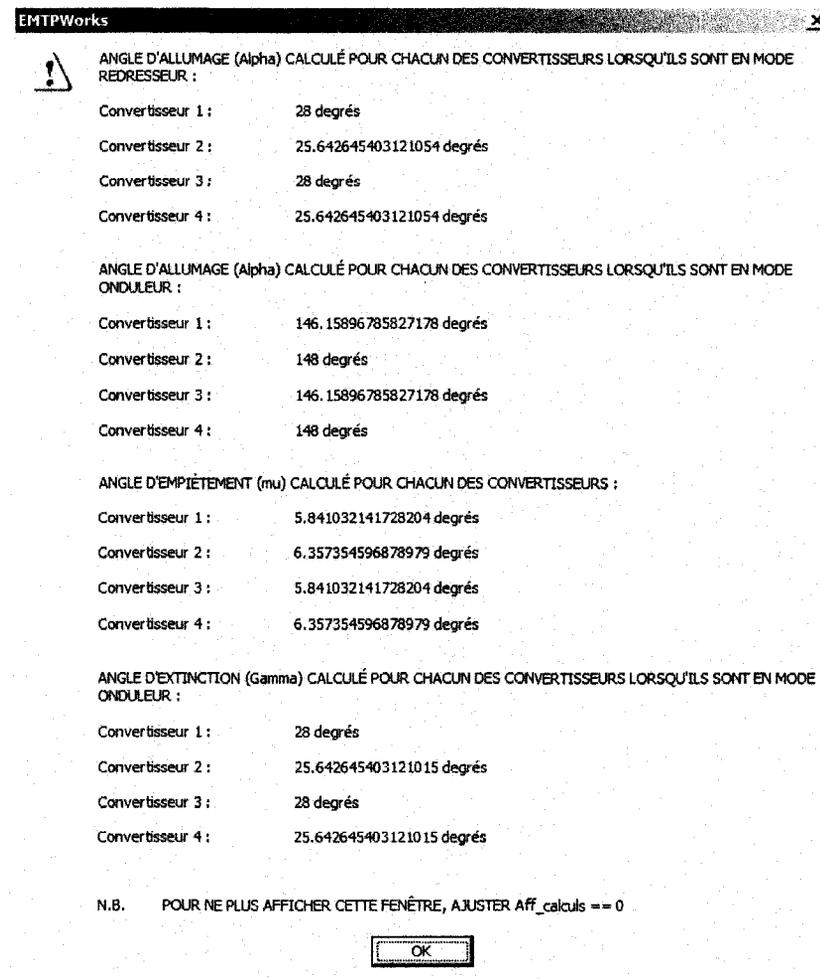


Figure 20 Affichage des résultats - calcul automatique de paramètres - partie 2

La valeur de l'angle α (ou γ) qui est escomptée en régime permanent avec le mode automatique de calcul n'est pas toujours atteinte. La cause de divergence la plus probable est la tension CA réelle qui est présente à la barre de commutation. Cette dernière dépend d'une part de l'impédance Thévenin équivalente du réseau puis de l'appel de courant des convertisseurs. Si le réseau connecté présente une impédance relativement élevée, la tension à la barre de commutation est d'une valeur distante de la tension nominale du réseau. Or, les équations pour déterminer les grandeurs en régime permanent sur les convertisseurs utilisent les valeurs nominales. Si l'atteinte des quantités en régime permanent est d'une grande importance pour l'utilisateur, quelques méthodes de réglage sont recommandées. Entre autres, il est possible de réajuster les données dans un processus itératif, soit en réglant la valeur de l'angle α désiré (ou de γ désiré) en mode automatique, soit en utilisant le mode manuel et donc, en établissant directement le rapport des enroulements des transformateurs. D'autre part, si, lors du premier essai, l'interconnexion a pu être menée à sa charge nominale sans toutefois être commandée avec les angles désirés, il est possible de mesurer la tension réelle à la barre de commutation en régime permanent et de substituer la valeur de la tension nominale du réseau par cette dernière dans le formulaire principal du modèle. Finalement, si l'impédance Thévenin équivalente du réseau est connue, la tension réelle peut être obtenue de façon analytique et faire office de «valeur nominale» de la tension du réseau.

Le mode automatique de calcul permet également d'utiliser les données résultantes pour calculer les éléments des filtres CA. Selon la valeur attribuée au paramètre nommé `Compens_tot`, l'utilisateur est en mesure d'exiger une compensation totale des VARs, soit la compensation de 100% de la puissance réactive consommée par le convertisseur. Le cas échéant, les valeurs des composantes des filtres CA ainsi que de la banque de condensateurs seront calculées automatiquement en allouant une compensation de 25% de la puissance réactive consommée pour chacune de ces branches. Si, tel qu'indiqué au tableau I, la compensation totale n'est pas exigée, la puissance réactive fournie par chaque branche est donnée en pourcentage de la puissance active CC nominale.

3.2 Les filtres CA choisis

Le choix de configuration pour l'implémentation finale du modèle est un ensemble composé de deux filtres passe-bande syntonisés sur les harmoniques d'ordre 11 et 13, d'un filtre passe-haut syntonisé sur l'harmonique d'ordre 24 et d'un banc de condensateurs supplémentaire pour compléter la compensation de la puissance réactive. Contrairement à ce qui est représenté aux figures 8 et 9 du chapitre 2, la fréquence de résonance pour le filtre passe-haut est l'harmonique d'ordre 24. En effet, l'amplitude de l'harmonique caractéristique 23 est de par sa nature moins importante que celle des harmoniques plus proches de la fondamentale. La syntonisation à l'harmonique 24 est un bon compromis permettant à la fois l'atténuation efficace des harmoniques d'ordre 23 et 25 puisqu'elles sont proches de la fréquence de résonance et l'atténuation de celles au-delà de la 25^{ème} harmonique.

Peu importe si le filtre est de type passe-bande ou passe-haut, il y a par définition une résonance entre l'inductance et le condensateur d'un filtre R-L-C à la fréquence de syntonisation. Les équations (3.1) et (3.2) permettent d'établir la relation entre l'inductance et la capacité qui satisfont la contrainte de résonance.

La nature des filtres permet l'accomplissement d'une double tâche, soit l'élimination des harmoniques caractéristiques et la compensation de puissance réactive à la fréquence nominale. L'équation (3.3) exprime la puissance réactive fournie par un filtre R-L-C à la fréquence nominale. Pour sa part, la valeur de la résistance est déterminée par le facteur de qualité du filtre.

$$2\pi \cdot n \cdot f_1 \cdot L = \frac{1}{2\pi \cdot n \cdot f_1 \cdot C} \quad (3.1)$$

$$n^2 = \frac{1}{L \cdot C} \quad (3.2)$$

$$VAR = \frac{(V_{CAL-L})^2}{X_C - X_L} = (V_{CAL-L})^2 \cdot \frac{2\pi \cdot n^2 \cdot f_1 \cdot C}{n^2 - 1} \quad (3.3)$$

La définition du facteur de qualité est en relation avec la largeur de bande admise par le filtre. Pour le filtre passe-bande, la limitation du courant n'est effectuée que par la résistance série à la fréquence de résonance. Comme le démontre l'équation (3.4), une grande sélectivité du filtre, soit un facteur de qualité élevé, se caractérise par une résistance faible. Pour les filtres passe-bande syntonisés sur les harmoniques d'ordre 11 et 13, il est donc préférable de choisir un facteur de qualité relativement élevé.

$$Q_{p\text{-bande}} = \frac{2\pi \cdot n \cdot f_1 \cdot L}{R} \quad (3.4)$$

$$Q_{p\text{-haut}} = \frac{R}{2\pi \cdot n \cdot f_1 \cdot L} \quad (3.5)$$

En ce qui a trait au filtre passe-haut, plus le facteur de qualité est élevé, plus la résistance est élevée. Tel que stipulé par l'équation (3.6), l'impédance en haute fréquence tend vers la valeur de la résistance.

$$Z_{p-h} \Big|_{f \rightarrow \infty} = \lim_{f \rightarrow \infty} |jX_C| + \frac{|jX_L| \cdot R}{|jX_L| + R} = \lim_{f \rightarrow \infty} \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C} + \frac{2\pi \cdot f \cdot L \cdot R}{2\pi \cdot f \cdot L + R} = R \quad (3.6)$$

Étant donné l'objectif d'utilisation d'un filtre passe-haut, soit le filtrage des harmoniques de courant d'ordre 23 et plus, il est préférable de choisir un facteur de qualité relativement faible afin d'assurer un filtrage efficace sur toute la bande au delà de l'harmonique d'ordre 23.

$$VAR_C = \frac{(V_{CAL-L})^2}{X_C} \quad (3.7)$$

Quant à la contribution du banc de condensateurs, son expression est donnée à l'équation (3.7). Il est donc possible de déterminer la capacité totale à inclure pour obtenir la compensation désirée.

Lorsque les conditions en régime permanent sont connues, il est possible de calculer les composantes de l'ensemble des filtres et du banc de condensateurs d'un convertisseur. Les quantités suivantes sont à considérer :

f_1	Fréquence nominale ou fondamentale du réseau (Hz).
$V_{CA\ L-L}$	Tension nominale efficace ligne-ligne du réseau (V).
VAR	Puissance réactive fournie par un filtre R-L-C à f_1 (VAr).
VAR_C	Puissance réactive du banc de condensateurs à f_1 (VAr).
n	L'index de l'harmonique de syntonisation du filtre.
$Q_{p\text{-bande}}$	Le facteur de qualité d'un filtre passe-bande.
$Q_{p\text{-haut}}$	Le facteur de qualité du filtre passe-haut.

Par déduction, à l'aide des équations des filtres on obtient :

R	La résistance d'un filtre R-L-C (Ω).
L	L'inductance d'un filtre R-L-C (H).
C	La capacité d'un filtre R-L-C (F).
X_C	La réactance capacitive à f_1 (Ω).
X_L	La réactance inductive à f_1 (Ω).

La contribution en puissance réactive des filtres et condensateurs sur les postes convertisseurs est souvent exprimée en pourcentage de la puissance nominale transitée

sur l'interconnexion. Généralement, l'ensemble de filtrage doit compenser dans les environs de 60% de cette quantité. De plus, en pratique, plusieurs ensembles de filtrage sont jumelés et commutés selon les besoins en terme de compensation. Cependant, puisque la puissance réactive exacte qui est consommée par chaque convertisseur est calculable, il est également possible, dans un modèle générique, de déterminer plus précisément la contribution optimale de l'ensemble de filtrage. L'inclusion de plusieurs îlots de filtrage et d'éléments de commutation supplémentaires peut alourdir les simulations. Conséquemment, le modèle proposé dans le présent mémoire a une flexibilité accrue puisqu'il permet, à l'initialisation, de calculer automatiquement les composantes de filtrage de manière à fournir soit 100% de la puissance réactive consommée par les convertisseurs ou soit un pourcentage de la puissance active nominale spécifié par l'utilisateur. De plus amples détails sont donnés à la section 3.1 du présent chapitre.

3.3 Les transformateurs de convertisseur

Les transformateurs utilisés pour les convertisseurs CCHT ont des configurations standard, soit des enroulements de type étoile ou de type delta. Ceci permet d'obtenir les 12 tensions de commutation nécessaires au fonctionnement d'un convertisseur à 12 impulsions grâce au déphasage alors créé. Le déphasage peut être un retard ou une avance de 30 degrés selon la connexion des phases internes de l'enroulement en configuration delta. Dans bien des cas, tel que pour le modèle proposé, ce sont des transformateurs à trois enroulements dont le primaire est de type étoile, un secondaire de type étoile et un deuxième secondaire de type delta. Dans le modèle proposé, le transformateur par défaut présente un retard de phase de 30 degrés des tensions au deuxième secondaire par rapport à l'enroulement primaire. Contrairement à l'enroulement primaire, le neutre de l'enroulement secondaire n'est pas relié à la terre afin de permettre la circulation des courants interphases selon la séquence d'amorçage des valves. Un rôle important du transformateur de convertisseur est l'isolation

galvanique du réseau CA et du système CC. Pour un meilleur contrôle de la demande en puissance réactive, il est muni d'un large changeur de prises au primaire pour la régulation des tensions de commutation des valves. Cependant, la possibilité de régler dynamiquement la position des changeurs de prise n'est pas représentée dans le modèle proposé.

Selon Arrillaga [31], les particularités de ce type de transformateur sont ses réactances de fuite. Elle est très faible à l'enroulement primaire, voire quasi-nulle, ce qui permet de limiter l'influence de fluctuations survenant à un des enroulements secondaires sur l'autre enroulement secondaire. Cependant, étant relativement élevée aux secondaires, de l'ordre de 0,25 p.u., elle est pratiquement la seule impédance à limiter le courant traversant les thyristors en conduction lors de courts-circuits de valve. Le courant maximal supporté par les thyristors est conséquemment un facteur décisif pour la détermination de ce paramètre. Par contre, en considérant que la réactance de fuite est la principale cause du phénomène d'empiètement et par le fait même, de la chute de tension de commutation, cette dernière ne doit pas atteindre des valeurs trop élevées. À la conception, afin de satisfaire ces contraintes, la réactance de fuite aux secondaires des transformateurs de convertisseur doit être choisie judicieusement.

3.4 Les convertisseurs

Le modèle de thyristor disponible sous EMTP-RV est strictement idéal. Il n'a donc aucune résistance ou inductance interne en conduction. De plus, contrairement aux modèles retrouvés dans la majorité des logiciels de simulation, il n'engendre aucune chute de tension lorsqu'en conduction. Somme toute, c'est un simple interrupteur contrôlable dont l'ouverture et la fermeture sont prescrites par une logique combinatoire dont les entrées sont la mesure du courant le traversant et celle de la tension à ses bornes.

La figure 21 illustre le positionnement des thyristors sur un convertisseur à 12 impulsions. Ce dernier est composé de deux ponts triphasés à six impulsions branchés en série.

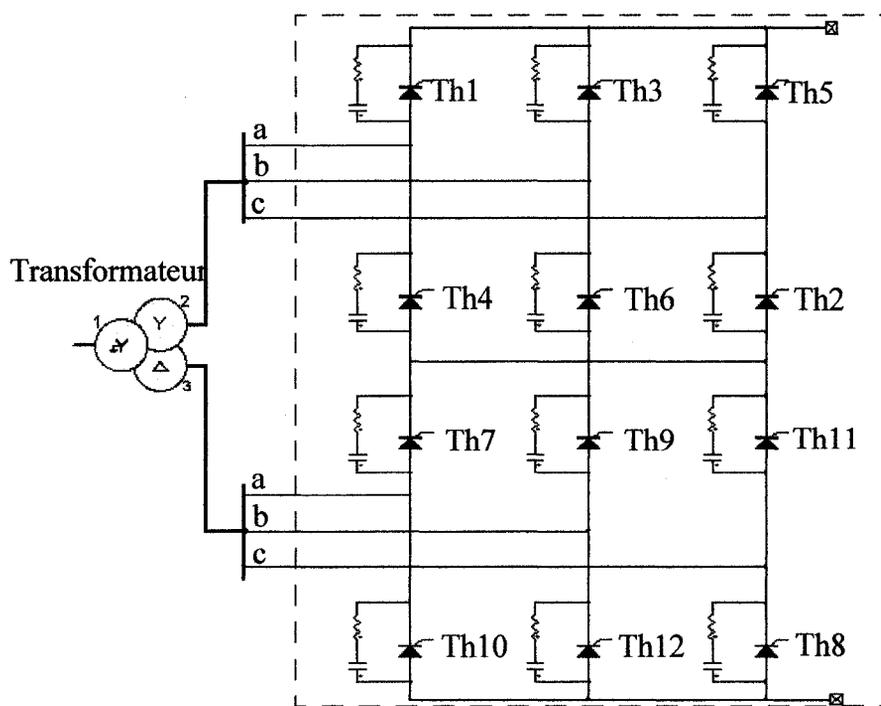


Figure 21 Convertisseur à thyristors (12 impulsions)

Chacune des valves d'un convertisseur est munie d'un circuit amortisseur branché en parallèle. Ces derniers sont de simples branches R-C série. Pour les simulations numériques à pas d'échantillonnage fixe, tel que pour l'algorithme de calcul de EMTP-RV, deux hypothèses permettent d'établir des règles préliminaires pour le calcul des composantes de ces amortisseurs [16] :

- a. À la fréquence nominale, le courant de fuite des composantes d'électronique de puissance est généralement plus faible que 0.1% du courant nominal lorsqu'en blocage.
- b. Pour assurer la stabilité numérique, la constante de temps d'un système, en l'occurrence $R_{snubber} \cdot C_{snubber}$, doit être d'au moins 2 fois la grandeur du pas d'échantillonnage T_{echant} .

$$C_{snubber} < \frac{I_{cc\ nom} \cdot V_{cc\ nom}}{1000 \cdot 2\pi \cdot f_{nom} \cdot (V_{ca\ nom} \cdot a)^2} \quad (3.8)$$

$$R_{snubber} > \frac{2 \cdot T_{echant}}{C_{snubber}} \quad (3.9)$$

Les relations (3.8) et (3.9) permettent d'établir des marges de valeurs pour les deux composantes d'un amortisseur. À partir de ces dernières, le choix des valeurs optimales doit être effectué par essais et erreurs pour établir le meilleur compromis entre les pertes ohmiques et les oscillations numériques. Ces dernières peuvent causer des fluctuations dans le comportement de l'interconnexion et doivent donc être limitées. D'un point de vue numérique, la présence des amortisseurs crée une continuité dans les valves sont en état de blocage et ainsi, évite les singularités dans les matrices de résolution.

3.5 Les éléments côté CC

La stabilisation d'une interconnexion CCHT est non seulement obtenue grâce à l'efficacité des systèmes de commande, mais dépend également d'un élément inductif crucial. L'inductance de lissage reliée aux convertisseurs permet, tel que son nom l'indique, de réduire au maximum les oscillations du courant CC en régime permanent. Selon Arrillaga [31], un des bienfaits de l'inductance de lissage est également la réduction de la pente de croissance du courant CC lors de perturbations et par le fait

même, la réduction des probabilités de ratés de commutation lors de diminutions rapides de la tension CA. En outre, elle a pour effet de diminuer la valeur maximum du courant lors de défauts tels que le court-circuit CC. Tel que le stipule également Padiyar [30], l'inductance de lissage doit être choisie de façon à limiter les résonances aux harmoniques de rang faible entre les systèmes CA et CC. Des considérations particulières sont faites pour les interconnexions dos-à-dos alors que pour des raisons économiques, les inductances de lissages sont souvent de valeur plus faible. Pour cette raison, les paramètres de régulation des systèmes de commande pour les interconnexions CCHT dos-à-dos doivent être optimisées au maximum.

En réalité, les interconnexions CCHT sont également munies de filtres CC permettant de filtrer les harmoniques de la tension. Puisque ces harmoniques ont pour majeure influence l'interférence avec les fréquences téléphoniques, les filtres CC ne sont pas implémentés de façon précise dans le système proposé. Pour un filtrage raisonnable permettant de réduire les oscillations de la tension CC, un simple condensateur est ajouté du côté CC. Ce dernier peut être exclu du modèle à la guise de l'utilisateur.

3.6 Les niveaux de commande

Une interconnexion CCHT est munie de systèmes de commande complexes. Il est donc important que ces derniers soient implémentés de façon modulaire et similaire pour chacun des convertisseurs. À cet effet, le modèle proposé possède deux niveaux distincts de commande : l'unité de commande centrale et le système de commande locale. Les interactions entre ces derniers permettent en tout temps d'optimiser les performances dynamiques et statiques de l'interconnexion. La présente section introduit les principes de commande de l'interconnexion CCHT implémentée sous EMTP-RV.

3.6.1 Modularité de l'interconnexion

Les convertisseurs et leurs systèmes de commande locale respectifs possèdent une nomenclature bien précise. La figure 22 illustre la représentation d'une interconnexion CCHT bipolaire dont les convertisseurs sont commandés de façon modulaire par des systèmes de commande locale identiques. Il est à noter que dans le cas d'une interconnexion monopolaire, le même schéma de principe s'applique à l'exception des convertisseurs 3 et 4, soit les convertisseurs du deuxième pôle qui eux, sont exclus. De plus, la résistance de neutre est considérée nulle en configuration monopolaire.

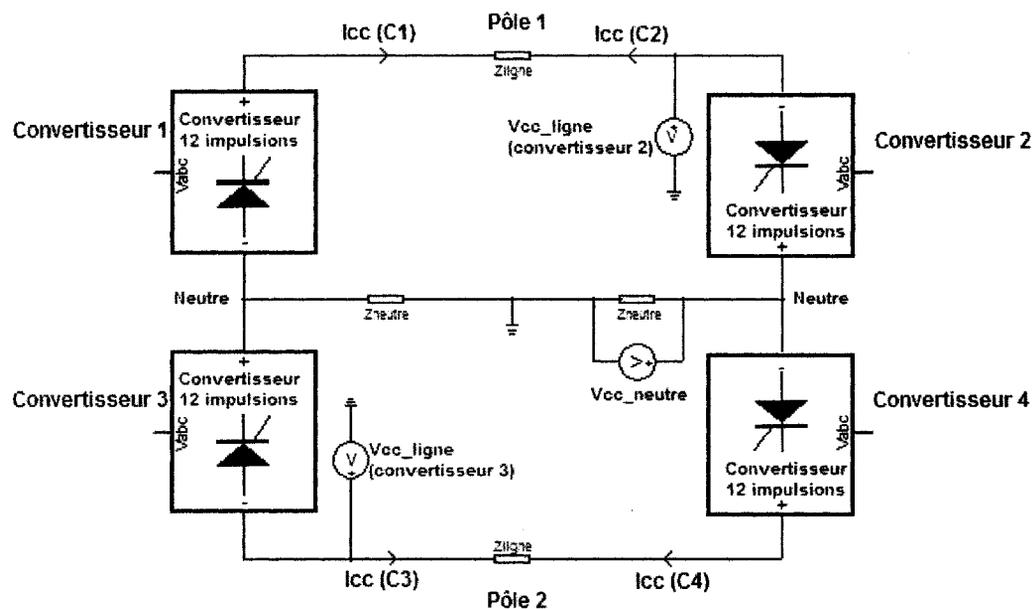


Figure 22 Schéma de principe d'une interconnexion CCHT bipolaire.

Le sens de la puissance et du courant mesurés sur le système CCHT est toujours selon le principe de puissance fournie (par le réseau côté CA et par le convertisseur côté CC). Ceci implique donc la mesure d'une puissance (ou courant) négative à l'onduleur et d'une puissance (ou courant) positive au redresseur. Cette convention de mesure permet

une adaptation automatique facile des systèmes de commande peu importe le sens de la transition de puissance.

À cet effet, le courant et la tension considérés par les systèmes de commande locale doivent en tout temps être de signe positif. Puisque tous les systèmes de commande locale sont identiques, mais adaptatifs, ces deux quantités subissent un ajustement de signe. Le tableau II présente les différents ajustements apportés à ces quantités selon le convertisseur sur lequel le système de commande locale est greffé.

Tableau II

Ajustements de signe des systèmes de commande locale

	Puissance	Courant	Tension	Ajustement de signe
Convertisseur 1 redresseur	+	+	+	
Convertisseur 1 onduleur	-	+	-	tension
Convertisseur 2 redresseur	+	-	-	courant & tension
Convertisseur 2 onduleur	-	-	+	courant
Convertisseur 3 redresseur	+	-	-	courant & tension
Convertisseur 3 onduleur	-	-	+	courant
Convertisseur 4 redresseur	+	+	+	
Convertisseur 4 onduleur	-	+	-	tension

Par exemple, lorsque le convertisseur 4 est en mode onduleur, sa polarité est négative puisque les cathodes de ses valves sont orientées (branchées) vers le pôle à tension négative (pôle 2). Par contre, le signe du courant mesuré sur le convertisseur 4 est

inévitablement positif puisque ce dernier ne peut circuler que dans le sens anode-cathode des valves. Il s'ensuit la nécessité d'un ajustement de signe de la tension tandis qu'aucun ajustement de signe du courant n'est effectué par le système de commande. Le même principe est appliqué à la commande locale de chacun des convertisseurs selon la position qu'elle occupe sur l'interconnexion et son mode de fonctionnement.

3.6.2 Répartition des tâches

Une interconnexion CCHT se doit de comporter plusieurs niveaux de commande pour en uniformiser le fonctionnement. La figure 23 illustre la répartition générale des étages de la commande. Les systèmes de commande locale sur chacun des convertisseurs contiennent les mêmes fonctions de régulation et de protection. De plus amples détails sur les différents sous-systèmes de l'interconnexion sont donnés aux chapitres 4 et 5 du présent document.

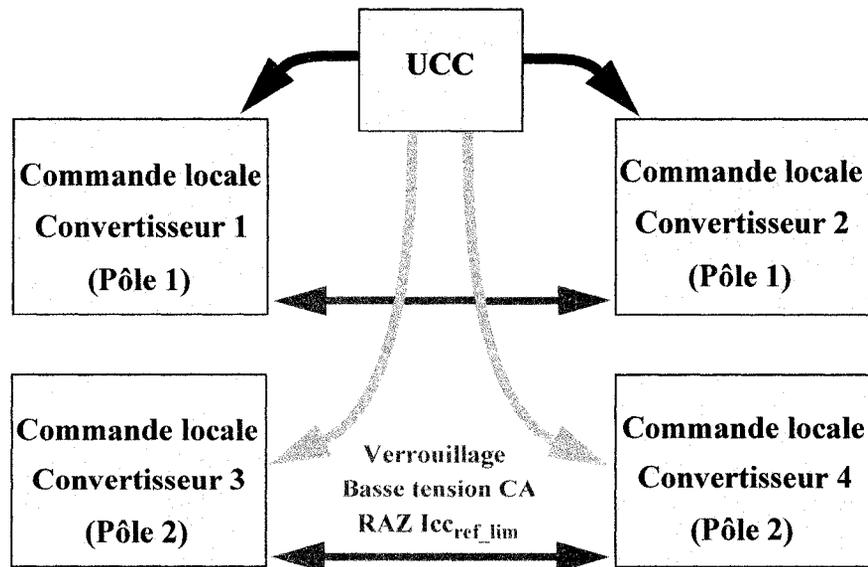


Figure 23 Schéma fonctionnel des étages de commande d'un système CCHT

Le système est muni d'une unité de commande centrale (UCC), laquelle exerce un contrôle de haut niveau sur l'ensemble des convertisseurs. En pratique, cette dernière permet à l'opérateur de commander les événements les plus fondamentaux tels que le démarrage ou l'arrêt de l'interconnexion ainsi que les inversions de puissance. C'est ce système qui indique à chacun des convertisseurs leur mode de fonctionnement et qui leur transmet les références de courant, tension et γ . L'UCC comporte également un module de régulation de la puissance transmise. À cet effet, il doit connaître la tension CC mesurée sur chacun des convertisseurs. Il calcule alors la référence de courant nécessaire à l'obtention de la puissance désirée.

Les commandes locales contiennent les systèmes de protection de défauts ainsi que les régulateurs. Ces derniers déterminent la valeur de l'angle d'allumage α des thyristors pour obtenir les conditions désirées. Un système de commande locale est décomposé en plusieurs sous-groupes de fonctions. Puisque les régulateurs et les protections sont conçus de façon à s'adapter à un maximum d'interconnexions, les variables mesurées sont transformées en p.u. des quantités nominales, ce qui permet la normalisation des commandes. La commande des impulsions, comportant entre autres l'oscillateur avec boucle à verrouillage de phase (PLL) et le générateur d'impulsions, consiste en l'interface entre les régulateurs et les ponts convertisseurs. À partir de l'angle d'allumage imposé par les régulateurs, elle se synchronise sur les tensions de commutation et génère les impulsions transmises aux thyristors.

Chaque système de commande locale réagit indépendamment des autres. Par contre, dans certains cas particuliers, les commandes locales des deux convertisseurs d'un même pôle doivent communiquer. Si, par exemple, une détection de défaut sur un convertisseur doit engendrer le verrouillage de la protection de défauts CC, elle doit le faire sur les systèmes des deux convertisseurs du pôle pour éviter des interventions intempestives. Ce genre d'événement surviendra entre autres lors de la détection d'une basse tension CA sur l'un ou l'autre des convertisseurs d'un pôle alors que la chute de la tension CC est provoquée par une basse tension CA sur l'un des deux réseaux. De plus, lorsqu'un raté

de commutation est détecté à l'onduleur d'un pôle, on assiste à la remise à zéro (ou à la valeur minimale) de la consigne de courant. Cette intervention doit être effectuée sur les deux convertisseurs pour éviter une déformation de la caractéristique statique.

CHAPITRE 4

LES COMMANDES

La stratégie de commande choisie pour les interconnexions CCHT tient compte de plusieurs aspects. Afin d'unifier et d'optimiser les performances, elle est composée de plusieurs niveaux de commande. De plus, plusieurs modes de régulations sont utilisés afin d'offrir un excellent compromis en termes de performances et de stabilité. Le présent chapitre contient la description détaillée des sous-systèmes de commande implémentés dans le modèle d'interconnexion CCHT proposé. Pour faciliter la compréhension, la description des fonctionnalités peut être appuyée par les noms des signaux et paramètres propres à chaque sous-système. Dans le cas échéant, des tableaux descriptifs sont adjoints aux sections pour compléter les explications.

4.1 L'unité de commande centrale

L'unité de commande centrale (UCC) permet de contrôler les principales variables de l'interconnexion CCHT. Elle impose à tous les convertisseurs les consignes de courant, de tension et de γ nécessaires. Dans la terminologie des systèmes CCHT, le démarrage et l'arrêt sont également nommés respectivement débloqué et bloqué. Ceci dit, le rôle de l'UCC est également la coordination du transfert de puissance par l'attribution du mode de fonctionnement (onduleur ou redresseur) ainsi que de l'état (bloqué ou débloqué) des différents convertisseurs de l'interconnexion. Les tableaux III et IV énumèrent et décrivent les signaux et paramètres de l'UCC.

Les consignes de tension et de γ transmises par l'UCC sont constantes. La consigne de courant est pour sa part à valeur nominale constante, mais toujours amenée à sa valeur nominale sur une rampe lors du débloqué. Au démarrage de l'interconnexion, la consigne de courant est montée en deux étapes pour un démarrage en douceur. À

l'instant T_{dem} , la consigne augmente selon une droite avec une pente m_{dem_arr} faible, jusqu'à l'atteinte de la valeur minimale min_ref . La valeur min_ref est généralement réglée autour de 10% de la valeur nominale. Cette première rampe lente permet d'établir un palier de courant non nul (ou valeur initiale non nulle de démarrage) et ainsi, éviter les à-coups lors de la montée du courant. Ensuite, à l'instant T_{mont} , une deuxième montée de la consigne de courant est effectuée. Une pente de montée m_{mont_desc} mène alors la consigne de courant à la valeur max_ref , soit la valeur en p.u. du courant désiré sur l'interconnexion en régime permanent. L'instant de démarrage T_{dem} est également l'instant de transmission d'un ordre de déblocage de l'interconnexion, UCC_Debloc , d'une durée T_{UCC_Debloc} , transmis à tous les convertisseurs. La durée de ce signal doit être coordonnée avec la durée de la séquence de démarrage dans les blocs des séquences de blocage et du contrôle de Alpha aux convertisseurs. La figure 24 illustre le séquençement de la consigne de courant transmise par l'UCC.

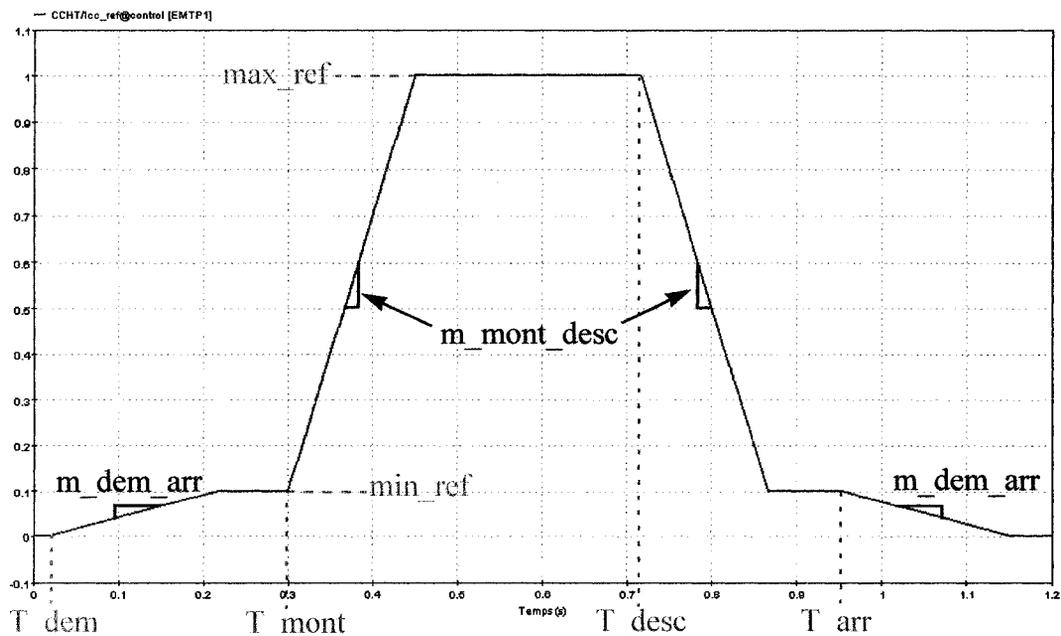


Figure 24 Représentation graphique de la référence de courant de l'UCC

De la même façon qu'au démarrage, tel que démontré à la figure 24, l'arrêt de l'interconnexion est commandée en deux étapes. Cette dernière débutera à l'instant T_{desc} pour une première étape de blocage. La consigne de courant est tout d'abord descendue sur une pente m_{mont_desc} jusqu'à la valeur min_ref . Une deuxième étape survenant à l'instant T_{arr} permet cette fois de descendre la consigne de courant, sur une pente m_{dem_arr} , jusqu'à son annulation. À ce même instant T_{arr} , l'ordre de blocage UCC_bloc est transmit et doit être d'une durée T_{UCC_bloc} suffisante pour le fonctionnement de la séquence d'arrêt dans les blocs des Séquences de blocage aux convertisseurs.

Tableau III

Signaux traités par l'unité de commande centrale

Signal	Description
Vcc_ligne_C1	Tension CC mesurée au convertisseur 1. (p.u.)
Vcc_ligne_C2	Tension CC mesurée au convertisseur 2. (p.u.)
Vcc_ligne_C3	Tension CC mesurée au convertisseur 3. (p.u.)
Vcc_ligne_C4	Tension CC mesurée au convertisseur 4. (p.u.)
Delta_Icc	Modulation de la consigne de courant provenant d'une commande externe. (p.u.)
Vcc_ref	Consigne de tension. (p.u.)
Icc_ref	Consigne de courant. (p.u.)
Gamma_ref	Consigne de γ . (degrés)
p_redress_1	Signal ordonnant que le convertisseur 1 soit en mode redresseur. (0/1)
p_redress_2	Signal ordonnant que le convertisseur 2 soit en mode redresseur. (0/1)
p_redress_3	Signal ordonnant que le convertisseur 3 soit en mode redresseur. (0/1)
p_redress_4	Signal ordonnant que le convertisseur 4 soit en mode redresseur. (0/1)
inv_p	Ordre d'inversion de puissance. (0/1)
UCC_Debloc	Ordre de déblocage de l'interconnexion. (0/1)
UCC_bloc	Ordre de blocage de l'interconnexion. (0/1)

Tableau IV
Paramètres de l'unité de commande centrale

Paramètre	Description	Unités
type_UCC	Type de commande centrale (1 : Courant 2 : Puissance).	--
T_UCC_Debloc	Durée de la commande de déblocage de l'interconnexion.	s
T_UCC_bloc	Durée de la commande de blocage de l'interconnexion.	s
p_redress_1_ini	État initial du convertisseur 1 (1 : redresseur 0 : onduleur)	--
p_redress_3_ini	État initial du convertisseur 3 (1 : redresseur 0 : onduleur)	--
Vcc_ref	Consigne de tension CC de l'interconnexion.	p.u.
Gamma_ref	Consigne de γ constant (ou minimal).	degrés
max_ref	Valeur en régime permanent de la consigne de courant ou de puissance.	p.u.
min_ref	Valeur de la consigne de courant ou de puissance au démarrage.	p.u.
T_dem	Instant de démarrage de l'UCC.	s
T_arr	Instant d'arrêt de l'UCC.	s
m_dem_arr	Pente de la rampe de la consigne au démarrage et à l'arrêt de l'UCC.	p.u./s
T_mont	Instant de montée de la rampe de la consigne.	s
T_desc	Instant de descente de la rampe de la consigne.	s
m_mont_desc	Pente de la rampe de la consigne à la montée et à la descente.	p.u./s
T_Vcc_filt	Constante de temps du filtre de tension pour la commande de puissance.	s
Vcc_biais	Biais pour la division de la puissance par la tension.	p.u.
Tbasc	Délais avant le basculement d'état lors d'une inversion de puissance.	s
Tinvtot	Durée totale de la séquence d'inversion de puissance.	s
Tinv1(,2,3,4)	Instants de la 1 ^{ière} , 2 ^{ième} , 3 ^{ième} et 4 ^{ième} inversion de puissance.	s

L'UCC permet également de commander les inversions de puissance sur l'interconnexion. Aux instants T_inv1, T_inv2, T_inv3 et T_inv4, des inversions de puissance peuvent être ordonnées selon le désir de l'utilisateur et le signal inv_p est activé à

partir de ces instants pour une durée $T_{inv\text{tot}}$. La consigne de courant est alors abaissée sur une rampe m_mont_desc jusqu'à la valeur min_ref . Afin d'éviter une inversion de puissance trop brusque, les états des signaux $p_redress_1$, $p_redress_2$, $p_redress_3$ et $p_redress_4$ sont basculés T_basc secondes suivant l'atteinte de la valeur min_ref par la consigne de courant. Lorsque le signal inv_p est désactivé, la consigne de courant est remontée sur une rampe m_mont_desc jusqu'à sa valeur nominale. La durée T_basc doit donc être suffisamment courte de sorte que le basculement des convertisseurs se fasse avant la désactivation du signal inv_p .

Il existe deux modes de commande pour la consigne de courant dans l'unité de commande centrale. Le premier consiste en un mode de commande de courant et le deuxième, en un mode de commande de puissance. Le paramètre $type_UCC$ permet de choisir l'un de ces modes. La commande de courant consiste tout simplement à transmettre une consigne correspondant aux paramètres min_ref et max_ref . En commande de puissance, l'UCC interprète les références min_ref et max_ref comme des repères de puissance. Afin d'obtenir la consigne de courant obtenue de ces références de puissance, la consigne est divisée par la tension mesurée du côté redresseur de l'interconnexion. Tel que démontré aux relations (4.1) ou (4.2), pour une interconnexion bipolaire, la tension considérée est en tout temps la valeur maximale entre la tension sur le pôle 1 et la tension sur le pôle 2 du côté redresseur de l'interconnexion. De cette façon, la diminution de la consigne de courant lors d'une perte de tension sur un pôle est évitée.

$$(p_redress_1 = 1) \rightarrow V_{div} = MAX\{|V_{cc_ligne_C1}|, |V_{cc_ligne_C3}|\} \quad (4.1)$$

$$(p_redress_3 = 1)$$

$$(p_redress_2 = 1) \rightarrow V_{div} = MAX\{|V_{cc_ligne_C3}|, |V_{cc_ligne_C4}|\} \quad (4.2)$$

$$(p_redress_4 = 1)$$

Afin d'éviter les divisions par zéro ou le calcul d'une consigne de courant excessivement grande lors du démarrage ou lors d'un défaut, la tension de division doit être biaisée de

sorte que si la tension mesurée est plus faible que V_{cc_bais} , la consigne de puissance subit une division par l'unité. La tension mesurée traverse un filtre passe-bas du premier ordre avec une constante de temps T_{Vcc_filt} . Un filtrage lent de ce signal permet d'éviter les fluctuations rapides de la consigne de courant lors de défauts.

De plus, un signal de modulation ΔI_{cc} provenant d'un bloc de commande indépendant permet de moduler la consigne de courant. Par exemple, un régulateur de fréquence pourrait fournir le signal de modulation de courant à l'UCC afin d'ajuster le transit de puissance et par le fait même, indirectement réguler la vitesse de rotation des groupes générateurs. En effet, une augmentation de la charge aux bornes des machines engendre une diminution de leur vitesse de rotation et donc, une diminution de la fréquence de la tension générée.

4.2 Les commandes locales

Les convertisseurs d'une interconnexion ont un système de commande locale. À partir des données mesurées au convertisseur correspondant, l'ensemble des fonctions contenues dans ce bloc a pour objectif ultime la génération des impulsions d'allumage des valves permettant d'obtenir les meilleures conditions en régime permanent et transitoire. Les différentes fonctions sont regroupées par catégorie et de façon à faciliter les interactions entre elles. La figure 25 illustre les sous-groupes qui composent la commande locale. On retrouve le sous-groupe de transformation des quantités en p.u., celui des régulateurs, le contrôle de Alpha, la commande des impulsions et les protections. Chacun de ces sous-groupes sera décrit dans les sections sous-jacentes. Le sous-groupe des protections sera cependant décrit au chapitre 5.

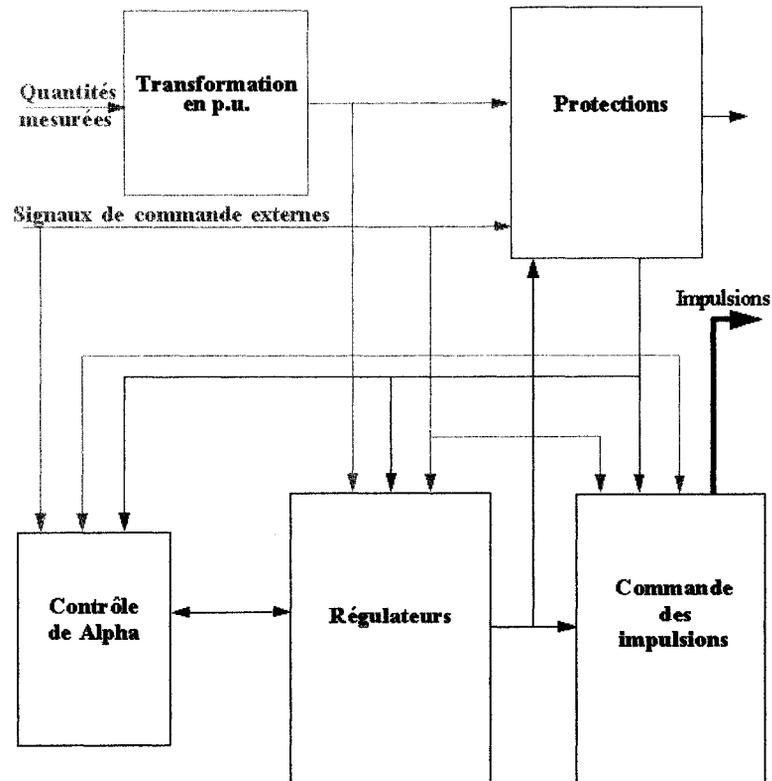


Figure 25 Sous-groupes de la commande locale

4.2.1 La transformation des quantités en p.u.

Les commandes et protections, en incluant également l'unité de commande centrale, utilisent des quantités normalisées leur permettant de s'adapter facilement à plusieurs interconnexions sans nécessiter d'énormes modifications. Par exemple, le fait de paramétrer la limite de détection d'une basse tension CA sur un réseau à une valeur de 0.6 p.u. plutôt qu'à une valeur en unités du système international, c'est-à-dire 270 kV si la tension de base est de 450 kV, confère aux systèmes une flexibilité accrue et s'avère effectif pour toute tension nominale spécifiée. Les bases de conversion utilisées sont énumérées au tableau V.

Tableau V

Description des bases de conversion des quantités en p.u.

Quantité à convertir	Base de conversion
Courants CA côté primaire	Courant nominal au primaire des transformateurs $\frac{S_{transfo}}{\sqrt{3} \cdot V_{ca_{eff_LL}}}$.
Tensions CA 1-φ côté primaire	Tension nominale crête de ligne du réseau $\frac{\sqrt{2} \cdot V_{ca_{eff_LL}}}{\sqrt{3}}$.
Courants CA côté secondaire	Courant nominal de l'interconnexion $I_{cc_{nom}}$.
Tensions de valve	Tension nominale crête L-L au secondaire $\sqrt{2} \cdot V_{ca_{eff_LL}} \cdot a$.
Courants de valve	Courant nominal de l'interconnexion $I_{cc_{nom}}$.
Tensions CC de ligne et de neutre	Tension nominale de l'interconnexion $V_{cc_{nom}}$.
Courants CC	Courant nominal de l'interconnexion $I_{cc_{nom}}$.
Puissances actives et pertes	Puissance nominale de l'interconnexion $P_{cc_{nom}} = V_{cc_{nom}} \cdot I_{cc_{nom}}$.
Puissances réactives	Puissance nominale de l'interconnexion $P_{cc_{nom}} = V_{cc_{nom}} \cdot I_{cc_{nom}}$.

Les conversions sont effectuées à partir des quantités nominales qui sont spécifiées par l'utilisateur dans le formulaire d'entrée principal de l'interconnexion. Tout comme le courant CC, les courants aux secondaires des transformateurs, sont convertis sur la base du courant nominal CC puisque ces derniers ont une valeur crête égale au courant CC sur l'interconnexion. Par contre, les courants au primaire des transformateurs sont convertis sur la base des courants nominaux des transformateurs de façon à obtenir la proportion de charge sur ces derniers. Les tensions aux bornes des thyristors sont obtenues des tensions ligne-ligne au secondaire des transformateurs. Pour cette raison, la tension de base utilisée pour les convertisseurs est la tension crête nominale ligne-ligne au secondaire des transformateurs. Pour des fins de bilan, toutes les puissances actives, pertes et puissances réactives mesurées sur l'interconnexion sont converties sur la base de la puissance nominale CC.

4.2.2 Le contrôle de Alpha

Le bloc de contrôle de Alpha ne contient pas de régulateurs. Il ne permet donc pas de déterminer la valeur de l'angle d'allumage des thyristors nécessaire à la commande du convertisseur. Cependant, il contrôle les limites maximale et minimale de l'angle α dans le but de restreindre la plage de fonctionnement du convertisseur, force sa valeur lorsqu'une action de protection est ordonnée par l'un des systèmes de protection ou la force lorsqu'une valeur fixe est donnée lors d'un test. Les tableaux VI et VII énumèrent et décrivent les signaux et paramètres du contrôle de Alpha.

Tableau VI

Signaux traités par le contrôle de Alpha

Signal	Description
Ret_force_1	Ordre de retard forcé de type 1 provenant des protections. (0/1)
Ret_force_2	Ordre de retard forcé de type 2 provenant des protections. (0/1)
Alpha_90	Ordre d'abaissement de l'angle α à 90 degrés. (0/1)
Alpha_test	Ordre indiquant le mode manuel de α . (0/1)
Alpha_fix	Valeur de l'angle α fixée lors d'un Alpha_test. (degrés)
Icc	Courant CC mesuré sur l'interconnexion. (p.u.)
Icc_ref_lim	Consigne de courant limitée par le LCDT. (p.u.)
Vcc_ligne	Tension CC mesurée au convertisseur. (p.u.)
Vcc_ref	Référence de tension provenant de la commande centrale. (p.u.)
p_redress	Signal indiquant que le convertisseur est en mode redresseur. (0/1)
inv_p	Signal ordonnant une inversion de la puissance. (0/1)
UCC_Debloc	Signal ordonnant le déblocage du convertisseur. (0/1)
Max_alp	Limite maximale de α destinée aux régulateurs. (degrés)
Min_alp	Limite minimale de α destinée aux régulateurs. (degrés)

Tableau VI (suite)

Signal	Description
Kp_RAZ	Signal destiné aux régulateurs pour la remise à zéro des gains proportionnels. (0/1)

Tableau VII

Paramètres du contrôle de Alpha

Paramètre	Description	Unités
T_redem	Durée maximale de la séquence de redémarrage.	s
alpha_redem	Valeur fixée de l'angle α en mode redémarrage.	degrés
T_alp_90	Durée de la pente du passage à α de 90 degrés lors de la séquence d'arrêt à l'onduleur.	s
alp_r_max	α maximal absolu en mode redresseur.	degrés
alp_r_min	α minimal absolu en mode redresseur.	degrés
alp_o_max	α maximal absolu en mode onduleur.	degrés
alp_o_min	α minimal absolu en mode onduleur.	degrés
T_inv_1	Délai impliqué dans la séquence d'inversion de la puissance.	s
T_inv_2	Délai impliqué dans la séquence d'inversion de la puissance.	s
T_inv_tot	Délai impliqué dans la séquence d'inversion de la puissance.	s

Un système interne de limitation de Alpha détermine en tout temps les valeurs maximale et minimale de l'angle α . Lors d'une inversion de puissance, ce sous-système permet d'inverser les limites de α de la plage onduleur spécifiée à la plage redresseur spécifiée et vice-versa. L'établissement des limites est initialisé par le signal UCC_Debloc provenant de la commande centrale, sans quoi les limites sont conservées à l'état initial de 90 degrés. La figure 26 illustre les conséquences d'une inversion de puissance sur les

limites de l'angle α . Les délais impliqués dans la séquence d'inversion de puissance agissent sur la limite maximale et la limite minimale d'une manière spécifique selon un basculement du mode redresseur à onduleur ou l'inverse.

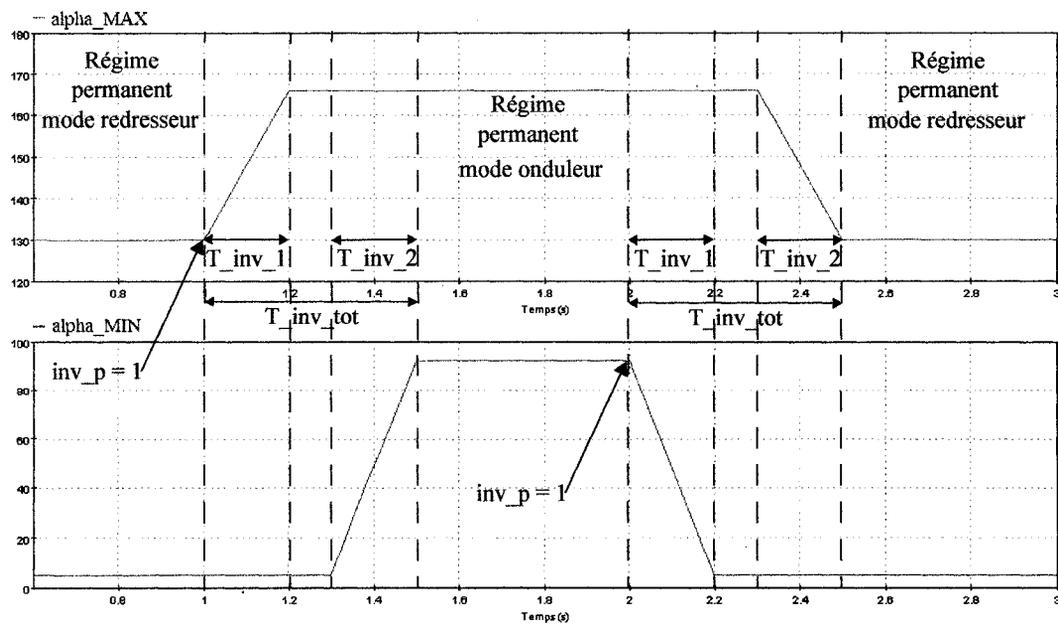


Figure 26 Comportement des limites de Alpha aux inversions de puissance

Le bloc de contrôle de Alpha est complémentaire à plusieurs systèmes de protection. Lors d'un appel de retard forcé, le contrôle de Alpha force immédiatement le signal de sortie Min_alp à la valeur maximale prescrite par l'utilisateur, soit alp_r_max ou alp_o_max selon le mode de fonctionnement du convertisseur. Puisque les deux limites sont à la valeur maximale, l'angle d'allumage en sortie des régulateurs est alors nécessairement forcé à la valeur maximale. La durée d'un retard forcé est généralement donnée par la

durée d'activation du signal d'ordonnance (Ret_force_1 ou Ret_force_2) à l'entrée. Avec les fonctions disponibles sur le modèle proposé, les retards forcés de type 1 sont uniquement commandés par une séquence de blocage, de démarrage ou d'arrêt du convertisseur. La particularité du retard forcé de type 2, généralement ordonné par un système de protection, est le mode redémarrage qui est initialisé à la fin de ce retard. Au redémarrage, l'angle α est forcé à une valeur alpha_redem spécifiée par l'utilisateur. Cette dernière doit avoir une valeur intermédiaire entre alp_r_max (alp_o_max) et la valeur de α obtenue en régime permanent afin de réinitialiser les régulateurs plus rapidement. Le mode de redémarrage a une durée T_redem ou s'arrête lorsque l'un ou l'autre de la tension ou du courant CC a atteint sa consigne. Lorsque Alpha_test est activé, la valeur de l'angle α est forcée à la valeur Alpha_fix donnée. Ce mode n'est pas un mode de protection, mais bien un mode «manuel» de test activé par l'utilisateur.

Que ce soit avec le mode Alpha_test, avec les retards forcés de type 1 et 2 ou avec le mode de redémarrage, l'activation de l'une de ces conditions entraîne la remise à zéro du gain Kp des régulateurs (Kp_RAZ) pour toute la durée de la condition. Cette fonction supplémentaire permet d'améliorer les performances dynamiques lors du rétablissement de la puissance sur l'interconnexion suite à un défaut ou une action directe portée sur le contrôle de Alpha. En effet, cette stratégie entraîne le ralentissement, voire même la quasi-annulation du travail des régulateurs lorsqu'ils n'ont aucun pouvoir de régulation.

Lors de l'arrêt d'un convertisseur en mode onduleur, la séquence ordonne un passage de l'angle α à la valeur de 90 degrés, soit la valeur pour laquelle la valeur moyenne de la tension CC devient nulle. Ce processus doit se faire de manière lente pour éviter les surintensités sur l'interconnexion. Le mode Alpha_90 provoque la limite maximale à diminuer selon une rampe de durée T_alp_90, de sa valeur maximale à la valeur de 90 degrés. La limite minimale quant à elle est forcée directement à la valeur de 90 degrés. La durée de la rampe doit être coordonnée avec le paramètre TS3 des séquences de blocage afin de respecter l'ordre des actions de la séquence d'arrêt.

4.2.3 Les régulateurs

Le groupe de sous-systèmes nommé «régulateurs» contient toutes les fonctions nécessaires à l'obtention de la caractéristique statique. Les systèmes lui appartenant sont à la base du fonctionnement de l'interconnexion et sont donc essentiels.

4.2.3.1 Principes fondamentaux de régulation

Le modèle proposé comporte des systèmes de commande classiques développés avec l'expertise et traités dans la littérature. Selon Arrillaga [31], le fait que le courant CC sur une interconnexion CCHT ne soit limité que par une faible résistance en fait une variable très sensible aux variations de conditions d'opérations. Cette hypothèse de base justifie le besoin de régulateurs de courant constant. En outre, pour des raisons d'optimisation justifiées en [31], il a été déterminé qu'il est beaucoup plus adéquat d'utiliser le régulateur de courant constant au redresseur en régime permanent, bien que les commandes de l'onduleur en soient munies également. Pour éviter les ratés de commutation à l'onduleur, il doit être minimalement muni d'un régulateur de γ constant permettant de maintenir l'angle d'extinction au-delà d'une valeur minimale requise.

Les régulateurs du modèle proposé concèdent au redresseur la régulation du courant constant en tout temps. À l'onduleur, une combinaison de trois types de régulation permet d'obtenir une tension constante (voir la section 4.2.3.3 pour des détails sur la tension régulée, V_{cc_reg}) ou un angle γ minimal en régime permanent selon le choix de l'utilisateur et un courant constant ou un angle γ minimal selon les perturbations en régime transitoire. Une marge de courant I_{cc_marge} est toujours maintenue entre la référence de courant CC au redresseur et celle à l'onduleur. Ceci permet de désactiver la régulation de courant à l'onduleur en régime permanent, mais de l'activer sous certaines conditions. La caractéristique statique illustrée à la figure 27 représente le fonctionnement des commandes combinées au redresseur et à l'onduleur.

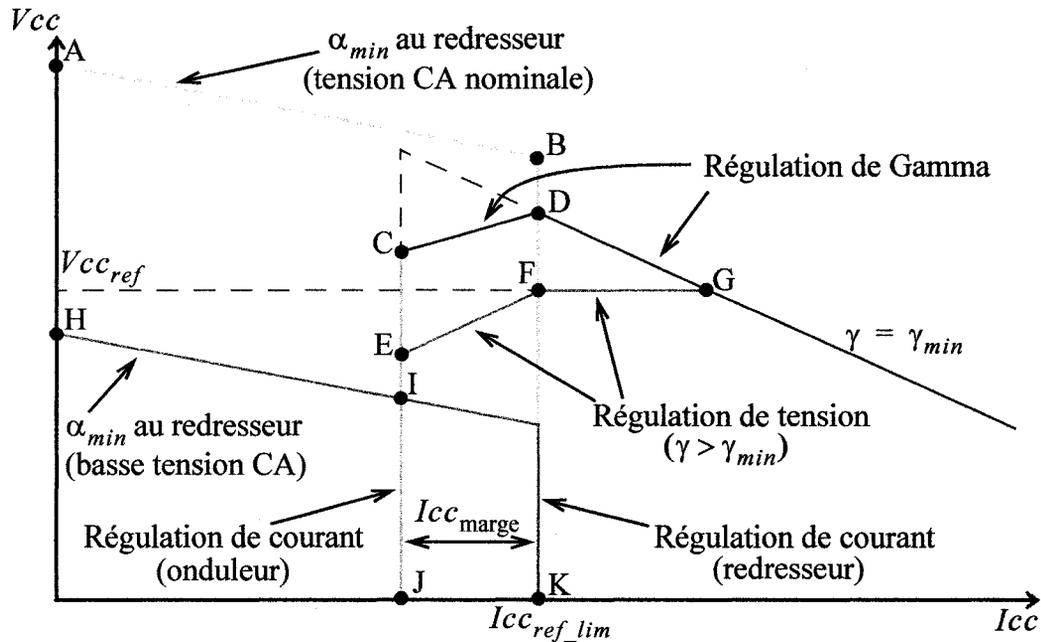


Figure 27 Caractéristique statique de l'interconnexion CCHT

Une description détaillée des points et segments de la caractéristique statique des commandes est donnée au tableau VIII. Afin d'obtenir le transit de puissance nominal, le redresseur régule en tout temps le courant à une valeur constante $I_{cc_ref_lim}$ provenant du limiteur de courant dépendant de la tension. Pour sa part, l'onduleur régule la tension CC de l'interconnexion en régime permanent. Cependant, si l'angle α au redresseur atteint sa valeur minimale alors que la tension est sous la marge déterminée par le point C ou le point E de la figure 27, l'onduleur prend la relève et entre en mode de régulation de courant constant et le régule à une valeur $I_{cc_ref_lim} - I_{cc_marge}$. Ce basculement de mode permet de rétablir plus facilement le courant de l'interconnexion lors de perturbations.

L'onduleur effectue une régulation qui sera nommée Tension + γ + Courant ou γ + Courant. Dans l'un ou l'autre des cas, la valeur minimale de l'angle α à la sortie des trois (ou deux selon le cas) régulateurs à l'onduleur (α_I , α_V , α_G) est transmise à la commande des impulsions. Cette façon de procéder permet à la fois le respect de la

caractéristique statique et un fonctionnement sans à-coups lors des basculements de mode. En régime transitoire, le basculement d'un mode à l'autre est dépendant des gains donnés aux régulateurs PI. Il est donc difficile de prédire lequel des régulateurs sera activé dans des scénarios différents. Le mode instantané de fonctionnement des régulateurs peut toutefois être mesuré (voir la section 4.2.3.5). La régulation $\gamma + \text{Courant}$ est préférable pour des fins de limitation des installations de compensation de la puissance réactive. La valeur de γ_{ref} spécifiée à l'unité de commande centrale est la valeur minimale désirée de l'angle d'extinction pour éviter les ratés de commutation, généralement d'une valeur minimale de 18 degrés. Afin d'éviter l'obtention de deux points d'opération lorsque le plafond α_{min} croise la droite $\gamma = \gamma_{min}$, une modification à la référence γ_{ref} est apportée (droite \overline{CD}). Dans le même esprit, une modification semblable est apportée à la référence $V_{cc_{ref}}$ en mode de régulation de tension lorsque le plafond α_{min} croise la droite $\gamma = \gamma_{min}$ (droite \overline{EF}). Les détails de ces modifications sont donnés au tableau VIII.

Tableau VIII

Description des segments et points de la caractéristique statique

Segment / Point	Description
\overline{AB}	α minimal au redresseur. Tension nominale du réseau CA au redresseur.
\overline{BK}	Régulation de courant constant au redresseur (toujours en fonction).
\overline{HI}	α minimal au redresseur. Basse tension CA au redresseur.
\overline{IJ}	Régulation de courant constant à l'onduleur. Basse tension CA au redresseur.
\overline{DG}	Régulation de γ constant (γ minimal) à l'onduleur. L'angle d'extinction minimal est régulé à la valeur γ_{ref} ($\Delta\gamma = 0$).
\overline{CD}	Courant CC d'une valeur entre J et K. Régulation de γ à la valeur $\gamma_{ref} + \Delta\gamma$ tel que $\Delta\gamma$ est donné par l'équation (4.4).
\overline{FG}	Régulation de tension constante à l'onduleur. Le rapport des enroulements des transformateurs à l'onduleur est tel que $\gamma_{RP} > \gamma_{ref}$ ($\Delta V = 0$).

Tableau VIII (suite)

Segment / Point	Description
\overline{EF}	Courant CC d'une valeur entre J et K. Régulation de tension à la valeur $V_{cc_{ref}} - \Delta V$ tel que ΔV est donné par l'équation (4.3).
D	Point d'opération normal lorsque l'onduleur fonctionne en mode de régulation (γ + Courant).
F	Point d'opération normal lorsque l'onduleur fonctionne en mode de régulation (Tension + γ + Courant).
C	Courant mesuré plus petit ou égal à $I_{cc_{ref_lim}} - I_{cc_{marge}}$ ou $\alpha_I < \alpha_G$. Régulateur de γ désactivé ($\Delta\gamma = \gamma_{marge}$). Régulateur de courant constant activé à l'onduleur.
E	Courant mesuré plus petit ou égal à $I_{cc_{ref_lim}} - I_{cc_{marge}}$ ou $\alpha_I < \alpha_V$. Régulateur de tension désactivé ($\Delta V = V_{cc_{marge}}$). Régulateur de courant constant activé à l'onduleur.
I	Courant mesuré sur l'interconnexion plus petit ou égal à $I_{cc_{ref_lim}} - I_{cc_{marge}}$. Régulation de courant constant à l'onduleur.
G	Point limite de passage de la régulation de tension constante à la régulation de γ constant à l'onduleur. Courant mesuré très grand de sorte que $\gamma = \gamma_{ref}$ OU perturbation entraînant $\gamma \leq \gamma_{ref}$.
J et K	L'onduleur ne peut pas basculer en mode redresseur. Limite minimale de α à l'onduleur ajustée à une valeur légèrement plus grande que 90 degrés.

L'onduleur régule la tension de l'interconnexion en régime permanent. Avec le mode γ + Courant, en pratique, c'est la position du changeur de prise des transformateurs qui régule la tension de commutation en fonction de l'angle γ , ce qui permet d'obtenir la tension CC nominale. Bien que la possibilité de régler dynamiquement la position des changeurs de prise n'est pas disponible sur le modèle proposé, il est toutefois possible de régler le rapport des enroulements à l'initialisation en utilisant le calculateur automatique de paramètres et en spécifiant que $\gamma_{RP} \approx \gamma_{ref}$. Par contre, avec le mode Tension + γ + Courant, l'onduleur régule la tension à une valeur $V_{cc_{ref}}$ spécifiée à l'unité de commande centrale. Le rapport des enroulements doit être préalablement ajusté de

manière à obtenir $\gamma_{RP} > \gamma_{ref}$ et donc, éviter d'entrer en régulation de γ constant en régime permanent. Ce mode de régulation à l'onduleur amène une plus grande consommation de puissance réactive, mais résulte en une commande plus robuste, surtout en présence de réseaux faibles (voir la section 2.4.3). En effet, puisque l'angle γ en régime permanent est plus grand que la valeur minimale tolérable, les commandes adaptatives ont la possibilité de réagir aux perturbations avec une meilleure marge de manoeuvre et peuvent basculer du mode de tension constante au mode γ constant pour des performances optimales.

$$\Delta V = \frac{V_{cc_marge}}{I_{cc_marge}} \cdot \left([I_{cc_ref_lim} - I_{cc_pu}] \Big|_0^{I_{cc_marge}} \right) \quad (4.3)$$

$$\Delta \gamma = \frac{\gamma_{marge}}{I_{cc_marge}} \cdot \left([I_{cc_ref_lim} - I_{cc_pu}] \Big|_0^{I_{cc_marge}} \right) \quad (4.4)$$

Dans le même ordre d'idées, tel que démontré à la figure 17 et appuyé par l'équation (2.5), plus l'angle γ est faible (l'angle α est élevé), moins la puissance réactive consommée par l'interconnexion est élevée. À cet effet, la régulation $\gamma +$ Courant est conseillée. D'autre part, plus le réseau lié à l'onduleur est faible et plus la pente de la droite \overline{DG} est abrupte. En effet, tel que discuté à la section 2.4.2, lorsqu'un réseau est faible et que l'angle γ (ou α) est fixe, une légère augmentation du courant CC peut engendrer une grande chute de la tension CC puisque l'interconnexion fonctionne en un point d'opération au-delà du point de PMD. On observe donc une meilleure stabilisation de l'interconnexion lorsque l'onduleur est mode de régulation de tension constante en régime permanent et donc, la régulation Tension + γ + Courant est conseillée pour les réseaux faibles. Le compromis à faire à l'onduleur se situe donc entre la consommation de puissance réactive et la robustesse des commandes.

4.2.3.2 La linéarisation de la commande

Le groupe régulateur est composé de trois régulateurs de type PI, soit un pour la tension CC, un pour le courant CC et un pour γ . Ce type de régulateur est généralement utilisé pour l'asservissement de systèmes linéaires, bien que l'action intégrale puisse compenser l'effet de certaines non linéarités. Par définition, le terme intégral (K_i) concède la correction des quantités régulées jusqu'à l'obtention d'une erreur nulle. Il a donc un effet beaucoup plus tangible sur le comportement en régime permanent que sur celui en régime transitoire. Lorsque combinée à une composante intégrale, l'action proportionnelle (K_p) a pour principale mission d'accélérer le travail du régulateur. En régime transitoire, ce gain de régulation affecte grandement le dépassement et le temps de réponse du système. Or, lorsqu'une régulation est effectuée sur un système non linéaire, le gain proportionnel effectif, c'est-à-dire le gain total qui intervient linéairement entre l'entrée et la sortie, peut varier de façon importante selon la plage de fonctionnement. Il est préférable de corriger ce gain afin d'obtenir des performances se rapprochant du système linéaire asservi.

Dans le cas d'un convertisseur à 12 impulsions, la relation entre la tension et l'angle α est connue (équation (2.7) pour le mode redresseur et équation (2.11) pour le mode onduleur). En supposant un comportement similaire en régime transitoire et en négligeant l'effet des perturbations, il est possible de déduire la valeur effective du gain proportionnel. Sachant qu'une variation de l'angle α amène une variation de la tension CC, le principe de correction du gain proportionnel est donc développé par référence à la régulation de tension. Selon le principe d'un régulateur proportionnel de tension, pour une entrée étant l'erreur de tension et une sortie étant l'angle α effectif à la régulation, tel que proposé à l'équation (4.5), une variation de tension multipliée par un gain proportionnel effectif résulte en une variation de l'angle α .

$$\frac{\Delta V_{cc}}{\Delta \alpha} = \frac{1}{K_{p_{lin}}} \quad (4.5)$$

À partir de l'équation (2.7), on obtient à l'équation (4.6) le résultat de la dérivée de la tension CC en fonction de l'angle α . Cette équation indique, entre autres, qu'une augmentation de l'angle α à l'intérieur de la plage de fonctionnement en mode redresseur entraîne une diminution de la tension. Par surcroît, tel que l'affirme la relation (4.7), il en est déduit que la valeur du gain effectif Kp_{lin_red} est proportionnelle à l'inverse du sinus de α . Le même résultat peut être obtenu d'un raisonnement avec l'équation en mode onduleur. Le développement du principe de linéarisation présenté est donc applicable également aux régulateurs en mode onduleur.

$$\frac{dV_{cc_red}}{d\alpha} = -\frac{6}{\pi} \cdot \sqrt{2} \cdot V_{ca} \cdot a \cdot \sin(\alpha) \quad (4.6)$$

$$Kp_{lin_red} \sim \frac{1}{\sin(\alpha)} \quad (4.7)$$

Tel qu'illustré à la figure 28 pour une valeur constante $Kp_{cons_red} = 1$ prédéterminée par l'usager, la valeur du gain proportionnel effectif Kp_{lin_red} doit être modifiée par une fonction de l'angle d'allumage $f(\alpha)$ lorsqu'il est dans la zone non linéaire. En effet, lorsque α dépasse une valeur approximative de 20 degrés, une variation $\Delta\alpha$ entraîne une variation ΔV beaucoup plus grande selon la plage de fonctionnement. Pour ces points de fonctionnement, il est donc favorable de diminuer le gain proportionnel effectif pour éviter de grands dépassements en régime transitoire.

$$Kp_{lin_red} = Kp_{cons_red} \cdot \left. \frac{\sin(\alpha_{min_lin})}{\sin(\alpha)} \right|_{\alpha = \alpha_{min_lin}}^{\alpha = \alpha_{max_lin}} \quad (4.8)$$

$$Kp_{lin_ond} = Kp_{cons_ond} \cdot \left. \frac{\sin(\alpha_{max_lin})}{\sin(\alpha)} \right|_{\alpha = \alpha_{min_lin}}^{\alpha = \alpha_{max_lin}} \quad (4.9)$$

Les équations (4.8) et (4.9) représentent respectivement la relation de modification du gain proportionnel effectif en mode redresseur (Kp_{lin_red}) et celle en mode onduleur

(Kp_{lin_ond}). En mode redresseur, la zone linéaire est délimitée par les valeurs approximatives de 0 degrés à 20 degrés de l'angle α . En mode onduleur, cette dernière est plutôt retrouvée dans la plage [160, 180] degrés de l'angle α .

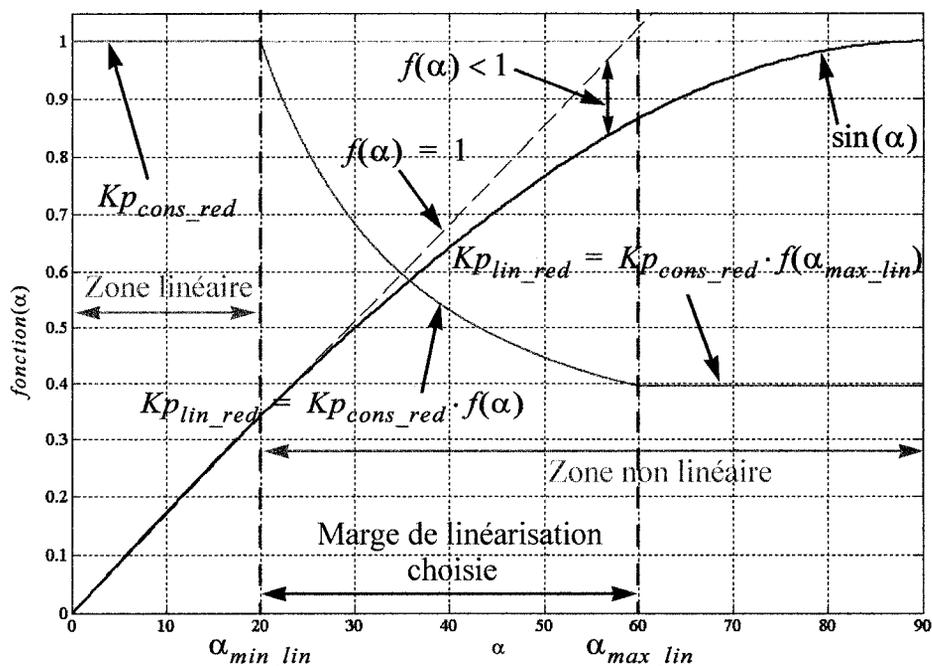


Figure 28 Représentation de la linéarisation des régulateurs au redresseur

L'utilisateur peut spécifier les limites α_{min_lin} et α_{max_lin} pour la modification du gain proportionnel effectif dans la zone non linéaire de fonctionnement. Par exemple, la zone de linéarisation appliquée à la figure 28 est située entre 20 degrés et 60 degrés. Lorsque l'angle α dépasse la valeur α_{max_lin} , en l'occurrence 60 degrés, la modification du gain proportionnel constant est toujours appliquée, mais la valeur de la fonction $f(\alpha)$ est limitée à la valeur correspondante à α_{max_lin} .

4.2.3.3 Le limiteur de courant dépendant de la tension

Tel que tous les blocs implémentés, le limiteur de courant dépendant de la tension (LCDT) est conçu pour être utilisé en configuration monopolaire ou bipolaire. Selon un profil de tension-courant donné, il permet de changer la référence de courant du convertisseur en fonction de la tension CC mesurée. Les tableaux IX et X énumèrent et décrivent les signaux et paramètres du LCDT.

Tableau IX

Signaux traités par le limiteur de courant dépendant de la tension

Signal	Description
Icc_ref	Consigne de courant de l'UCC sur laquelle agit le LCDT. (p.u.)
Vcc_ligne	Tension CC mesurée au convertisseur (ligne - terre). (p.u.)
Vcc_neutre	Tension CC mesurée sur le neutre du poste (neutre - terre). (p.u.)
RC_Ud_zero	Consigne de mise à zéro de la tension mesurée provenant des protections. (0/1)
p_redress	Signal indiquant que le convertisseur est en mode redresseur. (0/1)
polarite	Signal de polarité du pôle. L'état VRAI signifie que la polarité est positive. (0/1)
Icc_ref_lim	Consigne de courant éventuellement limitée par le LCDT. (p.u.)
Vcc_reg	Tension de régulation ou tension mesurée $\text{Max}(V_{\text{cc_ligne}}, V_{\text{cc_convertisseur}})$ (p.u.)

Tableau X

Paramètres du limiteur de courant dépendant de la tension

Paramètre	Description	Unités
Vcc_seuil	Seuil de tension CC pour l'activation du LCDT.	p.u.
Vcc_min	Minimum de la tension CC.	p.u.
Icc_min	Minimum du courant CC.	p.u.

Tableau X (suite)

Paramètre	Description	Unités
Icc_min_abs	Minimum absolu du courant CC.	p.u.
Icc_max_abs	Maximum absolu du courant CC.	p.u.
T_dyn	Constante de temps de la caractéristique dynamique.	s
cathode_pole	Indique si la cathode des thyristors du convertisseur est reliée au pôle (1) ou au neutre (ou à la terre) (0) du poste convertisseur. (0/1)	--

Lorsqu'il y a d'importantes chutes de tension du côté CA ou des défauts sur l'interconnexion causant une chute de la tension CC, la référence de courant doit être limitée selon un profil linéaire déterminé par les paramètres de limitation imposés au bloc LCDT. Pour cette raison, le LCDT se base sur le niveau de la tension CC plutôt que celui de la tension CA pour effectuer les actions nécessaires. La réaction du LCDT en cas de défaut triphasé provoquant une baisse de la tension CA est démontrée à la figure 30. La diminution de la consigne de courant, selon la caractéristique des régulateurs (voir figure 27), accorde à l'onduleur de meilleures chances de réguler la tension au rétablissement d'un défaut. L'utilisation du bloc LCDT permet également de réduire les chances de ratés de commutation consécutives lors du rétablissement du réseau CA. Effectivement, en se référant à la caractéristique statique présentée à la figure 27, une translation vers la gauche de la référence de courant permet d'augmenter les chances d'activation de la régulation γ constant à l'onduleur. Plus le courant est élevé relativement à un certain niveau de tension CA et plus la chute de tension de commutation devient substantielle. Le LCDT a donc pour effet le maintien d'un certain équilibre entre la tension et le courant CC. Autrement dit, cette fonction permet un transfert de puissance raisonnable pour la condition du réseau en défaut. La charge imposée est momentanément réduite au rétablissement des réseaux CA.

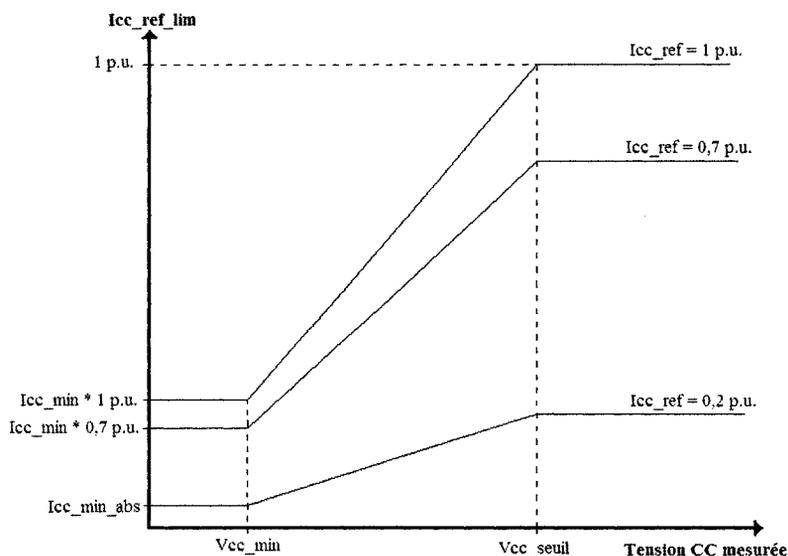


Figure 29 Caractéristique courant-tension du LCDT

La consigne de courant est limitée selon la relation linéaire représentée à la figure 29. Cette dernière n'est active que lorsque la tension CC mesurée est inférieure à la valeur du paramètre V_{cc_seuil} . Si la tension CC mesurée est plus petite ou égale à V_{cc_min} , la limite de modification de la consigne de courant est atteinte, soit $I_{cc_min} \cdot I_{cc_ref}$ où I_{cc_ref} est la valeur instantanée de la consigne provenant de l'UCC. La limite inférieure $I_{cc_min} \cdot I_{cc_ref}$ ne peut pas atteindre une valeur en-dessous de la valeur du paramètre $I_{cc_min_abs}$. Cependant, si la valeur de la consigne I_{cc_ref} est inférieure à $I_{cc_min_abs}$, le signal de sortie $I_{cc_ref_lim}$ est égal I_{cc_ref} . De plus, la consigne de courant $I_{cc_ref_lim}$ ne pourra jamais dépasser la valeur du paramètre $I_{cc_max_abs}$. Lorsque la tension CC mesurée atteint un niveau inférieur à V_{cc_seuil} , la consigne $I_{cc_ref_lim}$ diminue instantanément. Par contre, lorsque la tension CC augmente, $I_{cc_ref_lim}$ augmente avec une constante de temps déterminée par le paramètre T_{dyn} .

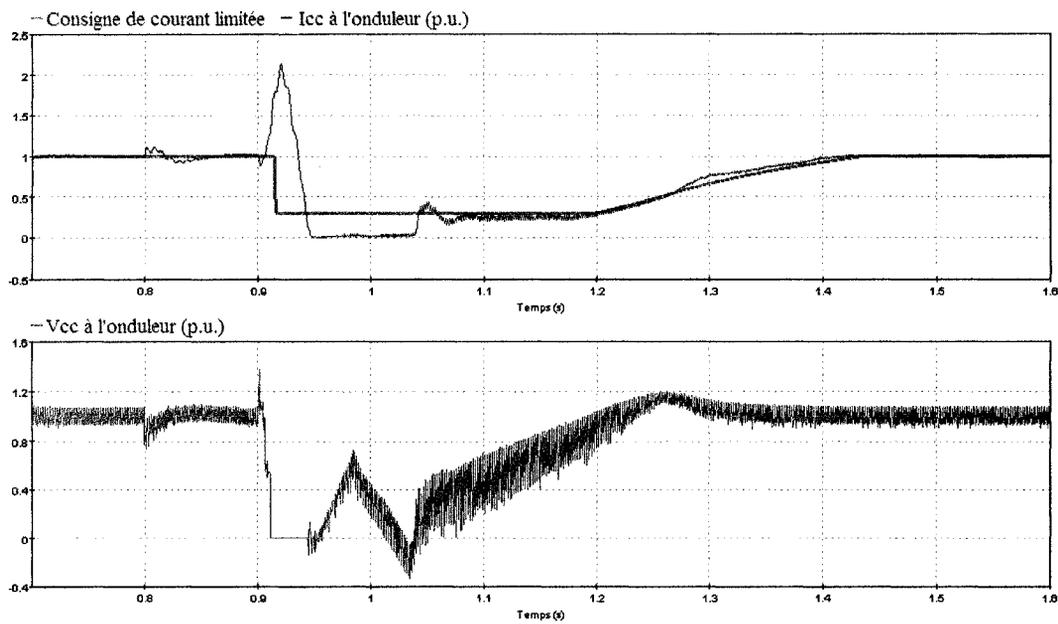


Figure 30 Défaut triphasé - limitation de la consigne de courant par le LCDT

Afin d'améliorer la performance dynamique, la tension CC utilisée par le LCDT est momentanément mise à zéro suite à la détection d'un raté de commutation par le PRCCC. Peu importe sa valeur, la tension CC mesurée est donc systématiquement forcée à une valeur nulle lorsque l'entrée RC_Ud_zero est égale à 1. La consigne de sortie $I_{cc_ref_lim}$ est alors automatiquement forcée à la valeur $I_{cc_min} \cdot I_{cc_ref}$. Ceci permet au réseau CA de se rétablir plus aisément alors que la charge est amoindrie.

La commande locale doit connaître la polarité du convertisseur tel qu'indiqué à la section 3.6.1. Le LCDT a pour tâche secondaire la détection de la polarité du convertisseur sur lequel il est greffé. La polarité est déterminée par la combinaison d'une variable et d'un paramètre, tel que dicté à la relation (4.10). Le résultat de la détection de

polarité est transmise en sortie du LCDT et donc rendu disponible à tout le système de commande locale.

$$polarite = (cathode_pole \wedge p_redress) \vee (\overline{cathode_pole} \wedge \overline{p_redress}) \quad (4.10)$$

Pour une configuration bipolaire, la tension V_{cc_ligne} qui doit être fournie au LCDT est la tension ligne-terre mesurée au pôle auquel le convertisseur appartient et V_{cc_neutre} est la tension neutre-terre mesurée. Afin de considérer la tension de neutre moyenne et non les transitoires rapides qui surviennent lors de défauts, le signal V_{cc_neutre} est filtré avec une très grande constante de temps. Le LCDT utilise alors la plus élevée des deux grandeurs suivantes : la tension aux bornes du convertisseur (ligne-neutre) ou la tension du pôle (ligne-terre). De plus, cette tension est transmise au régulateur de tension (V_{cc_reg}). Une surtension sur le convertisseur, en régime permanent, est ainsi évitée lorsqu'il y a déséquilibre de courant sur les pôles ou des résistances de neutre d'une interconnexion bipolaire. La tension maximale est limitée à une valeur de même polarité que le pôle (entre 0 et 2 p.u.), accordant un prompt rétablissement en régime transitoire.

Par contre, si l'interconnexion CCHT est monopolaire, la tension V_{cc_ligne} qui doit être fournie est la tension ligne-terre mesurée au convertisseur et, puisqu'il n'y a pas de résistance de neutre, sa tension est nulle et V_{cc_neutre} doit être forcé à une valeur nulle. De cette façon, le LCDT ne tient compte que de la tension V_{cc_ligne} .

4.2.3.4 La mesure de Gamma

Le bloc de mesure de l'angle γ permet de mesurer l'angle d'extinction réel à l'onduleur. Cette quantité est la durée entre l'instant où le courant dans le thyristor s'annule et celui où la tension à ses bornes devient positive. La durée d'extinction d'un thyristor est mesurée en secondes, mais convertie en degrés électriques. Cette conversion est basée sur la fréquence réelle mesurée sur le réseau. Les tableaux XI et XII énumèrent et décrivent les signaux et paramètres de l'UCC.

Tableau XI

Signaux traités par la mesure de Gamma

Signal	Description
Va, Vb, Vc	Tensions CA des trois phases au primaire des transformateurs. (p.u.)
Ith	Courants des 12 thyristors du convertisseur. (p.u.)
freq	Fréquence mesurée sur le réseau. (Hz)
gamma_min	Valeur minimale de γ mesurée sur les 12 thyristors. (degrés)
gamma_moy	Valeur moyenne de γ mesurée sur les 12 thyristors. (degrés)

Tableau XII

Paramètres de la mesure de Gamma

Paramètre	Description	Unités
f_nom	Fréquence nominale du réseau.	Hz
Ith_min	Valeur minimum du courant de thyristor pour la détection du début de l'extinction.	p.u.
type_transfo_1	Type d'enroulement de transformateur correspondant aux impulsions 1 à 6 du convertisseur.	--
type_transfo_2	Type d'enroulement de transformateur correspondant aux impulsions 7 à 12 du convertisseur.	--

La figure 31 illustre la période d'extinction mesurée. L'annulation du courant dans un thyristor peut être détectée lorsque ce dernier est en décroissance et qu'il atteint une valeur limite proche de zéro. Cette valeur peut être ajustée en fixant le paramètre Ith_min. Une valeur de 0,1% du courant nominal est suggérée pour ce paramètre. La mesure de Gamma utilise les courants directement mesurés sur les 12 thyristors et les trois tensions CA mesurées au primaire des transformateurs du convertisseur. Les tensions de commutation utilisées pour la détection sont calculées à partir des différentes

combinaisons des tensions CA selon le type de chacun des deux enroulements côté valve du (des) transformateur(s) de convertisseur utilisé(s). Pour chacun des deux paramètres type_transfo_1 et type_transfo_2, il est possible de choisir entre une configuration primaire-secondaire Yy0, Yd1 et Yd11 afin de calculer correctement les tensions de commutation des thyristors.

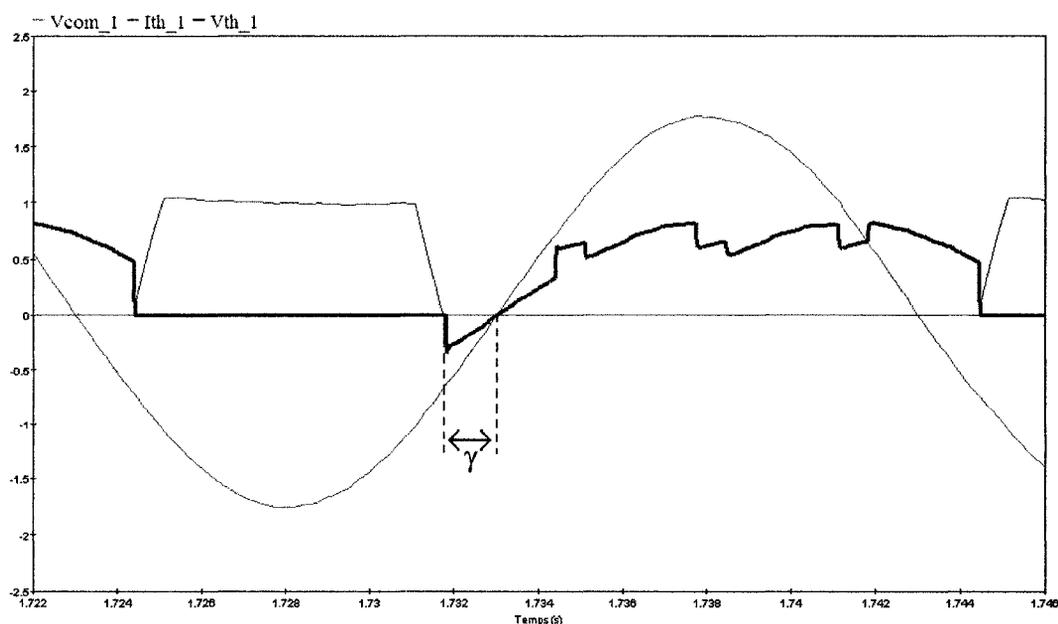


Figure 31 Représentation de la mesure de l'angle Gamma sur un thyristor

La valeur minimale des angles γ mesurés sur l'ensemble des thyristors est transmise en sortie du bloc de mesure de Gamma. La moyenne de cet angle est également transmise et calculée à partir des Gammas mesurés sur les 12 thyristors. Les calculs effectués en conséquences sont représentés aux équations (4.11) et (4.12). Il est à noter que sur un convertisseur à 12 impulsions, chacun des thyristors a une période maximale de 30 degrés électriques de conduction sur un total de 360 degrés.

$$\gamma_{moy} = \sum_{n=1}^{12} (t_{\gamma_n}) \cdot 30 \cdot \text{freq} \quad (4.11)$$

$$\gamma_{min} = \text{MIN}\{t_{\gamma_n}\}_{n=1}^{n=12} \cdot 360 \cdot \text{freq} \quad (4.12)$$

La figure 31 illustre le principe de mesure de l'angle γ sur lequel repose le fonctionnement du bloc. Lorsque le début ou la fin de la période γ est détectée, un échantillonneur/bloqueur gèle la valeur de ces temps de détection. La différence entre les temps de détection t_{γ_n} est calculée et consiste en la durée de l'extinction γ . La valeur en degré de l'angle d'extinction sur chacun des thyristors est obtenue à partir de la fréquence mesurée sur le réseau. La mesure de l'angle d'extinction minimal (γ_{min}) est utilisée pour la régulation γ constant.

4.2.3.5 Le mode de fonctionnement des régulateurs

Puisque le mode de commande est réglé automatiquement selon les conditions sur l'interconnexion, il est intéressant d'en observer les fluctuations. Le bloc de détermination du mode de fonctionnement des régulateurs (DMFR) compare la valeur de l'angle α transmise à la commande des impulsions (alp_o) avec les valeurs de α données par le régulateur de γ (alp_G), celui donné par le régulateur de courant (alp_I), celui donné par le régulateur de tension (alp_V) et les limites minimum et maximum données par le contrôle de α (Min_alp et Max_alp). Les tableaux XIII et XIV énumèrent et décrivent les signaux et paramètres du mode de fonctionnement des régulateurs.

Tableau XIII

Signaux traités par la DMFR

Signal	Description
alp_o	Consigne de α transmise à la commande des impulsions. (degrés)
alp_I	α calculé par le régulateur de courant. (degrés)
alp_V	α calculé par le régulateur de tension. (degrés)

Tableau XIII (suite)

Signal	Description
alp_G	α calculé par le régulateur de γ . (degrés)
Min_alp	Limite minimale donnée par le contrôle de Alpha. (degrés)
Max_alp	Limite maximale donnée par le contrôle de Alpha. (degrés)
bloc	Consigne de blocage provenant des séquences de blocage. (0/1)
cont_mode	Indicateur du mode de fonctionnement des régulateurs. (0-6)
Amin_reg	Consigne indiquant si l'angle α est à sa limite minimale. Signal destiné aux séquences de blocage. (0/1)

Tableau XIV

Description par index de l'indicateur de la DMFR

Index	Description
0	Bloqué, le convertisseur ne reçoit aucune impulsion de commande.
1	Régulation de courant.
2	Régulation de tension.
3	Régulation de γ .
4	α à la limite minimum.
5	α à la limite maximum.
6	α forcé ou constant lors de certains défauts ou du contrôle manuel de α .

L'angle α utilisé pour la régulation sur le convertisseur est la valeur minimum des Alphas des trois régulateurs (courant, γ et tension). À partir de cette contrainte, la DMFR détermine tout d'abord quelle est la valeur de l'ordre alp_o en comparaison avec

les sorties des régulateurs et du contrôle de Alpha. Cette étape est représentée par les équations (4.13) à (4.17).

$$A_{min} = (alp_o \leq Min_alp) \quad (4.13)$$

$$A_{max} = (alp_o \geq Max_alp) \quad (4.14)$$

$$A_{courant} = (alp_I \leq MIN\{alp_V, alp_G\}) \quad (4.15)$$

$$A_{tension} = (alp_V < MIN\{alp_I, alp_G\}) \quad (4.16)$$

$$A_{Gamma} = \overline{(A_{courant} \vee A_{tension})} \quad (4.17)$$

Par contre, peu importe la valeur des angles α comparés, il faut tenir compte des limites et des modes forcés de protection. En effet, tel qu'indiqué aux équations (4.18) à (4.20), les régulateurs sont considérés en mode de fonctionnement courant, tension ou γ , seulement si alp_o n'est pas à l'une de ses limites maximum ou minimum. Tel qu'indiqué à l'équation (4.21), lorsqu'un α forcé est commandé par un système de protection, la valeur minimale donnée par le contrôle de Alpha est forcée à la valeur maximale et donc égale à cette dernière. Il s'ensuit que, tel que représenté aux équations (4.22) et (4.23), alp_o est considéré à sa limite maximale seulement si cette dernière n'est pas égale à sa limite minimale et si α n'est pas en mode forcé. L'ordre alp_o est considéré à sa limite minimale seulement si α n'est pas en mode forcé.

$$m_C = A_{courant} \wedge \overline{(A_{min} \vee A_{max})} \quad (4.18)$$

$$m_T = A_{tension} \wedge \overline{(A_{min} \vee A_{max})} \quad (4.19)$$

$$m_G = A_{Gamma} \wedge \overline{(A_{min} \vee A_{max})} \quad (4.20)$$

$$m_F = (Min_alp == Max_alp) \quad (4.21)$$

$$m_{max} = A_{max} \wedge \overline{A_{min}} \wedge \overline{mode_{force}} \quad (4.22)$$

$$m_{min} = A_{min} \wedge \overline{mode_{force}} \quad (4.23)$$

$$m_{bloc} = bloc \quad (4.24)$$

$$cont_mode = \overline{m_{bloc}} \cdot (m_C + 2 \cdot m_T + 3 \cdot m_G + 4 \cdot m_{min} + 5 \cdot m_{max} + 6 \cdot m_F) \quad (4.25)$$

Puisque les sept modes possibles décrits au tableau XIV et représentés par les équations (4.18) à (4.24) ne peuvent survenir que de façon exclusive, la valeur de la sortie *cont_mode* de la DMFR peut être calculée à partir de l'équation (4.25). L'autre sortie de la DMFR est en tout temps égale à A_{min} . Ce signal est transmis aux séquences de blocage et sert à l'enclenchement du démarrage ou de l'arrêt de l'interconnexion.

4.2.4 La commande des impulsions

La commande des impulsions a pour but de transmettre les impulsions au convertisseur afin d'obtenir les conditions désirées. Ce sous-groupe est l'interface de transposition des commandes et protections vers le convertisseur commandé.

4.2.4.1 L'oscillateur avec boucle à verrouillage de phase

L'oscillateur avec boucle à verrouillage de phase, ou «Phase-Locked Loop» (PLL), a deux utilités fondamentales pour le système CCHT. Il permet tout d'abord de synchroniser le générateur d'impulsions sur la composante de fréquence fondamentale des tensions triphasées au primaire des transformateurs. Dans le cas d'utilisation d'un générateur d'impulsions se basant sur les passages par zéro des tensions de commutation, il est nécessaire de lui fournir des tensions propres pour éviter l'avènement d'impulsions intempestives. De plus, le PLL s'adapte rapidement en cas de variation de phase ou de fréquence. Les tableaux XV et XVI énumèrent et décrivent les signaux et paramètres du PLL.

La deuxième application de ce dispositif est la mesure de la fréquence. Certaines fonctions de protection ou de régulation sur l'interconnexion nécessitent une mesure

précise de la fréquence du réseau. Ceci permet une adaptativité accrue des modules CCHT.

Tableau XV

Signaux traités par le PLL

Signal	Description
Va, Vb, Vc	Tensions CA au primaire des transformateurs. (p.u.)
Va,b,c_sync	Tensions triphasées synchronisées sur la composante fondamentale des tensions d'entrée Va, Vb et Vc. (p.u.)
freq	Fréquence mesurée sur le réseau. (Hz)

Tableau XVI

Paramètres du PLL

Paramètre	Description	Unités
f_nom	Fréquence nominale du réseau.	Hz
Kp	Gain proportionnel du régulateur PI pour la correction de la phase.	rad/s/V
Ki	Gain intégral du régulateur PI pour la correction de la phase.	rad/V

Le principe de ce PLL repose sur la compensation de la composante inverse des tensions d'entrée transformées dans un référentiel d-q-0 synchrone. La tension en quadrature V_q résultante, soit l'amplitude de la composante inverse, doit être en tout temps un signal continu pour assurer l'excellente performance du PLL. Un calcul de la moyenne du signal V_q permet d'éliminer les oscillations résiduelles de la transformation lorsque la tension d'entrée est composée d'harmoniques. Un régulateur PI permet de corriger la phase jusqu'à ce que cette dernière soit verrouillée sur la fondamentale. Le PLL est verrouillé sur la phase de la composante fondamentale lorsque la tension V_q est nulle.

Le PLL est disponible en deux versions. L'une d'entre elles permet le calcul dynamique de la moyenne de V_q dans une fenêtre temporelle correspondant à la fréquence fondamentale mesurée. L'autre version effectue le calcul de la moyenne dans une fenêtre temporelle fixe correspondant à la fréquence nominale du réseau. Le choix de l'un ou l'autre des deux modèles repose sur le compromis entre la précision et la rapidité d'exécution. Par défaut, sur l'interconnexion, le modèle choisit est le deuxième, soit celui qui permet d'accélérer les calculs. Cependant, le compromis n'affecte pas énormément la précision et permet d'obtenir des performances similaires avec un ajustement adéquat des gains. L'implémentation de ces deux types de dispositifs est inspirée des travaux effectués en [4]. Un schéma de principe du PLL est illustré à la figure 32.

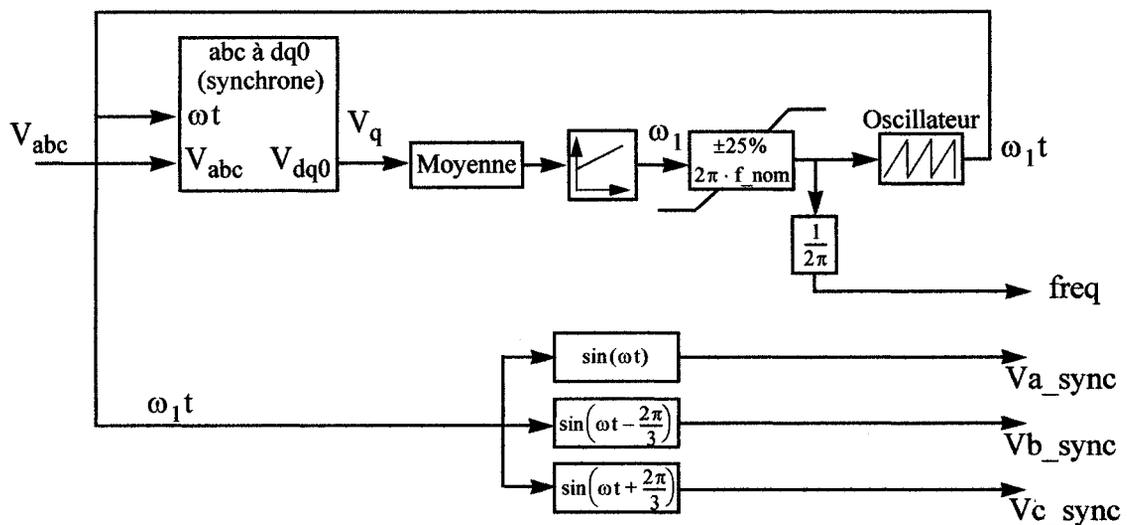


Figure 32 Schéma de principe du PLL

Le PLL s'adapte à une plage de fréquences de plus ou moins 25% au-delà et en-dessous de la fréquence nominale spécifiée dans les paramètres, soit la plage de fonctionnement permise sur le réseau CA. Lorsque la valeur de la fréquence sort de cette plage, la valeur de la phase mesurée sature à la valeur limite correspondante. Dans le cas échéant, un régulateur de fréquence peut être nécessaire (voir section 4.1).

4.2.4.2 Le générateur d'impulsions

Le générateur d'impulsions utilisé est celui déjà disponible sous EMTP-RV dans la librairie «HVDC». Ce dernier se base sur les passages par zéro des 12 tensions de synchronisation obtenues par calcul à partir de combinaisons des trois tensions mesurées du côté réseau des transformateurs. Les impulsions sont transmises avec un délai donné par l'angle α par rapport au passage par zéro de la tension de synchronisation. La largeur des impulsions peut être également réglée.

Une légère modification a été apportée à ce dispositif pour le rendre plus flexible. Étant donné que l'enroulement déphaseur de type delta des transformateurs peut offrir soit une avance ou un retard de phase de 30 degrés, le générateur d'impulsions est en mesure de s'adapter. Par le réglage d'une paramètre nommé `type_transfo_2`, il est possible de spécifier si le transformateur est de type Yyd1 (retard de 30 degrés) ou de type Yyd11 (avance de 30 degrés). La figure 33 illustre les diagrammes vectoriels des tensions de synchronisation du générateur d'impulsions pour les deux types d'enroulements déphaseurs considérés par ce dernier.

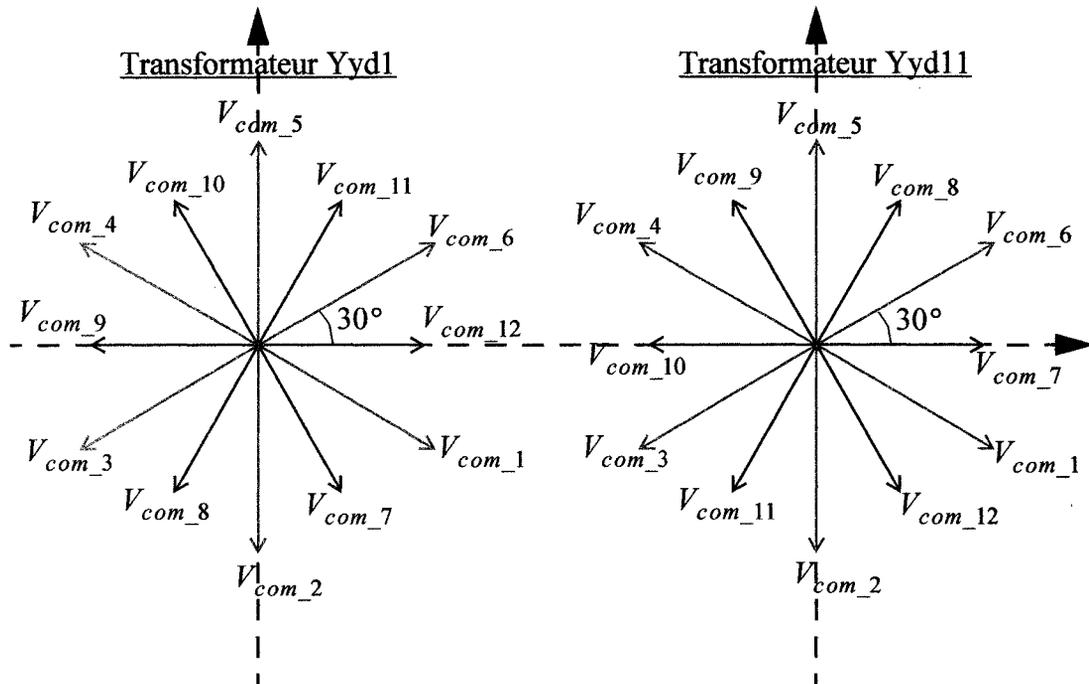


Figure 33 Diagramme des tensions de synchronisation du générateur d'impulsion

La tension de synchronisation des impulsions de chaque valve (V_{com_n}) est obtenue exclusivement des tensions triphasées mesurées au primaire des transformateurs. La référence est la tension V_{a_prim} avec une phase de 0 degrés. La rotation des vecteurs V_{a_prim} , V_{b_prim} et V_{c_prim} est dans le sens horaire.

4.2.4.3 La commande de la paire de shuntage

Le module de commande de la paire de shuntage (CPS) est branché en aval du générateur d'impulsions puisqu'il se sert des signaux transmis par ce dernier pour se synchroniser. Il retransmet les impulsions nécessaires aux thyristors en fonctionnement normal et lors d'un blocage avec paire de shuntage, il transmet les impulsions selon la paire choisie. Le tableau XVII énumère et décrit les signaux de la CPS.

Tableau XVII

Signaux traités par la commande de la paire de shuntage

Signal	Description
g1 à g12	Signaux d'ouverture des valves du convertisseur à 12 impulsions provenant du générateur d'impulsions. (0/1)
BPS_o	Signal de commande de blocage avec paire de shuntage. (0/1)
bloc	Signal de commande de blocage de toutes les impulsions de sortie. (0/1)
gc1 à gc12	Impulsions de gâchette des valves du convertisseur modulées par la CPS. (0/1)

Le CPS tire son utilité du fait que plusieurs défauts de valves, temporaires ou permanents, ne peuvent être éliminés que par l'absence de conduction dans ces dernières. De plus, lors d'un blocage des convertisseurs, le simple blocage des impulsions de valve fournies par le générateur d'impulsions ne permet pas l'extinction des courants dans les paires de valves en conduction à cet instant. Un moyen efficace d'y arriver est de court-circuiter chaque pont avec une paire de valves opposées.

Selon le cycle des impulsions reçues à l'entrée, la CPS détecte en tout instant quelles sont les valves qui doivent être activées en cas de blocage avec paire de shuntage. Ce module est donc muni de deux sous-fonctions identiques afin de retracer dynamiquement les deux paires à utiliser. La valve la plus récemment activée, selon le cycle normal du générateur d'impulsions, est à la base du principe de détection du CPS. Cette valve ainsi que la valve opposée à cette dernière forment la paire de shuntage.

Le CPS doit d'abord identifier dynamiquement quelle est la paire de shuntage idéale. Des signaux d'indexation permettent cette identification. Pour chaque paire désignée, une bascule bistable avec priorité à l'activation est activée par un des signaux d'indexation puis génère une impulsion qui dure le sixième d'un cycle, deux fois par cycle. Grâce à une logique combinatoire adjointe, une seule des trois bascules ne peut

activer sa sortie à la fois, tel que démontré aux relations (4.26), (4.27) et (4.28). Par exemple, le signal PS14 désigne la paire composée des valves 1 et 4 du pont Y.

$$PS14 = 1 \Rightarrow PS52 = 0, PS36 = 0 \quad (4.26)$$

$$PS52 = 1 \Rightarrow PS14 = 0, PS36 = 0 \quad (4.27)$$

$$PS36 = 1 \Rightarrow PS14 = 0, PS52 = 0 \quad (4.28)$$

Lorsque le signal ordonnant un blocage avec paire de shuntage à l'entrée du CPS, BPS_o, devient actif, la CPS gèle l'état des signaux internes PS14, PS52, PS36, PS710, PS118 et PS912 puis transmet à sa sortie les impulsions nécessaires désignées pour le blocage avec paire de shuntage. Considérons l'exemple où, à l'instant où la commande de blocage avec paire de shuntage est reçue, l'état des signaux internes est celui représenté par la relation (4.29). Cette combinaison signifie que les deux paires de shuntage à retenir pour le blocage sont constituées d'une part des valves 1 et 4 du pont Y et d'autre part des valves 9 et 12 du pont D. Les impulsions de gâchette de ces thyristors sont alors activées et celles correspondant aux autres thyristors sont toutes annulées tant que le signal d'entrée BPS_o est actif.

$$BPS_o = 1 \text{ ET } PS14 = 1 \text{ ET } PS912 = 1 \quad (4.29)$$

Lorsqu'un blocage avec paire de shuntage est ordonné par les séquences de blocage, la CPS n'active que les impulsions correspondant à la paire de shuntage actuelle et annule toutes les autres. Cette action est portée pour la durée du signal de commande provenant des séquences de blocage. Lorsque BPS_o redevient inactif, les impulsions sont relancées selon le cycle en fonctionnement normal et donc, les impulsions à l'entrée de la CPS sont redistribuées à sa sortie. Si, au contraire, aucun événement n'est rapporté, la CPS transmet à sa sortie les impulsions qui lui sont fournies par le générateur d'impulsions.

CHAPITRE 5

LES PROTECTIONS

Les systèmes de protection assurent la robustesse de l'interconnexion CCHT. Ils sont situés dans le bloc de commande locale. Certains d'entre eux offrent une protection des équipements tel les thyristors tandis que certains autres permettent d'améliorer les performances dynamiques lors du rétablissement du système à la suite d'un défaut. Chaque type de défaut a ses particularités et doit être surveillé et mitigé d'une façon distincte. Pour faciliter la compréhension, la description des fonctions de protection peut être appuyée par les noms des signaux et paramètres propres à chaque sous-système. Le cas échéant, des tableaux descriptifs sont adjoints aux sections pour compléter les explications.

5.1 La protection des valves contre les surtensions

Plusieurs surtensions transitoires peuvent survenir sur une interconnexion CCHT. Le déclenchement de disjoncteurs, la foudre, les résonances harmoniques, les défauts de convertisseur et le délestage de charges en sont toutes des causes possibles. Pour éviter des dommages et même le claquage des thyristors, il est primordial de diminuer les probabilités de surtension sur les valves. Les tableaux XVIII et XIX énumèrent et décrivent les signaux et paramètres de la protection des valves contre les surtensions.

Le module de protection contre les surtensions de valve (PSV) offre une surveillance individuelle sur chacune des valves d'un convertisseur. Lorsque la tension directe (anode-cathode) aux bornes d'un thyristor est plus grande ou égale à la tension maximale déterminée par l'opérateur (V_h), généralement tirée de la valeur prescrite dans les spécifications du fabricant, une impulsion est transmise à la gâchette de ce thyristor afin de le déclencher et donc, d'annuler la tension à ses bornes. Les thyristors à

l'onduleur nécessitent la surveillance offerte par la PSV puisque leur tension en blocage est positive et qu'ils sont plus enclins à se réenclencher de façon intempestive. À cet effet, contrairement aux autres fonctions de protection, la PSV est située dans le sous-groupe de commande des impulsions puisqu'elle porte des actions directes sur les impulsions transmises aux thyristors.

Tableau XVIII

Signaux traités par la PSV

Signal	Description
g1 à g12	Signaux d'ouverture des valves du convertisseur à 12 impulsions provenant du générateur d'impulsions. (0/1)
Vth1 à Vth12	Tension directe (anode-cathode) des 12 valves du convertisseur à protéger. (volts)
bloc	Signal de commande de blocage de toutes les impulsions de sortie. (0/1)
gp1 à gp12	Signaux d'ouverture des valves du convertisseur à 12 impulsions incluant les impulsions de protection de la PSV. (0/1)

Tableau XIX

Paramètres de la PSV

Paramètre	Description	Unités
Vca_nom	Tension nominale L-L du réseau CA connecté au convertisseur.	volts
Active_FTR	Signal d'activation de la protection supplémentaire (FTR). (0/1)	
T_r	Temps de recouvrement d'un thyristor.	s
V_r	Niveau de tension d'activation de la FTR.	volts
V_b	Niveau de tension de protection durant la FTR (si activée).	volts
V_h	Niveau de tension de protection.	volts

Le déclenchement intempestif d'un thyristor, sans impulsions de gâchette, peut survenir lorsqu'une tension directe est appliquée à ses bornes pendant la période de recouvrement et cela, particulièrement pour les valves à l'onduleur. La recombinaison des charges internes non complétée fait en sorte que l'impédance présentée par le thyristor est faible comparativement à celle à l'état de blocage et très élevée comparativement à celle en état de conduction. Le courant de fuite la traversant est alors élevé et la tension à ses bornes est non nulle. Une forte puissance est donc absorbée par la valve. Ce type de déclenchement est un événement pouvant compromettre la durée de vie d'un thyristor. Le meilleur moyen d'éviter le claquage d'une valve après déclenchement intempestif durant la période de recouvrement est de détecter la surtension à ses bornes et de le réenclencher correctement.

À cet effet, la PSV se doit d'offrir une protection supplémentaire. Tel que démontré à la figure 34, la période de recouvrement de chacune des valves est dépistée par une fenêtre sur le temps de recouvrement (FTR). À l'onduleur, la FTR est déclenchée si la tension aux bornes de la valve est plus faible que la tension de dépistage (V_r). Pour la durée de la FTR, le niveau de tension de protection est plus faible (V_b) de manière à éviter de trop fortes absorptions de puissance sur la valve en cas de réenclenchement intempestif durant la période de recouvrement. Pendant la FTR, une impulsion de protection est transmise au thyristor si la tension à ses bornes est plus grande ou égale à la tension de protection correspondant à la FTR (V_b).

Bien que les modèles de thyristors disponibles sous EMTP-RV ne contiennent pas la représentation de la dynamique complète de la recombinaison des charges internes lors de la période de recouvrement, ils permettent cependant de représenter une période durant laquelle la tension aux bornes du thyristor doit être négative avant le blocage définitif en présence de tension directe. Il est donc possible d'utiliser la FTR dans la PSV sous EMTP-RV. L'impédance réelle lors d'un réenclenchement intempestif n'étant pas représentée, il est tout de même désirable de posséder un modèle de commande complet

incluant les fonctionnalités de la PSV puisque les actions de cette protection affectent le fonctionnement du système global.

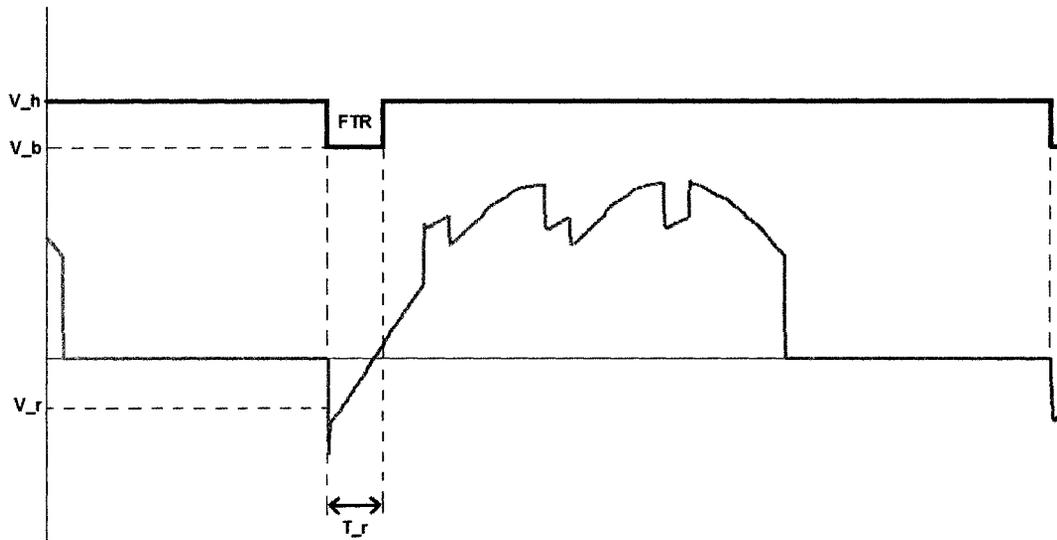


Figure 34 Tension de valve et limite de tension imposée par la PSV

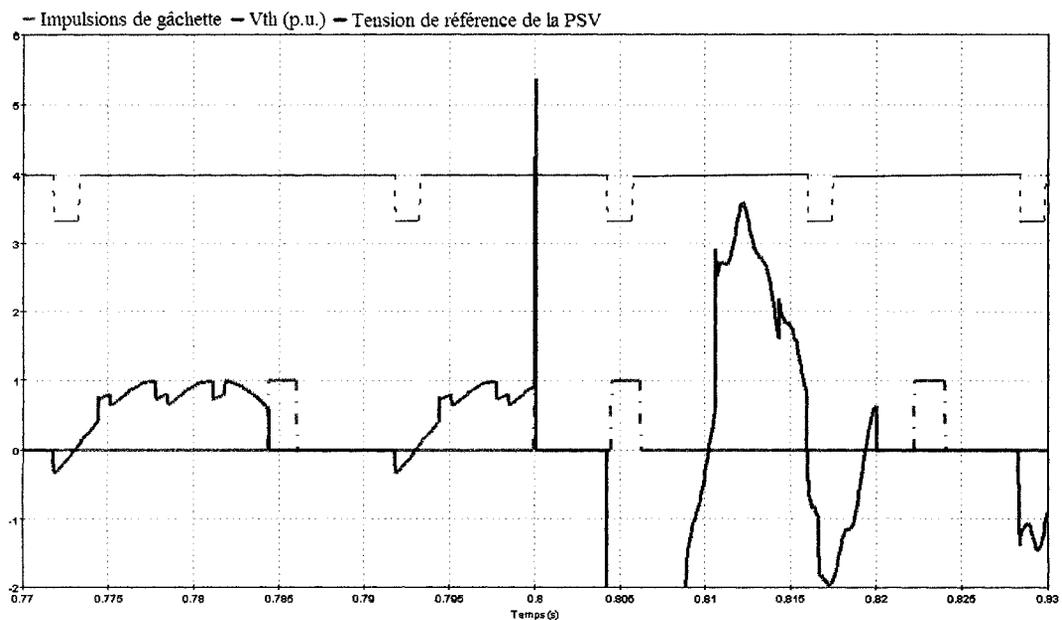


Figure 35 Action protectrice de la PSV à l'onduleur lors d'une surtension

Tel que démontré à la figure 35, les thyristors reçoivent à leur gâchette les impulsions provenant du générateur d'impulsions en plus des impulsions de protection nécessaires lors de surtensions. La PSV est un système qui fonctionne parallèlement au générateur d'impulsion et n'interrompt pas son fonctionnement. Lors d'une perturbation telle que le délestage d'un banc de condensateurs, les surtensions nocives sur les thyristors sont donc évitées.

5.2 La détection des basses tensions côté CA

Les fluctuations de la tension sur un réseau CA peuvent être causées par divers phénomènes. Entre autres, le délestage de charges ou l'ajout de charge peut être la cause de surtensions instantanées importantes ou de baisses de tension. La baisse de tension peut engendrer des symptômes semblables à ceux causés par certains défauts CC. Il est donc important que les commandes de l'interconnexion offrent une surveillance continue du niveau de la tension de commutation pour différencier la provenance d'un défaut. Les tableaux XX et XXI énumèrent et décrivent les signaux et paramètres du détecteur de basse tension CA (DBTCA).

Tableau XX

Signaux traités par le DBTCA

Signal	Description
Va, Vb, Vc	Tension CA des trois phases à la barre de commutation. (p.u.)
BT_ca	Signal de détection d'un bas niveau de tension sur la barre de commutation. (0/1)

Tableau XXI
Paramètres du DBTCA

Paramètre	Description	Unités
niv_BT_ca	Niveau de référence pour la détection d'un bas niveau de tension CA.	p.u.

Le DBTCA compare une mesure de la tension crête globale du réseau CA avec une valeur de référence déterminée par l'opérateur. La tension crête est obtenue du principe de valeur moyenne de la tension redressée. La tension des trois phases est redressée mathématiquement, corrigée par un facteur de conversion CC à CA tel que démontré à l'équation (5.1), puis filtrée pour en obtenir la valeur moyenne. Cette valeur moyenne correspond à la valeur crête de la tension CA à la barre de commutation.

$$V_{CA}(t) = \frac{\pi}{3\sqrt{3}} \cdot (MAX\{V_a(t), V_b(t), V_c(t)\} - MIN\{V_a(t), V_b(t), V_c(t)\}) \quad (5.1)$$

Le DBTCA est nécessaire aux autres systèmes de protection, entre autres le module de protection contre les ratés de commutation. Ce dernier permet de distinguer si une baisse de tension du côté CC ou toute autre perturbation est due à un défaut CC ou à une baisse de la tension CA.

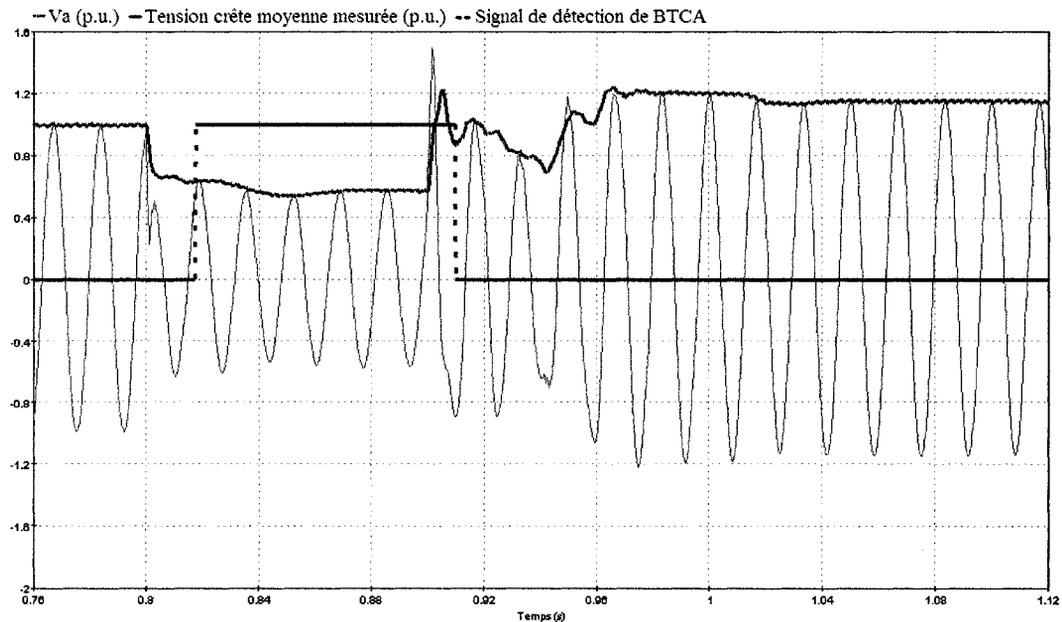


Figure 36 Signaux pour la détection d'une basse tension côté CA

La figure 36 illustre le signal de la tension crête calculée par le DBTCA, la tension sur la phase a et le signal de détection d'une basse tension lors d'un défaut triphasé à la barre de commutation. Lorsque la tension mesurée est plus petite ou égale à la référence, un signal est transmis à la sortie du DBTCA indiquant la présence d'une basse tension CA sur la barre de commutation. Le DBTCA n'inclut pas la détection de basses tensions transitoires rapides. Pour cette raison, un délai est respecté avant l'activation du signal de détection. De plus, le niveau de tension du réseau doit être rétabli pour une durée minimale avant que le DBTCA annule son signal de détection.

5.3 La protection des défauts CC

Tel que mentionné au chapitre 2, le court-circuit CC est un type de défaut qui ne s'éteint pas seul et qui laisse un courant résiduel sur l'interconnexion. Le bloc de protection de défauts CC (PDCC) en permet la détection. Après détection, le PDCC ordonne au contrôle de Alpha au redresseur de forcer l'angle α à une valeur appartenant à la zone d'ondulation afin d'éteindre le courant résiduel. Le PDCC n'est donc actif qu'au redresseur. Les tableaux XXII et XXIII énumèrent et décrivent les signaux et paramètres du PDCC.

Tableau XXII

Signaux traités par le PDCC

Signal	Description
Vcc_ligne	Tension ligne-terre CC mesurée au convertisseur. (p.u.)
p_redress	Signal indiquant si le convertisseur est en mode redresseur. (0/1)
verrouillage	Signal de verrouillage provenant d'un système de protection externe. (0/1)
Debloc_ind	Signal indiquant que le convertisseur est débloqué. (0/1)
DCC_BLK_Y	Consigne de blocage de type Y destiné au bloc des séquences de blocage. (0/1)
Ret_force_2	Signal de commande d'un retard forcé de type 2. (0/1)

Tableau XXIII

Paramètres du PDCC

Paramètre	Description	Unités
f_nom	Fréquence nominale du réseau CA surveillé par le PDCC. Les délais fixes à l'intérieur du bloc sont définis en fonction de ce paramètre.	Hz
V_ref	Tension de référence pour la détection d'un défaut CC.	p.u.
T_alpha_f	Durée du retard forcé de type 2.	sec

Tableau XXIII (suite)

Paramètre	Description	Unités
Tdetect	Délai de détection pour discriminer les phénomènes transitoires.	sec
NDCC	Nombre de défauts CC successifs avant blocage Y.	--

La détection côté CC est basée sur le niveau de tension ligne-terre mesuré sur le convertisseur. Si, pour un délai de détection (T_{detect}) prédéterminé, la tension mesurée est plus faible que le niveau de détection (V_{ref}) spécifié, il y a détection et ordre de retard forcé de type 2. La figure 37 illustre le principe de détection du PDCC ainsi qu'une action portée par ce dernier à la suite d'un défaut CC. Il est possible d'observer que le retard forcé appliqué permet l'extinction du courant résiduel efficacement. Le délai de détection permet l'exclusion de la détection des défauts transitoires. Il concède également à l'interconnexion la capacité de se rétablir à l'intérieur d'un délai raisonnable. Les détails sur le fonctionnement d'un retard forcé de type 2 sont énumérés à la section 4.2.2 du chapitre 4.

L'ordre de retard forcé de type 2 après détection aura une durée prédéterminée T_{alpha_f} . Ce paramètre ajustable doit respecter la durée minimale nécessaire à l'extinction du courant de défaut avant de procéder au rétablissement de la tension. Des délais sont alloués avant l'activation de la logique de détection du PDCC lors du démarrage du système CCHT et après la séquence d'inversion de la puissance. Ces deux délais permettent d'assurer la surveillance du système en régime permanent seulement. Un signal externe (verrouillage) provenant d'un autre système de protection (par exemple le DBTCA) permet de déceler si la diminution de tension CC est due à un défaut CC ligne-terre ou à un autre type de défaut survenu sur un des réseaux ou l'interconnexion. L'activation de ce signal provoque le verrouillage de la logique de détection pour une durée minimale (déterminé par un bloc de délai à la descente). Par

exemple, advenant la détection d'une basse tension CA, le PDCC décèle que la baisse de la tension CC n'est pas causée par un défaut CC.

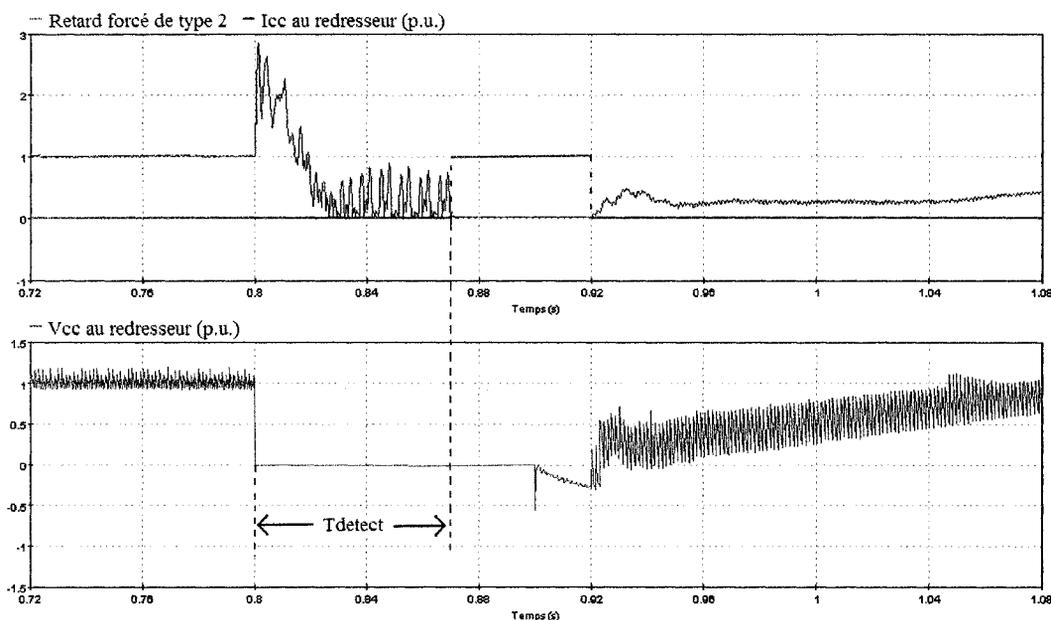


Figure 37 Défaut CC - application d'un retard forcé de type 2

Si un nombre NDCC de détections consécutives survient, le défaut ne peut être éteint que par l'arrêt du système CCHT et donc, le PDCC ordonne un blocage de type Y. Le fonctionnement des types de blocage est détaillé à la section 5.5 du présent chapitre.

5.4 La protection des ratés de commutation

Le module de protection des ratés de commutation (PRCCC) sert à détecter un premier raté de commutation et agit de manière à réduire la probabilité de ratés subséquents. Ce dispositif permet également la détection des courts-circuits de valve et autres types de défauts biphasés causant également des ratés de commutation. La détection des ratés de commutation n'est activée qu'à l'onduleur puisque c'est à cet endroit que se manifestent les ratés de commutation. La sous-fonction de protection contre les courts-circuits de

valve est cependant active peu importe le mode de fonctionnement. Le PRCCC est localisé dans la commande locale de l'interconnexion. Les tableaux XXIV et XXV énumèrent et décrivent les signaux et paramètres du PRCCC.

Tableau XXIV

Signaux traités par le PRCCC

Signal	Description
Ica_Y	Courants mesurés à l'enroulement Y du côté valve du transformateur. (p.u.)
Ica_D	Courants mesurés à l'enroulement D du côté valve du transformateur. (p.u.)
Icc	Courant CC mesuré sur l'interconnexion. (p.u.)
Debloc_ind	Signal indiquant que le convertisseur est débloqué. (0/1)
p_redress	Signal indiquant si le convertisseur est en mode redresseur. (0/1)
BT_ca	Signal indiquant la détection d'une condition de basse tension CA. (0/1)
RC_BLK_Y	Consigne de blocage de type Y destiné au bloc des séquences de blocage. (0/1)
RCCC_BLK_X	Consigne de blocage de type X destiné au bloc des séquences de blocage. (0/1)
RC_Ud_zero	Consigne indiquant la détections d'un raté de commutation destiné au LCDT. (0/1)
d_alpha	Signal d'avance de l'angle α des impulsions. (degrés)

Tableau XXV

Paramètres du PRCCC

Paramètre	Description	Unités
f_nom	Fréquence nominale du réseau CA surveillé par le PRCCC. Les délais fixes à l'intérieur du bloc sont définis en fonction de ce paramètre.	Hz
N6	Nombre de ratés successifs sur un seul pont avant blocage X (ratés dûs à une mauvaise synchronisation des impulsions).	---
N12	Nombre de ratés successifs sur deux ponts avant blocage Y (ratés dûs à des mauvaises conditions sur le réseau).	---

Au chapitre 2, il a été mentionné que le raté de commutation n'est pas un défaut causé par le mauvais fonctionnement d'une valve. Il est plutôt causé par des perturbations sur la tension de commutation ou une dysfonction de la commande de convertisseur. Deux interprétations des causes de raté de commutation sont possibles. Ce phénomène peut se produire lorsqu'un thyristor n'a pas été enclenché avant que la tension à ses bornes ne s'inverse (α trop grand) ou lorsque ce dernier n'a pas eu de tension négative assez longtemps à ses bornes pour se bloquer correctement à la fin de sa période de conduction (γ trop faible). Un régulateur avec une mesure de l'angle d'extinction assure déjà le respect de l'ordre de grandeur nécessaire pour γ . Advenant un retard d'une impulsion provenant du générateur d'impulsions ou tout autre défaut transitoire rapide causant un problème similaire, soit un retard indésirable de l'angle d'allumage, il faut un système de protection qui agit rapidement sur les commandes pour ajuster cette variable.

Tel que démontré à l'équation (2.5) et illustré à la figure 38, l'angle γ dépend des valeurs de l'angle d'empiètement μ et de l'angle d'allumage α . La seule variable contrôlable pour ajuster l'angle d'extinction dynamiquement est l'angle α . Une diminution de ce dernier lors d'un raté de commutation permet d'ajuster rapidement les instants d'allumage pour les prochaines séquences de commutation, augmente l'angle d'extinction et donc, réduit les probabilités de ratés de commutation subséquents. Dans tous les cas, lorsque le PRCCC détecte les ratés de commutation, il transmet aux régulateurs une consigne leur indiquant de devancer l'angle α à leurs sorties pour une durée prédéterminée. Afin d'améliorer la performance dynamique de l'interconnexion, un signal indiquant la détection d'un raté de commutation est également transmis au LCDT. Lorsque le LCDT est prévenu de la détection d'un raté de commutation par le PRCCC, la tension CC utilisée par le LCDT pour ajuster la consigne de courant est momentanément mise à zéro. Ceci a pour effet de diminuer la consigne de courant à la valeur minimale absolue et facilite le travail des régulateurs pour le rétablissement.

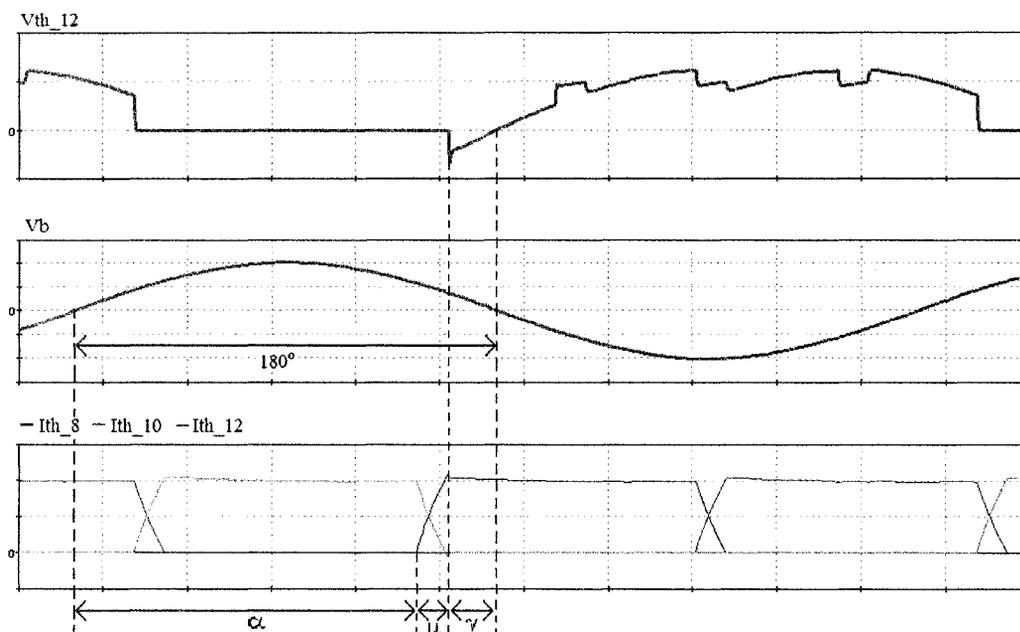


Figure 38 Oscillogrammes type du fonctionnement en mode onduleur

Pour un convertisseur à 12 impulsions, composé d'un pont à six impulsions branché au secondaire en configuration étoile du transformateur (pont Y) et d'un pont à six impulsions branché au secondaire en configuration delta du transformateur (pont D), il est possible de détecter si le raté de commutation est survenu suite à un défaut CA ou un défaut lié aux valves. Puisque les deux ponts sont reliés au même réseau, une mauvaise condition du réseau CA est susceptible de produire un raté de commutation sur les deux ponts. Cependant, des défauts internes au poste convertisseur ou des défaillances au niveau du système de commande pourraient survenir uniquement sur un seul des deux ponts. Le PRCCC possède deux compteurs d'événements afin de distinguer les ratés successifs survenus sur un seul pont. À cet effet, tel que décrit par la relation (5.2), l'un des deux compteurs n'incrmente son accumulateur que lorsqu'un raté RC_Y ou RC_D est survenu de façon exclusive. Cependant, qu'il survienne sur un seul ou sur deux ponts simultanément, tout raté de commutation est compté et cumulé dans la variable

nb_RC_12 tel que démontré à la relation (5.3). La figure 39 illustre le fonctionnement interne du PRCCC.

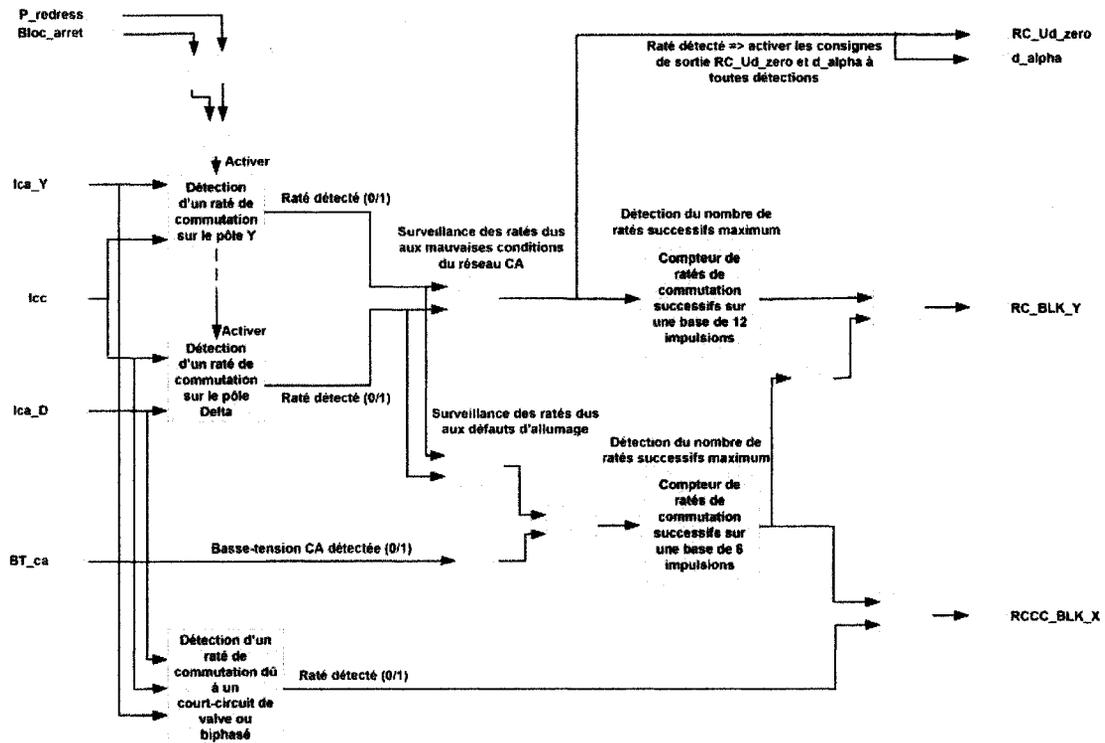


Figure 39 Schéma de principe pour la détection dans le PRCCC

Après atteinte du nombre maximal de ratés de commutation successifs dus à de mauvaises conditions du réseau CA (N_{12}), le PRCCC ordonne un blocage de type Y. Après atteinte du nombre maximal N_6 de ratés de commutation successifs sur un seul pont à six impulsions, le PRCCC ordonne un blocage de type X. Après un délai fixe (360 cycles pour nb_RC_6 et 600 cycles pour nb_RC_12), les compteurs sont remis à zéros. La description des blocages est détaillée à la section 5.5.2 du présent chapitre.

$$nb_RC_6 = \sum(RC_Y \oplus RC_D) \quad (5.2)$$

$$nb_RC_12 = \sum(RC_Y \vee RC_D) \quad (5.3)$$

où : nb_RC_6 est le nombre de ratés détectés sur un seul pont à la fois.

nb_RC_12 est le nombre de ratés détectés au total.

RC_Y est actif lorsqu'un raté est détecté sur le pont Y (secondaire).

RC_D est actif lorsqu'un raté est détecté sur le pont D (secondaire).

Lorsqu'un raté de commutation survient, le courant CC continue de circuler dans deux valves opposées et un court-circuit du côté CC est provoqué. Une hausse du courant et une tension nulle à l'onduleur sont alors observables. De plus, dans l'intervalle d'un raté, il advient un moment où le réseau CA est isolé du convertisseur et où tous les courants CA sont quasi-nuls. La détection d'un raté de commutation est basée sur cet événement.

$$RC_BLK_Y \Leftrightarrow (nb_RC_12 = N12) \quad (5.4)$$

$$RCCC_BLK_X \Leftrightarrow (nb_RC_6 = N6) \quad (5.5)$$

Afin de comparer le courant CC et les courants CA aux secondaires des transformateurs de convertisseurs, les courants des trois phases alimentant chaque pont de six impulsions (de forme rectangulaire et alternative dont la valeur crête est celle du courant CC) sont mesurés puis redressés mathématiquement par le PRCCC. Les signaux résultants sont représentés par les équations (5.6) et (5.7). Ces derniers donnent une réplique exacte du courant CC lorsqu'en condition normale d'opération, mais différent lors de défauts. La figure 40 illustre le comportement du courant CC et des courants CA redressés lors d'un raté de commutation ainsi que les signaux de détection sur les deux ponts à six impulsions.

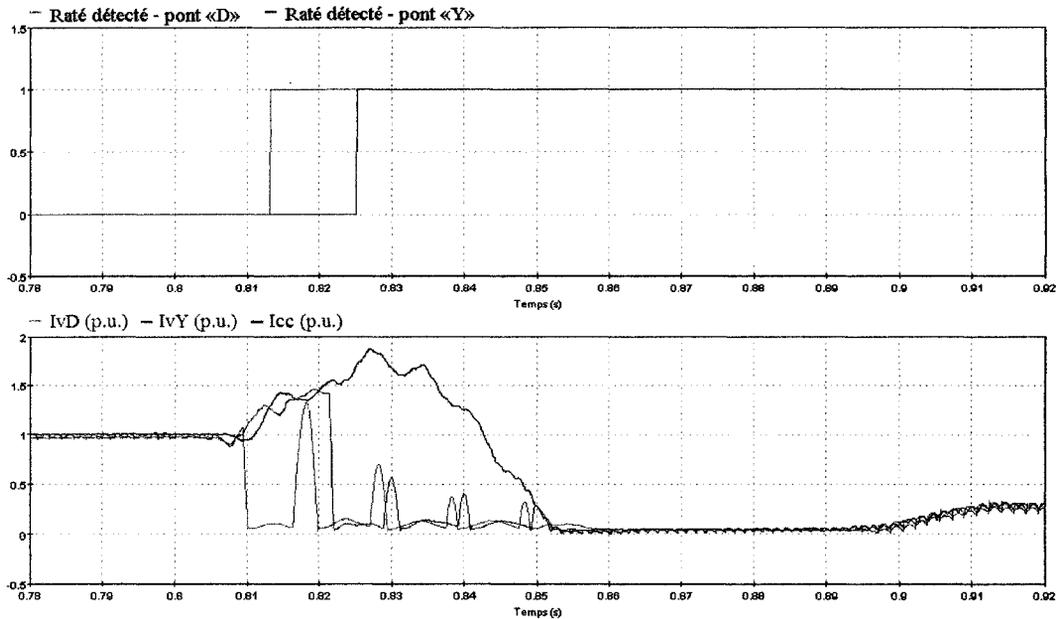


Figure 40 Comparaison des courants - détection d'un raté de commutation

La comparaison entre le courant CC et les courants I_{vD} et I_{vY} permet de discerner l'avènement d'un raté de commutation sur le pont de six impulsions jumelé à l'enroulement delta ou sur celui jumelé à l'enroulement étoile. Si l'un des deux signaux calculés est plus petit qu'un certain seuil du courant CC mesuré pour une durée prédéterminée, alors il y a détection d'un raté de commutation. Les courants obtenus à la figure 40 démontrent une première détection sur le pont à six impulsions jumelé à l'enroulement delta. Ensuite, une deuxième détection survient, cette fois-ci sur le pont à six impulsions jumelé à l'enroulement étoile quelque temps après la chute du courant I_{vY} calculé par le PRCCC à partir des courants de phase du côté valve du transformateur.

$$I_{vY} = \frac{(|I_{aY}| + |I_{bY}| + |I_{cY}|)}{2} \quad (5.6)$$

$$I_{vD} = \frac{(|I_{aD}| + |I_{bD}| + |I_{cD}|)}{2} \quad (5.7)$$

Pour ce qui est de la détection des courts-circuits de valve et biphasés, le PRCCC porte des actions différentes. Lorsque de tels défauts surviennent, les courants CA au secondaire des transformateurs deviennent très élevés comparativement au courant côté CC. Tel qu'illustré à la figure 41, lorsque l'un des deux courants I_{vD} et I_{vY} est plus élevé qu'un certain seuil du courant CC, il y a détection d'un court-circuit de valve ou d'un court-circuit biphasé et un signal indique cette détection.

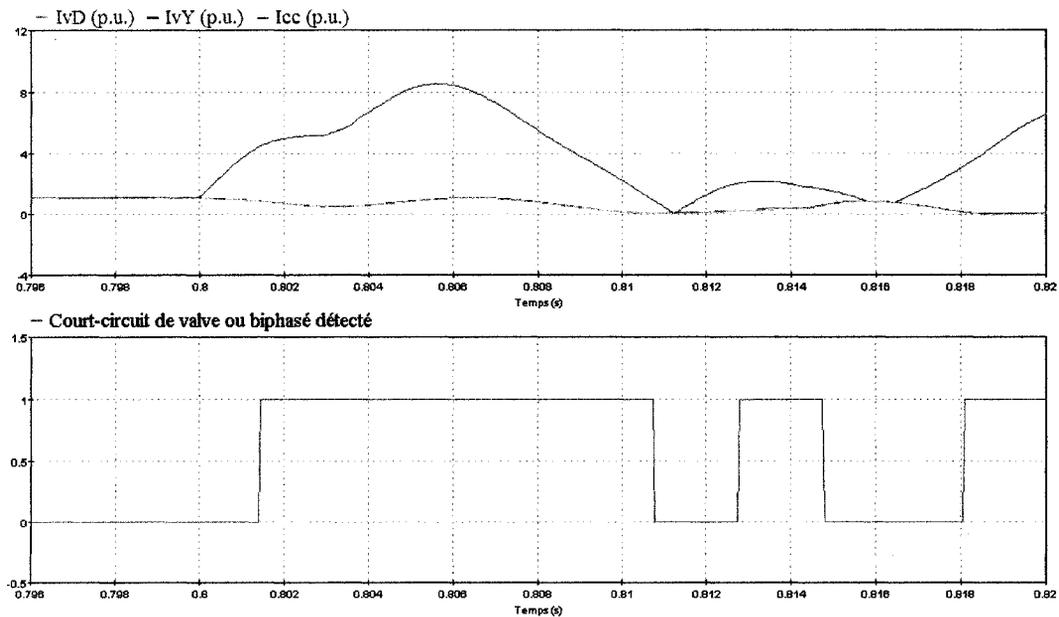


Figure 41 Comparaison des courants - détection d'un court-circuit de valve

Bien qu'en réalité, ce type d'événement soit plutôt rare, il est important d'en surveiller la venue. Les défauts biphasés causent des courants très élevés dans les valves en conduction et peut les endommager. Le pire cas peut survenir au redresseur, immédiatement après une commutation, lorsque la valeur de l'angle d'allumage est très faible et donc, que le courant CC est élevé. Afin de limiter les dégâts, le PRCCC ordonne quasi-instantanément un blocage de type X lorsque ce type d'événement est détecté.

Les figures 42 et 43 illustrent la valeur de l'angle α , du courant CC ainsi que de la tension CC mesurés à l'onduleur lors d'un court-circuit entre la phase A du réseau et la terre. Les principaux symptômes de raté de commutation y sont observables, soit une hausse du courant CC et une tension CC nulle puisqu'il y a court-circuit de l'interconnexion dû à l'ouverture de deux valves opposées.

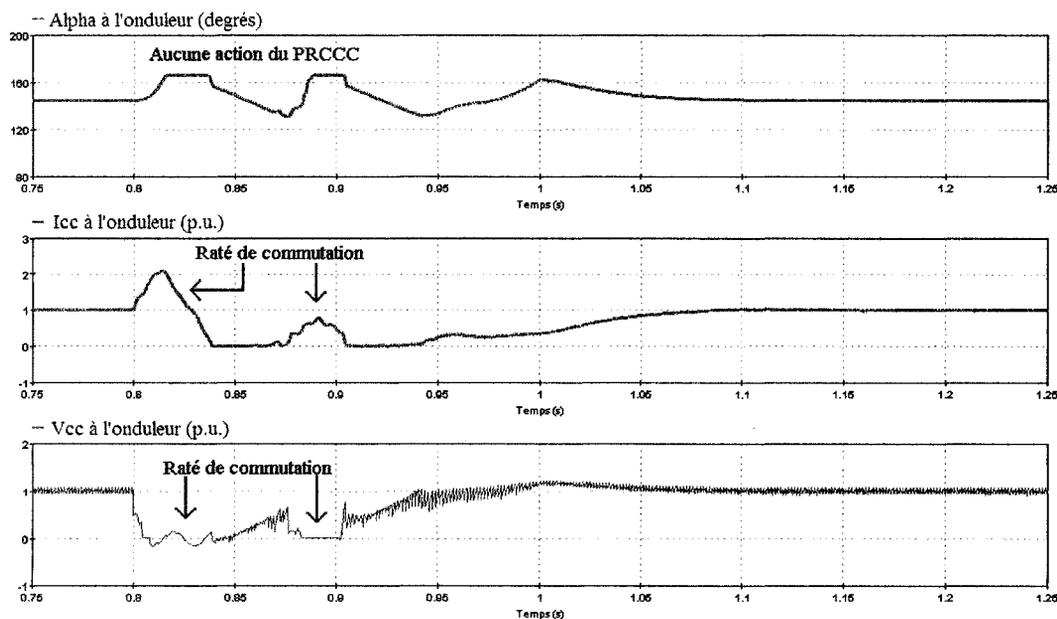


Figure 42 Court-circuit phase A-terre - aucune action portée par le PRCCC

Dans le premier cas, le PRCCC a été exclu du modèle et donc, aucune action n'est portée par ce dernier. Les régulateurs de la commande locale à l'onduleur tentent de rétablir les conditions normales d'opération de l'interconnexion en augmentant la valeur de l'angle α . Ce retard de l'angle d'allumage indésirable cause une diminution de l'angle d'extinction et occasionne également un retard des impulsions générées. Ceci fait en sorte qu'un deuxième raté de commutation survienne.

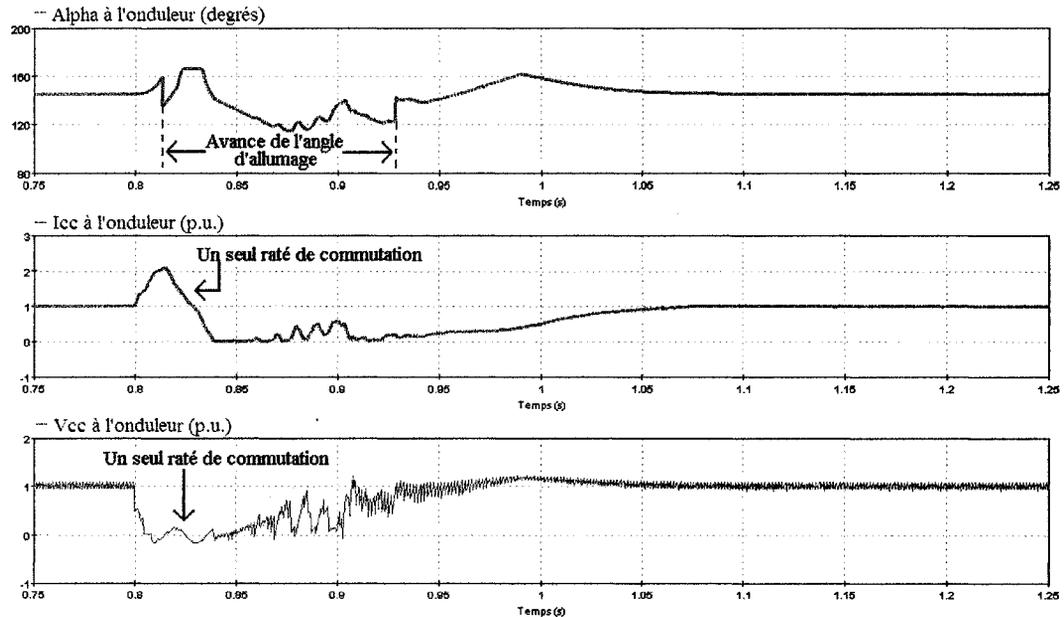


Figure 43 Court-circuit phase A-terre - action portée par le PRCCC

Dans les résultats de simulation illustrés à la figure 43, un premier raté de commutation est détecté par le PRCCC. Le signal de détection à sa sortie ordonne aux régulateurs de la commande locale de diminuer l'angle d'allumage calculé par une valeur prédéterminé, en l'occurrence une diminution de 20 degrés, et cela, pour une durée prédéterminée suffisamment grande pour le rétablissement de l'interconnexion après un raté de commutation.

5.5 Les séquences de blocage

Le bloc des séquences de blocage permet de coordonner les différents signaux nécessaires aux actions de démarrage, d'arrêt normal et de protection du convertisseur. Il sert d'interface entre, d'une part, le système de commande des impulsions et le contrôle de Alpha et d'autre part, les multiples systèmes de protection et la commande des

impulsions. Les différentes séquences sont implémentées de sorte qu'un minimum de perturbations transitoires survienne sur l'appareillage et sur le réseau à courant alternatif lors du blocage du convertisseur. Les actions portées lors des séquences de blocage doivent être rapides afin d'éviter l'exposition de l'appareillage à des conditions indésirables. Les tableaux XXVI et XXVII énumèrent et décrivent les signaux et paramètres des séquences de blocage.

Tableau XXVI

Signaux traités par les séquences de blocage

Signal	Description
bloc_X_ref	Consigne de blocage de type X provenant d'un système de protection. (0/1)
bloc_Y_ref	Consigne de blocage de type Y provenant d'un système de protection. (0/1)
bloc_Z_ref	Consigne de blocage de type Z provenant d'un système de protection. (0/1)
bloc_X_temp_ref	Consigne de blocage de type X temporaire. (0/1)
UCC_bloc	Ordre de blocage de l'interconnexion. (0/1)
UCC_Debloc	Ordre de déblocage de l'interconnexion. (0/1)
p_redress	Signal indiquant si le poste est en mode redresseur. (0/1)
Vcc_ligne	Tension de ligne mesurée sur l'interconnexion. (p.u.)
Icc	Courant CC mesuré sur l'interconnexion. (p.u.)
Icc_ref	Consigne de courant provenant de l'unité de commande centrale. (p.u.)
Amin_reg	Signal indiquant que l'angle α est à sa limite minimale. (0/1)
Alpha_90	Ordre d'activation du mode Alpha_90 lors de la séquence d'arrêt.
Ret_force_1	Ordre de retard forcé de type 1 destiné au Contrôle de Alpha. (0/1)
Verrouille_PL	Ordre de verrouillage de la protection de ligne. (0/1)
Icc_ref_min_o	Consigne de mise à la valeur minimale de la référence de courant du LCDT. (0/1)
Debloc_ind	Signal indiquant que le convertisseur est débloqué. (0/1)
BPS_o	Ordre de blocage avec paires de shuntage. (0/1)
bloc	Ordre de blocage des impulsions. (0/1)

Tableau XXVII

Paramètres des séquences de blocage

Paramètre	Description	Unités
TB1	Délai de coupure du démarrage lors d'un blocage de protection.	s
I_pente_LDT	Pente de la droite de référence du LDT.	p.u./p.u.
I_orig_LDT	Ordonnée à l'origine de la droite de référence du LDT.	p.u.
Icc_PP_ref	Référence de courant du LDT.	p.u.
TB2R	Délai d'activation de BPS_o lors du blocage de type Y au redresseur.	s
TB5	Délai d'activation de BPS_o lors du blocage de type X à l'onduleur.	s
Vcc_ref_1	Référence de tension pour l'activation des paires de shuntage lors de la séquence d'arrêt à l'onduleur. (si condition atteinte avant délais TS3)	p.u.
TRF2	Délai de désactivation du retard forcé de type 1 lorsque le convertisseur est débloqué.	s
TRF1	Délai d'activation du retard forcé de type 1 dans la séquence démarrage.	s
Vcc_bloc	Référence de tension pour passer au retard forcé de type 1 lors d'un démarrage à l'onduleur.	p.u.
TB3	Délai additionnel avant l'activation du signal bloc lors d'un BPS_o.	s
Vcc_ref_2	Référence de tension pour l'activation d'un blocage temporaire à l'onduleur.	p.u.
Vcc_ref_3	Référence de tension pour l'activation d'un blocage temporaire au redresseur.	p.u.
Vcc_PG_ref_1	Référence de tension déterminant de combien la tension de ligne doit être plus petite que la référence Vcc_ref_2 pour la désactivation d'un blocage temporaire à l'onduleur.	p.u.
Vcc_PG_ref_2	Référence de tension déterminant de combien la tension de ligne doit être plus petite que la référence Vcc_ref_3 pour la désactivation d'un blocage temporaire au redresseur.	p.u.
TB4	Délai après blocage avec paires de shuntage au redresseur avant l'autorisation de blocages temporaires éventuels.	s
TB6	Durée maximale d'un blocage temporaire après laquelle un blocage permanent des impulsions est ordonné.	s
Icc_ref_min	Référence de courant pour indiquer que le convertisseur est prêt pour le démarrage ou pour l'arrêt (RFS).	p.u.

Les séquences de blocage incluent plusieurs fonctions pour le contrôle du convertisseur. On dénote premièrement la séquence de démarrage, ou de déblocage, qui permet de démarrer l'interconnexion le plus rapidement possible et sans à-coups. La séquence d'arrêt permet également un blocage délicat de l'interconnexion de sorte que la variation de charge sur les réseaux CA ne soit en aucun cas brusque. De plus, parmi les blocages permanents de protection, on retrouve les blocages de type X, de type Y et de type Z. Ces derniers sont ordonnés par des signaux externes provenant des différents systèmes de protection. Ces trois types de blocage ont des séquences différentes selon l'état de fonctionnement du convertisseur et les conditions du côté CC de l'interconnexion. Sous certaines conditions, il est possible qu'un blocage temporaire survienne au cours d'une séquence de type X, Y ou Z afin de réduire les surtensions transitoires. De plus, l'appel d'un blocage temporaire, via le signal `bloc_X_temp_ref`, est également disponible pour les fonctions de protection qui ordonnent ce type de blocage. Bien qu'aucune protection ordonnant ce type de blocage ne soit implémentée sur le modèle d'interconnexion proposé, la disponibilité de la fonctionnalité apporte une plus grande flexibilité au modèle et offre la possibilité de développements futurs.

Les séquences de blocage d'un convertisseur sont indépendantes des séquences sur les autres convertisseurs. Lorsqu'un blocage total est ordonné dans l'une des séquences, le signal `bloc` est activé. Le terme «blocage total» signifie le blocage de toutes les impulsions de gâchette transmises au convertisseur. Pour sa part, le blocage avec paires de shuntage survient dans plusieurs séquences. Ce dernier est activé dans le but de court-circuiter le convertisseur et vise à maintenir une tension nulle sur l'interconnexion CC. Ce type de blocage est ordonné via le signal `BPS_o` lorsqu'il est actif. Advenant le cas où les signaux `BPS_o` et `bloc` sont tous deux activés, le blocage total est priorisé par la commande locale.

En tout temps, TB3 secondes après un blocage avec paires de shuntage, il y aura un blocage total des impulsions. Ce dernier est essentiel afin de réduire le stress imposé aux valves en conduction continue impliquées dans les paires de shuntage. Le délai TB3 doit

être plus grand que le délais maximum d'intervention des systèmes de protection du convertisseur opposé pouvant provoquer une opération forcée dans le mode redresseur. Lorsque le circuit CC est ouvert (impulsions bloquées), ce genre d'événement pourrait provoquer une hausse importante de la tension CC.

Il est possible que le blocage total des impulsions en lui même ne permette pas d'éteindre le courant dans les paires de shuntage ou dans les valves impliquées dans un défaut sévère, dépendamment du courant de désamorçage des valves et du courant les traversant au moment du blocage. Il peut arriver également que la formation des paires de shuntage ne fonctionne pas en raison du profil de tension aux bornes des valves impliquées au moment de la consigne. Des disjoncteurs ainsi qu'une logique de détection séquentielle complémentaires aux séquences de blocage pourraient être nécessaires dans certains cas. Il est à noter que les séquences de blocage n'impliquent pas la logique nécessaire à la coordination de l'isolation avec des disjoncteurs greffés à l'interconnexion.

Les séquences de blocage protectrices sont enclenchées à la suite d'un ordre envoyé par un système de protection. Ces blocages peuvent être temporaires ou permanents. Les blocages permanents, de type X, Y ou Z débutent toujours avec une retard forcé de type 1 et ce, peu importe l'état de fonctionnement du convertisseur. Ce retard forcé permet d'éteindre rapidement les courants de défaut du côté CC sans aucune discrimination sur la provenance de l'ordre de blocage. Ensuite, la séquence propre à chacun des types de blocage est déclenchée et dépend de l'état de fonctionnement du convertisseur. Quant aux blocages temporaires, ils peuvent être ordonnés par un système de protection externe ou peuvent survenir lors d'un blocage avec paires de shuntage selon certaines conditions de la tension CC. Ces derniers n'impliquent aucun retard forcé de type 1. Le fonctionnement des retards forcés est détaillé à la section 4.2.2 du chapitre 4.

De plus, tous les blocages ordonnés par un système de protection externe ou par l'unité de commande centrale activent le verrouillage des protections de ligne et ce, qu'ils soient

permanents ou temporaires. Ceci permet d'enclencher les processus d'abaissement de la tension CC sans que le PDCC n'intervienne de manière intempestive.

5.5.1 Limite dépendante de la tension

La limite dépendante de la tension (LDT) est une sous-fonction des séquences de blocage permettant de déceler si le courant CC est plus petit qu'une limite dépendante de la tension obtenue à partir de ses paramètres propres. Ses paramètres sont I_{orig_LDT} , I_{pente_LDT} et $I_{cc_PP_ref}$. La valeur maximale I_{max_LDT} , en faisant référence à la figure 44, correspond à l'ordonnée obtenue pour une tension de 1 p.u. sur la ligne CC. Tel qu'illustré à la figure 44, lorsque le courant est plus petit que la limite dépendante de la tension et selon la marge de valeurs dans laquelle il se situe (respecte le profil dicté par le LDT), le signal $I_{cc_PP_Vcclim}$ est activé.

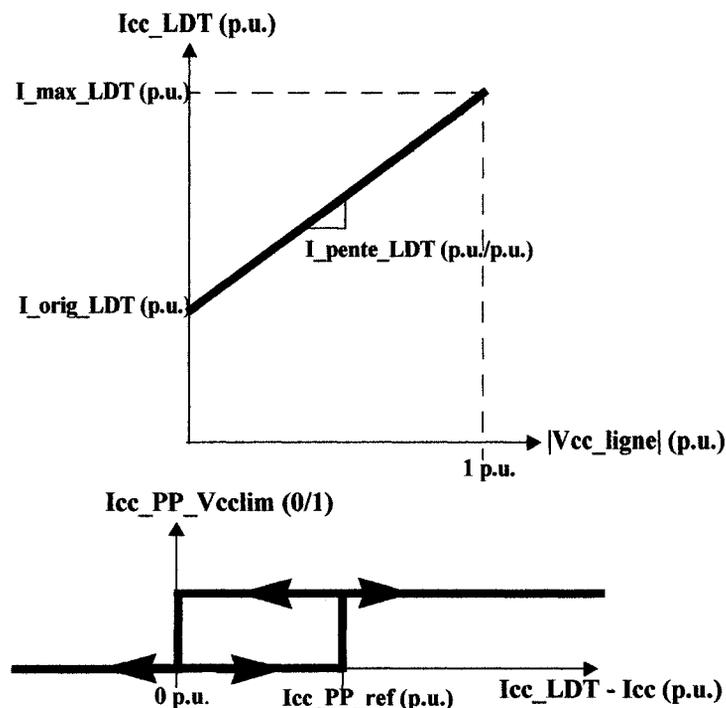


Figure 44 Principe de fonctionnement du LDT

5.5.2 Les blocages de type X, Y et Z

Le blocage de type X se présente différemment selon l'état de fonctionnement du convertisseur. Il s'applique surtout aux défauts pouvant impliquer des défaillances au niveau des convertisseurs. Il survient entre autres lors d'un court-circuit de valve ou d'un défaut biphasé, mais également lors de multiples ratés de commutation impliquant un seul des deux ponts de six impulsions d'un convertisseur à 12 impulsions. Selon l'endroit sur le convertisseur où le court-circuit se produit et selon l'événement déclencheur, il est possible que des courants très élevés circulent dans les valves en conduction, surtout au redresseur. Lorsque le convertisseur est en mode redresseur, la séquence de blocage de type X ordonne donc le blocage des impulsions de valve immédiatement sans paires de shuntage. Cependant, ce genre de défaut provoque en général des courants moins élevés dans les valves en conduction à l'onduleur. À la suite du retard forcé de type 1, après un délai TB5, le convertisseur est bloqué avec paires de shuntage. Le délai TB5 doit être suffisant pour l'extinction du courant CC et pour la coordination de disjoncteurs éventuellement branchés aux transformateurs de convertisseur.

Un blocage de type Y survient entre autres lors de ratés de commutation ou de défauts CC répétitifs. Ce type de blocage est donc lié aux perturbations pouvant provenir du réseau CA ou du côté CC de l'interconnexion. Au redresseur, la séquence enclenchée est dépendante du courant CC sur l'interconnexion. À la suite du retard forcé de type 1 puis après un délai TB2R suffisant à l'extinction du courant CC, si la tentative d'annulation du courant a réussi (signal interne `Icc_PP_Vcclim` activé), le blocage est ordonné sans paires de shuntage. Dans le cas contraire, si le signal interne `Icc_PP_Vcclim` est inactif, le blocage est ordonné avec paires de shuntage afin de court-circuiter le convertisseur. Par contre, à l'onduleur, le blocage est immédiatement ordonné avec paires de shuntage afin de court-circuiter le convertisseur et d'annuler la tension CC.

Les blocages de type Z impliquent en tout temps le blocage avec paire de shuntage et ce, peu importe le mode de fonctionnement du convertisseur. Ils sont nécessaires entre

autres lors de défauts à la terre ou de surintensités du courant CC. Cette logique supplémentaire a été ajoutée aux séquences de blocage pour des fins de flexibilité. Il est cependant à noter qu'aucun système de protection ou de commande appelant ce type de blocage n'est inclut dans le modèle d'interconnexion CCHT dont il est question dans le présent document.

5.5.3 Les blocages temporaires

Bien que ce ne soit pas le cas sur le modèle d'interconnexion proposé, certains systèmes de protection pourraient exiger le blocage temporaire du convertisseur. Les consignes de ces systèmes seraient transmises aux séquences de blocage via le signal bloc_X_temp_ref. Lorsque bloc_X_temp_ref devient actif, un blocage total des impulsions est ordonné. Si la durée de la consigne de blocage temporaire est plus longue que le délai à la montée TB6, le blocage temporaire est transformé en blocage permanent des impulsions de valve.

Cependant, indépendamment de l'état du signal bloc_X_temp_ref, lorsqu'un blocage avec paires de shuntage (de type X, Y ou Z) ne parvient pas à réduire la tension sur l'interconnexion CC, les impulsions sont bloquées temporairement. Si les paires de shuntage ont été activées efficacement, il est possible que cette action temporaire soit futile puisque le blocage des impulsions ne permet pas nécessairement la désactivation des valves en conduction. Un blocage temporaire lors du shuntage est une protection supplémentaire visant à accroître les chances de diminution de la tension CC.

Pour un convertisseur en mode redresseur bloqué avec paires de shuntage, après un délai TB4, si la tension CC excède le profil de tension imposé par les paramètres Vcc_ref_3 et Vcc_PG_ref_2, alors un blocage temporaire des impulsions est ordonné jusqu'à ce que la valeur de la tension CC soit en dessous d'une limite tel que représenté à la figure 45. Si la durée du blocage temporaire est plus longue que le délai à la montée TB6, un blocage permanent des impulsions est subséquemment ordonné.

D'autre part, pour un convertisseur en mode onduleur et bloqué avec paires de shuntage, si la tension CC excède le profil de tension imposé par les paramètres $V_{cc_ref_2}$ et $V_{cc_PG_ref_1}$, alors un blocage temporaire des impulsions est ordonné jusqu'à ce que la tension CC soit en dessous de la limite représentée à la figure 45. De la même façon qu'à un convertisseur en mode redresseur, si la durée du blocage temporaire est plus longue que le délai à la montée TB6, le blocage temporaire est transformé en blocage permanent des impulsions de valve.

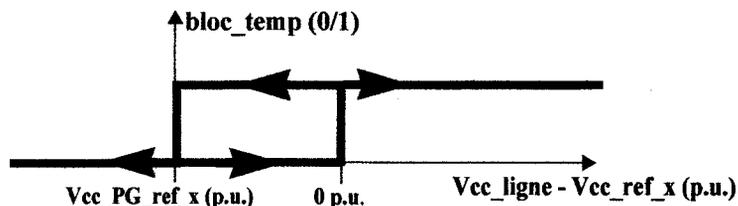


Figure 45 Profil de tension pour les blocages temporaires lorsque BPS_o est actif

La zone d'activation du blocage temporaire en fonction de la tension CC est représentée à la figure 45. Sur cette dernière, les paramètres $V_{cc_PG_ref_1}$ et $V_{cc_PG_ref_2}$ sont représentés par $V_{cc_PG_ref_x}$ et les paramètres $V_{cc_ref_3}$ et $V_{cc_ref_2}$ sont représentés par $V_{cc_ref_x}$.

5.5.4 Séquence de démarrage et séquence d'arrêt

Lors de la séquence de démarrage ou d'arrêt, une condition spécifique doit être respectée avant de procéder. La consigne de courant fournie par le UCC doit atteindre la valeur minimale $I_{cc_ref_min}$, ce qui confirme que l'UCC a bel et bien enclenché une séquence

d'arrêt ou de démarrage et que donc, le convertisseur est prêt pour le démarrage ou l'arrêt. Le signal interne permettant de valider cette condition est nommée RFS.

5.5.4.1 La séquence de démarrage

La séquence de démarrage de l'interconnexion se fait de façon sécuritaire, sans à-coups et le plus rapidement possible. Il faut tout d'abord que le convertisseur soit prêt au démarrage (RFS) et qu'il soit bloqué (l'état initial de bloc_ind = 1) sans quoi, le démarrage n'aura pas lieu. Avec l'obtention de ces conditions de départ et après un délai de TRF1 secondes, un retard forcé de type 1 est appliqué au convertisseur à condition que la consigne UCC_Debloc provenant de l'UCC soit active. Le délais TRF1 permet aux régulateurs de l'interconnexion de s'initialiser correctement dans un premier régime stable (premier palier de la consigne de courant illustrée à la figure 24 à la section 4.1) et ainsi, permet d'éviter les à-coups. Le retard forcé permet quant à lui d'accélérer la montée en tension sur l'interconnexion. Sa durée correspond au paramètre TRF2.

Lorsque le retard forcé de type 1 est ordonné, puis appliqué, le signal Amin_reg provenant des régulateurs s'active à son tour. Ces deux conditions engendrent la désactivation des paires de shuntage, advenant le cas où cette action n'avait pas été portée auparavant à la suite d'un blocage. De plus, en tout temps, si un ordre de blocage est demandé lors d'une séquence de démarrage, cette dernière est coupée (signal interne Coupe_dem activé) et le blocage est priorisé.

5.5.4.2 La séquence d'arrêt

La séquence d'arrêt ne consiste pas en une action protectrice. Elle inclut la logique pour arrêter un convertisseur en mode d'opération normal seulement. Selon l'état de fonctionnement du convertisseur (onduleur ou redresseur), elle se déroule de façon différente.

Pour que la séquence d'arrêt commence, deux conditions doivent être respectées. Il faut tout d'abord que le convertisseur soit prêt à l'arrêt (RFS). La deuxième condition est évidemment que le signal UCC_bloc soit actif et confirme l'ordre d'arrêt provenant de l'UCC. Pour des fins de sécurité, la référence de courant fournit par le LCDT est forcée à sa valeur minimale via le signal Icc_ref_min_o bien que cette valeur ait été préalablement atteinte (RFS activé). Lorsque la séquence d'arrêt est terminée, un délai à la descente TS4 est respecté avant la désactivation de Icc_ref_min_o. Afin d'éviter les surtensions, il est important de faire en sorte que le redresseur soit bloqué avant l'onduleur lorsque l'unité de commande centrale ordonne un arrêt. À cet effet, un délai d'activation, TS1R pour un redresseur et TS1I pour un onduleur, intervient lors de la séquence d'arrêt suite à l'activation du signal UCC_bloc. Le délai TS1I doit par conséquent être plus grand que le délai TS1R.

Plus particulièrement, à l'arrêt d'un onduleur, une consigne Alpha_90 est activée afin d'annuler la tension commandée par l'onduleur. En effet, un angle d'allumage de 90 degrés correspond à une valeur moyenne nulle de la tension CC. Ce processus est effectué de manière contrôlée pour éviter les à-coups. Après un délai de TS3 secondes suivant la consigne Alpha_90, un blocage avec paires de shuntage est activé. Le délai TS3 doit être coordonné avec la durée de la séquence Alpha_90 du bloc de contrôle de Alpha (voir la section 4.2.2), c'est-à-dire le temps nécessaire pour la descente de α à la valeur de 90 degrés.

Cependant, lorsque le convertisseur est en mode redresseur, la séquence d'arrêt ordonne tout d'abord un retard forcé de type 1 au bloc de contrôle de Alpha, ce qui, par redondance, assure de nouveau l'annulation du courant. Ensuite, après un délai TS2 suffisant à l'annulation du courant CC, un blocage avec ou sans paires de shuntage est activé selon le cas. Si la tentative d'annulation du courant est réussie, c'est-à-dire que le signal interne Icc_PP_Vcclim est activé, le blocage est ordonné sans paires de shuntage. Dans le cas contraire, si le signal interne Icc_PP_Vcclim est inactif, le blocage est ordonné avec paires de shuntage afin de court-circuiter le convertisseur.

CHAPITRE 6

VALIDATION DU MODÈLE

Il est à noter que préalablement à la validation du modèle entier, une validation individuelle des sous-fonctions a été effectuée et quelques résultats sont présentés conjointement aux explications retrouvées aux chapitres 4 et 5. Le chapitre 6 permet de mettre en évidence les performances et le comportement du modèle d'interconnexion CCHT développé. Dans un premier temps, la validité du modèle est démontrée par la comparaison des formes d'onde obtenues lors de la simulation de diverses perturbations sur ce dernier ainsi que sur un modèle existant qui fut développé à l'aide de la librairie SPS de Matlab/Simulink [15]. Ensuite, l'emphase est mise sur la robustesse des systèmes de commande et de protection. À cet effet, les résultats de simulation du premier patron du CIGRÉ ([10] et [11]) sont présentés et commentés. Finalement, à partir du modèle dont il est question dans le présent document, une démonstration du comportement attendu de chacun des systèmes de protection et de commande lors de différents événements est présenté puis analysé. La version 2.0.2 de EMTP-RV et la version 4.0 de SPS ont été utilisés pour la validation. L'ordinateur est muni d'un processeur Pentium IV de 1.7 Ghz et de 1 Gb de mémoire vive. Le système d'exploitation utilisé par l'ordinateur est Windows XP professionnel version 2002.

6.1 Comparaison du modèle avec la version SPS

Afin de valider le comportement général de l'interconnexion CCHT, les résultats obtenus sur l'interconnexion monopolaire sont comparés avec le modèle proposé dans la section «Demos» de la librairie SimPowerSystems [15]. Le système à l'étude est une interconnexion CCHT monopolaire d'une puissance nominale de 1000 MW, soit une ligne CC de 500 kV avec un courant de 2 kA. Le réseau connecté au redresseur a une tension nominale de 500 kV et une fréquence de 60 Hz. Il présente un ratio de

court-circuit (SCR) d'environ 5, ce qui consiste en un réseau très fort. Pour sa part, le réseau connecté à l'onduleur a une tension nominale de 345 kV et une fréquence de 50 Hz. Son ratio de court-circuit, d'une valeur approximative de 10, le classe parmi les réseaux les plus forts. Pour le besoin de l'étude, une ligne à paramètres constants de 300 kilomètres a été ajoutée au modèle d'interconnexion dos-à-dos sous EMTP-RV. De plus, le courant CC mesuré au convertisseur 2 a été inversé pour des fins visuelles.

Le modèle sous SPS ne possède pas exactement les mêmes systèmes de protection et de régulation que le modèle proposé. On dénote une similarité au niveau des régulateurs qui permettent le contrôle du courant au redresseur et le contrôle de γ , de la tension et du courant simultanément à l'onduleur. Les systèmes de protection contre les ratés de commutation fonctionnent avec la même philosophie voulant que la réduction de l'angle α à la suite d'un raté de commutation permette d'éviter l'avènement de ratés successifs. Le limiteur de courant dépendant de la tension (LCDT ou VDCOL) permet dans les deux cas de rétablir la puissance sur l'interconnexion de façon douce et assure la stabilité à la suite de défauts. La constante de temps pour la rampe de courant utilisée dans les deux LCDT (ou VDCOL) est de 80 ms. Les mêmes gains ont été introduits pour les régulateurs des deux modèles. La période d'échantillonnage est de 50 μ s, soit celle proposée dans la démonstration SPS. Le rapport des tensions au secondaire et au primaire des transformateurs de convertisseur sont les mêmes pour les deux modèles. Les filtres de courant CA sont du même type et offrent une compensation des VArS de 60% de la puissance nominale et ce, tant à l'onduleur qu'au redresseur.

Afin de simplifier la présentation, les résultats de simulation comparatifs sont présentés à l'annexe 1. Les défauts à l'étude sont le défaut triphasé puis le défaut monophasé (A-terre) des deux côtés de l'interconnexion, soit à l'onduleur puis au redresseur. Les courts-circuits appliqués sont d'une durée de 100 ms et sont à résistance nulle. Le courant CC, la tension CC, l'angle α et les tensions triphasées de chaque côté de l'interconnexion sont les quantités observées pour la comparaison des modèles.

Le but de cette étude n'est pas de superposer les résultats des deux systèmes, mais plutôt l'observation d'une certaine homogénéité ainsi que quelques différences dans les comportements des deux modèles. Selon les courbes observées, leurs comportements sont similaires pour les défauts à l'étude, mises à part quelques exceptions. Il est par contre évident que le modèle proposé sous EMTP-RV consiste en un modèle générique fiable puisqu'il réagit de façon semblable à son homologue de SPS déjà éprouvé, en présence de diverses perturbations. Les tensions et courants CC en régime permanent sont les mêmes et l'angle α en régime permanent est, en moyenne, de même grandeur.

Cependant, en régime transitoire, les fluctuations des quantités observées diffèrent quelque peu. Ceci peut s'expliquer principalement par des différences au niveau des protections de ratés de commutation. En effet, dans tous les cas à l'étude, on dénote un raté de commutation soit à l'instant de court-circuit, soit à l'instant de relâchement de ce dernier.

Les deux systèmes de protection de ratés de commutation fonctionnent selon le même principe voulant qu'une avance temporaire de l'angle α permette d'éviter les ratés de commutation subséquents. Cependant, trois différences sont notables. Premièrement, aucun système permettant de détecter un raté de commutation n'est disponible dans le modèle SPS. Il s'agit plutôt d'un système de prévention des ratés de commutation qui s'active lorsque la tension CA présente des perturbations [5]. Deuxièmement, contrairement au principe du modèle sous EMTP-RV (voir section 5.4), la valeur de l'angle α n'est pas diminuée d'une valeur fixe (20 degrés pour les résultats présentés) pour une durée prédéterminée. C'est plutôt la limite maximale de l'angle α fourni par les régulateurs qui est abaissée périodiquement selon les conditions de la tension CA à la barre de commutation. Troisièmement, lors d'une détection d'un raté de commutation, le PRCCC sous EMTP-RV force, pour une durée prédéterminée par l'utilisateur, la consigne de courant fournie par le LCDT à sa valeur minimale (consigne RC_Ud_zero), ce qui permet ultimement de stabiliser la tension à la barre de commutation et s'avère utile pour les réseaux faibles. Cette fonction supplémentaire rend le rétablissement de

l'interconnexion moins rapide, mais en assure une robustesse accrue en évitant les ratés de commutation à la montée du transit de puissance. Il est à noter que cette fonction n'est pas disponible dans le modèle sous SPS. Les différences causées par l'avènement de la consigne RC_Ud_zero sont plus facilement observable par la comparaison des figures 111 et 112 alors que le courant est rétabli plus rapidement par le modèle sous SPS.

Il est également possible d'observer une autre différence entre les résultats à l'essai avec défaut triphasé à l'onduleur. En effet, aux figures 87 à 92, on observe qu'au relâchement du court-circuit, un raté de commutation est survenu sur le modèle SPS, ce qui n'est pas le cas sur le modèle EMTP-RV. Il s'ensuit que le temps de stabilisation est plus petit d'environ 100 ms sur EMTP-RV.

Puisque le modèle sous EMTP-RV est beaucoup plus détaillé que celui sous SPS, il est évident que la durée d'une simulation est plus élevée pour le modèle EMTP-RV que le modèle SPS. En effet, avec l'utilisation de l'ordinateur décrit au début du chapitre, on enregistre, pour une simulation de 1 s, une durée de calculs de 53.3 s sous EMTP-RV et de 33.1 s sous SPS sans l'accélérateur Simulink. Sous EMTP-RV, la durée totale est celle indiquée par le compteur intégré. Sous SPS (Matlab), les fonctions «tic» et «toc» ont été utilisées pour marquer le début et la fin de la simulation et en afficher la durée.

6.2 Robustesse et patron CIGRÉ

Afin de mettre en valeur la robustesse du système implémenté sous EMTP-RV, il est essentiel d'en éprouver le fonctionnement lorsque greffé à des réseaux rendant le contrôle critique. De façon générale, un bon système de commande pour interconnexion CCHT doit permettre le rétablissement du transit de puissance le plus rapidement possible et sans ratés de commutation. Pour cette épreuve, le patron d'interconnexion A1 du CIGRÉ, décrit aux références [10] et [11], a été implémenté et commandé par le système proposé sous EMTP-RV. Tel que mentionné à la section 2.4, les réseaux CA interconnectés sur le patron du CIGRÉ sont considérés faibles. Des défauts CA de

chaque côté de l'interconnexion sont présentés à l'annexe 2 du présent document. Les perturbations créées sont le défaut triphasé et le défaut monophasé sur chacun des deux réseaux de l'interconnexion monopolaire. Il est à noter que la configuration CC a été quelque peu modifiée alors que les filtres CC ainsi que la ligne de transport n'ont pas été inclus pour les simulations. Une interconnexion dos-à-dos est implémentée et un simple condensateur ($1\mu F$) a la tâche de filtrage de la tension CC. Le convertisseur 1 est le redresseur et le convertisseur 2 est l'onduleur. La période d'échantillonnage utilisée est de $50\mu s$. Il est à noter que, pour des fins visuelles, la consigne de courant provenant du LCDT au convertisseur 2 a été inversée sur les oscillogrammes.

Le patron CIGRÉ est tel que les filtres CA provoquent une forte résonance parallèle à la seconde harmonique avec l'impédance du réseau sur lequel il est jumelé. Des oscillations de fréquences voisines à celle de la fondamentale sont observables sur les oscillogrammes de la tension CA, notamment à la figure 122, où la présence de distorsions de seconde harmonique est plus facilement visible. Avec les réseaux faibles, on dénote un faible amortissement de la tension et donc, une constante de temps de stabilisation beaucoup plus élevée qu'avec des réseaux forts. Pour cette raison, il est essentiel de diminuer la pente de montée de la consigne de courant du LCDT de manière à conserver en tout temps un transit de puissance raisonnable. Une constante de temps de stabilisation de la consigne de courant de 300 ms a donc été utilisée dans les LCDTs afin de satisfaire la stabilité dans la majorité des cas.

La condition des réseaux en présence des perturbations crée également des distorsions harmoniques diverses et des sursensions importantes au relâchement des défauts, ce qui rend l'onduleur davantage susceptible aux ratés de commutation. Ces distorsions présentes du côté CA influencent également le courant et la tension CC sur lesquels on observe d'importantes oscillations, notamment de fréquence fondamentale. L'efficacité du système mis à l'épreuve est démontrée alors que le transit de puissance est rapidement rétabli à sa valeur nominale dans tous les cas et ce, sans à-coups. Lors de ces essais, un

seul raté de commutation est observé et provoqué par le défaut monophasé à l'onduleur, mais aucun raté de commutation ne survient au rétablissement de l'interconnexion.

Somme toute, le rétablissement le plus doux possible est obtenu notamment grâce aux actions portées par le PRCCC et le LCDT. Sur les oscillogrammes de l'angle α , les modes de fonctionnement instantané des régulateurs sont illustrés. Ces courbes permettent de démontrer le travail des régulateurs qui basculent d'un mode à l'autre afin d'assurer des performances optimales. Entre autres, on observe à la figure 133 le passage en mode γ constant des régulateurs à l'onduleur lors du rétablissement, ce qui permet d'éviter un raté de commutation dû à une grandeur insuffisante de l'angle d'extinction des thyristors. Il est à noter que le choix des paramètres du système n'a pas été fait de façon optimale pour les simulations. Il n'en reste pas moins que le comportement démontré est fort acceptable. La robustesse du modèle d'interconnexion CCHT offre un temps de stabilisation d'un maximum de 400 ms suite au relâchement d'un défaut. Dans la majorité des cas, le temps de stabilisation est cependant de près de 300 ms.

Tel que mentionné à la section 2.4.1, la présence d'un STATCOM ou d'un SVC relié à la barre de commutation permettrait une stabilité accrue de la tension CA à la barre de commutation lors des perturbations. En effet, on éliminerait la composante de seconde harmonique et autres distorsions de la tension de commutation, ce qui faciliterait et accélérerait le rétablissement du transit de puissance. Par contre, il a été démontré que le système de commande du modèle proposé est autosuffisant à l'obtention de performances plus qu'acceptables. Il est toutefois flexible et permet l'ajout de fonctions additionnelles à la convenance de l'utilisateur.

6.3 Comportement du modèle d'interconnexion CCHT bipolaire

Les résultats présentés dans cette section servent de complément aux descriptions individuelles des fonctions. L'étude vise à montrer le comportement du modèle d'interconnexion et non son influence sur les réseaux. Le système à l'étude est une

interconnexion CCHT bipolaire à tension nominale de 500 kV et un courant de 1 kA circulant sur chaque pôle. La puissance nominale est donc de 1000 MW au total. Les réseaux implémentés pour cette étude sont les mêmes que ceux utilisés sur le modèle SPS [15]. Le réseau connecté au redresseur a donc une tension nominale de 500 kV et une fréquence de 60 Hz. Il présente un ratio de court-circuit (SCR) d'environ 5. Pour sa part, le réseau connecté à l'onduleur présente une tension nominale de 345 kV et une fréquence de 50 Hz. Son ratio de court-circuit est d'environ 10. Sur l'interconnexion à l'étude, les convertisseurs 1 et 3 sont initialement en mode redresseur et les convertisseurs 2 et 4 sont initialement en mode onduleur. Les défauts administrés sont des courts-circuits francs. Il est à noter que normalement, les consignes provenant des LCDT sont toujours positives, mais, pour des fins visuelles, celles obtenues aux convertisseurs 2 et 3 ont été inversées sur les oscillogrammes. Rappelons que, tel que décrit à la section 3.6.1, tous les signaux de commande des régulateurs et des protections sont positifs.

De plus, sur les oscillogrammes de la présente section, contrairement à ceux des sections 6.1 et 6.2, la tension CC est beaucoup plus oscillatoire. En effet, le condensateur de filtrage sur chacun des pôles a été exclu afin de démontrer qu'il n'est pas nécessaire au bon fonctionnement de l'interconnexion, mais qu'il permet cependant d'amortir les grandes oscillations de la tension CC. L'interconnexion implémentée est donc de type dos-à-dos et la tension et le courant CC mesurés aux convertisseurs d'un même pôle sont identiques en régime permanent. Finalement, les oscillogrammes illustrant l'angle d'allumage des régulateurs sont tous accompagnés des signaux indiquant leur mode de fonctionnement (voir section 4.2.3.5).

6.3.1 Le défaut triphasé à l'onduleur

Le défaut triphasé d'une durée de 100 ms illustré aux figures 46 à 48 provoque une baisse instantanée de la tension CC. Le DBTCA détecte le défaut et engendre le

verrouillage du PDCC, sans quoi, un retard forcé de type 2 serait déclenché inutilement. Pour sa part, le LCDT ajuste la consigne de courant automatiquement en fonction de la tension CC mesurée. Puisque le court-circuit a lieu à l'onduleur, le redresseur est encore en mesure de fournir de l'énergie à l'interconnexion. Le courant CC est alors maintenu à la valeur minimale prescrite par le LCDT tel qu'observable à la figure 46 entre les instants $t \approx 0.825s$ et $t \approx 0.9s$. Aux mêmes instants, les redresseurs maintiennent leurs angles d'allumage à une valeur proche de 90 degrés et oscillent momentanément en mode onduleur afin de maintenir le courant à la valeur minimale. De plus, tel qu'illustré à la figure 48, les onduleurs tentent d'abord de rétablir la tension CC en augmentant la valeur de l'angle α . Ensuite, lorsque l'angle d'allumage donné par le sous régulateur de tension devient plus grand que celui du sous régulateur de γ , les onduleurs entrent automatiquement en mode de régulation γ constant, ce qui permet de diminuer α et d'éviter les ratés de commutation.

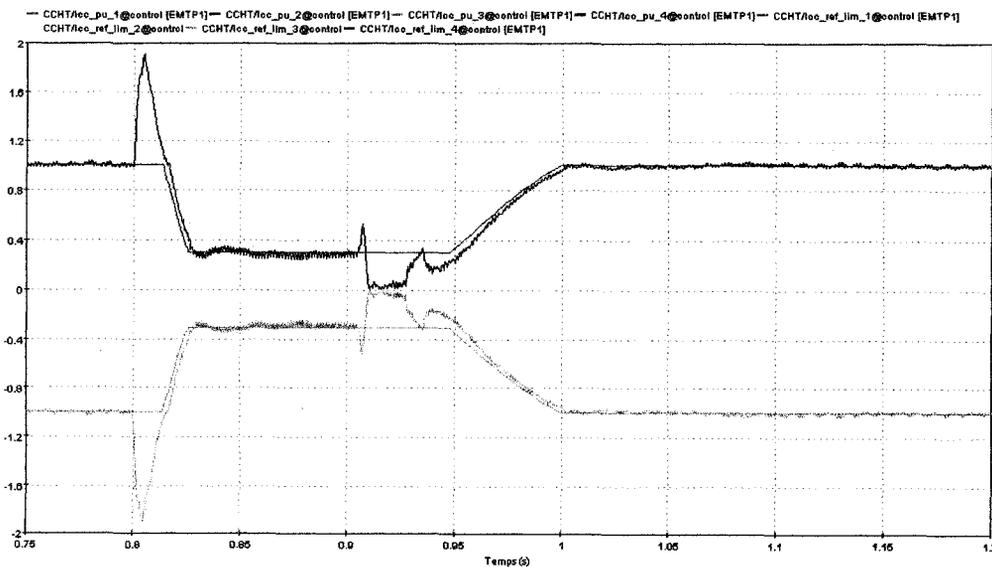


Figure 46 I_{cc} (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur

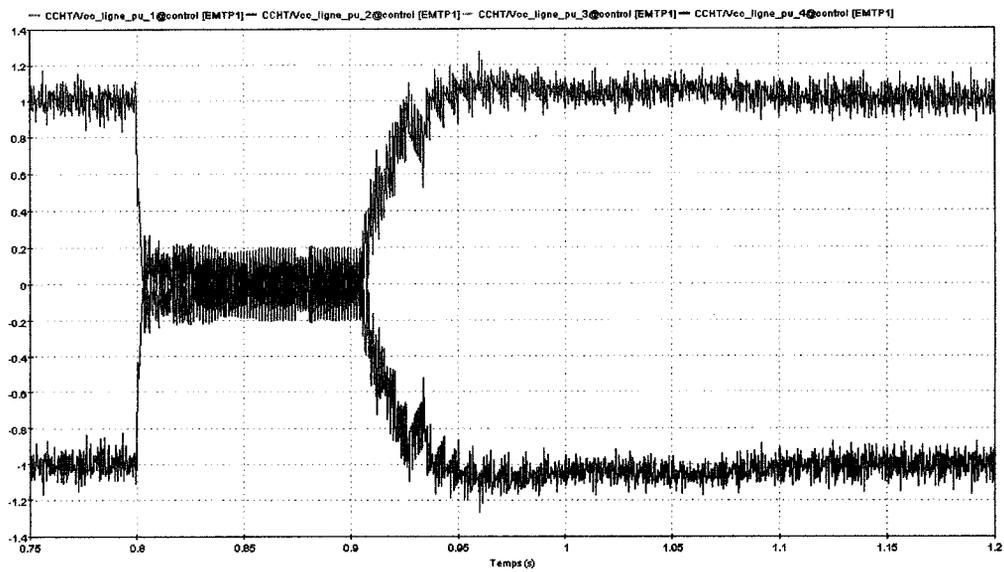


Figure 47 Vcc (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur

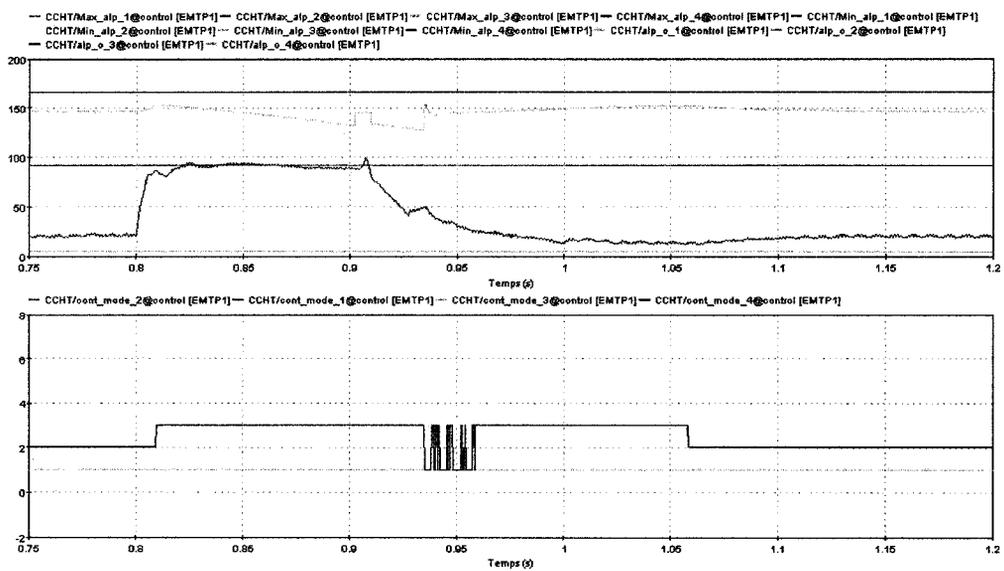


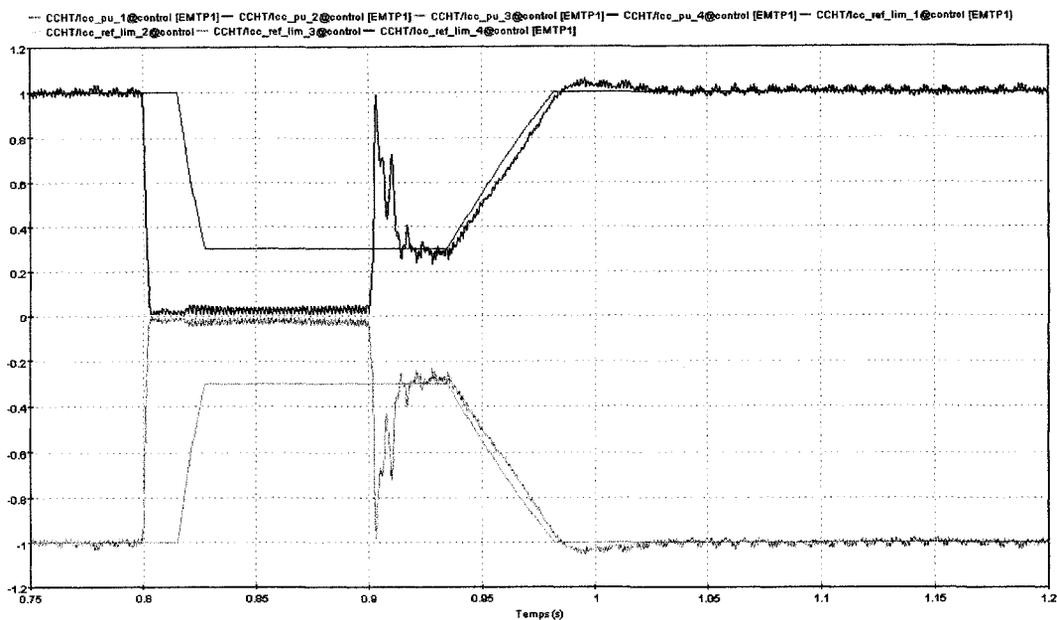
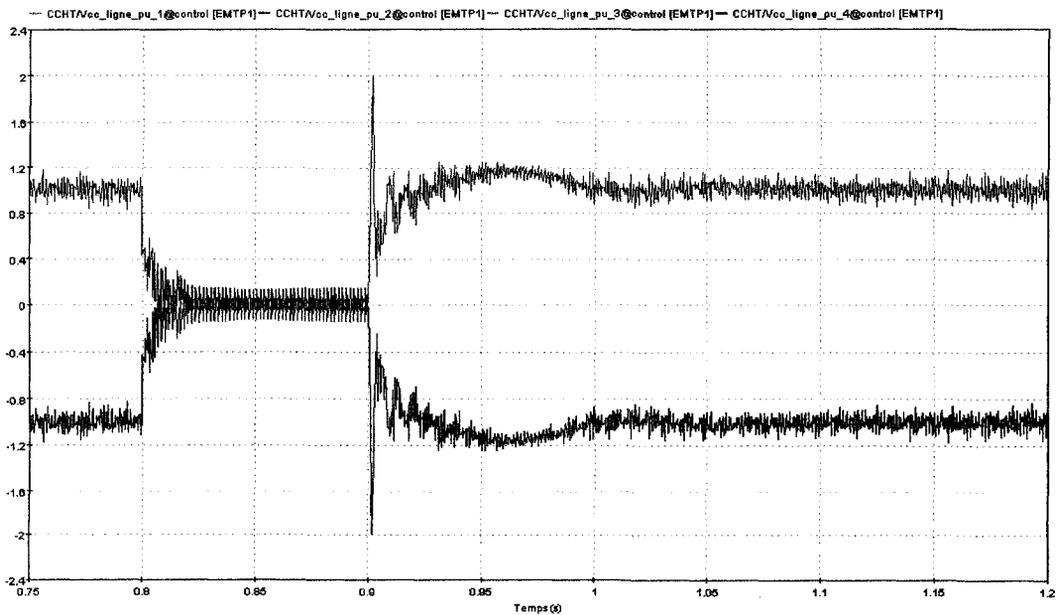
Figure 48 Alpha (degrés) - défaut triphasé à l'onduleur

Lorsque le défaut est relâché à l'instant $t = 0.9s$, la tension CC est rétablie et le LCDT rampe la consigne de courant avec une pente pré ajustée qui permet d'assurer la stabilité et un rétablissement relativement rapide de la puissance transitée (environs 100 ms). Au commencement de la montée de la consigne de courant, les onduleurs basculent entre les modes de régulation courant constant et γ constant afin d'aider les redresseurs à respecter la consigne de courant tout en réduisant les chances de ratés de commutation. Puis, lorsque la différence entre le courant mesuré aux onduleurs et la consigne de courant est plus faible que la marge de courant prescrite aux onduleurs (0.1 p.u. dans le cas présent), les onduleurs ne sont plus sollicités pour la régulation de courant et peuvent réguler la tension CC à la valeur nominale.

6.3.2 Le défaut triphasé au redresseur

De même que pour le défaut triphasé côté onduleur, celui côté redresseur provoque une baisse instantanée de la tension CC. Le travail du DBTCA côté redresseur, soit la discrimination du défaut CA, est encore une fois effectué. Son signal de sortie BT_ca indique au PDCC local et à celui du convertisseur opposé que la baisse de tension n'est pas due à un défaut CC. Dans le cas présent, ce sont les DBTCAs des convertisseurs 1 et 3 qui effectuent cette tâche puisque le défaut de 100 ms a été appliqué sur le réseau CA_1.

Quant au LCDT, il ajuste la consigne de courant en fonction de la tension CC mesurée jusqu'à sa valeur minimale. À la figure 49, on observe que les redresseurs des deux pôles ne sont pas en mesure de fournir le courant exigé par les régulateurs pour la durée du court-circuit. Les angles d'allumage observés à la figure 51, à tous les convertisseurs, sont alors à leur limite minimale dû à la vaine tentative des régulateurs de rétablir le courant. Les valeurs correspondantes au mode fonctionnement des régulateurs lorsqu'à la valeur minimale témoignent également de cette affirmation.

Figure 49 I_{cc} (p.u.) - défaut triphasé au redresseurFigure 50 V_{cc} (p.u.) - défaut triphasé au redresseur

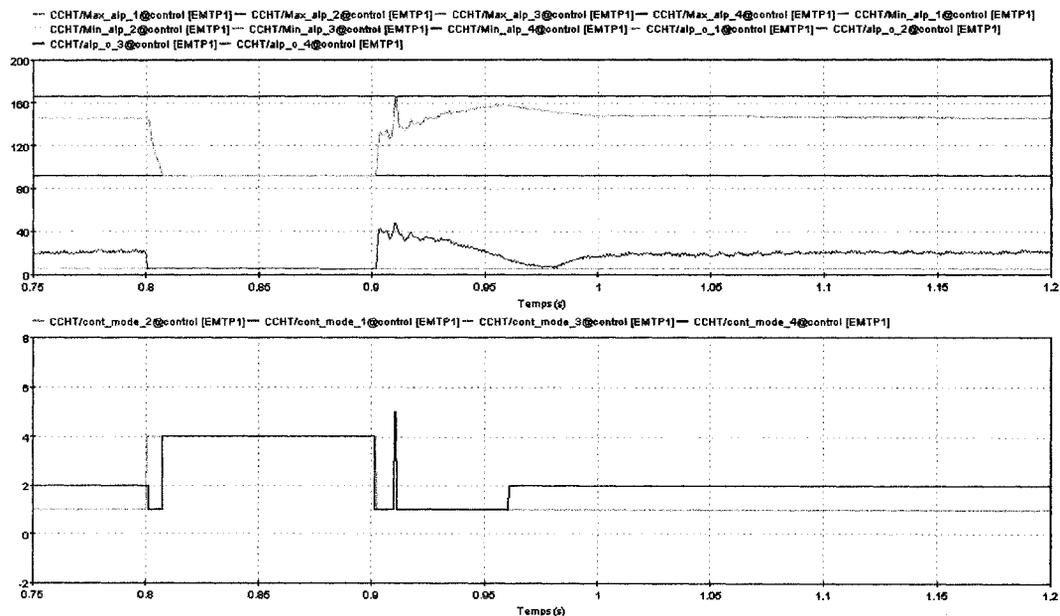


Figure 51 Alpha (degrés) - défaut triphasé au redresseur

Lorsque le défaut est relâché à l'instant $t = 0.9s$, la tension CC est rétablie très rapidement avec un dépassement transitoire causé par la faible valeur des angles Alphas (limites inférieures) à «l'état initial» du relâchement. Tel qu'illustré à la figure 51, les onduleurs entrent en mode de régulation de courant constant et aident les redresseurs à atteindre la consigne rampée. Les régulateurs réagissent rapidement et le courant est alors rétabli à la valeur prescrite par les LCDTs. Les onduleurs sont alors en mesure de passer en régulation de tension et établir la tension CC nominale. Encore une fois, la restauration de la puissance nominale transitée est effectuée en plus ou moins 100 ms.

6.3.3 Le défaut monophasé à l'onduleur

Lors d'un défaut monophasé à l'onduleur, le DBTCA et le LCDT jouent un rôle similaire à celui exercé lors de défauts triphasés. Le DBTCA permet de discriminer les défauts CA et le LCDT ajuste la consigne de courant en fonction de la tension CC mesurée sur l'interconnexion. Les résultats présentés aux figures 52 à 54 montrent que le court-circuit

franc exercé entre la phase A et la mise à la terre provoque un raté de commutation aux convertisseurs 2 et 4 (onduleurs). En effet, on dénote à la figure 52 une hausse instantanée du courant CC et à la figure 53, une baisse rapide de la tension CC. Ces deux indices sont complétés par la remise à la valeur minimale de la consigne de courant commandée par le PRCCC à l'aide du signal RC_Ud_zero. À la figure 54, il est clairement visible que la détection d'un raté de commutation engendre une diminution forcée (20 degrés dans le présent cas) de l'angle d'allumage des onduleurs afin de réduire les probabilités de ratés subséquents. Dans le même but, les régulateurs des onduleurs sont principalement en mode de régulation γ constant durant le défaut.

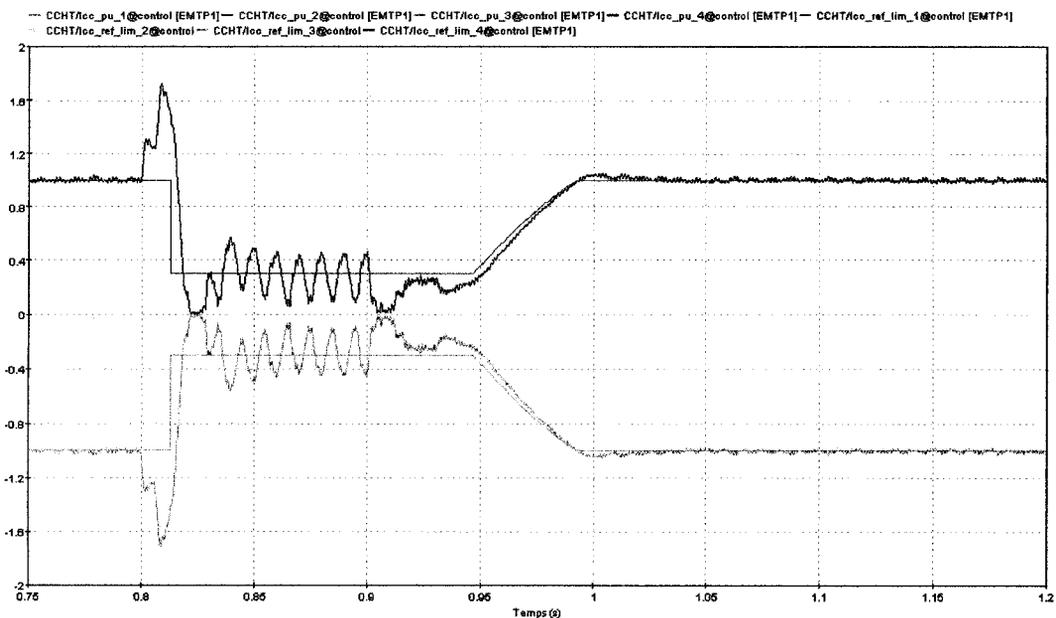


Figure 52 Icc (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur

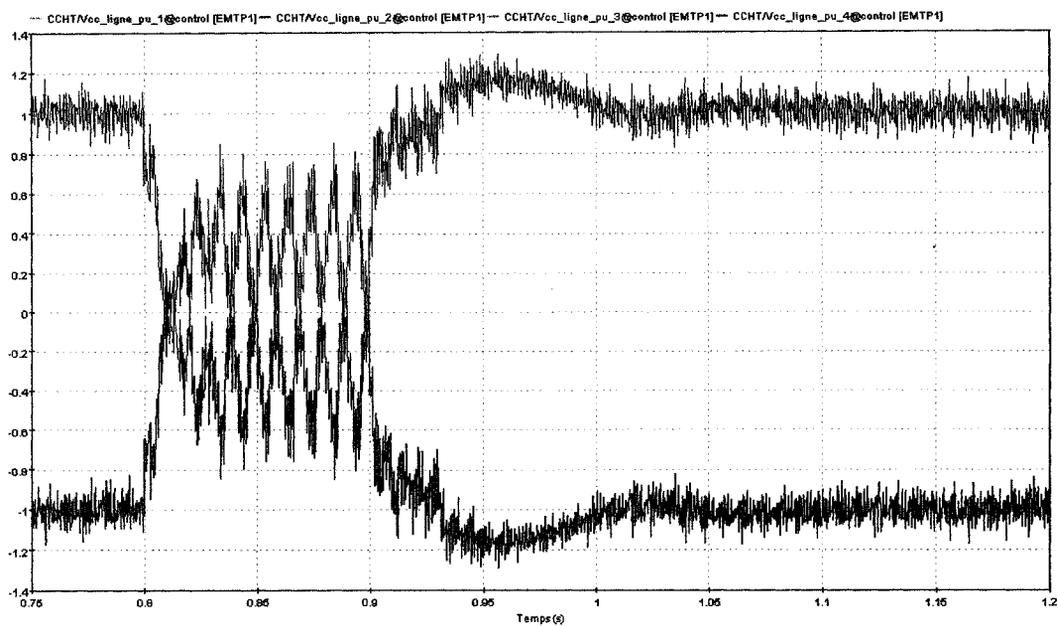


Figure 53 V_{cc} (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur

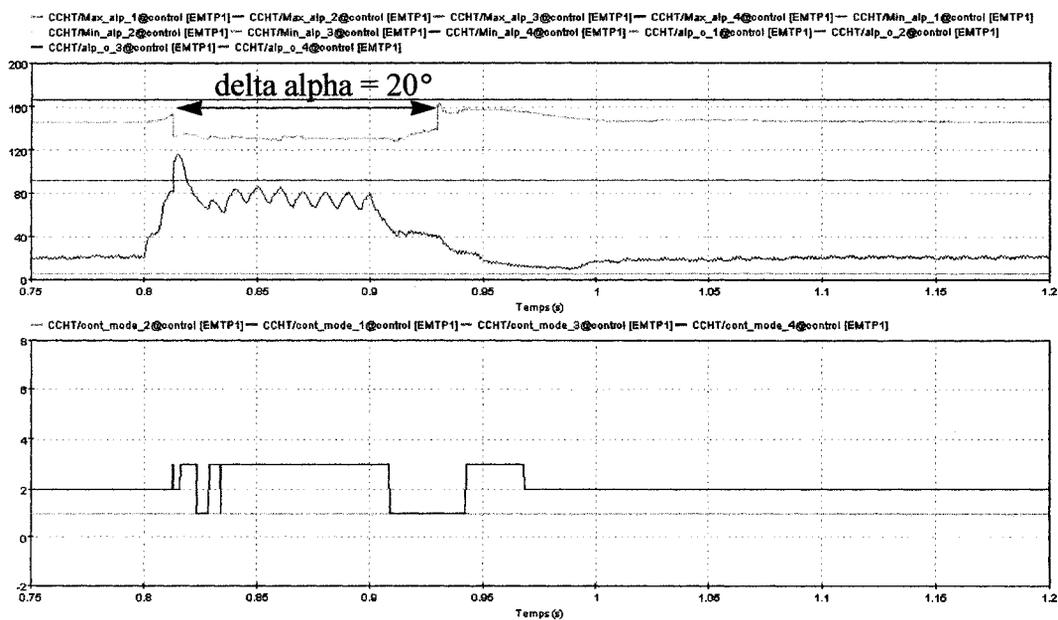


Figure 54 Alpha (degrés) - défaut monophasé à l'onduleur

Les particularités du défaut monophasé sont les oscillations présentes dans la tension et le courant CC. La composante de séquence inverse non-nulle, due à l'asymétrie du système triphasé, qui est retrouvée du côté CA se traduit par des oscillations de seconde harmonique du côté CC.

Le relâchement du défaut à l'instant $t = 0.9s$ permet le rétablissement rapide de la tension et par le fait même, celui du courant sur une rampe ordonnée par le LCDT. Pour des performances optimales, les régulateurs des onduleurs basculent entre le mode de régulation de courant constant et γ constant. De nouveau, la puissance nominale est obtenue en quelques 100 ms au rétablissement.

6.3.4 La défaut monophasé au redresseur

Sur le modèle à l'étude, le défaut monophasé aux redresseurs n'a provoqué aucun raté de commutation, contrairement à celui provoqué du côté onduleur. Le DBTCA joue son rôle discriminatoire et prévient le PDCC d'un défaut CA. Aux figures 55 et 56, les oscillations de la tension et du courant CC sont provoquées par les tentatives de conversion effectuées par les redresseurs. Puisqu'une seule phase de la tension est annulée et que le système de commande des impulsions reste relativement bien synchronisé avec le réseau, les redresseurs parviennent tout de même à convertir durant les alternances des phases restantes, mais tentent également de convertir aux alternances correspondant à la phase nulle, ce qui provoque des oscillations prononcées du courant. La tension oscillatoire est influencée par le courant CC imposé par les redresseurs. Le mode de fonctionnement des régulateurs illustré à la figure 57 démontre le passage des onduleurs au mode régulation de courant constant alors que l'angle d'allumage aux redresseurs atteint périodiquement sa valeur minimale pendant le défaut.

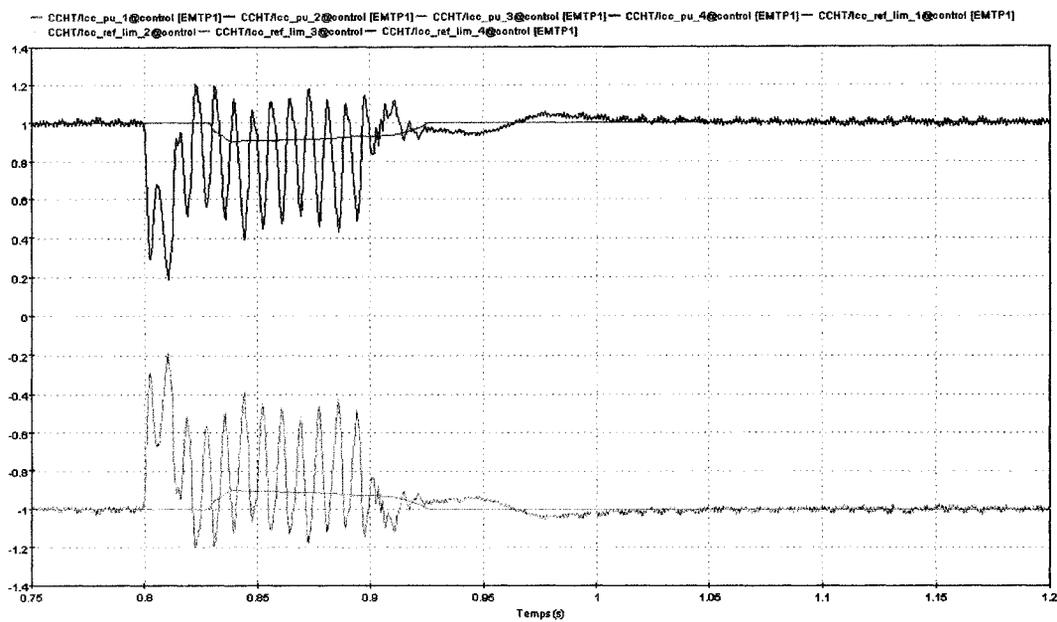


Figure 55 I_{cc} (p.u.) - défaut monophasé au redresseur

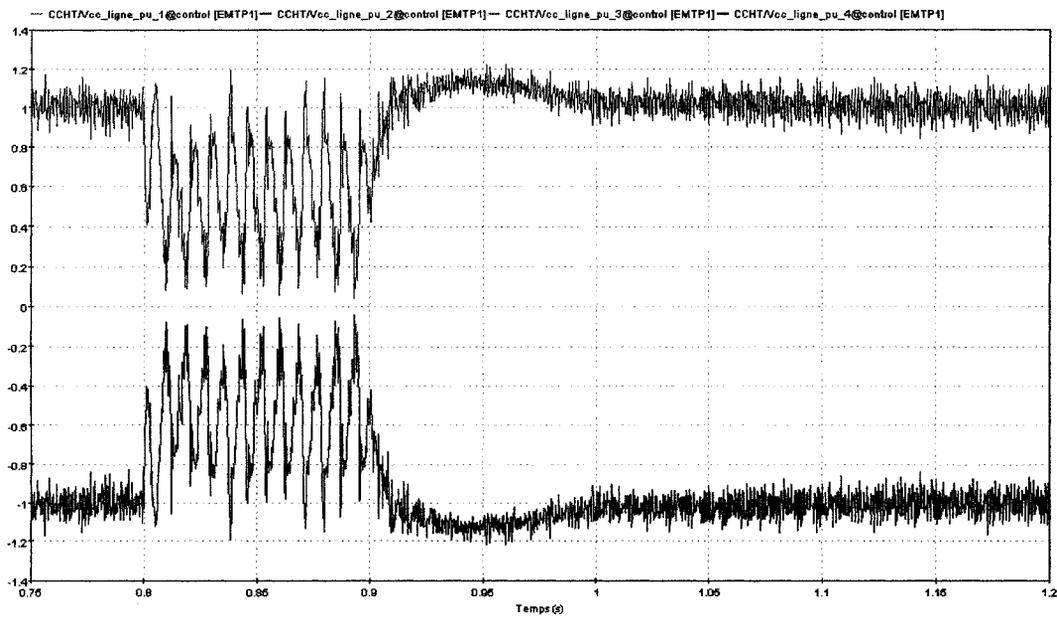


Figure 56 V_{cc} (p.u.) - défaut monophasé au redresseur

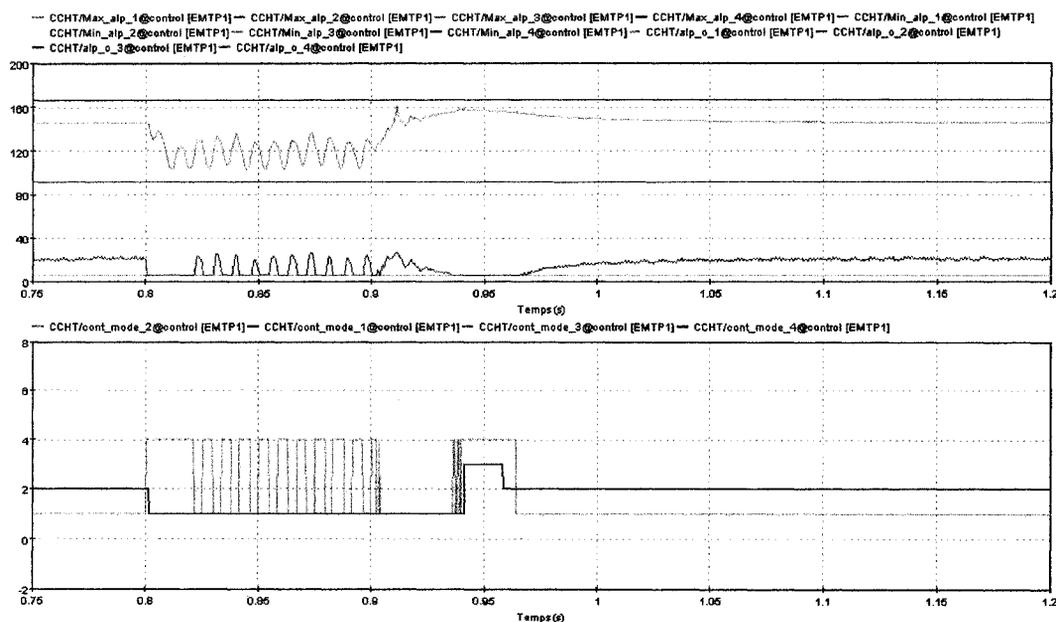


Figure 57 Alpha (degrés) - défaut monophasé au redresseur

Il est possible de déduire de l'oscillogramme des courants CC et de leurs consignes respectives que les filtres de mesure de la tension présents dans les régulateurs et les LCDTs ont des fréquences naturelles suffisamment faibles pour indiquer aux systèmes de commande une tension moyenne peu oscillatoire et suffisamment élevée. Ceci permet de conserver une consigne de courant limitée, mais proche de la valeur nominale et non perturbée par les oscillations de la tension CC. Au relâchement du défaut, à l'instant $t = 0.9\text{s}$, la tension et le courant CC sur les deux pôles sont rétablis à la valeur nominale en moins 100 ms. Les onduleurs passent momentanément en mode de régulation γ constant pour éviter une valeur trop faible de l'angle d'extinction puis reprennent rapidement le mode de régulation de tension constante afin de rétablir la quantité nominale sur les pôles.

6.3.5 Le défaut CC sur un seul pôle

Les résultats présentés visent à démontrer le fonctionnement du PDCC et à souligner sa disponibilité. Il est toutefois important de mentionner que ce type de protection est très peu utilisé, voire, inutilisé sur les interconnexions dos-à-dos puisque l'absence de lignes de transport réduit l'exposition aux courts-circuits de ce type. Le défaut CC est appliqué entre les inductances de lissage du convertisseur 1 et du convertisseur 2 sur le pôle 1 de l'interconnexion. Tel qu'illustré à la figure 59, entre les instants $t = 0.8s$ et $t = 0.9s$, la tension est entièrement annulée sur le pôle en faute puisqu'il s'agit d'un court-circuit franc. L'angle α du convertisseur 2 observé à la figure 60 démontre que les régulateurs de l'onduleur tentent immédiatement de rétablir la tension, mais en vain. L'angle d'allumage du convertisseur 2 est alors poussé à sa valeur minimale.

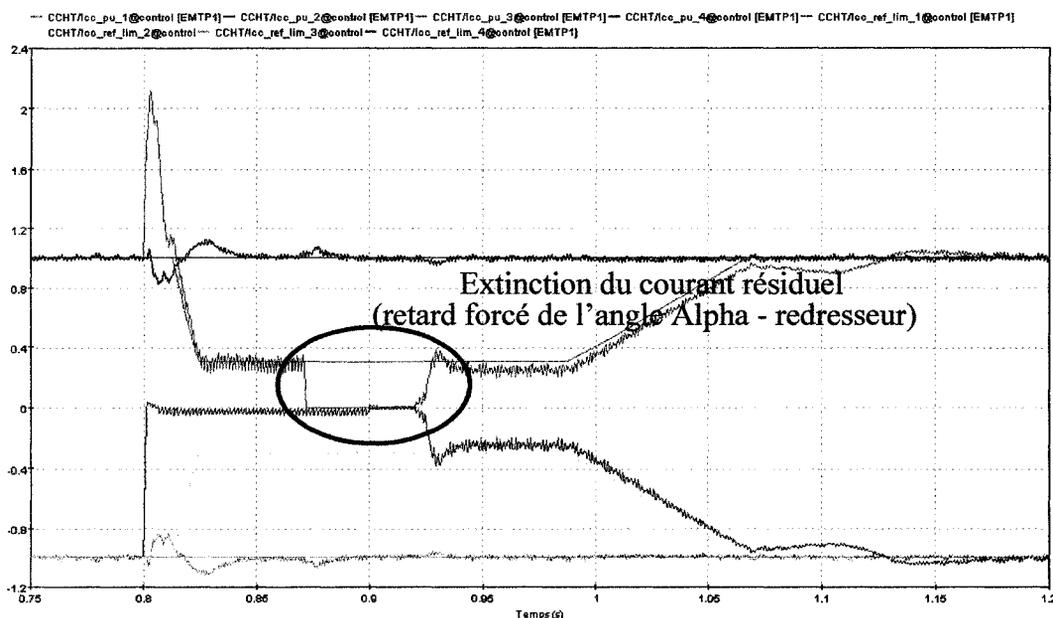


Figure 58 I_{cc} (p.u.) - défaut CC sur un seul pôle

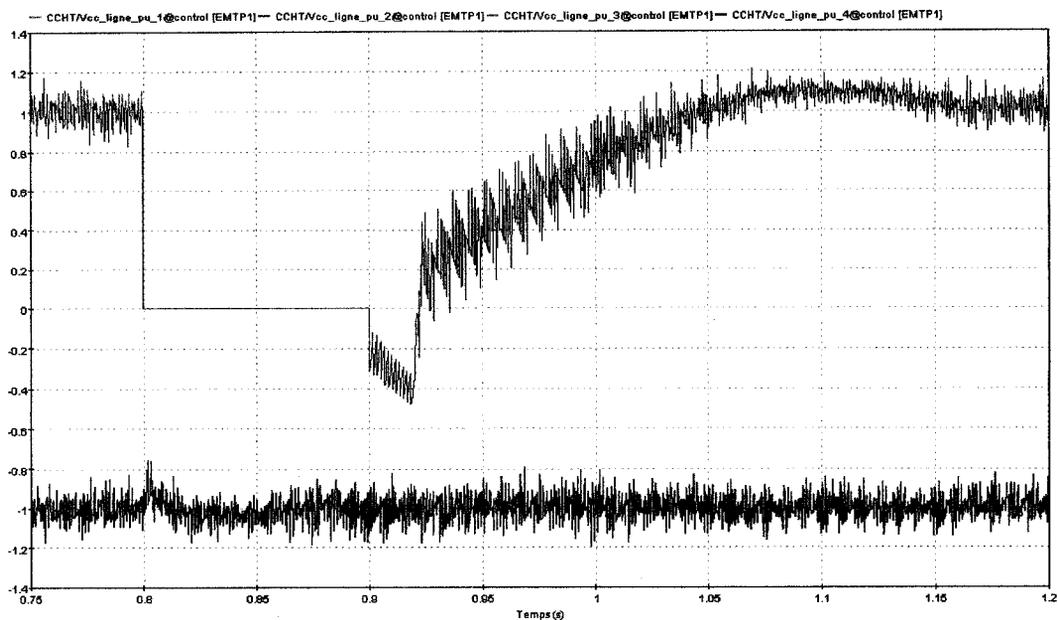


Figure 59 Vcc (p.u.) - défaut CC sur un seul pôle

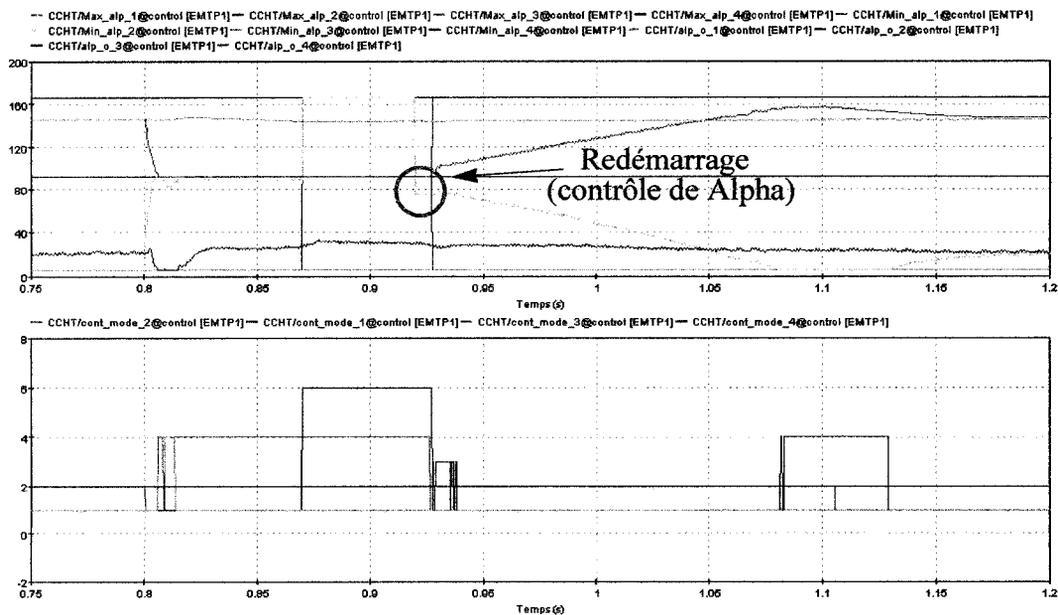


Figure 60 Alpha (degrés) - défaut CC sur un seul pôle

Pour sa part, le PDCC au convertisseur 1 détecte la baisse de tension puis, après un délai spécifié, ordonne au contrôle de Alpha un retard forcé de type 2. Il s'ensuit immédiatement l'extinction du courant CC au redresseur (seul moyen d'éteindre l'arc provoqué par un défaut CC réel), tel que démontré à la figure 58. Le mode de redémarrage du contrôle de Alpha est ensuite enclenché et force l'angle α au redresseur à une valeur permettant de rétablir plus rapidement le courant à la valeur prescrite par la consigne du LCDT. En effet, l'oscillogramme des angles Alphas à la figure 60 démontre que le mode redémarrage force l'état initial des régulateurs à une valeur plus proche de la valeur en régime permanent, ce qui optimise les performances au rétablissement.

Le rétablissement des quantités nominales, avec l'assistance du LCDT et après l'action portée par le PDCC, est d'une durée d'environ 250 ms. Le défaut provoqué sur un seul pôle de l'interconnexion a un effet quasi-négligeable sur la puissance transitée sur le second pôle. L'avantage d'une interconnexion bipolaire est justement la prise en charge continue de la moitié de la puissance transitée d'un réseau à l'autre sur le pôle fonctionnel lorsque son homologue est en panne.

6.3.6 Le raté de commutation au convertisseur 2 (onduleur)

Un seul raté de commutation est provoqué alors qu'une impulsion est bloquée à la valve 7 du convertisseur 2. Ce dernier, tel qu'observable à la figure 61, se caractérise par une surintensité transitoire du courant élevée conjointement à la remise à la valeur minimale de la consigne de courant provenant du LCDT ($RC_Ud_zero=1$ à la détection). On dénote une baisse prononcée de la tension CC (court-circuit provoqué par deux valves opposées en conduction) à la figure 62, mais le rétablissement de cette dernière est très rapide lorsque la séquence de commutation revient à la normale.

En outre, à la figure 63, on observe la baisse instantanée de l'angle α à l'onduleur lorsque ce raté de commutation est détecté alors que le signal d_alpha est activé et qu'une diminution de 20 degrés de cet angle est provoquée par le PRCCC. Ceci confère

une diminution des probabilités de ratés de commutation successifs. Bien que la tension revienne rapidement à sa valeur nominale, la consigne provenant du LCDT est forcée à sa valeur minimale pour une durée pré déterminée par le PRCCC afin de permettre au réseau de se rétablir à faible charge. Lorsque les signaux d_alpha et RC_Ud_zero sont désactivés par le PRCCC, on observe un léger à-coup de l'angle α à l'onduleur ainsi que dans la tension et le courant CC.

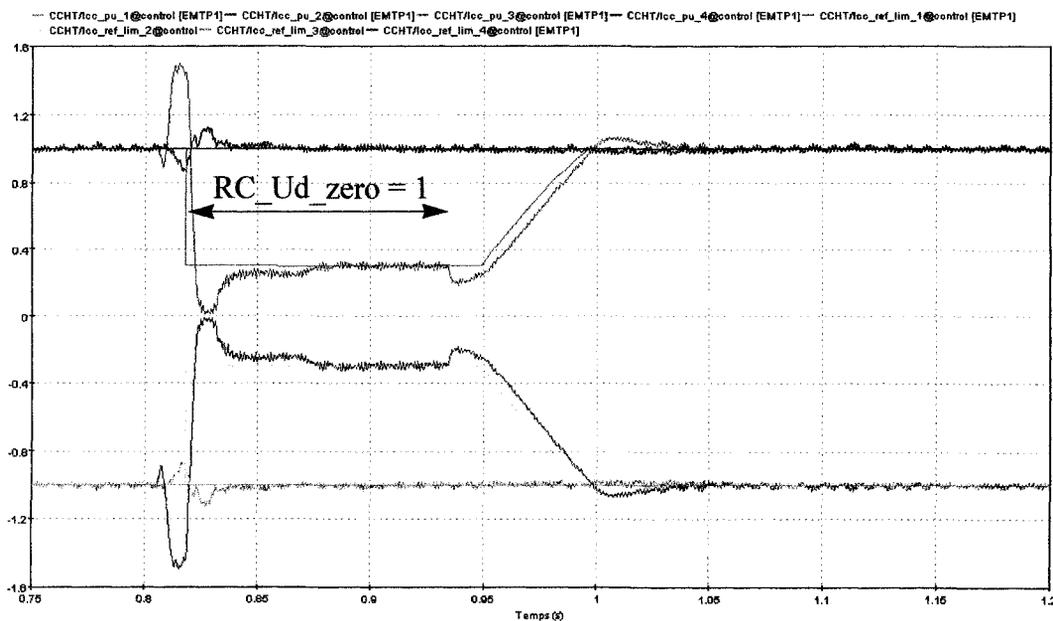


Figure 61 Icc (p.u.) - Raté de commutation au convertisseur 2

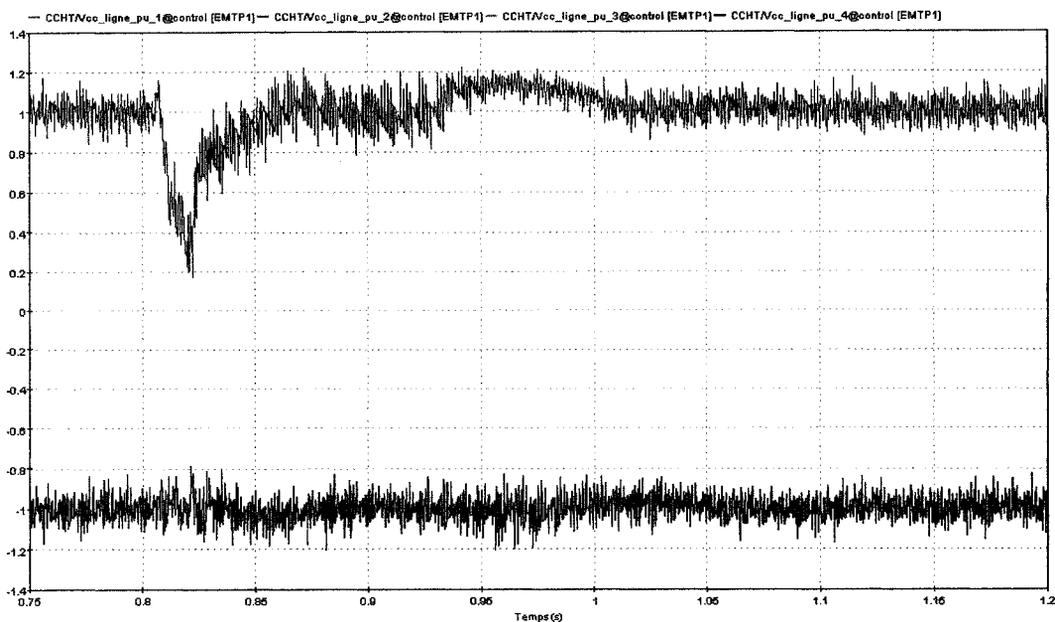


Figure 62 Vcc (p.u.) - Raté de commutation au convertisseur 2

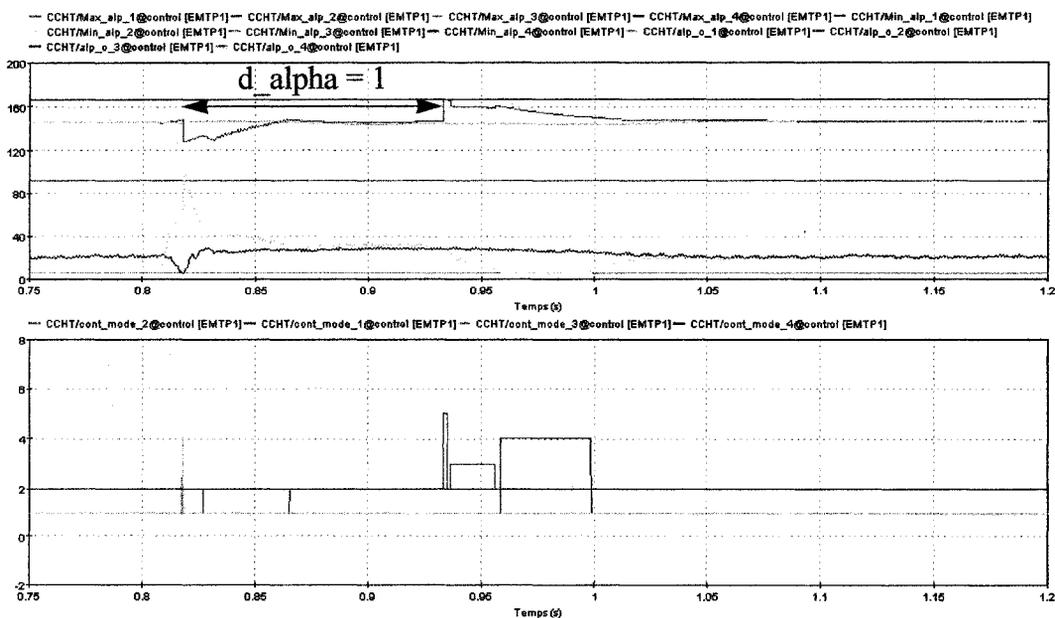


Figure 63 Alpha (degrés) - Raté de commutation au convertisseur 2

Au rétablissement, au relâchement de la consigne d'avance de l'angle d'allumage et de celle de mise à la valeur minimale de l'angle α , le LCDT est autorisé à donner une consigne de courant proportionnelle à la tension CC. Le rétablissement de la puissance sur ce pôle est alors enclenché puis le régime permanent est atteint en moins de 100 ms après le relâchement des signaux de protection provenant du PRCCC.

6.3.7 Le défaut biphasé au convertisseur 1 (redresseur)

Une des causes probables de ce type de défaut est l'avènement d'un contournement électrique sur une valve d'un convertisseur dû entre autres à la détérioration de l'isolation. Plus particulièrement, si le défaut se produit sur une valve non-conductrice, la conséquence du défaut biphasé causé par l'arc électrique est la circulation d'un courant très élevé dans la valve en conduction à cet instant. Il est impératif de protéger les valves et donc, de bloquer immédiatement le convertisseur lorsque le court-circuit de valve est détecté.

Tel que démontré aux figures 64 à 66, le PRCCC ordonne quasi-instantanément un blocage de type X au convertisseur en faute lorsque ce défaut est décelé à l'instant $t = 0.8s$. Dans le cas présent, le signal RCCC_BLK_X est activé par le PRCCC et transmis aux séquences de blocage du convertisseur 1. Bien que le pôle 2 ne soit pas en faute, on dénote des oscillations perturbatoires de la tension CC, de l'angle α et du courant CC aux convertisseurs 3 et 4. Les symptômes ressentis au pôle 2 ressemblent à ceux provoqués par un défaut monophasé. Tel que visible à la figure 66, le convertisseur 4 entre en mode de régulation de courant constant alors que le redresseur, le convertisseur 3, est à sa limite minimale. Les oscillations sont dues au fait que le défaut administré au secondaire (enroulement Y) du transformateur de convertisseur 1, d'une durée de 100 ms, produit un déséquilibre des phases du réseau CA_1 et donc, influence également le comportement des convertisseurs du pôle 2.

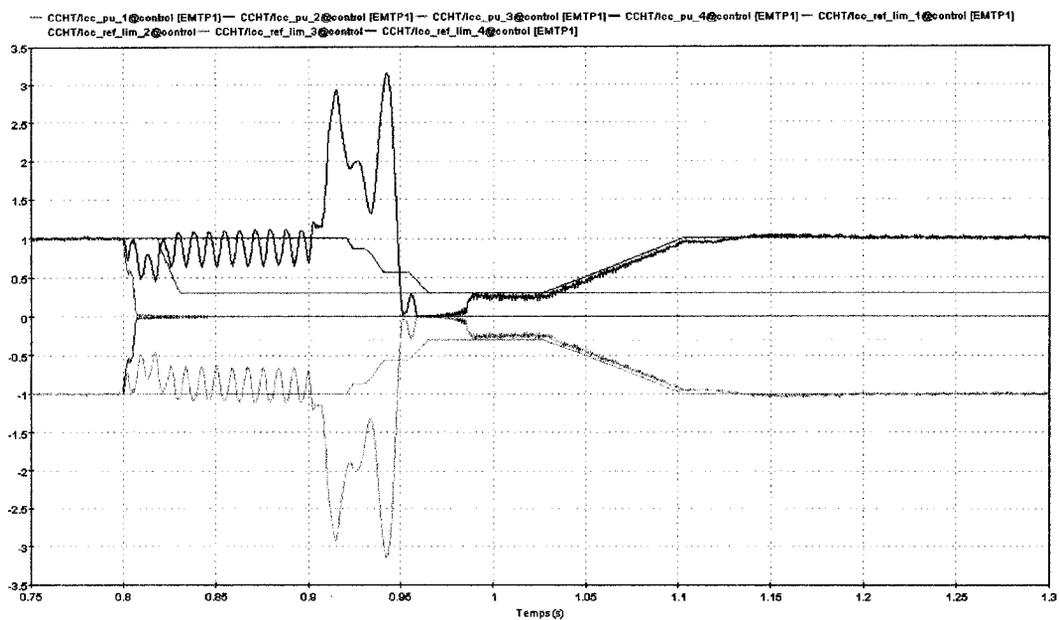


Figure 64 Icc (p.u.) - Défaut biphasé au secondaire (Y) au convertisseur 1

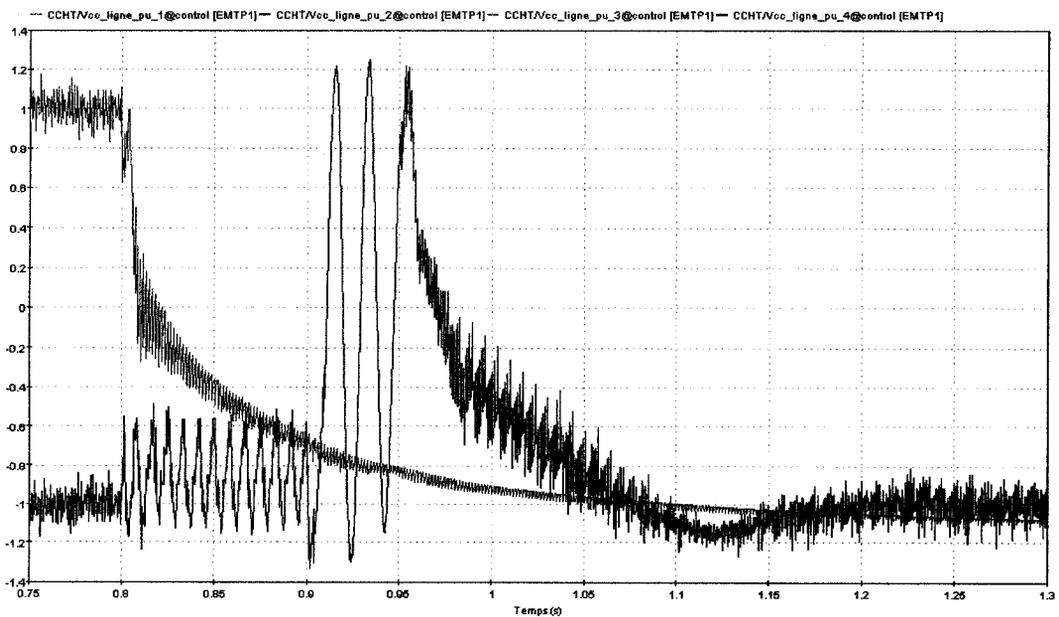


Figure 65 Vcc (p.u.) - Défaut biphasé au secondaire (Y) au convertisseur 1

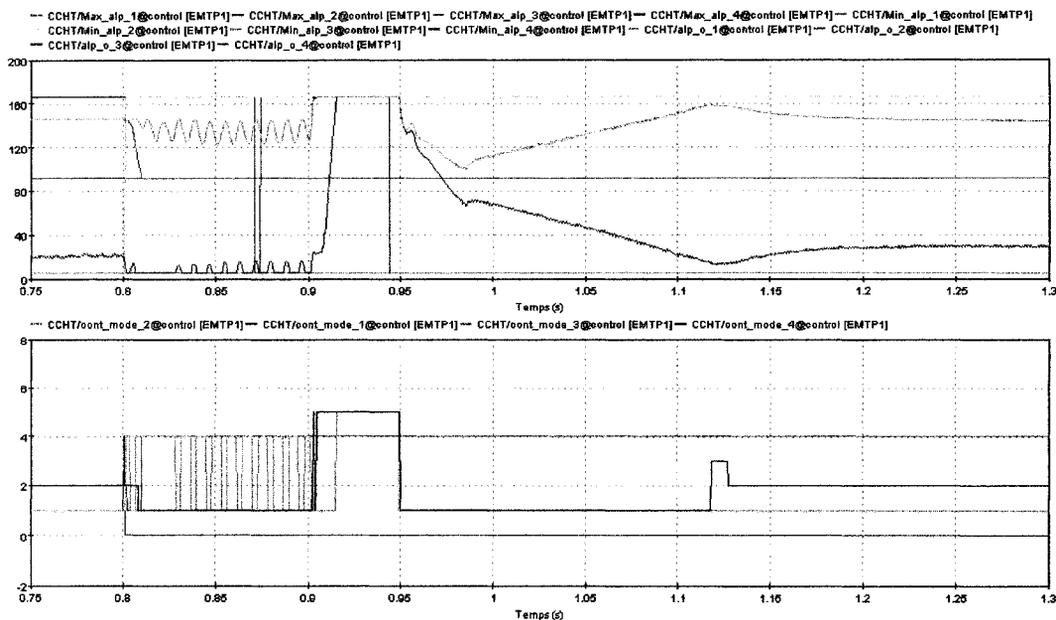


Figure 66 Alpha (degrés) - Défaut biphasé au secondaire (Y) au convertisseur 1

Le défaut est relâché à l'instant $t = 0.9$ s. Cet événement provoque une surintensité transitoire du courant très élevée (de l'ordre de 2 p.u. au-dessus de la valeur nominale) qui est rapidement éliminée par les régulateurs. En effet, on observe à la figure 66 que les angles Alphas atteignent d'abord leurs limites maximales, jusqu'à l'annulation du courant. Ensuite, le rétablissement est effectué avec l'onduleur en mode de régulation du courant constant, puis en mode de régulation de tension pour finalement atteindre le régime permanent au pôle 2.

Malgré le blocage de type X au convertisseur 1, la moitié de la puissance est encore disponible après le rétablissement du pôle fonctionnel. Tel que mentionné à la section 5.5, les séquences implémentées n'incluent pas la logique pour la coordination de l'isolation avec des disjoncteurs. Puisqu'aucun court-circuit à la terre du pôle en défaut n'est assuré par un disjoncteur de protection à la fin du blocage, une tension flottante sur le pôle 1 est décelable, à la figure 65.

6.3.8 Les défauts CC successifs

Lorsque le PDCC détecte un nombre maximal NDCC de défauts, il considère que le problème est récurant et donc, il ordonne un blocage de type Y. Les figures 67 à 69 illustrent le courant CC, la tension CC ainsi que l'angle d'allumage et le mode de fonctionnement des régulateurs sur chacun des convertisseurs à la suite de cet événement. Le comportement de l'interconnexion suite à un défaut CC est plus amplement détaillé à la section 6.3.5 du présent chapitre. Pour des informations complémentaires concernant le blocage de type Y, voir la section 5.5.2.

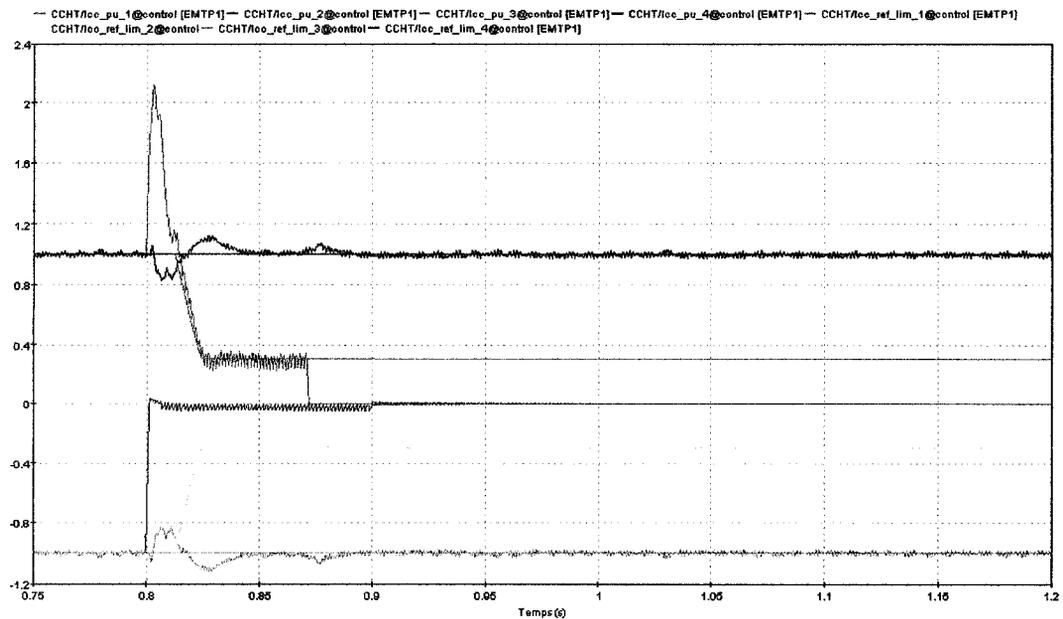


Figure 67 Icc (p.u.) - Défaut CC menant au blocage de type Y

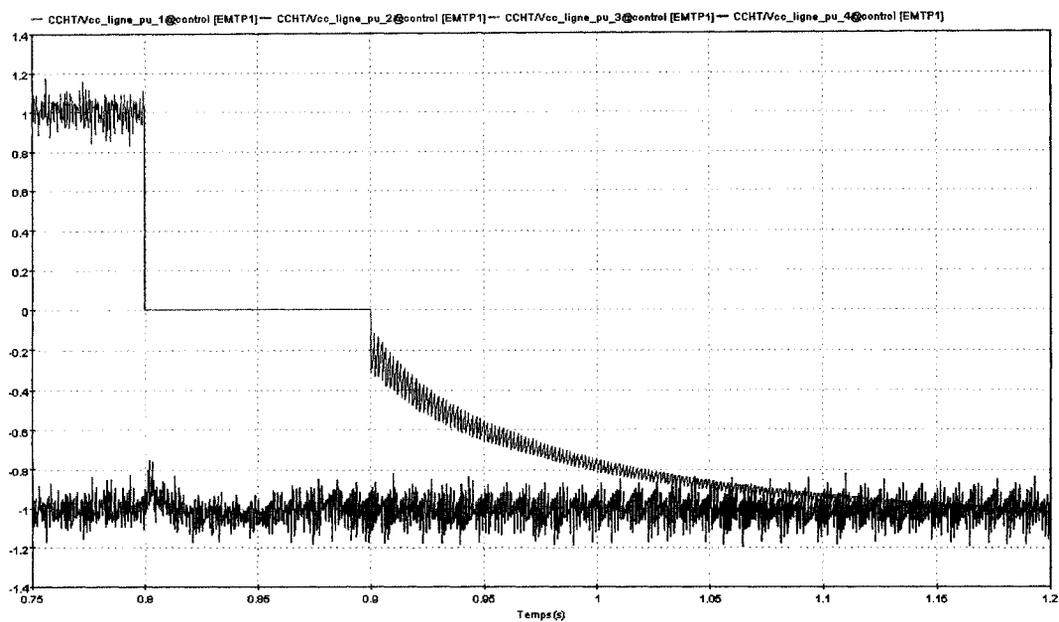


Figure 68 V_{cc} (p.u.) - Défaut CC menant au blocage de type Y

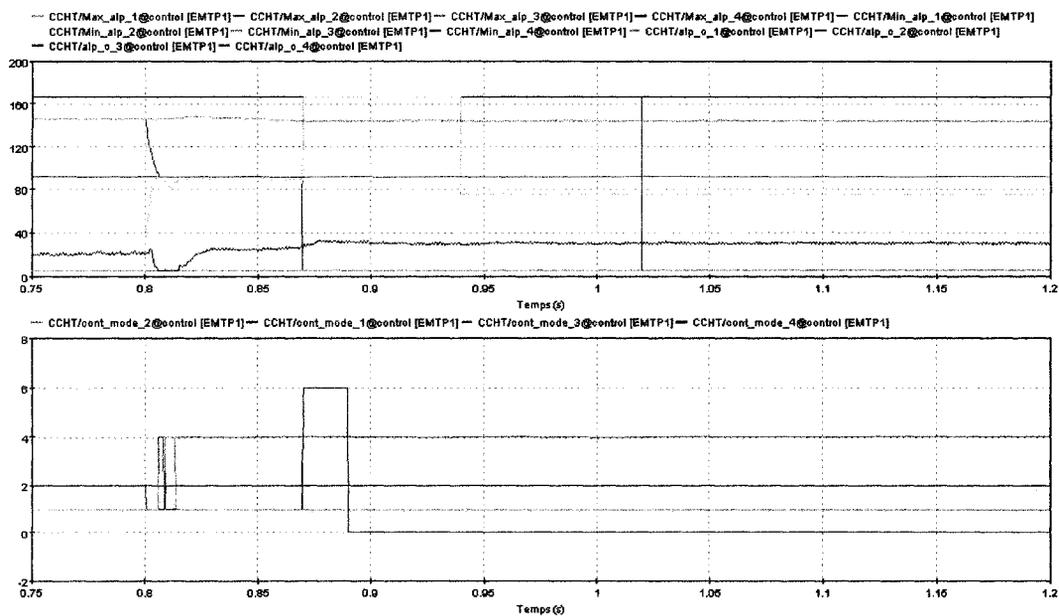


Figure 69 Alpha (degrés) - Défaut CC menant au blocage de type Y

Tel que mentionné à la section 5.5, les séquences implémentées n'incluent pas la logique pour la coordination de l'isolation avec des disjoncteurs. Puisque le court-circuit à la terre du pôle en défaut n'est pas assuré à la fin du blocage, ce dernier présente une tension flottante tel qu'il est possible d'observer à la figure 68 après le relâchement du défaut, soit à l'instant $t = 0.9s$. En outre, on dénote que le pôle 2 n'est presque pas influencé par le défaut CC survenu sur le pôle 1 et nullement perturbé par le blocage du convertisseur 1. La moitié de la puissance bipolaire nominale est donc toujours disponible.

6.3.9 Les ratés de commutation successifs

Sur les formes d'ondes du courant et de la tension CC, aux figures 70 et 71, des ratés de commutation sont décelables. Une annulation de l'impulsion transmise au thyristor 1 du convertisseur 2 est effectuée pour une durée de 100 ms et le PRCCC est réglé pour détecter un nombre maximal N6 de 2 ratés de commutation.

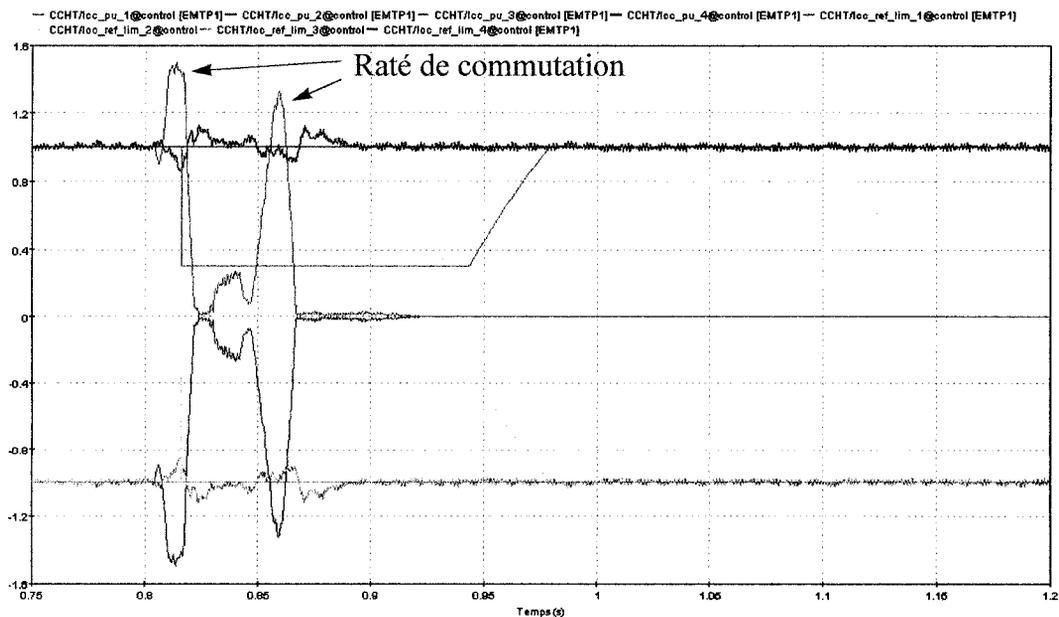


Figure 70 Icc (p.u.) - Raté de commutation menant au blocage de type X

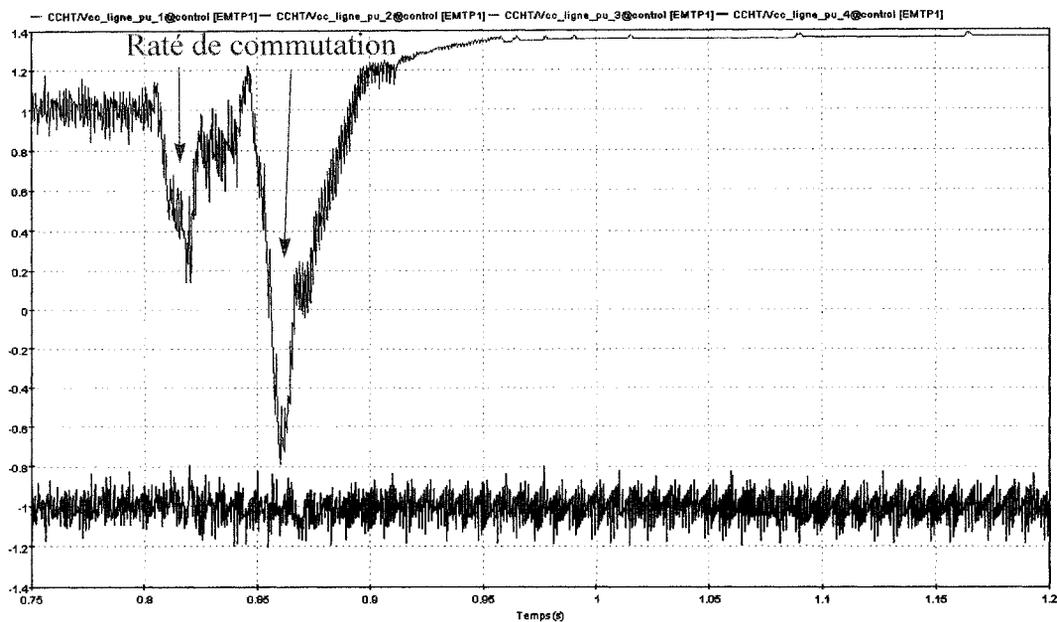


Figure 71 Vcc (p.u.) - Raté de commutation menant au blocage de type X

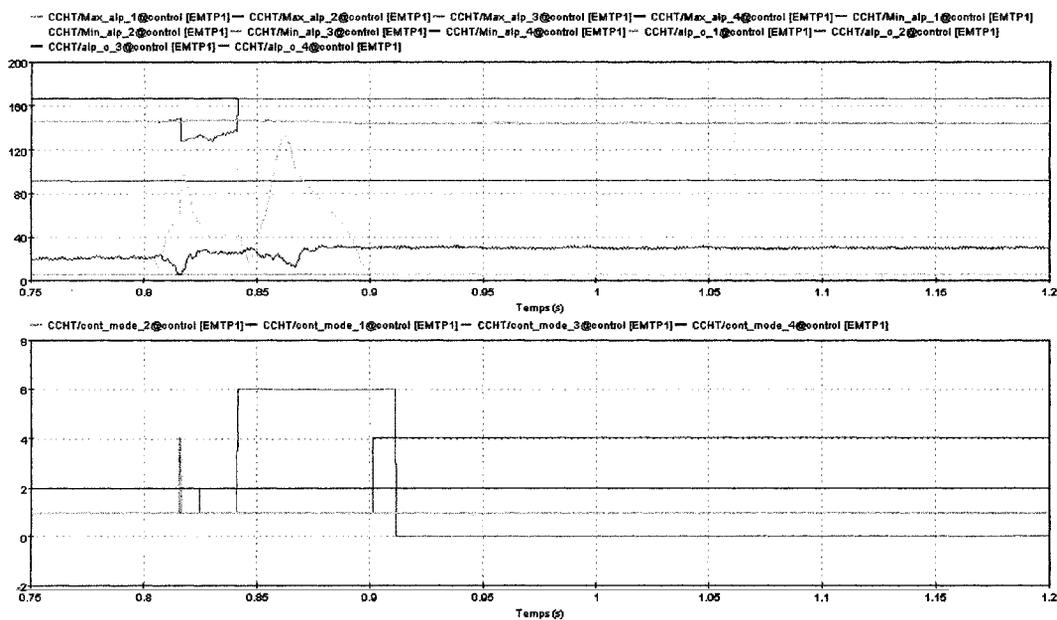


Figure 72 Alpha (degrés) - Raté de commutation menant au blocage de type X

Au deuxième raté, le PRCCC détecte le nombre maximal de ratés de commutation prescrit. Le problème est alors considéré persistant et donc, le PRCCC ordonne un blocage de type X. Le comportement du modèle suite à un raté de commutation est plus amplement commenté à la section 6.3.6 du présent chapitre. Pour des informations complémentaires concernant le blocage de type X, voir la section 5.5.2. On observe aux figures 70 à 71 que les deux ratés provoqués au pôle 1 n'influence que de façon négligeable le fonctionnement du pôle 2. En effet, une très faible transitoire est ressentie et ce, surtout sur la forme d'onde du courant CC. La moitié de la puissance (pôle fonctionnel) est donc encore disponible sur l'interconnexion.

Tel que mentionné à la section 5.5, les séquences implémentées n'incluent pas la logique pour la coordination de l'isolation avec des disjoncteurs. Puisque le court-circuit à la terre du pôle en défaut n'est pas assuré à la fin du blocage, ce dernier présente une tension flottante. En général, lors de défauts récurrents, le blocage n'est ordonné qu'au convertisseur d'où le défaut a été détecté. Les séquences de blocage sont donc implémentées de manière à assurer un blocage sécuritaire ne provoquant aucune perturbation grave au convertisseur opposé.

6.3.10 Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur

Une banque de condensateurs d'une valeur de $100\mu F$ est branchée au réseau CA₁. À l'instant $t = 0.8s$, un interrupteur la mets hors circuit. Le délestage provoque une importante perturbation transitoire sur le réseau et donc, tel qu'observé aux figures 73 et 74, engendre également une importante perturbation du courant et de la tension CC sur l'interconnexion. Tel que vu à la figure 75 peu après l'instant de délestage, les angles d'allumage aux redresseurs touchent leur limite minimale. Les onduleurs tentent alors d'aider les redresseurs et entrent en mode de régulation de courant constant. Leurs angles d'allumage rejoignent alors leur limite minimale jusqu'à ce que les consignes de courant soient réduites à une valeur raisonnable et ainsi parvenir à la régulation du courant.

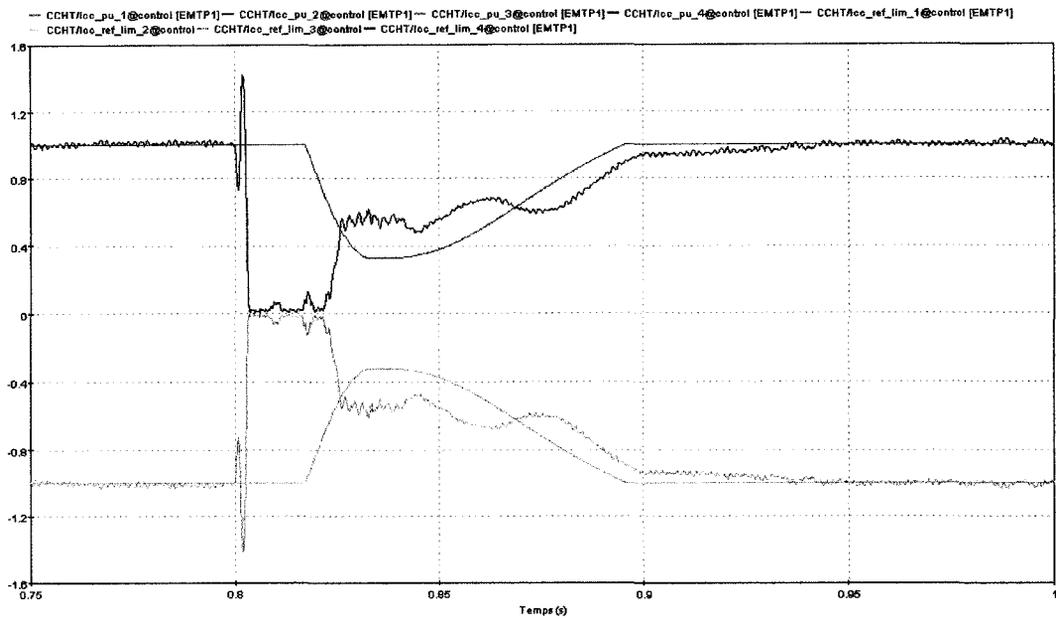


Figure 73 I_{cc} (p.u.) - Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur

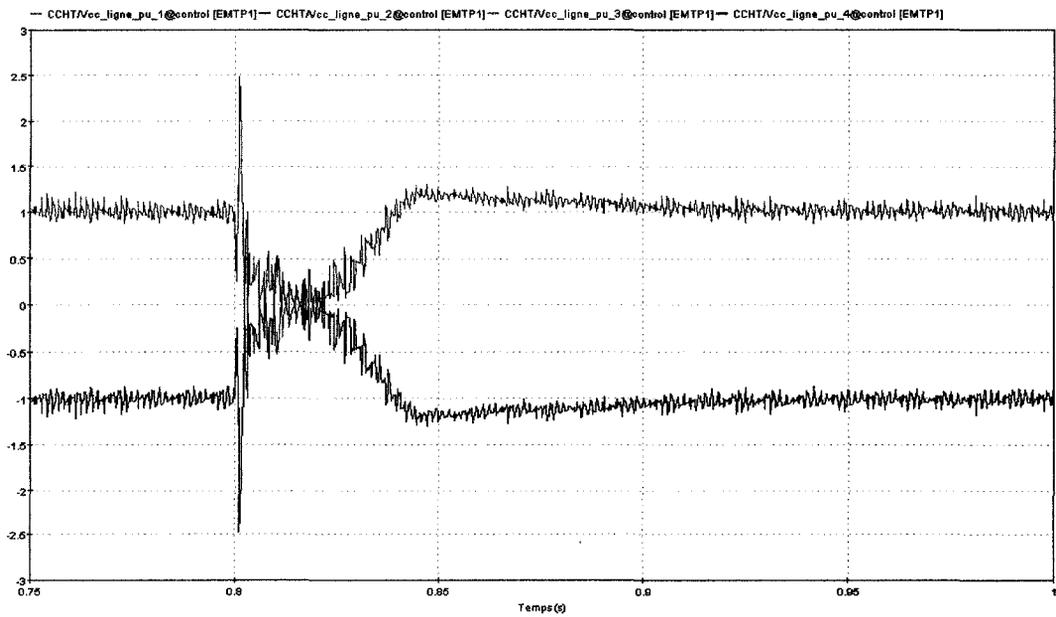


Figure 74 V_{cc} (p.u.) - Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur

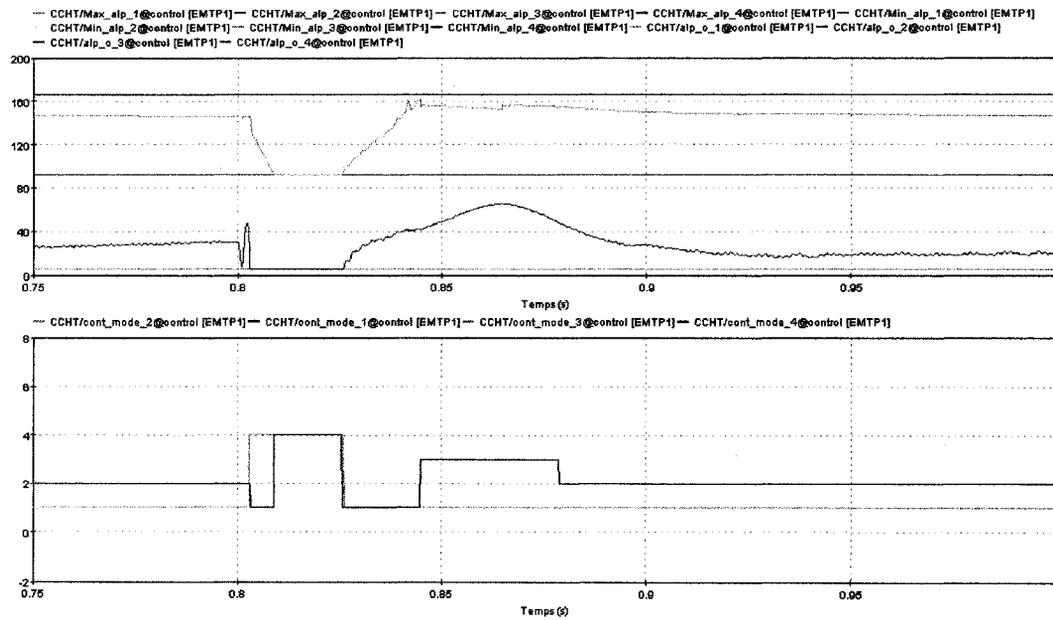


Figure 75 Alpha (degrés) - Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur

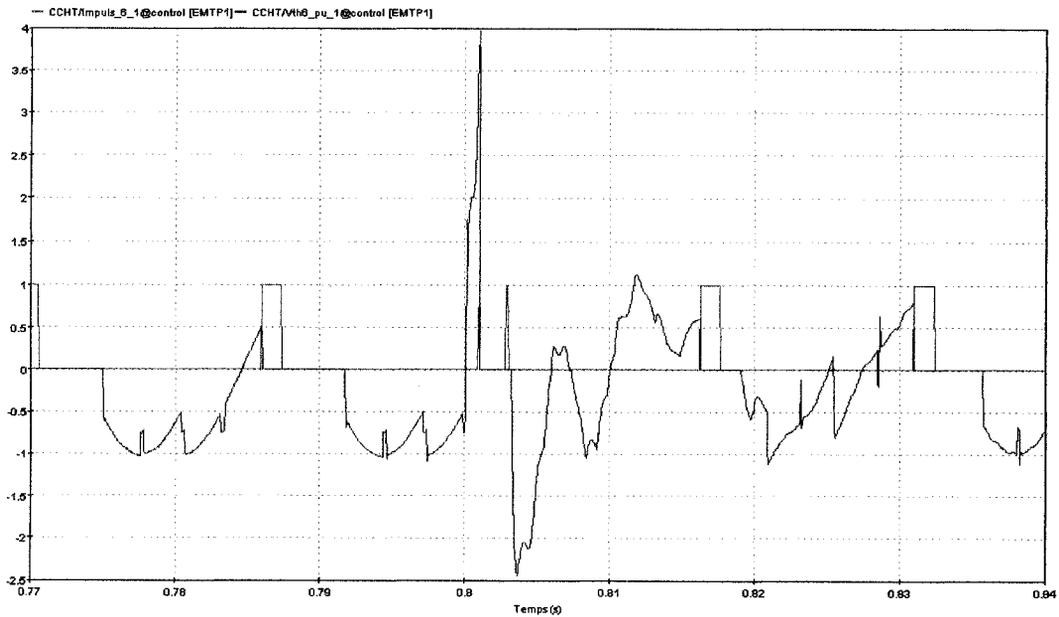


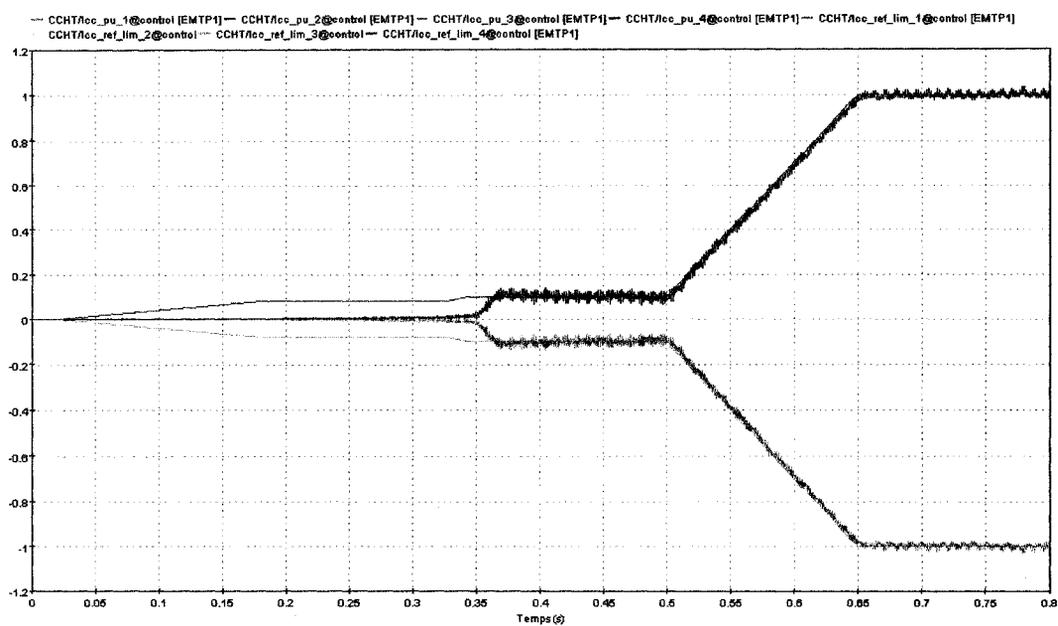
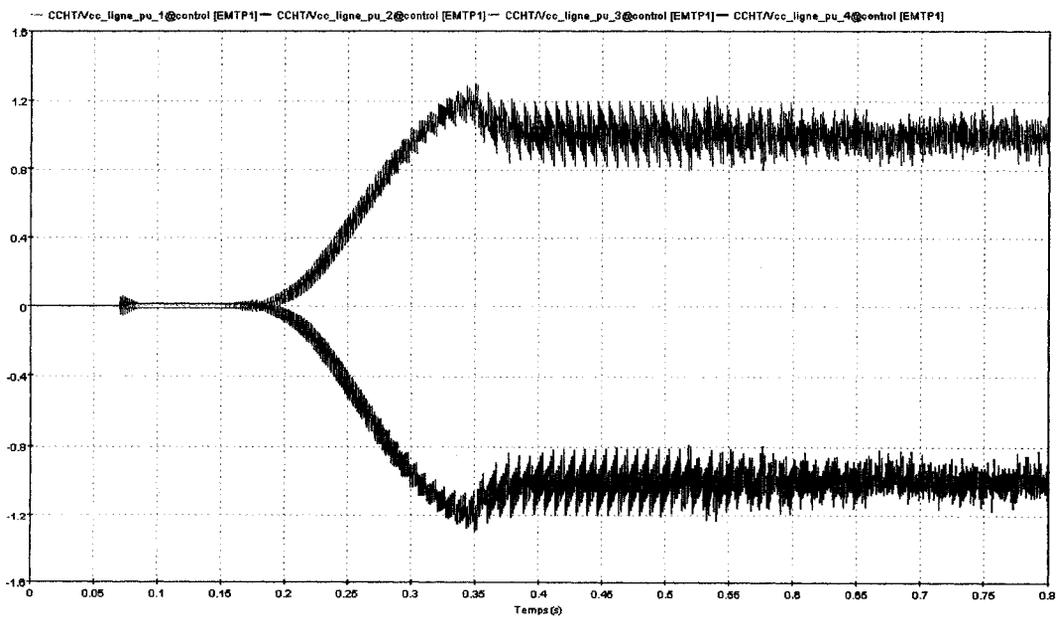
Figure 76 Vth et Impulsions - Délestage d'un banc de condensateurs au redresseur

À la figure 76, on dénote une surtension élevée de presque 4 p.u. sur l'une des valves du convertisseur 1. Puisque la limite de protection V_h est atteinte, la PSV réagit instantanément en transmettant une impulsion de protection à la valve concernée. La valve passe alors en conduction et annule la tension à ses bornes. En pratique, la protection des valves contre les surtensions est essentielle pour éviter les claquages. Puisque l'intervention de la PSV influence également le comportement de la tension et du courant CC de l'interconnexion, il est important d'en tenir compte sur un modèle générique tel que celui proposé sous EMTP-RV.

Conjointement avec le travail du LCDT, les régulateurs permettent un rétablissement rapide des conditions en régime permanent. L'abaissement de la consigne de courant en fonction de la tension CC mesurée permet non seulement d'exiger un courant raisonnable pour la tension présente sur l'interconnexion, mais permet également aux régulateurs d'effectuer leur travail convenablement. À la figure 75, au rétablissement, les redresseurs régulent efficacement le courant et les onduleurs basculent momentanément en mode de régulation γ constant afin d'éviter une trop faible valeur de leurs angles d'extinction. Le seul système de protection qui intervient dans ce cas est la PSV. Aucune détection intempestive n'est décelée et les performances sont remarquables. Effectivement, le régime permanent est obtenu en moins de 200 ms après la perturbation.

6.3.11 Démarrage de l'interconnexion

La séquence de démarrage de l'interconnexion est conçue de sorte que les conditions en régime permanent soient établies le plus rapidement possible, mais également en minimisant les à-coups. Lorsque l'UCC transmet l'ordre UCC_Debloc aux séquences de blocage, le démarrage de l'interconnexion est enclenché avec les conditions initiales des convertisseurs spécifiées à la fois dans l'UCC et dans les régulateurs. Tel qu'illustré à la figure 79, la valeur initiale de l'angle α est de 90 degrés, soit la valeur pour laquelle les quantités sont à valeur moyenne nulle selon les équations (2.7) et (2.11).

Figure 77 I_{cc} (p.u.) - Démarrage de l'interconnexionFigure 78 V_{cc} (p.u.) - Démarrage de l'interconnexion

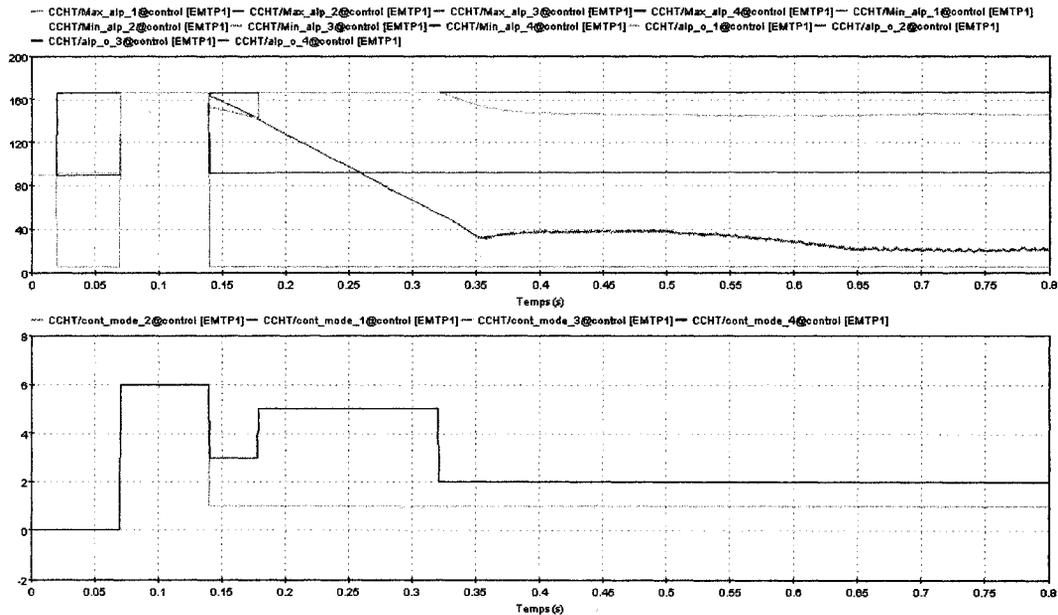


Figure 79 Alpha (degrés) - Démarrage de l'interconnexion

La séquence de démarrage travaille conjointement avec le contrôle de Alpha afin d'obtenir les meilleures performances transitoires au démarrage. Un retard forcé de type 1 est décelé sur l'oscillogramme des angles α à la figure 79, tant aux onduleurs qu'aux redresseurs. Aux redresseurs, cette intervention amène l'angle α dans la zone de fonctionnement onduleur, ce qui concède un établissement relativement lent du courant et donc, sans à-coup. Par contre, aux onduleurs, le retard forcé de type 1 concède un établissement rapide de la tension. Tel qu'illustré à la figure 77, le courant est ensuite monté sur une rampe déterminée par la consigne de courant de l'UCC alors que la tension CC nominale observée à la figure 78 est déjà établie. Le démarrage de l'interconnexion doit être coordonné par l'ajustement des paramètres de l'UCC et des séquences de blocages. Pour de amples détails, voir les sections 4.1 et 5.5.4 du présent document.

6.3.12 Arrêt de l'interconnexion

La séquence d'arrêt de l'interconnexion est conçue de sorte que l'interconnexion soit bloquée dans des conditions normales et ordonnée manuellement par l'opérateur, par l'utilisateur. Lorsque l'UCC transmet l'ordre UCC_bloc aux séquences de blocage, l'arrêt de l'interconnexion est enclenché. La séquence d'arrêt travaille conjointement avec le contrôle de Alpha afin d'obtenir un arrêt sans à-coups. Tel qu'observé à la figure 80, l'UCC impose tout d'abord un abaissement du courant CC jusqu'à une première valeur minimale de référence. Ensuite, tel qu'illustré à la figure 82, un retard forcé de type 1 aux redresseurs est déclenché afin d'assurer un courant nul pour le reste de la séquence. Avec une bonne coordination de l'UCC, des séquences de blocage et du contrôle de Alpha, le déclenchement de la séquence Alpha 90 survient. L'angle α aux onduleurs est alors rampé de sa valeur actuelle à la valeur de 90 degrés, ce qui force la tension sur les pôles à diminuer jusqu'à une valeur nulle (voir figure 81 entre les instants $t \approx 1.55s$ et $t \approx 1.7s$).

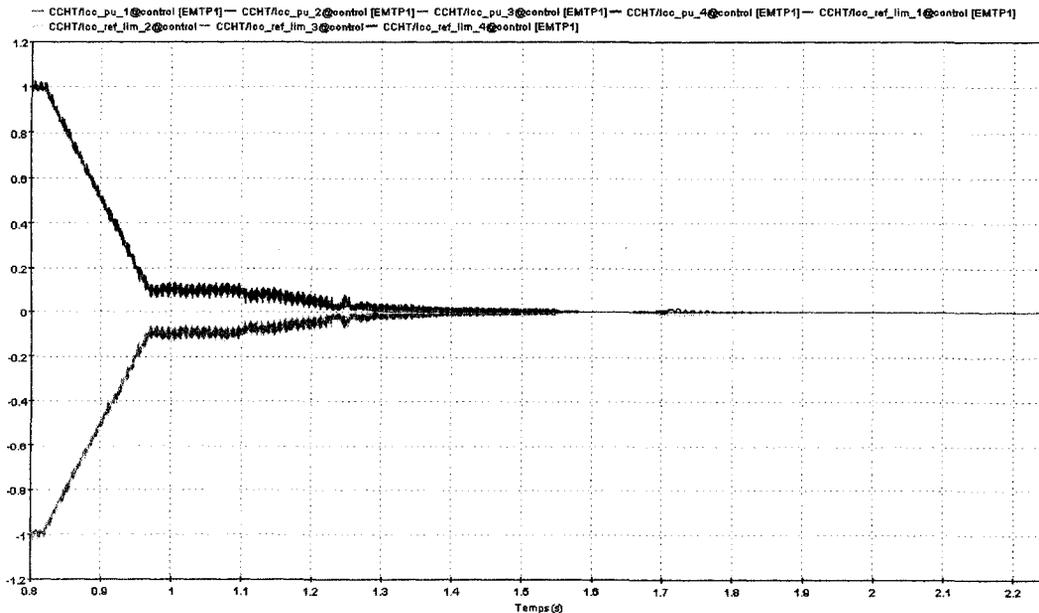


Figure 80 Icc (p.u.) - Arrêt de l'interconnexion

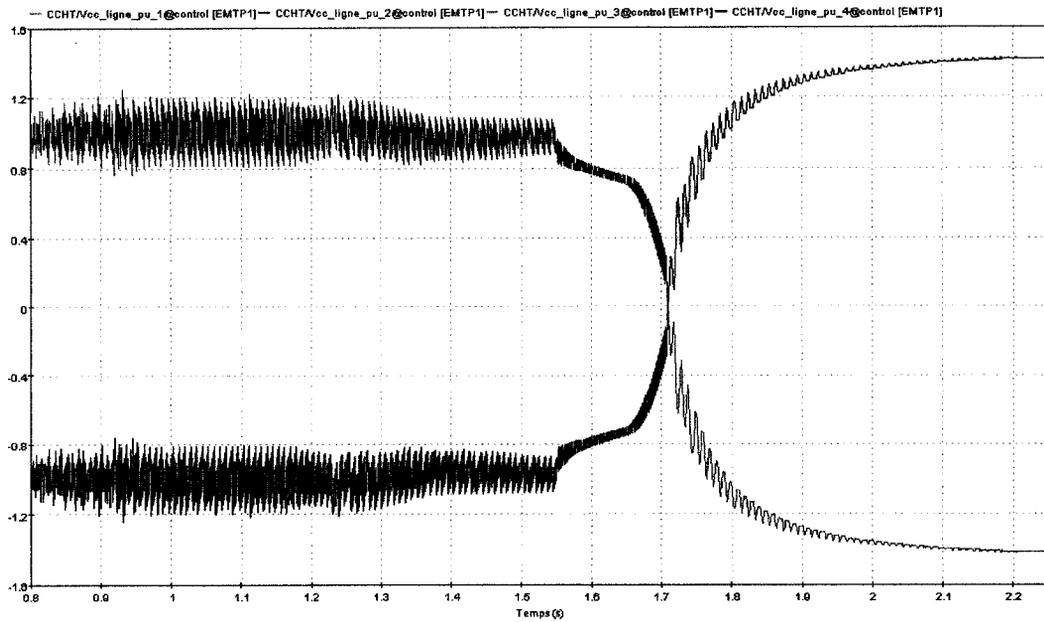


Figure 81 Vcc (p.u.) - Arrêt de l'interconnexion

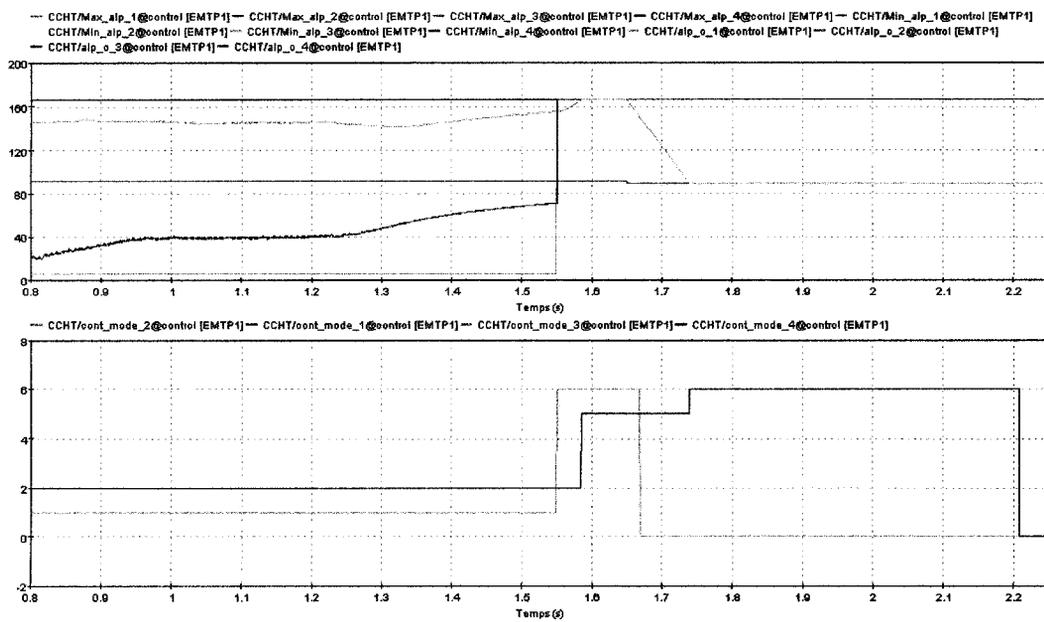


Figure 82 Alpha (degrés) - Arrêt de l'interconnexion

Après un délai de TS2 secondes suivant le retard forcé de type 1 aux redresseurs, le blocage total de leurs impulsions est ordonné. Cependant, aux onduleurs, TS3 secondes après l'activation de la consigne Alpha 90, un blocage avec paire de shuntage est tout d'abord ordonné. Le blocage totale des impulsions aux onduleurs n'est effectué que TB3 secondes suivant le blocage avec paires de shuntage et tous les signaux des modes de fonctionnement des régulateurs, à $t \approx 2.2s$, sont alors à zéro, la valeur correspondant au blocage d'un convertisseur. Tel que mentionné à la section 5.5, les séquences implémentées n'incluent pas la logique pour la coordination de l'isolation avec des disjoncteurs. Puisque le court-circuit des pôles n'est pas assuré à la fin de la séquence d'arrêt, ces derniers présentent une tension flottante.

6.3.13 Inversion de puissance

La séquence d'inversion de puissance implique l'UCC et le contrôle de Alpha aux convertisseurs. Ils travaillent conjointement afin d'assurer une inversion douce et aucunement perturbatoire. Pour exercer une inversion de puissance, il faut s'assurer que les rapports d'enroulement des transformateurs permettent d'obtenir une valeur de α raisonnable dans les deux modes de fonctionnement (ne doit pas atteindre ses limites). Le courant sur l'interconnexion circule toujours dans le même sens vu la nature des valves. L'inversion de puissance est donc caractérisée par une inversion de polarité.

Tel que démontré à la figure 83, l'inversion est initialisée par une baisse du courant CC afin d'effectuer l'inversion de polarité à faible charge. La rampe de courant de l'UCC est préalablement coordonnée par l'utilisateur avec l'instant de basculement de mode des convertisseurs. Le basculement d'état des convertisseurs, discernable aux figures 83 à 85 peu après l'instant $t = 1s$, engendre la détection d'une polarité de la tension inversée dans le LCDDT de chaque convertisseur. Les régulateurs prennent alors en charge l'inversion de la polarité en régulant le courant et le bloc de contrôle de Alpha se charge d'inverser, à l'aide de rampes, les limites des Alphas.

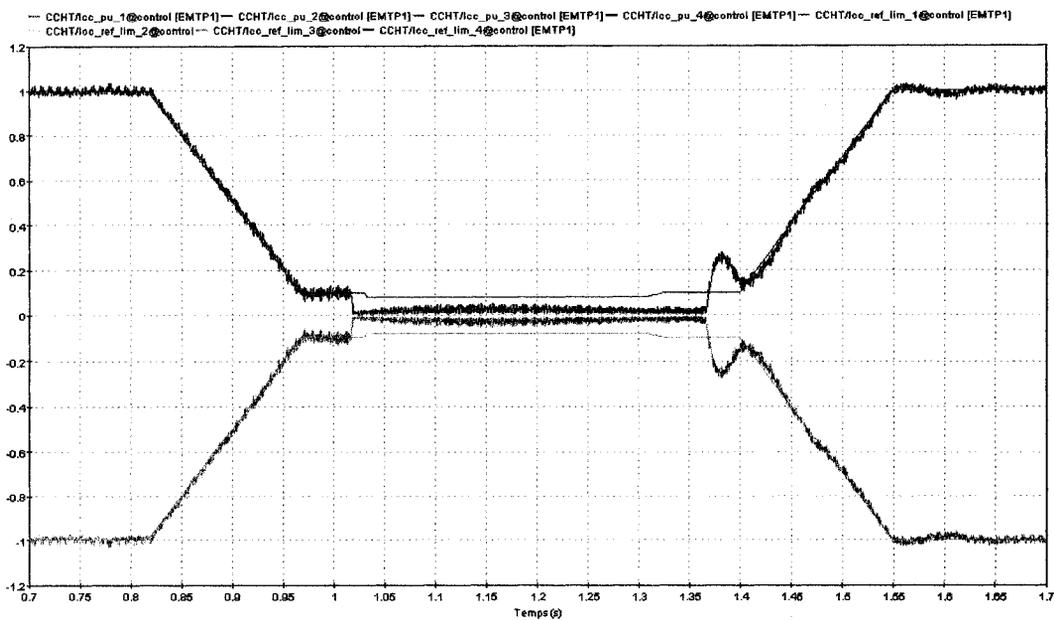


Figure 83 Icc(p.u.) - Inversion de puissance

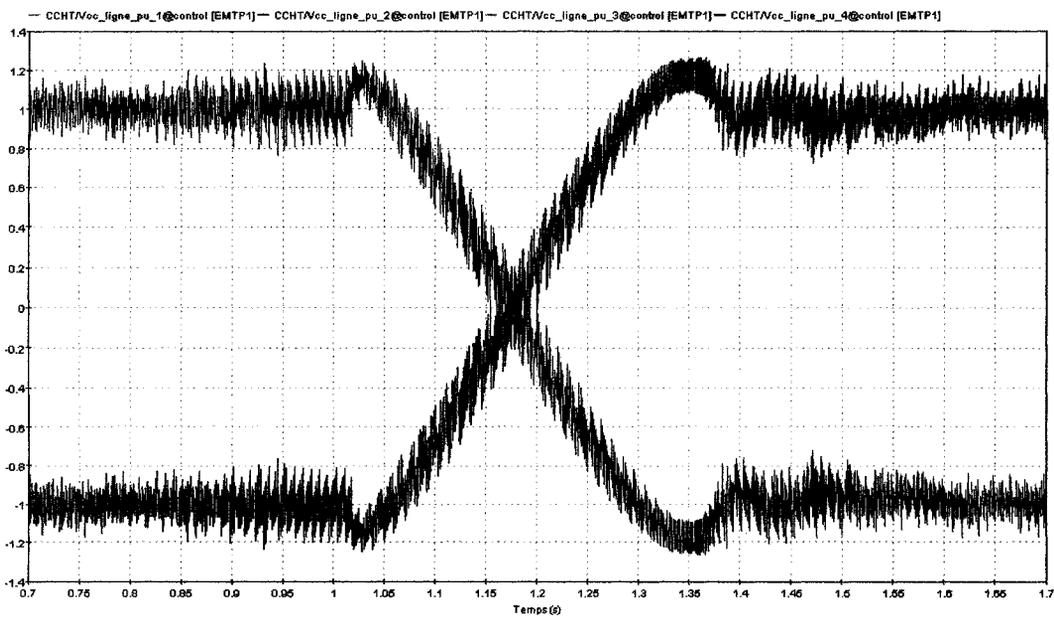


Figure 84 Vcc(p.u.) - Inversion de puissance

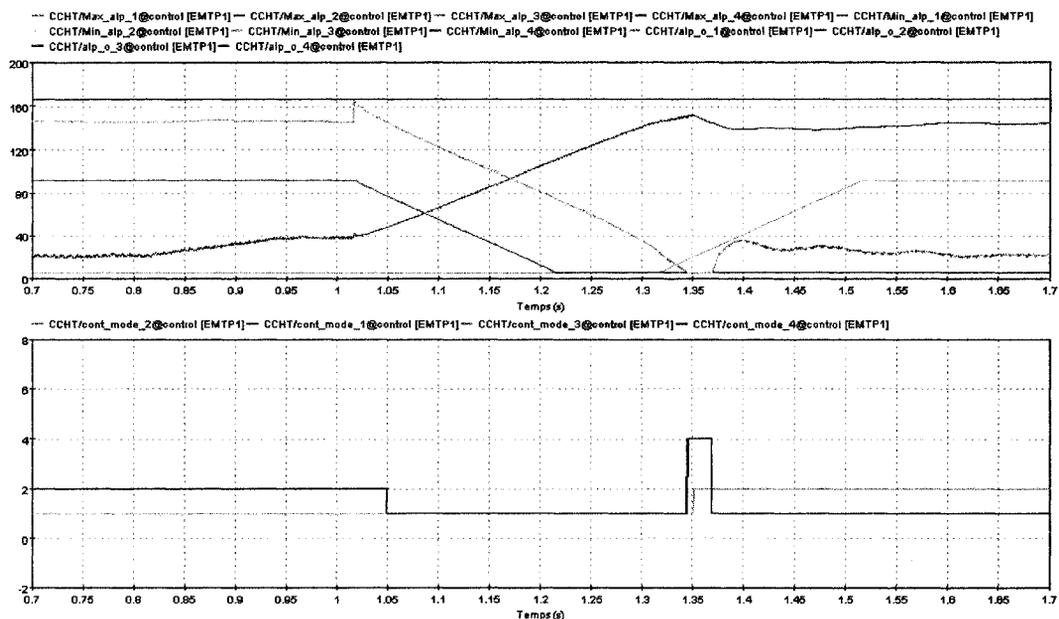


Figure 85 Alpha (degrés) - Inversion de puissance

L'inversion de puissance reste tout de même une opération peu souvent utilisée et doit être coordonnée parfaitement pour éviter de perturber les autres charges branchées aux réseaux. De plus, l'inversion de puissance amenant un réseau faible à fournir de l'énergie peut nécessiter un abaissement des quantités nominales selon la condition du réseau. Le modèle proposé offre seulement la possibilité de transiter une seule puissance, soit la puissance CC nominale spécifiée par l'utilisateur et ce, dans un sens comme dans l'autre. Pour de plus amples détails sur la séquence d'inversion de puissance, voir les sections 4.1 et 4.2.2 du présent document.

6.4 Bilan des pertes

Le bilan des pertes permet d'évaluer les pertes mesurées sur les divers éléments et de les comparer avec des données typiques retrouvées dans la littérature. La figure 86 illustre les pertes sur les éléments d'un poste convertisseur en pourcentage de la puissance nominale de l'interconnexion. Les paramètres exacts caractérisant le système représenté sur ce graphique sont inconnus.

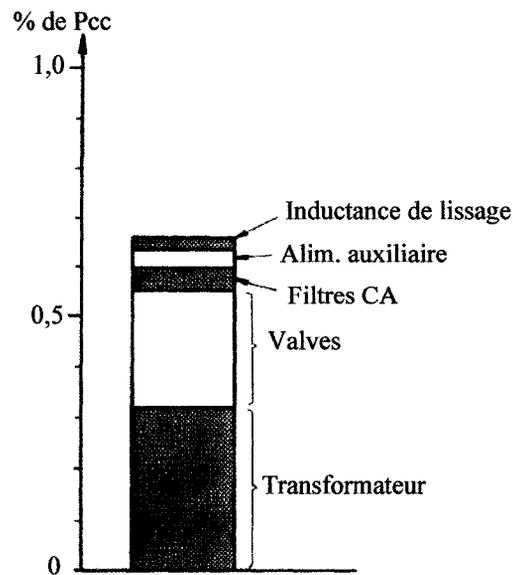


Figure 86 Distribution des pertes sur un poste convertisseur CCHT¹

Par conséquent, la comparaison de ces données avec celles obtenues par simulation est plutôt qualitative et donne un aperçu des pertes généralement attendues. Le système utilisé pour la détermination des pertes est une interconnexion CCHT bipolaire dos-à-dos. Les puissances ont été mesurées à l'aide des instruments de mesure de la puissance active disponibles sous EMTP-RV. Le réseau CA branché aux redresseurs est de tension nominale de 500 kV à 60 Hz tandis que celui branché aux onduleurs a une

1. Pour le besoin d'illustration du présent document, cette figure a été tirée et adaptée du document de la compagnie ASEA (ABB) [25]

tension nominale de 345 kV à 50 Hz. Le calculateur automatique de paramètres a été utilisé afin de déterminer les composantes des filtres allouant une compensation totale de la puissance réactive consommée des deux côtés de l'interconnexion. La tension CC nominale est de 500 kV et le courant CC nominal est de 1000 A par pôle. Le tableau XXVIII énumère les paramètres secondaires.

Tableau XXVIII

Paramètres du système simulé pour le bilan des pertes

	C1	C2	C3	C4
Stransfo	600 MVA	600 MVA	600 MVA	600 MVA
Vsec	200 kV	200 kV	200 kV	200 kV
a	0.432136	0.613389	0.432136	0.613389
R1	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.
X1	0 p.u.	0 p.u.	0 p.u.	0 p.u.
R2	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.
X2	0.12 p.u.	0.12 p.u.	0.12 p.u.	0.12 p.u.
R3	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.	0.00125 p.u.
X3	0.12 p.u.	0.12 p.u.	0.12 p.u.	0.12 p.u.
Lliss	500 mH	500 mH	500 mH	500 mH
Rliss	1 Ω	1 Ω	1 Ω	1 Ω
Vig	600 V	600 V	600 V	600 V
Ihold	0	0	0	0
tdeion	0.1 ms	0.1 ms	0.1 ms	0.1 ms
Rsnubber	4000 Ω	4000 Ω	4000 Ω	4000 Ω
Csnubber	1 μ F	1 μ F	1 μ F	1 μ F

Le tableau XXIX renferme les résultats obtenus lors de la mesure des pertes sur le modèle d'interconnexion tandis que les équations (6.1) à (6.4) définissent les calculs

impliqués dans la mesure des pertes sur chaque élément. Les données mesurées ont été prises en régime permanent. En comparant les résultats du tableau XXIX au diagramme de la figure 86, il est possible de constater que les pertes dans les filtres CA, dans les inductances de lissage ainsi que dans les transformateurs se rapprochent des résultats attendus. En effet, l'ordre de grandeur de ces pertes est maintenu dans les dixièmes de pourcent de la puissance CC nominale, ce qui correspond en quelque sorte aux données du diagramme. Ces résultats sont considérés acceptables étant donné la méconnaissance des paramètres de l'interconnexion caractérisée par les résultats de la figure 86.

Tableau XXIX

Pertes et puissances en pourcentage de la puissance nominale

	C1	C2	C3	C4
P_{in}	107.7%	-92.2%	107.7%	-92.2%
P_{com}	107.6%	-92.3%	107.6%	-92.3%
P_{sec_Y}	53.5%	-46.5%	53.5%	-46.5%
P_{ter_D}	53.5%	-46.5%	53.5%	-46.5%
Pertes _{filtres}	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
Pertes _{transfo}	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
Pertes _{lissage}	0.2%	0.2%	0.2%	0.2%
Pertes _{conv}	6.8 %	6.8 %	6.8 %	6.8 %

$$Pertes_{filtres} = |P_{in} - P_{com}| \quad (6.1)$$

$$Pertes_{transfo} = |P_{com} - P_{sec_Y} + P_{ter_D}| \quad (6.2)$$

$$\text{Pertes}_{\text{lissage}} = \frac{R_{\text{liss}} \cdot I_{\text{cc}}^2}{P_{\text{cc}}} \quad (6.3)$$

$$\text{Pertes}_{\text{conv}} = |P_{\text{sec_Y}} + P_{\text{ter_D}} - P_{\text{cc}}| - \text{Pertes}_{\text{lissage}} \quad (6.4)$$

où : P_{in} est la puissance CA moyenne mesurée en amont des filtres.

P_{com} est la puissance CA moyenne mesurée en aval des filtres.

$P_{\text{sec_Y}}$ est la puissance mesurée au secondaire Y d'un transformateur.

$P_{\text{ter_D}}$ est la puissance mesurée au secondaire D d'un transformateur.

R_{liss} est la résistance parasite de l'inductance de lissage.

Par contre, des pertes énormes sont mesurées sur les convertisseurs. En effet, une valeur de 6.8% de pertes constitue en elle-même une quantité au moins 10 fois plus élevée que celles attendues sur un poste convertisseur en entier. Il a été déterminé que cette énorme valeur est due au choix des composantes des amortisseurs sur les convertisseurs et le choix de ces dernières dépend de la période d'échantillonnage de la simulation. Par exemple, une augmentation de la résistance du amortisseur engendre des pertes moindres, mais rapproche le système de sa limite de stabilité. Il y a donc un compromis à faire pour obtenir la stabilité du système et le prix à payer est celui des pertes élevées dans les convertisseurs. Il est à noter que la représentation générique des pertes n'est pas un objectif fixé à priori pour la réalisation du modèle d'interconnexion. Il reste néanmoins qu'un modèle de thyristor qui ne soit pas idéal et permettant de contourner certains problèmes liés à la stabilité de la simulation serait un atout.

CONCLUSION

Ce rapport a traité de la réalisation d'une interconnexion CCHT avec des convertisseurs dos-à-dos à 12 impulsions sous le logiciel EMTP-RV. Cette dernière est disponible en deux types de configurations : monopolaire et bipolaire. Son fonctionnement ainsi que son comportement reflètent ceux des systèmes réels. L'efficacité et la robustesse des systèmes de commande ont été démontrées et la flexibilité du modèle due à l'encapsulation des fonctionnalités permettra aux usagers d'en faire une utilisation optimale.

Puisque ce modèle est voué à être utilisé pour des études d'interactions sur les réseaux complexes, le rapport démontre l'importance de la robustesse des commandes et les met à l'épreuve à l'aide du patron d'interconnexion du CIGRÉ. Un calculateur automatique de paramètres et de conditions a été développé pour faciliter le réglage de l'interconnexion. Ce modèle d'interconnexion CCHT dont toutes les fonctions sont amplement documentées constitue également un excellent outil didactique sur le domaine.

Une tâche supplémentaire à celles effectuées lors de ce travail avait été assignée en début de projet. Cette dernière portait sur l'étude et la mise en oeuvre d'une méthode de démarrage rapide de l'interconnexion. Étant donné que les études sur les modèles de grands réseaux exigent des temps de calculs importants, l'élaboration de cette méthode aurait pu accélérer le travail des usagers. Or, un manque de temps a empêché la complétion de cette tâche.

Les résultats de validation ont démontré en premier lieu la ressemblance comportementale entre le modèle proposé et celui retrouvé dans les fichiers de démonstration de l'outil SPS. De plus, les résultats obtenus de la simulation du modèle de référence du CIGRÉ démontrent que le modèle peut s'adapter aux réseaux qui ont des ESCRs aussi faibles que 1,9 sans trop compromettre les performances. Finalement, une

étude comportementale a démontré que le modèle proposé inclut une multitude de fonctionnalités permettant de réagir de façon efficace et rapide à un maximum de perturbations. Tous les temps de stabilisation mesurés après les perturbations ont atteint des valeurs de moins de 500 ms. Le modèle générique réalisé s'avère être robuste, performant, flexible et complet. Par conséquent, nous croyons que la majorité des objectifs fixés pour ce travail a été atteinte.

RECOMMANDATIONS

Le travail effectué est complet en lui-même. Cependant, quelques ajouts sont à suggérer pour son amélioration. Sur les interconnexions CCHT réelles, les conditions en régime permanent sont non seulement maintenues grâce aux divers systèmes de commande, mais également à l'aide d'un ajustement dynamique du rapport des enroulements des transformateurs. Cet ajustement est également utilisé afin de limiter la consommation des convertisseurs en puissance réactive. Présentement, il n'existe aucun modèle de transformateur disponible sous EMTP-RV comportant un changeur de prise dynamique. Cet ajout serait un complément utile pour étudier le comportement lorsque le mode de régulation Gamma + courant constant est utilisé à l'onduleur. En effet, pour ce cas particulier, c'est la position du changeur de prise qui permet de réguler adéquatement la tension en régime permanent sur l'interconnexion. L'élaboration de ce dispositif ainsi que d'un système de commande adapté à ce dernier, jumelés au modèle d'interconnexion proposé, permettrait d'en accroître la flexibilité.

En outre, Pour les usagers dont le modèle pourrait servir à des études de conception d'une interconnexion CCHT, l'extension du calculateur automatique de paramètres serait intéressante. L'ajout de divers outils de conception tenant compte des normes obtenues dans la littérature serait un atout. Entre autres, l'annexion d'un script permettant d'obtenir la CPM, la PMD et le point d'opération correspondants aux paramètres des réseaux CA et à la puissance nominale spécifiés ajouterait à sa flexibilité et sa convivialité. L'amélioration du formulaire d'entrée des paramètres à l'aide d'une interface HTML est également envisageable.

Le démarrage d'une interconnexion ne peut concrètement pas se faire instantanément à cause de la charge imposante qu'elle présente aux réseaux qui y sont joints. Cependant, cette étape pouvant durer parfois jusqu'à 500 ms engendre des pertes de temps considérables lors de la simulation d'un modèle générique. Pour effectuer des études comportementales en régime permanent, il est préférable de réduire au maximum le

temps d'«initialisation». À cet effet, il serait intéressant dans les travaux futurs d'étudier et de mettre en oeuvre une méthode de démarrage rapide de l'interconnexion adaptée aux outils proposés sous EMTP-RV.

Les systèmes de protections par action de commande sont en pratique secondés par des protections physiques d'interruption. L'ajout de fonctions complémentaires aux séquences de blocage pour la coordination de l'isolation à l'aide de disjoncteurs serait une amélioration intéressante pour le modèle proposé. Dans les systèmes réels, ces dispositifs sont indispensables et assurent une protection accrue de l'appareillage. De plus, lors des blocages, notamment lorsque la formation d'une paire de shuntage échoue, l'utilisation de disjoncteurs supplémentaires en second recours peut augmenter les chances de réussite.

Pour terminer, afin d'améliorer les performances de la protection des défauts CC, il serait intéressant d'ajouter une méthode de détection des défauts basée sur la dérivée de la tension. En effet, cette méthode permettrait une détection et des actions plus rapides à la suite de perturbations. Selon Padiyar [30] et Naidoo et al. [27], la détection par la dérivée de la tension permet également de discriminer la provenance d'un défaut et donc, de porter des actions convenables à chaque scénario.

ANNEXE 1

RÉSULTATS - COMPARAISON DES MODÈLES EMTP-RV ET SPS

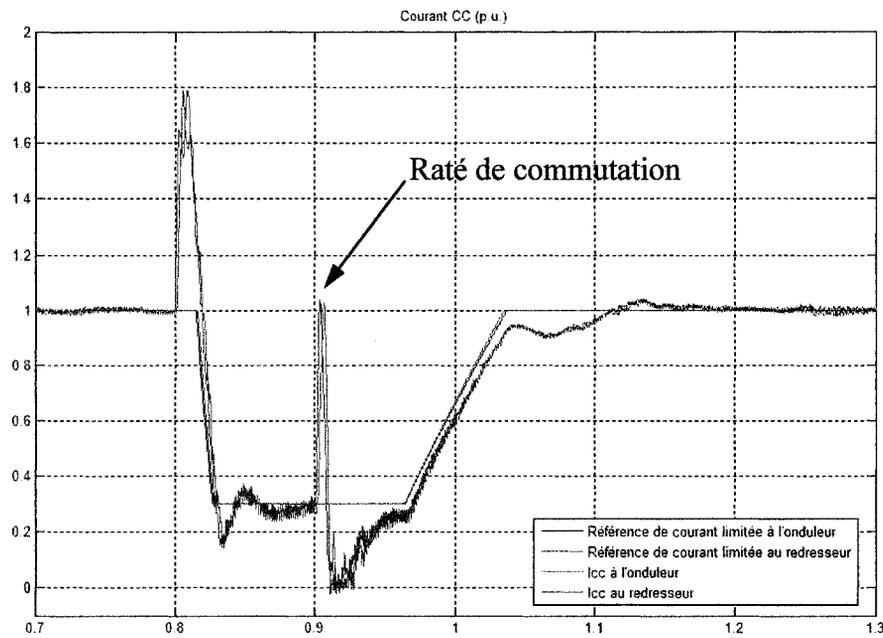


Figure 87 Courant CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - SPS

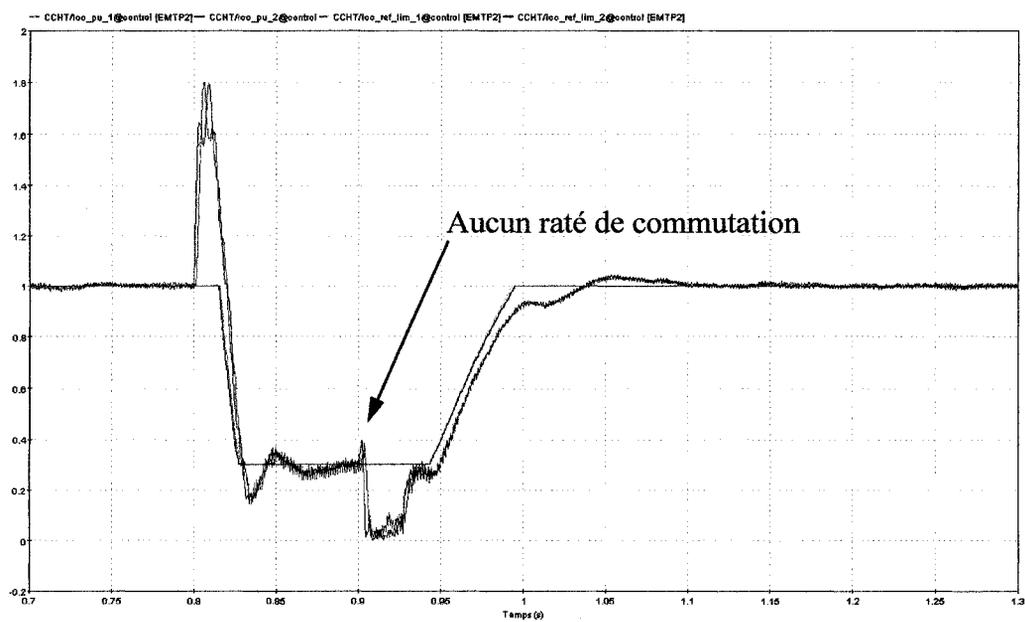


Figure 88 Courant CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - EMTP-RV

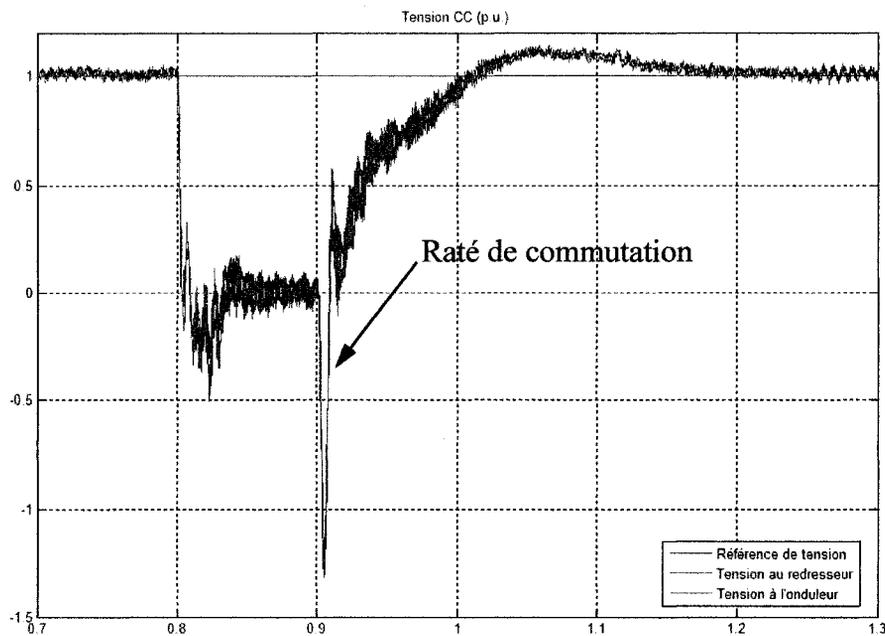


Figure 89 Tension CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - SPS

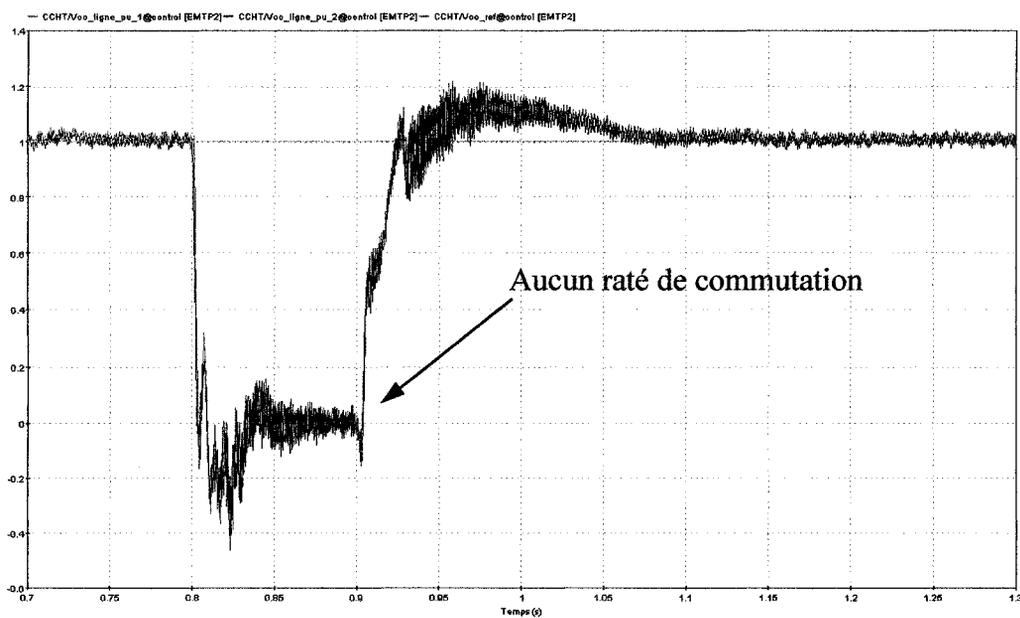


Figure 90 Tension CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - EMTP-RV

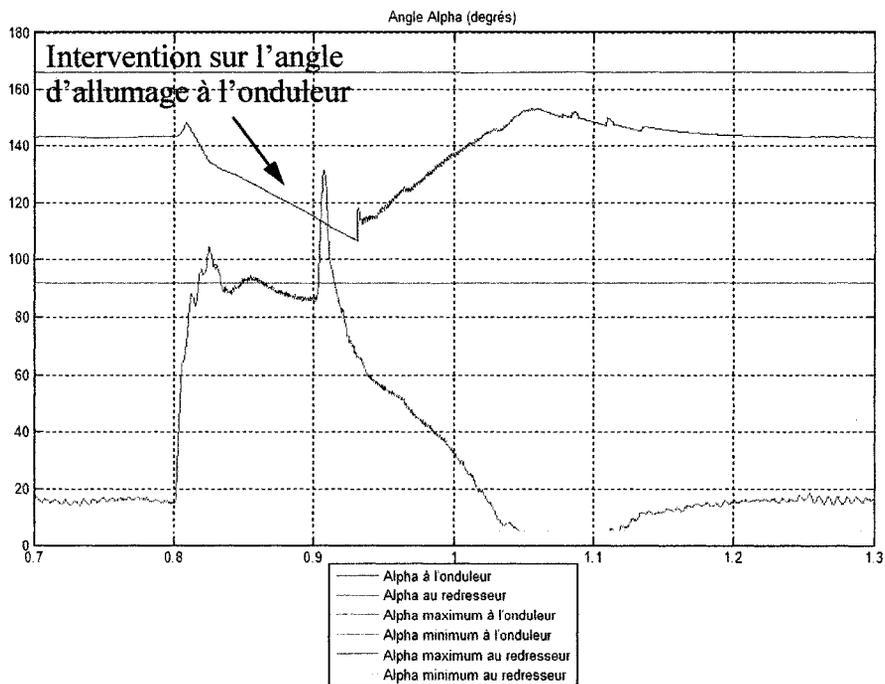


Figure 91 Alpha (degrés) - défaut triphasé à l'onduleur - SPS

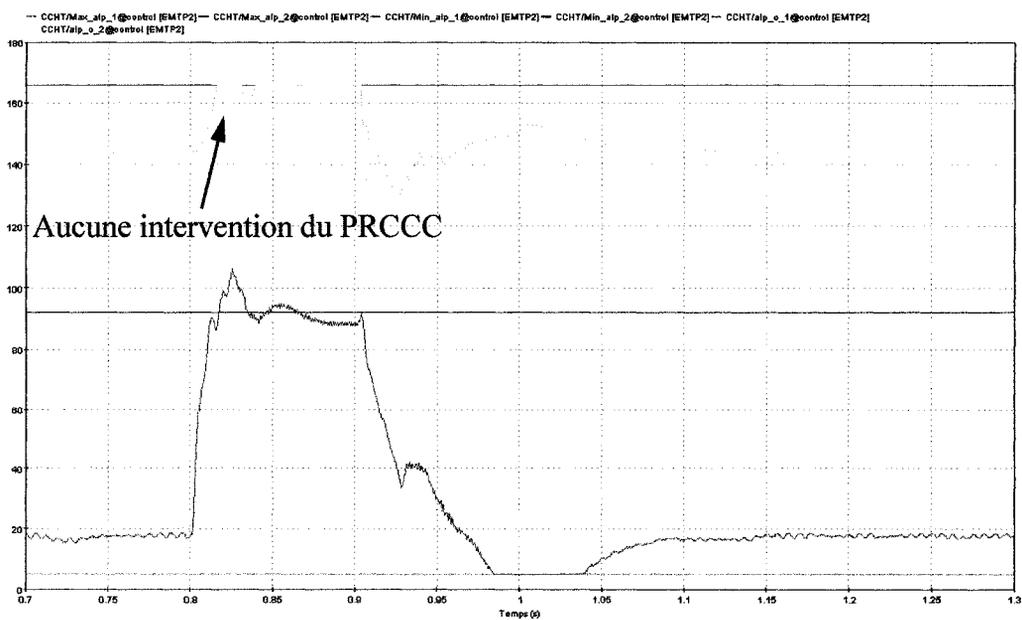


Figure 92 Alpha (degrés) - défaut triphasé à l'onduleur - EMTP-RV

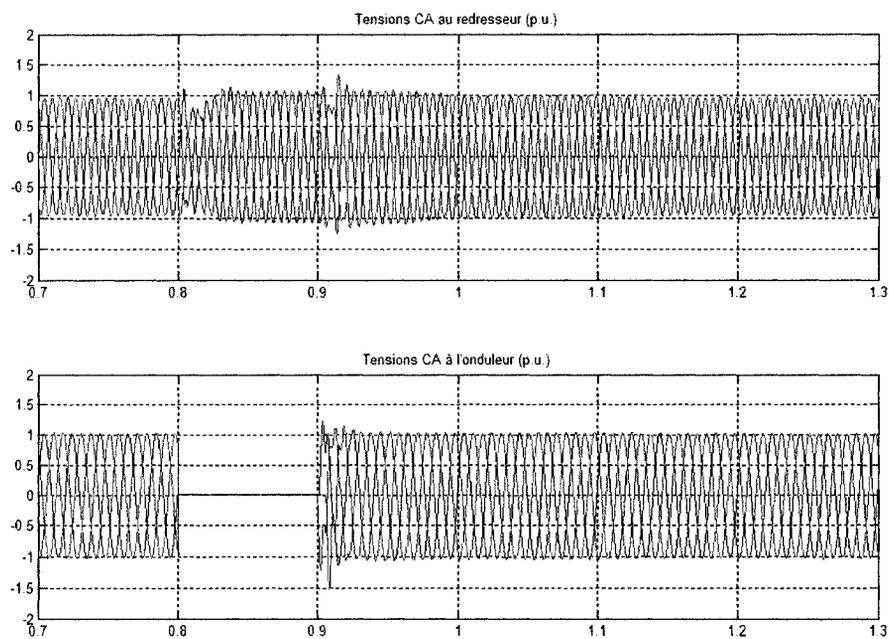


Figure 93 Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - SPS

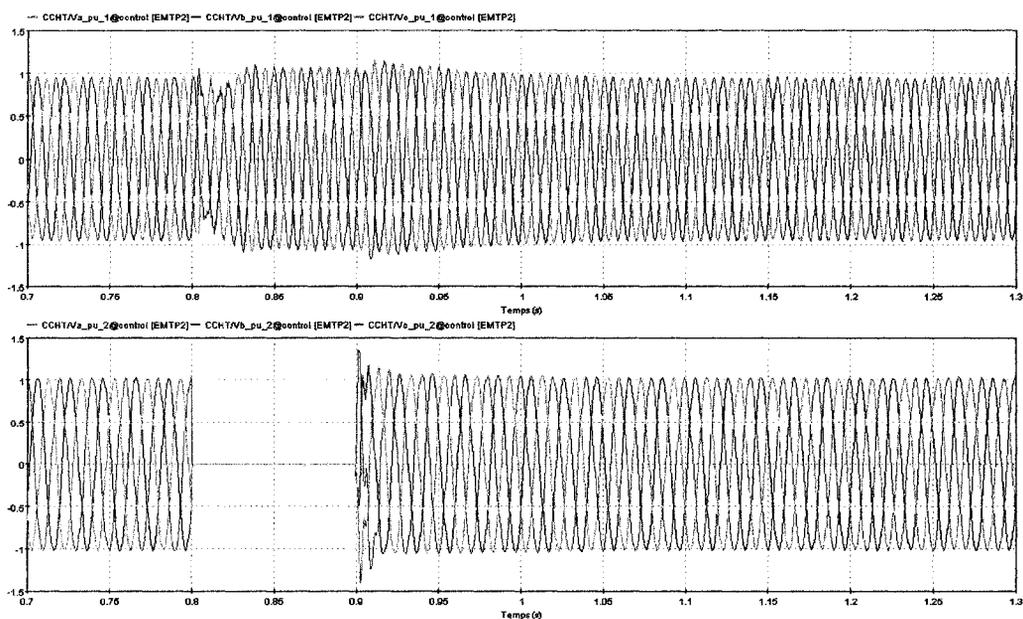


Figure 94 Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - EMTP-RV

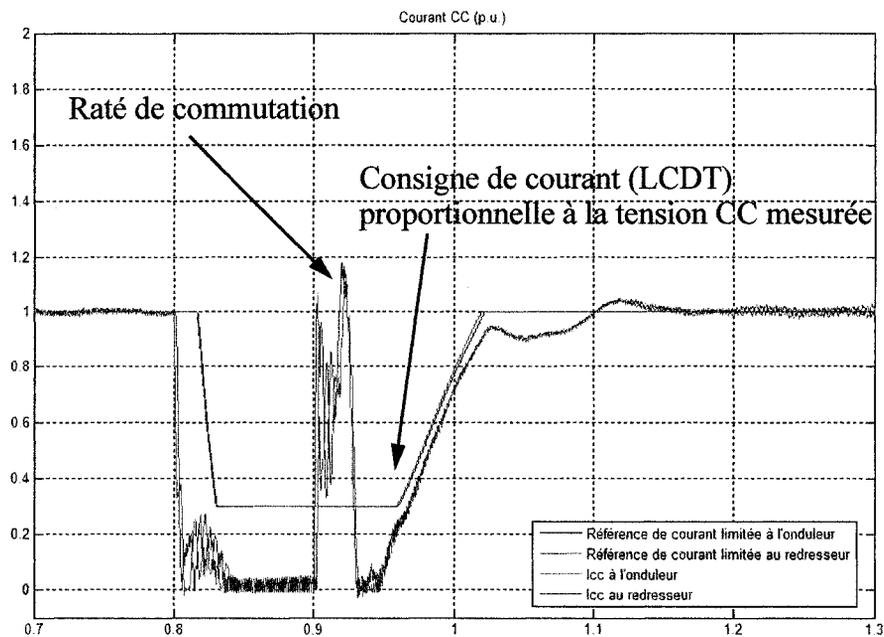


Figure 95 Courant CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - SPS

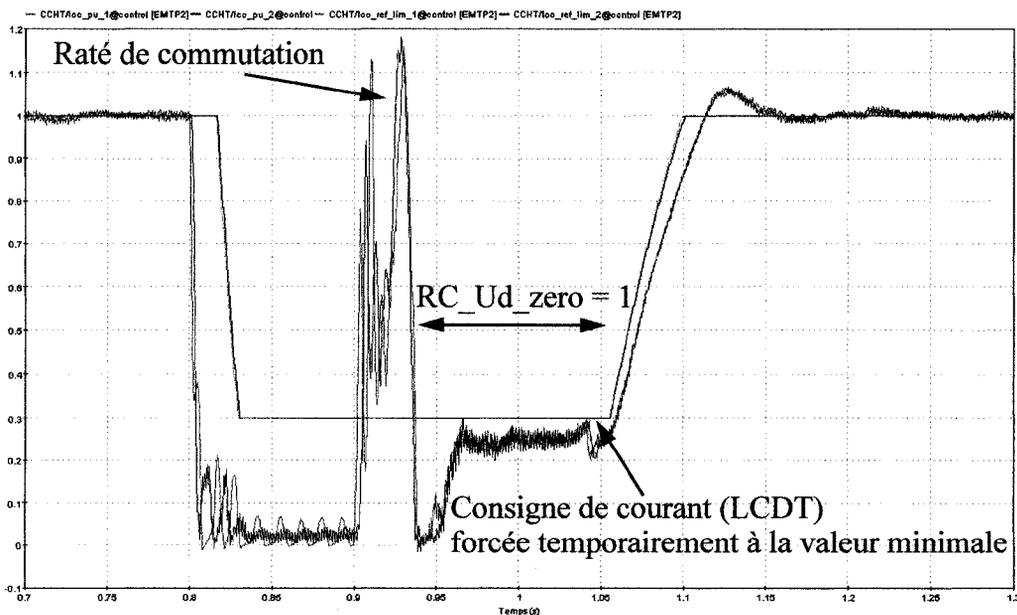


Figure 96 Courant CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - EMTP-RV

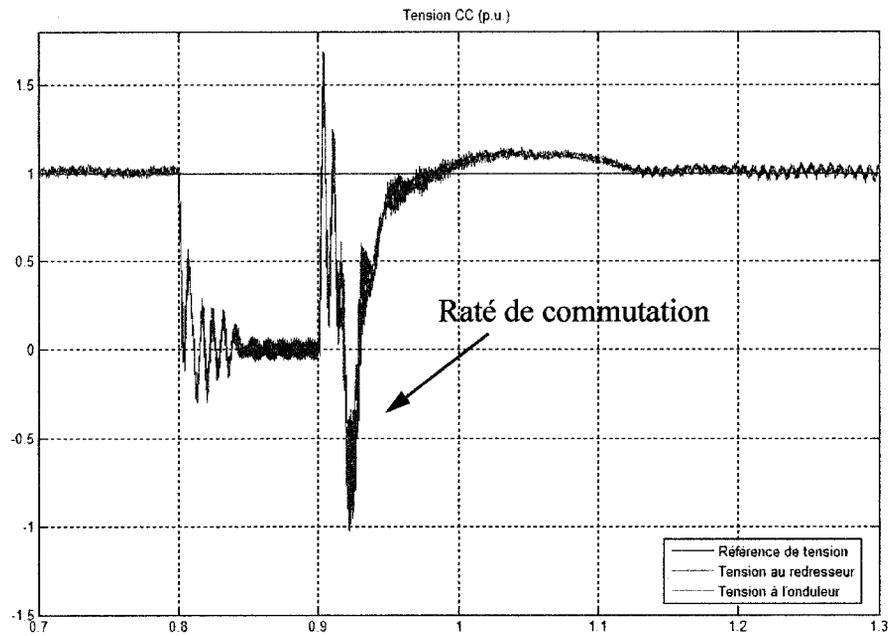


Figure 97 Tension CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - SPS

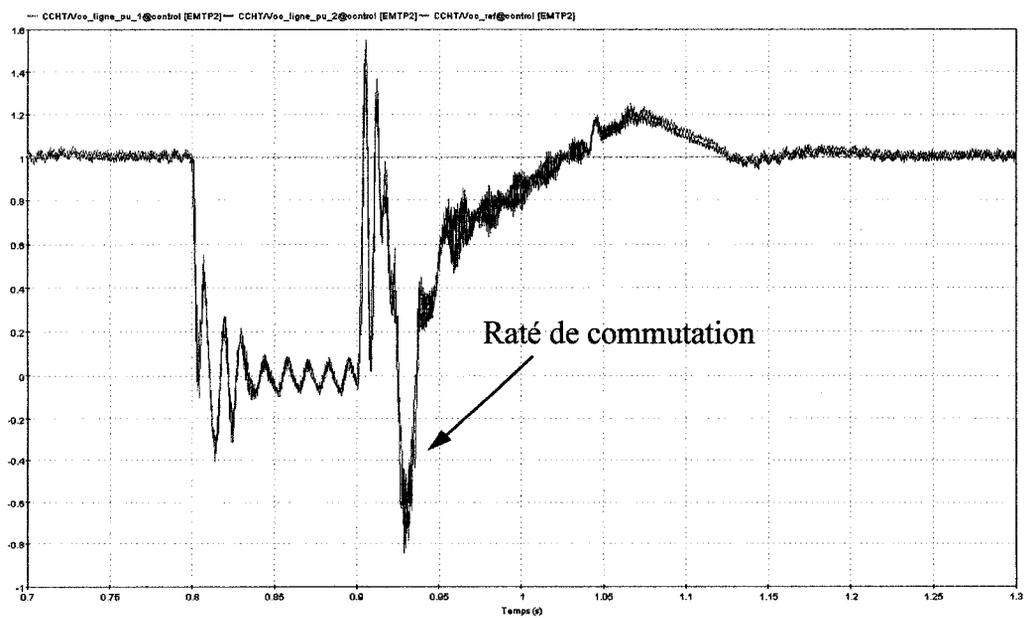


Figure 98 Tension CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - EMTP-RV

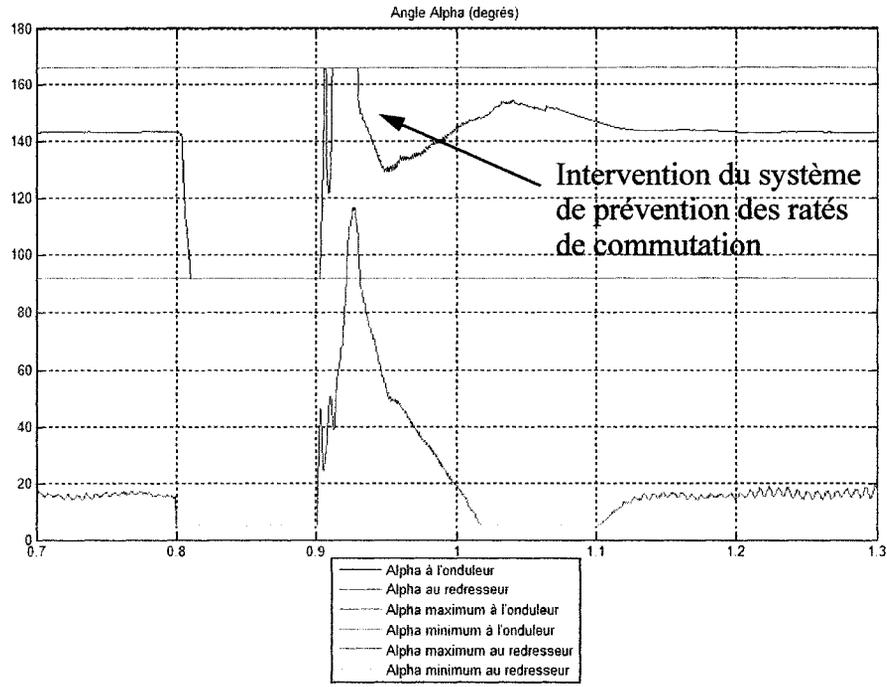


Figure 99 Alpha (degrés) - défaut triphasé au redresseur - SPS

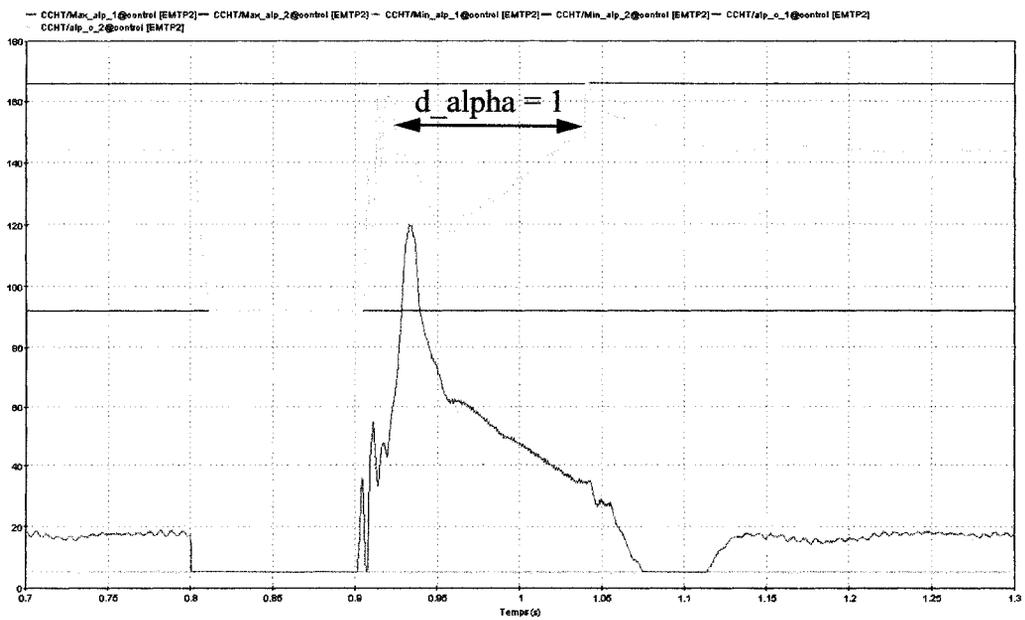


Figure 100 Alpha (degrés) - défaut triphasé au redresseur - EMTF-RV

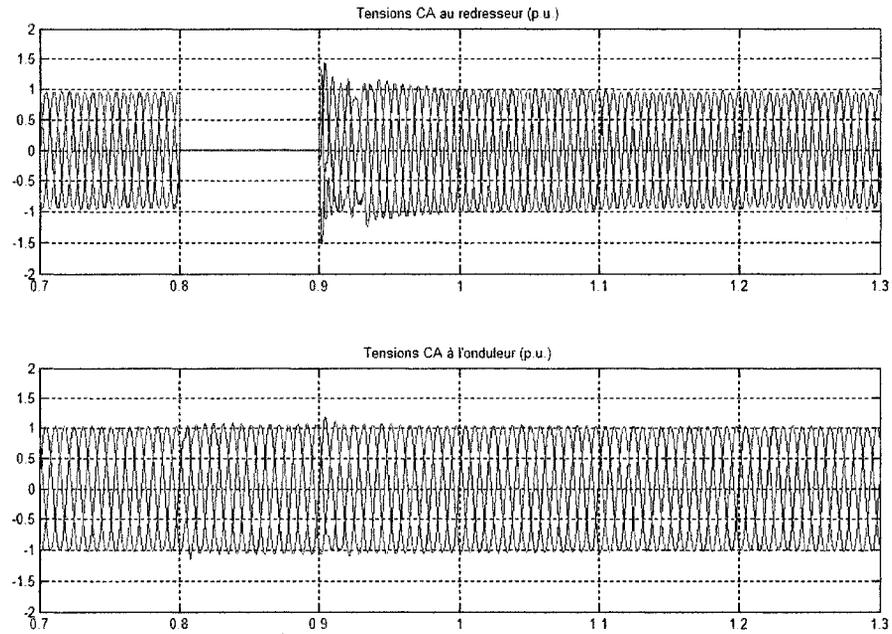


Figure 101 Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - SPS

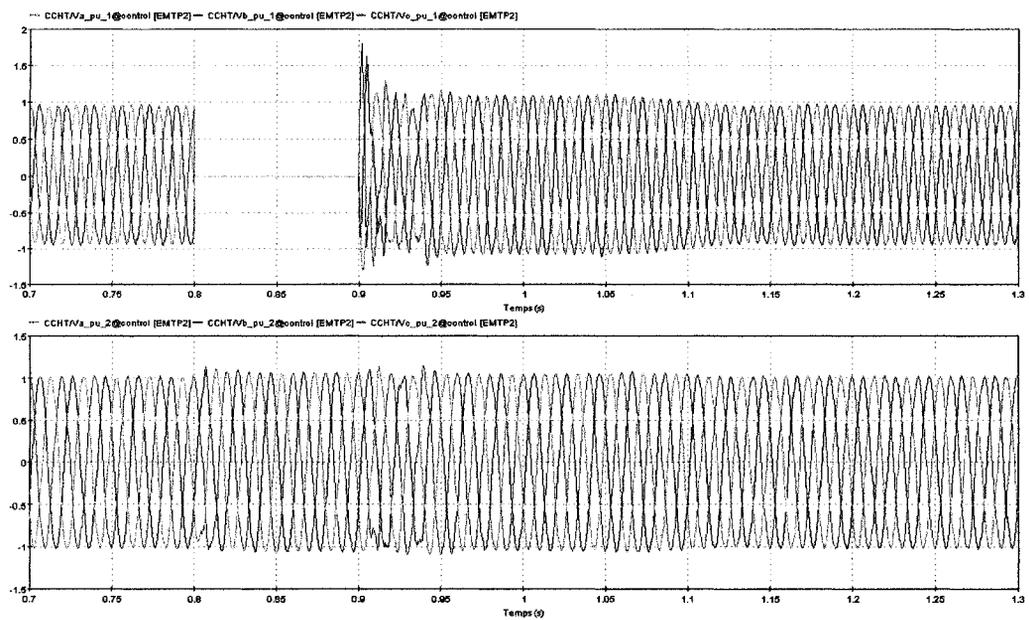


Figure 102 Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - EMTP-RV

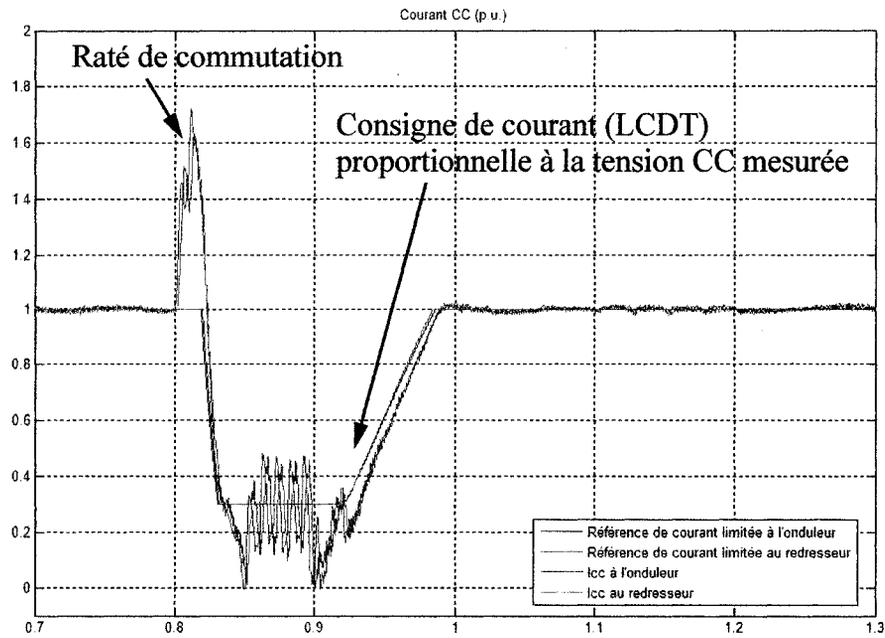


Figure 103 Courant CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - SPS

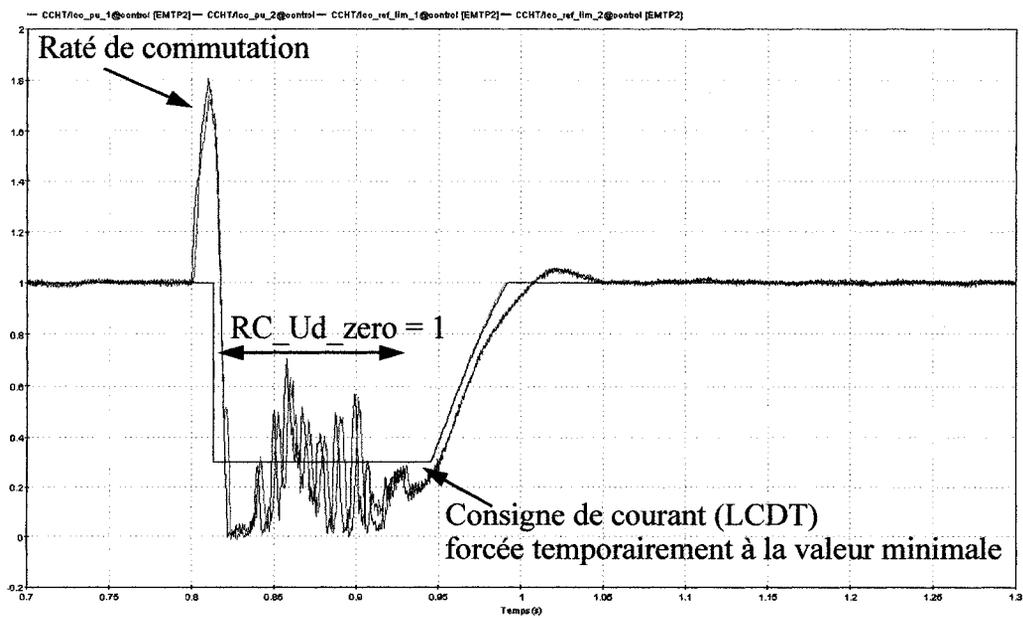


Figure 104 Courant CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - EMTP-RV

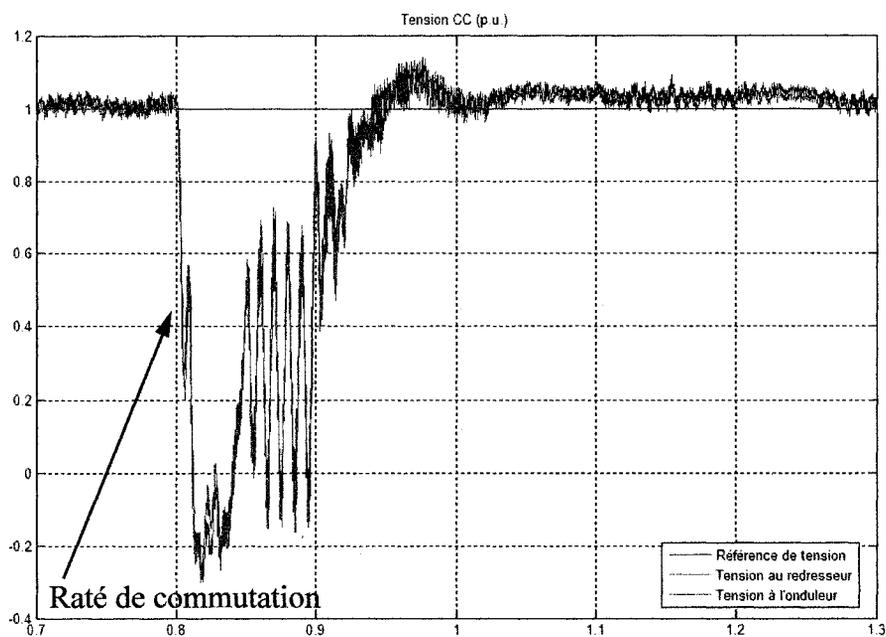


Figure 105 Tension CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - SPS

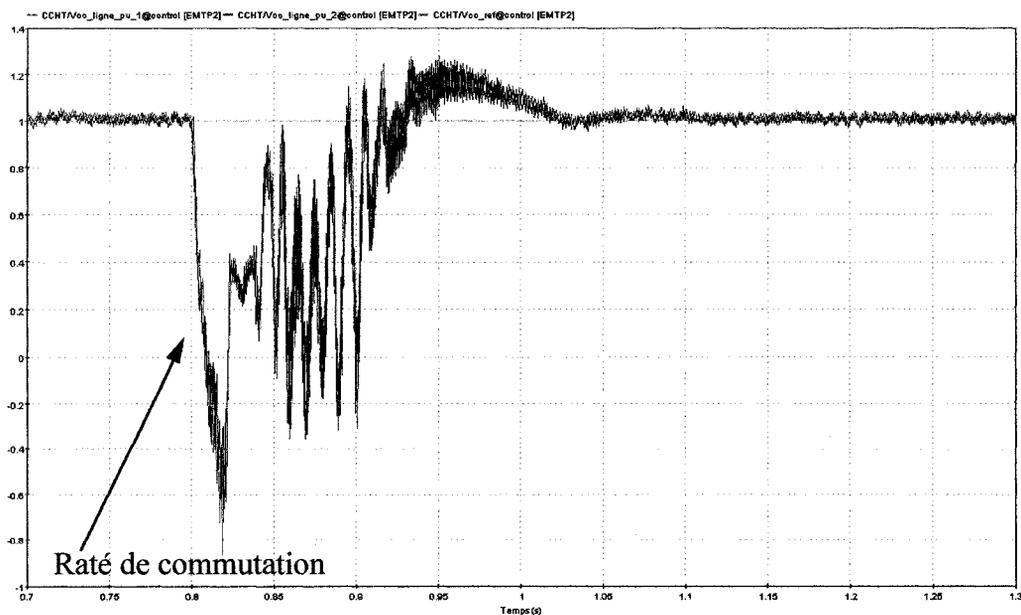


Figure 106 Tension CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - EMTP-RV

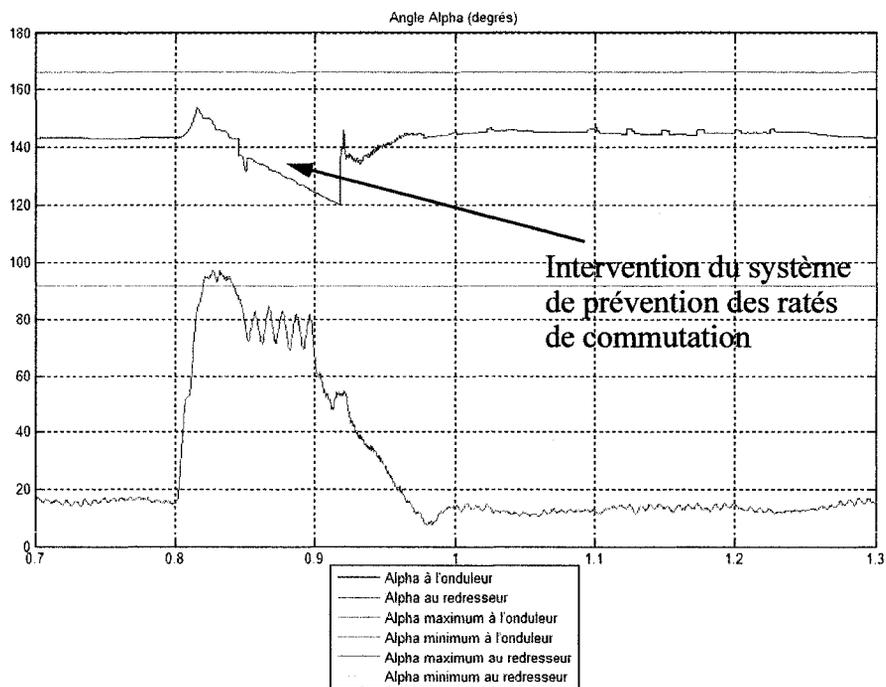


Figure 107 Alpha (degrés) - défaut monophasé à l'onduleur - SPS

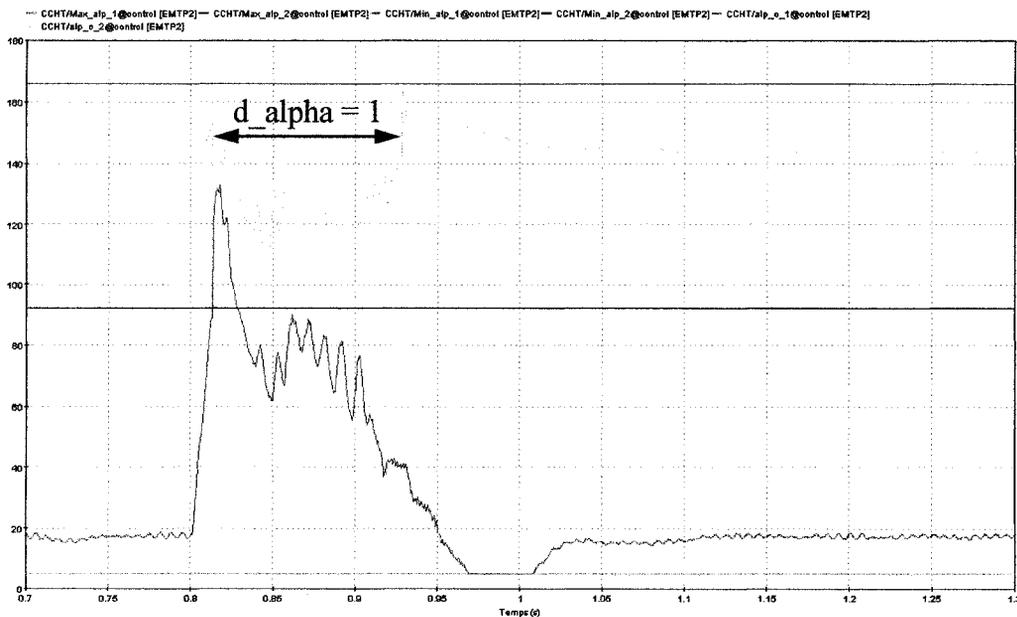


Figure 108 Alpha (degrés) - défaut monophasé à l'onduleur - EMTP-RV

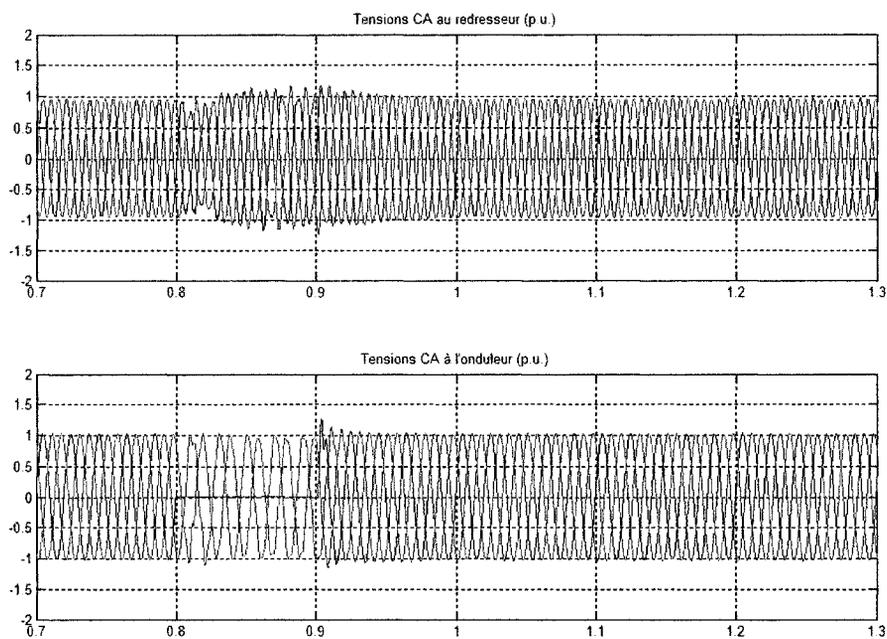


Figure 109 Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - SPS

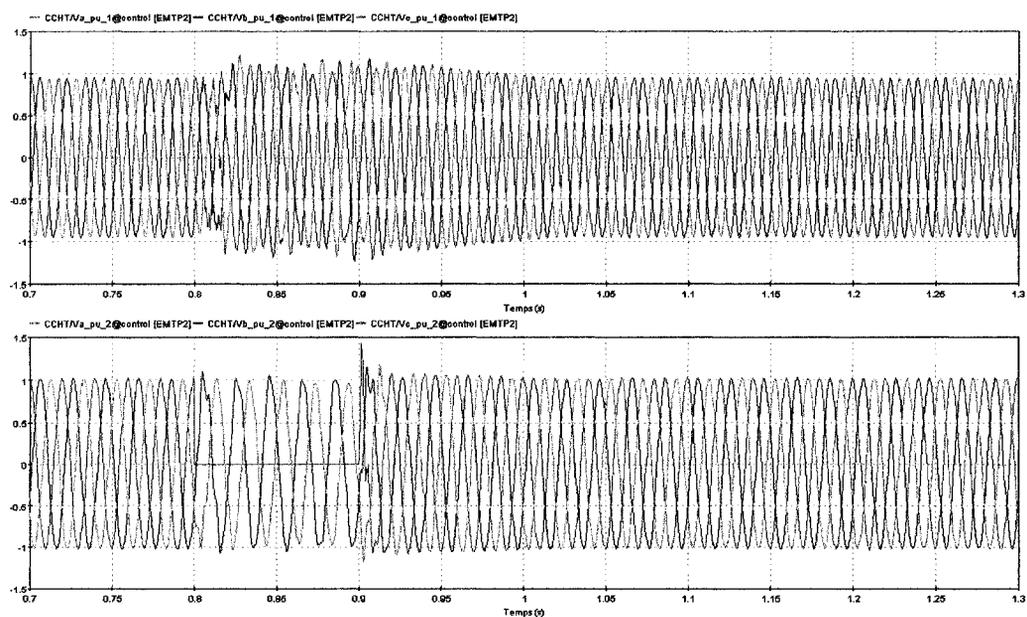


Figure 110 Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - EMTP-RV

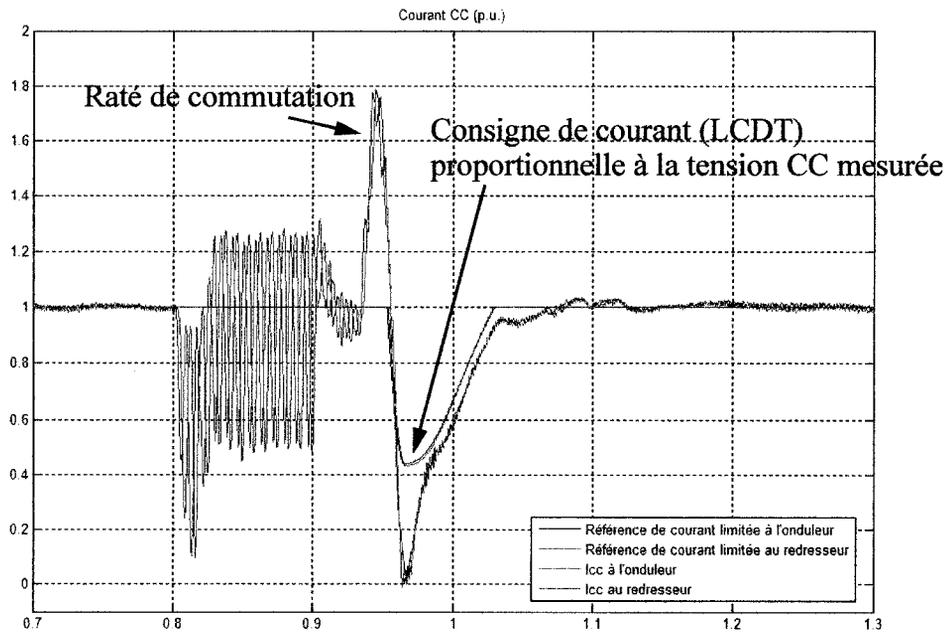


Figure 111 Courant CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - SPS

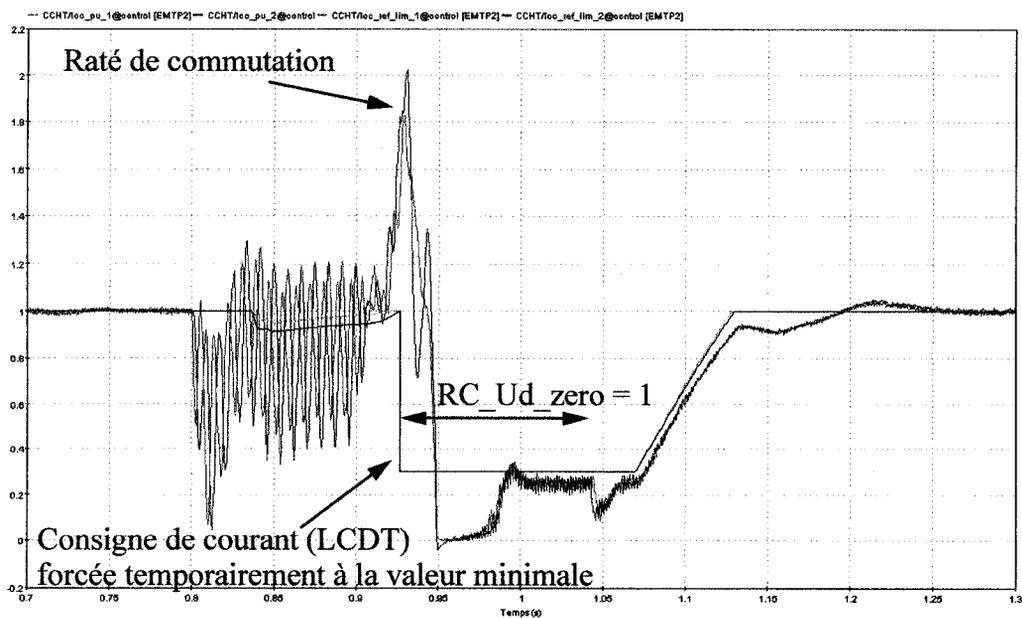


Figure 112 Courant CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - EMTP-RV

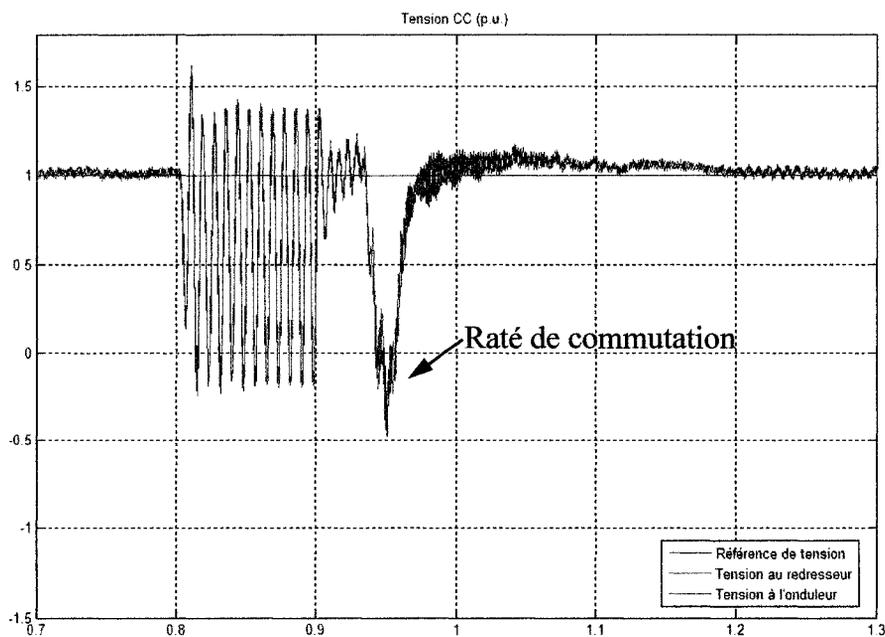


Figure 113 Tension CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - SPS

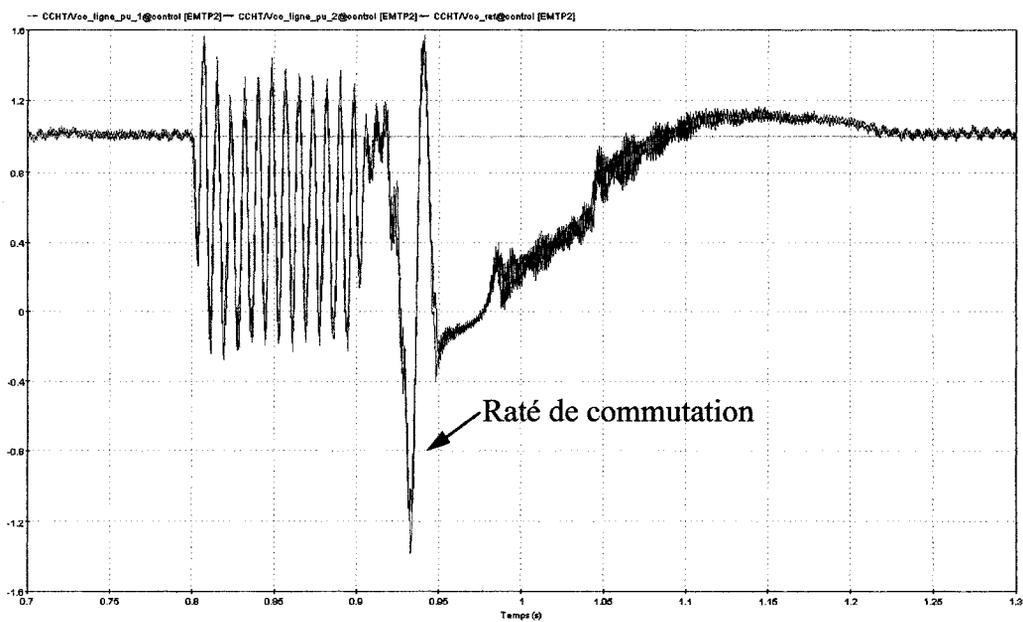


Figure 114 Tension CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - EMTP-RV

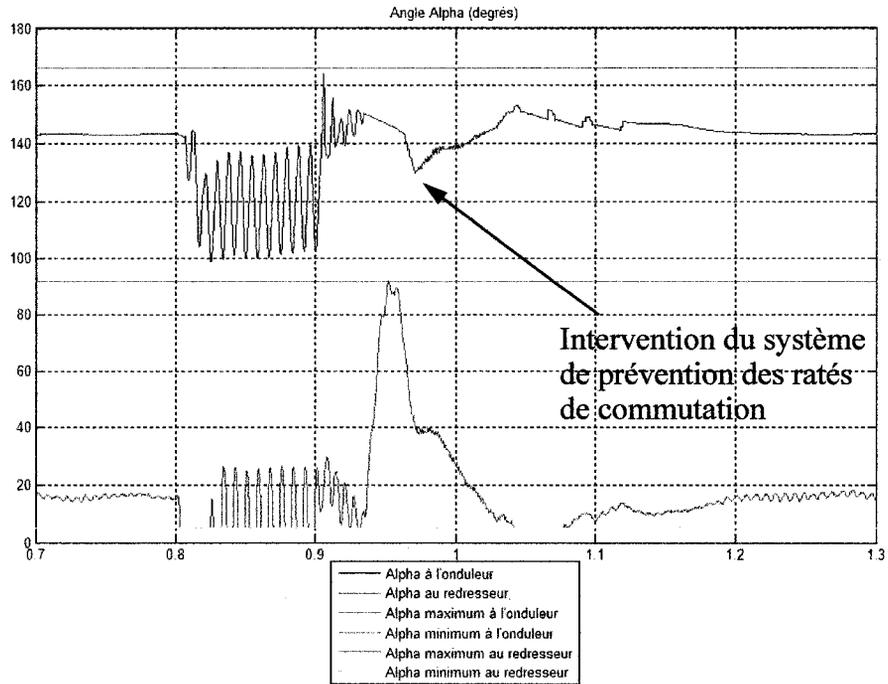


Figure 115 Alpha (degrés) - défaut monophasé au redresseur - SPS

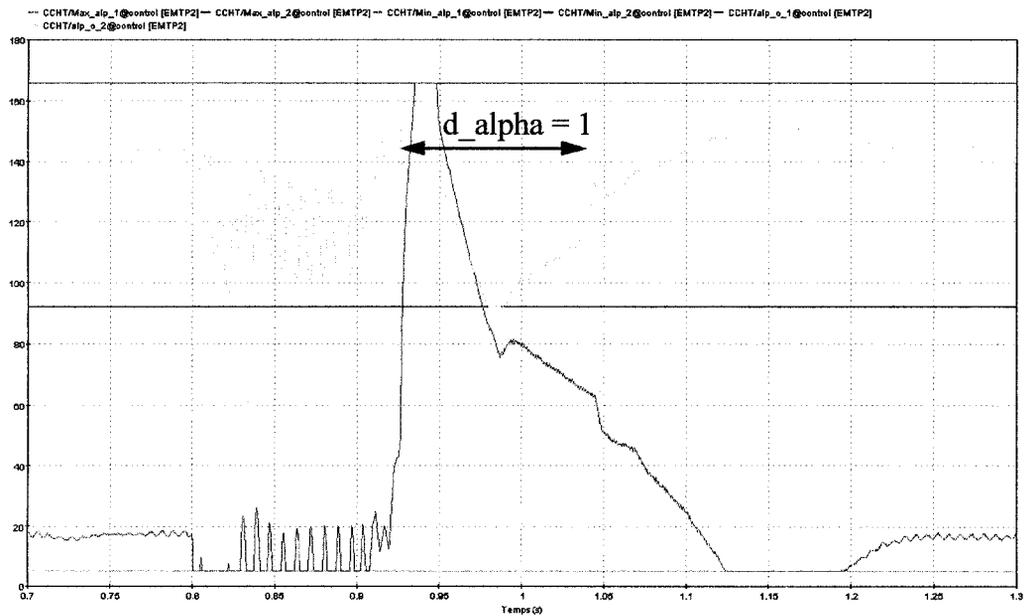


Figure 116 Alpha (degrés) - défaut monophasé au redresseur - EMTP-RV

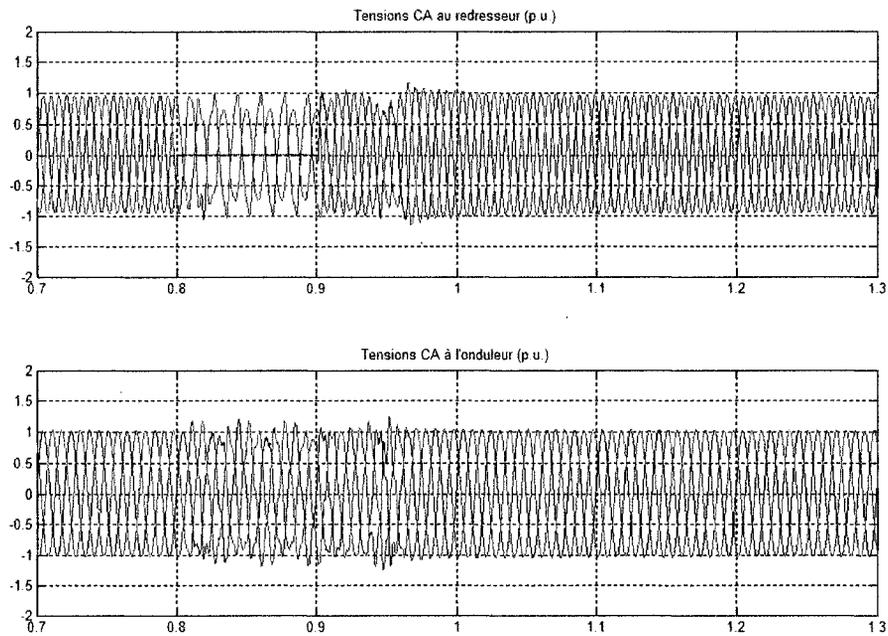


Figure 117 Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - SPS

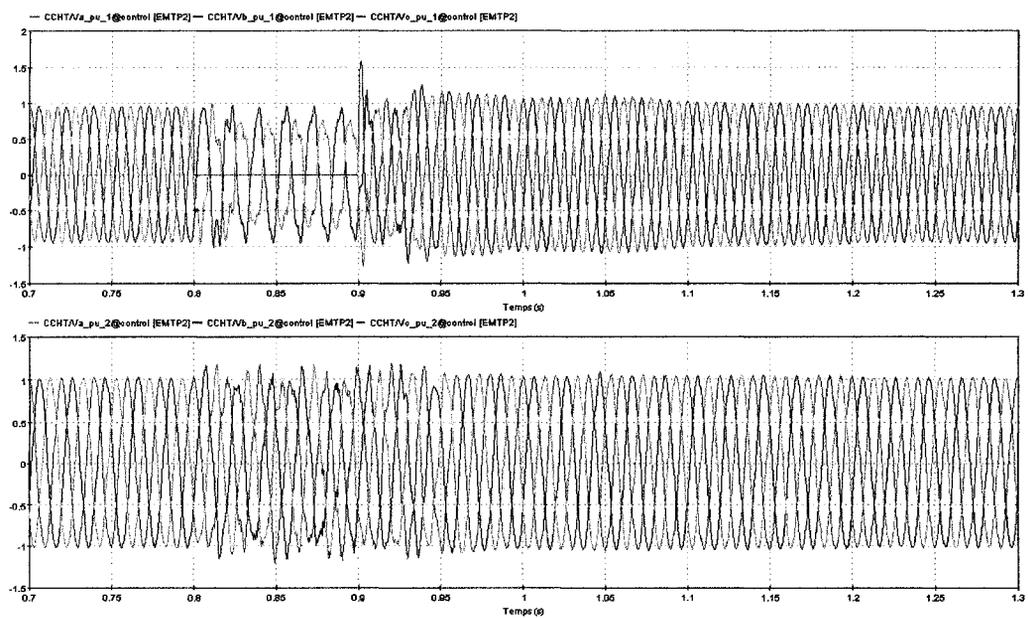


Figure 118 Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - EMTP-RV

ANNEXE 2

RÉSULTATS - SIMULATION DU PATRON CIGRÉ

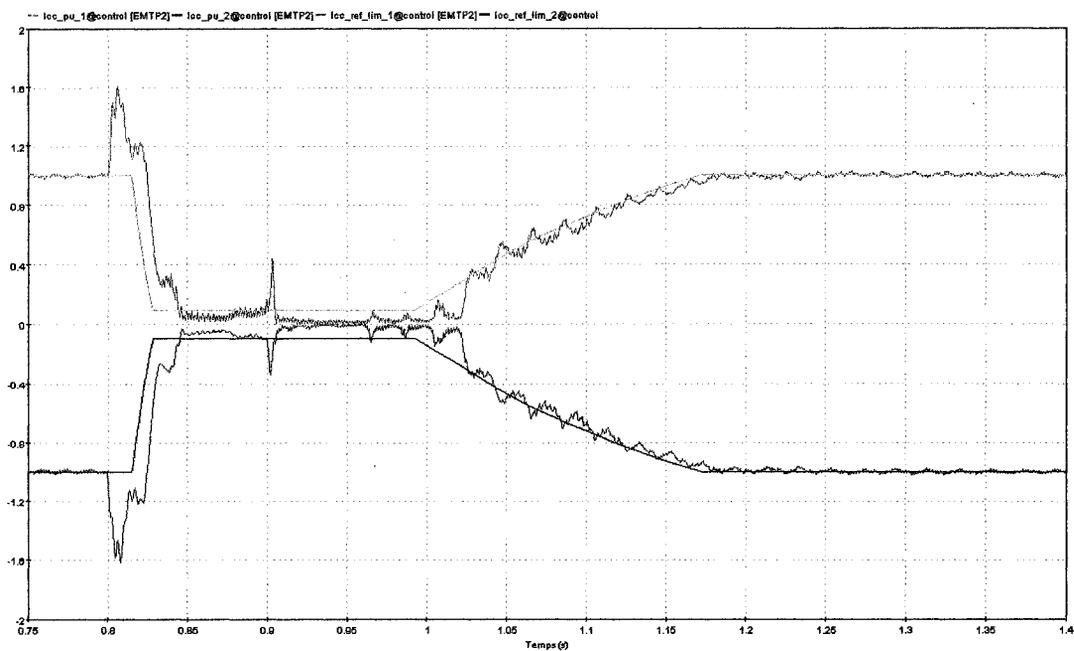


Figure 119 Courant CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - CIGRÉ

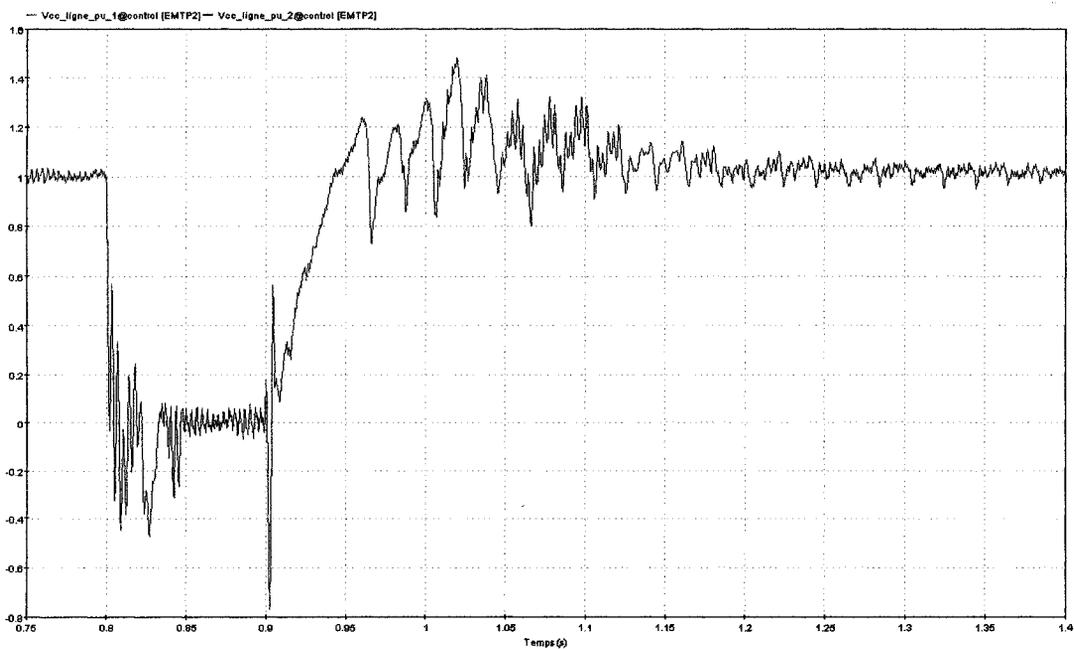


Figure 120 Tension CC (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - CIGRÉ

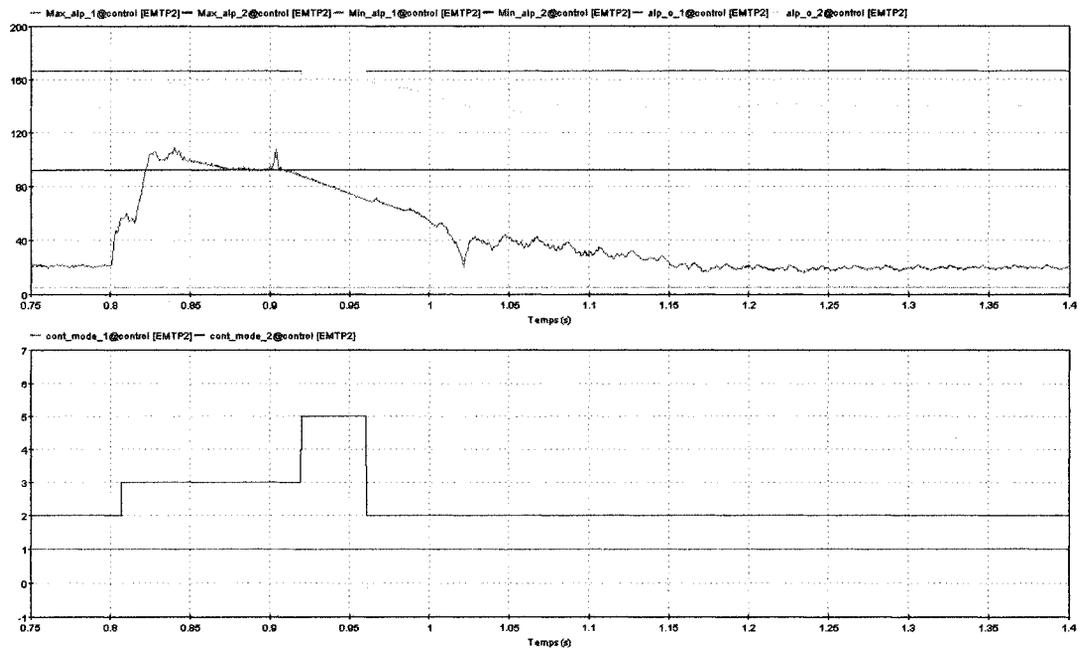


Figure 121 Alpha (degrés) - défaut triphasé à l'onduleur - CIGRÉ

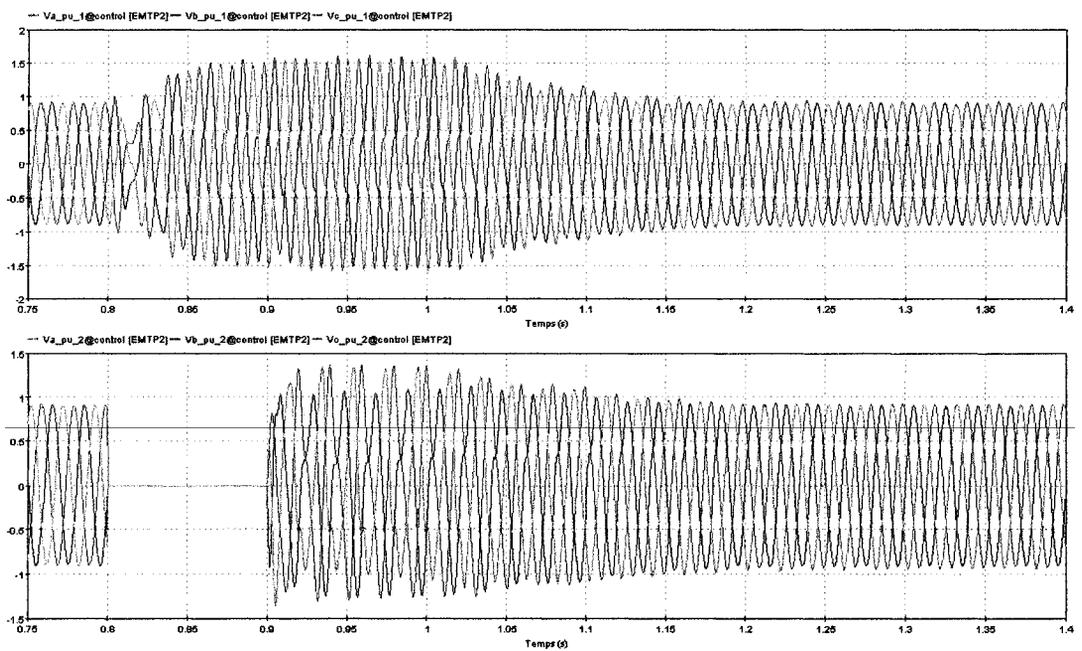


Figure 122 Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé à l'onduleur - CIGRÉ

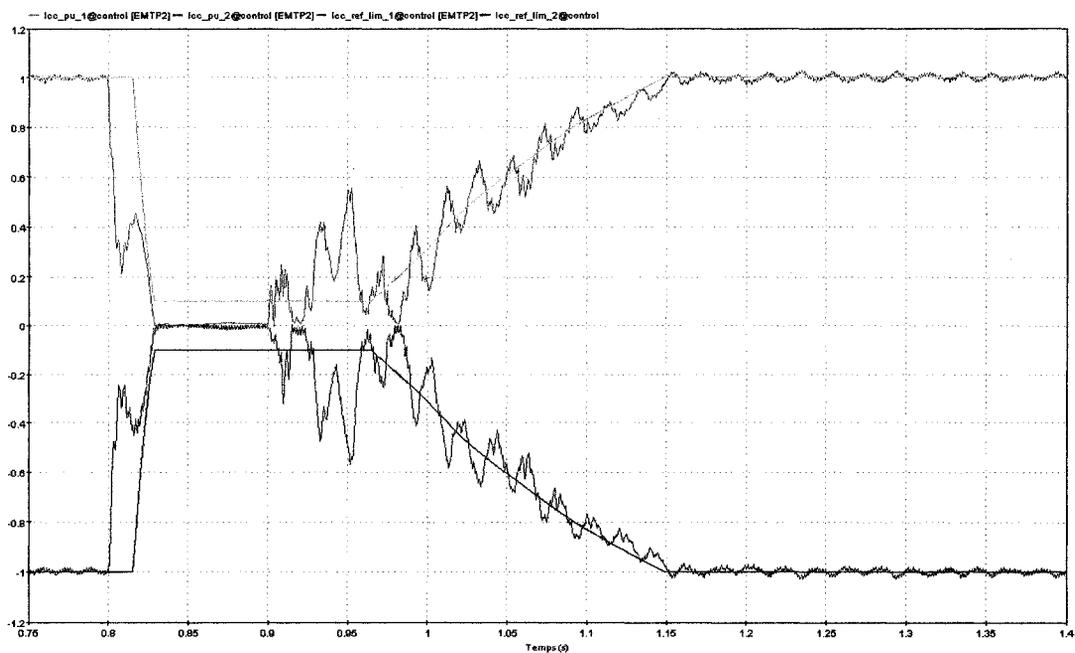


Figure 123 Courant CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - CIGRÉ

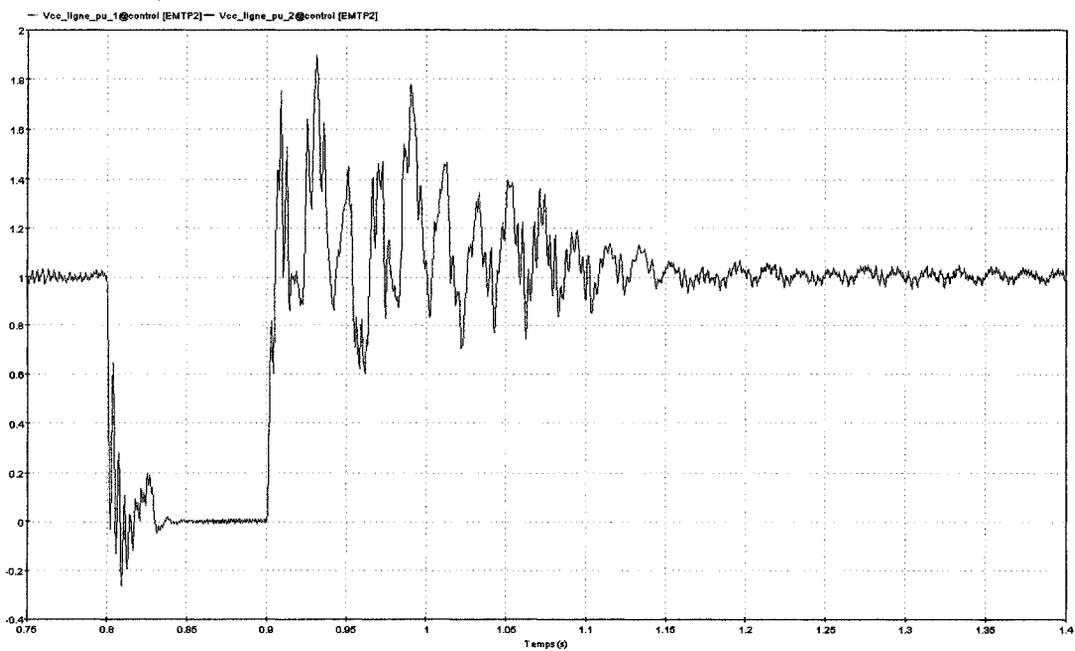


Figure 124 Tension CC (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - CIGRÉ

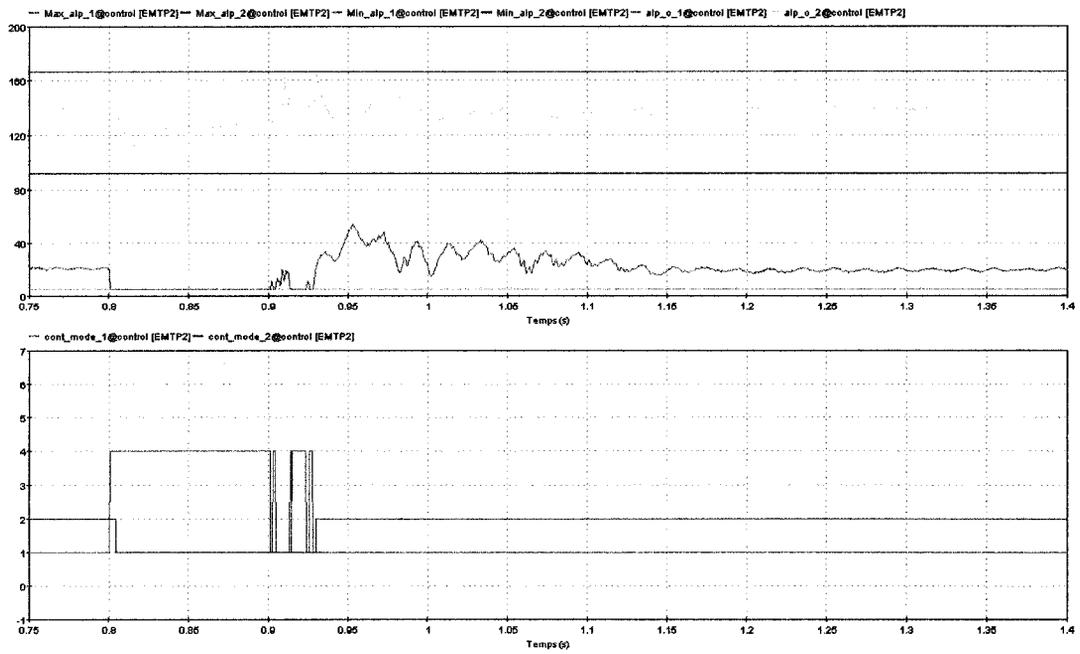


Figure 125 Alpha (degrés) - défaut triphasé au redresseur - CIGRÉ

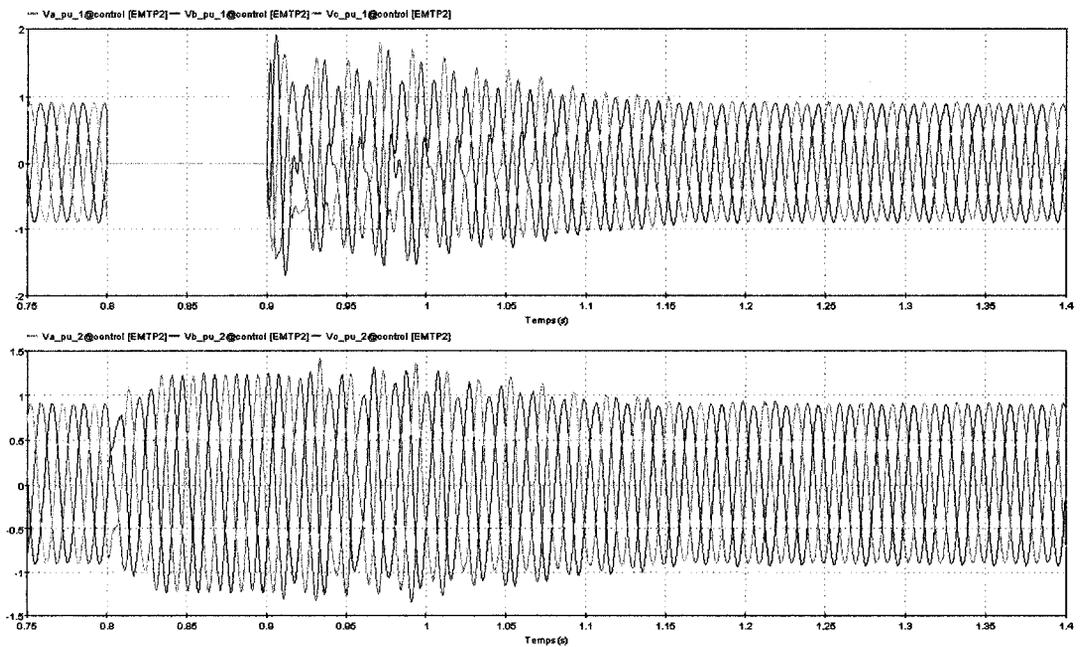


Figure 126 Tensions CA (p.u.) - défaut triphasé au redresseur - CIGRÉ

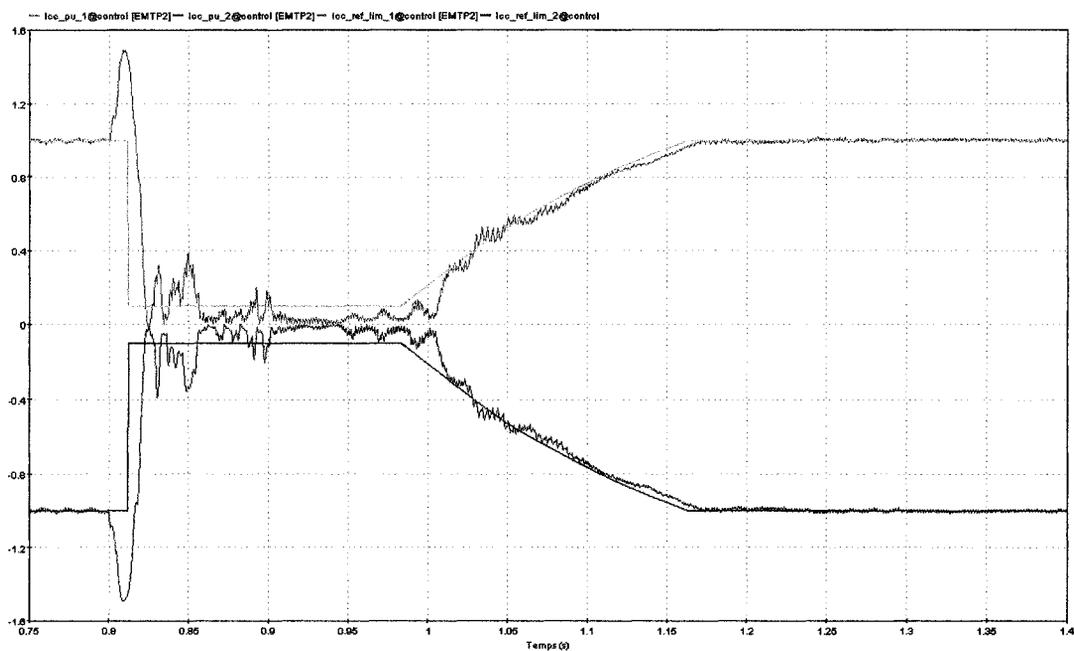


Figure 127 Courant CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - CIGRÉ

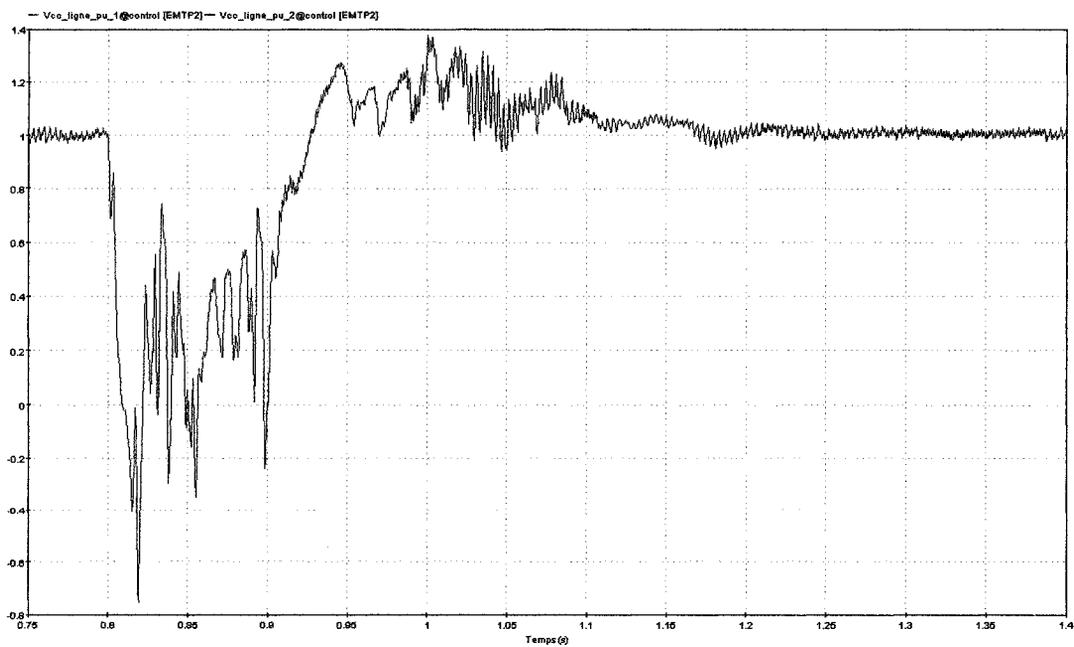


Figure 128 Tension CC (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - CIGRÉ

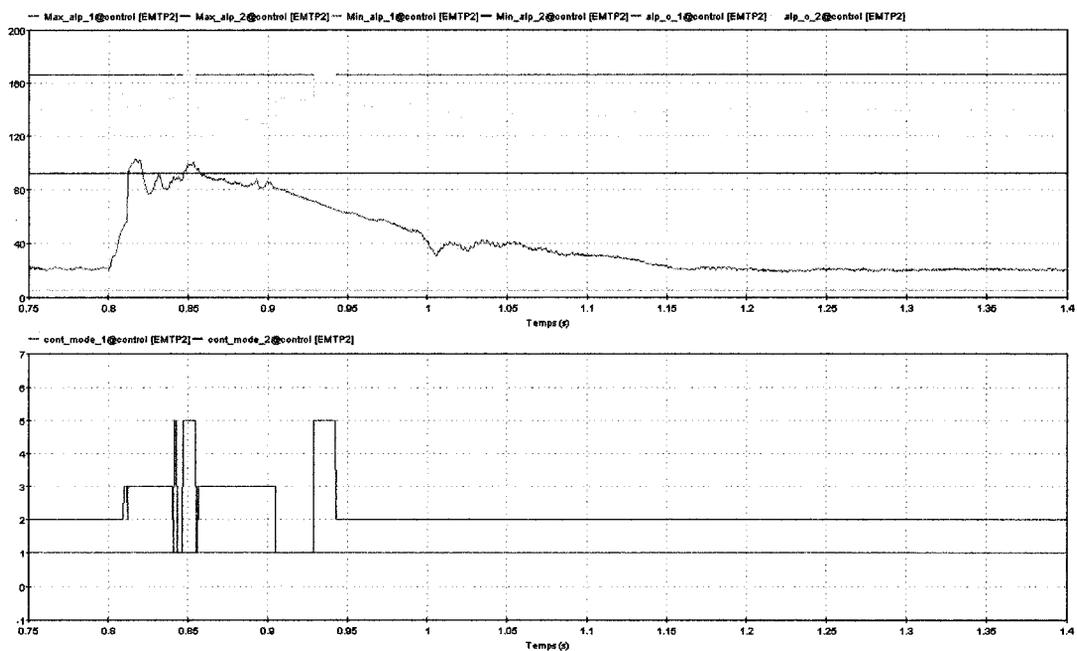


Figure 129 Alpha (degrés) - défaut monophasé à l'onduleur - CIGRÉ

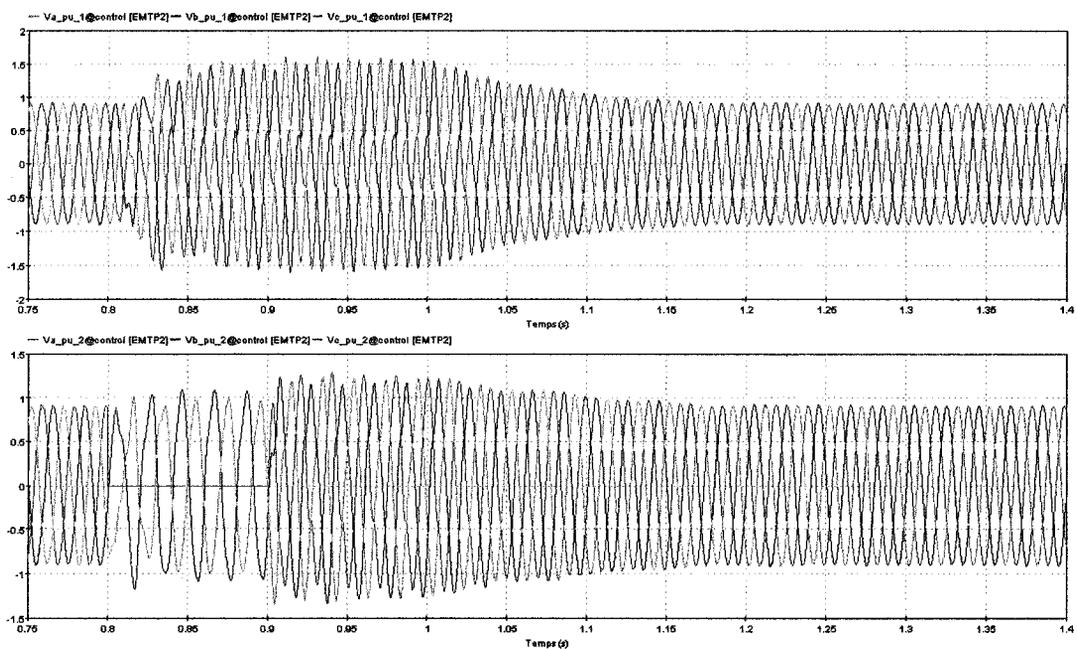


Figure 130 Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé à l'onduleur - CIGRÉ

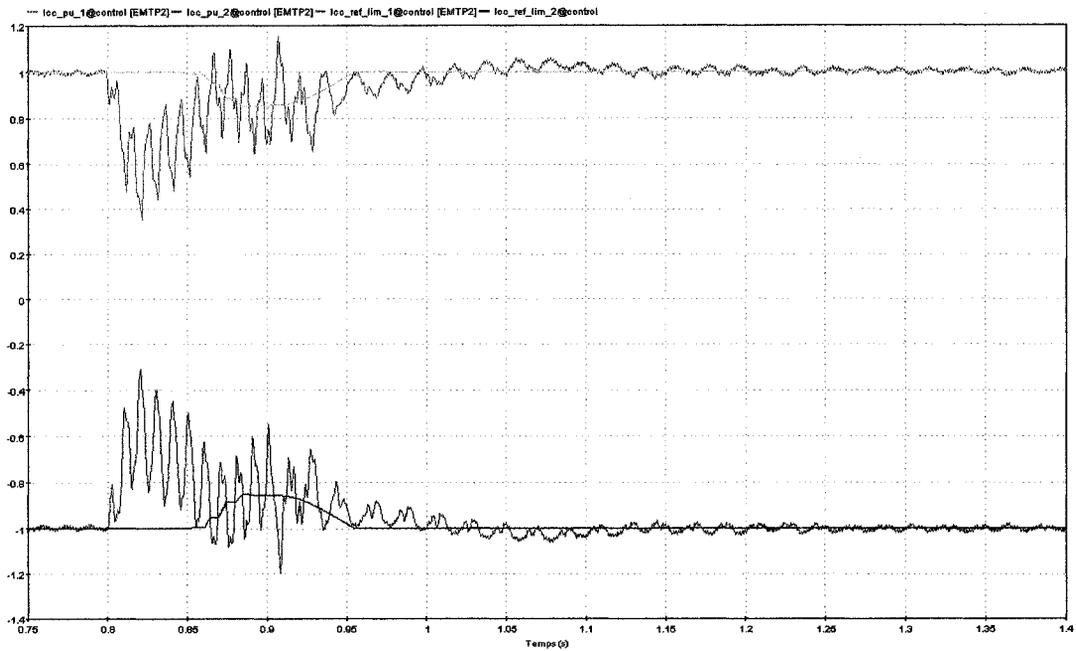


Figure 131 Courant CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - CIGRÉ

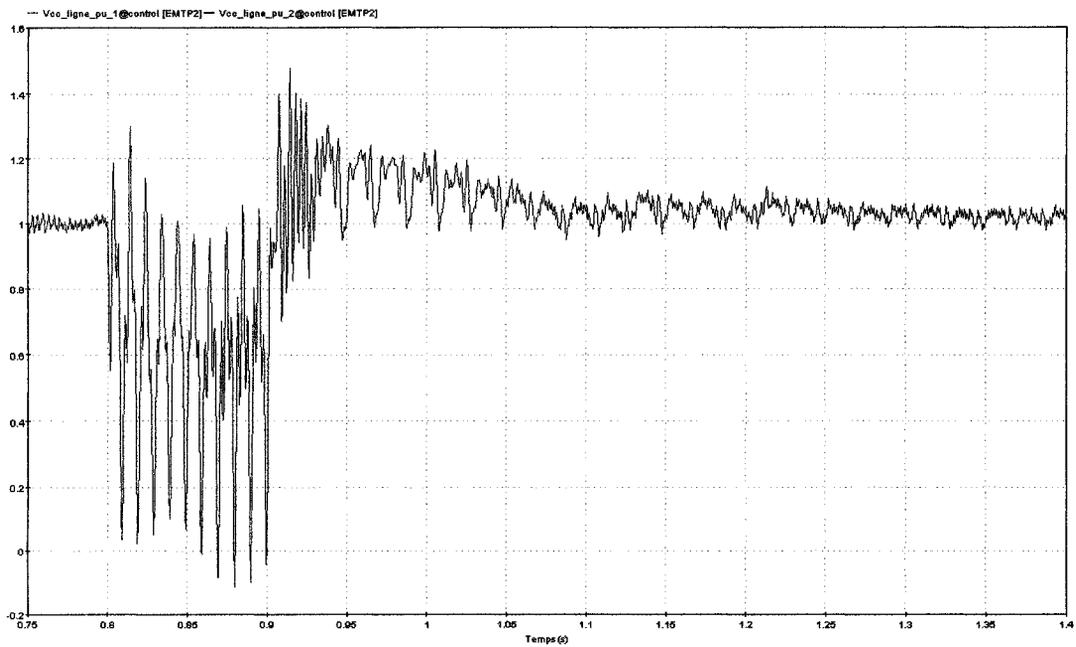


Figure 132 Tension CC (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - CIGRÉ

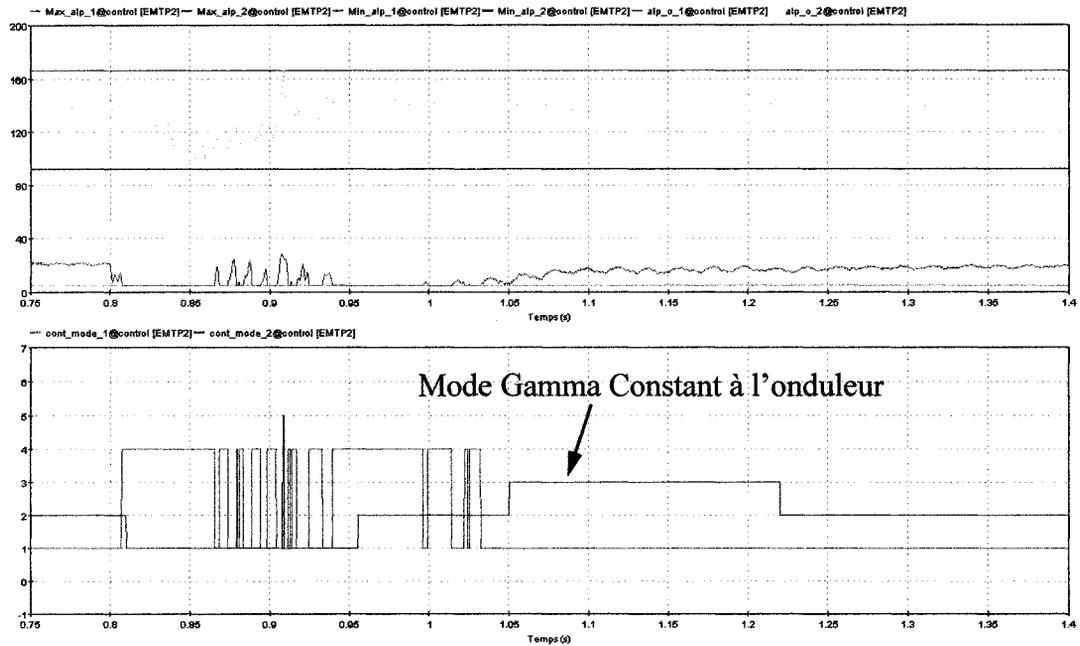


Figure 133 Alpha (degrés) - défaut monophasé au redresseur - CIGRÉ

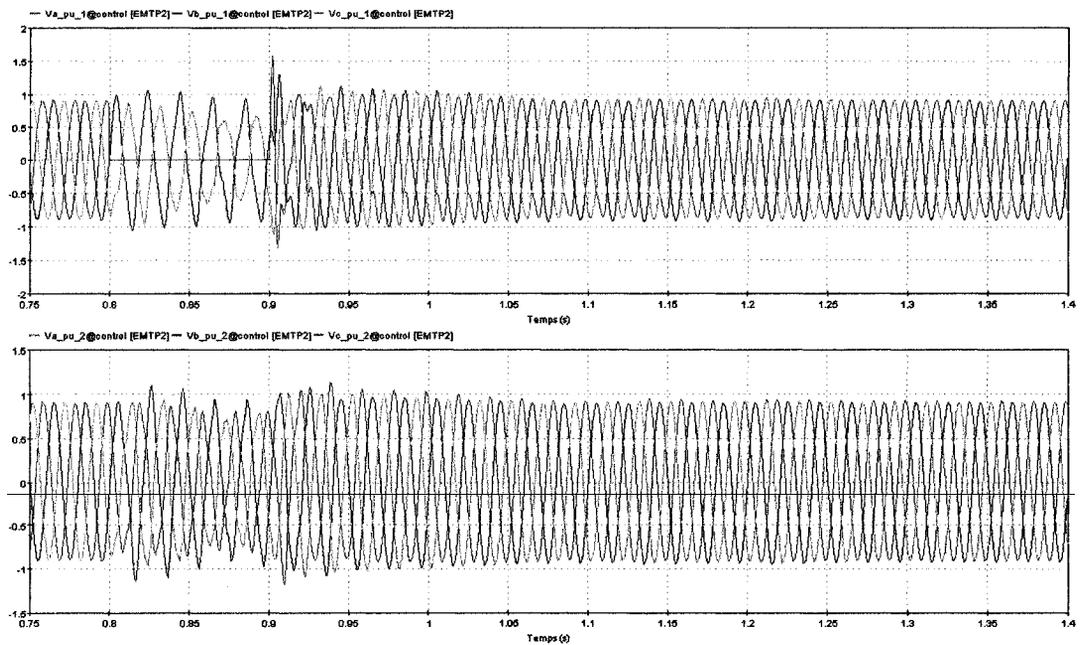


Figure 134 Tensions CA (p.u.) - défaut monophasé au redresseur - CIGRÉ

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Naidu, S.R., Mascarenhas, A.W., Fernandes, D.A. (2004). A Software Phase-Locked Loop for Unbalanced and Distorted Utility Conditions. *International Conference on Power System Technology - POWERCON 2004*, vol. 2, pp. 1055-1060
- [2] Kaura, V., Blasko, V. (1997). Operation of a Phase Locked Loop System Under Distorted Utility Conditions. *IEEE Transactions On Industry Applications*, vol. 33, no.1, pp. 58-63
- [3] Jovcic, D. (2003). Phase-Locked Loop System for FACTS. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 3, pp. 1116-1124
- [4] Giroux, P., Sybille, G. (2004). Discrete 3-Phase PLL. *SimPowerSystems 4.0 Release Notes*. Mathworks.
- [5] Zhang, L., Dofnas, L. (2002). A Novel Method to Mitigate Commutation Failures in HVDC Systems. *International Conference on Power System Technology - POWERCON 2002*, vol. 1, pp. 51-56
- [6] Thio, C.V., Davies, J.B., Kent, K.L. (1996). Commutation Failures in HVDC Transmission Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 2, pp.946-957
- [7] Gang, Z., Jianchao, Z., Xiangxun, C. (1998). Study on Commutation Failure in an HVDC Inverter. *International Conference on Power System Technology - POWERCON 1998*, vol. 1, pp. 503-506
- [8] Hansen, A., Havemann, H. (2000). Decreasing the Commutation Failure Frequency in HVDC Transmission Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 3, pp.1022-1026
- [9] Bathurst, G.N., Watson, N.R., Arrillaga, J. (2000). Modeling of Bipolar HVDC Links in the Harmonic Domain. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 15, no. 3, pp.1034-1038
- [10] Szechtmann, M., Weiss, T., Thio, C.V. (1991). First Benchmark Model for HVDC Control Studies. *ÉLECTRA*, no. 135, pp. 55-75
- [11] Szechtmann, M., et al. (1994). The CIGRE HVDC Benchmark Model - A New Proposal With Revised Parameters. *ÉLECTRA*, no. 157, pp. 60-66

- [12] Sood, V.K., Khatri, V., Jin, H. (1995). EMTP Modelling of CIGRE Benchmark Based HVDC Transmission System Operating with Weak AC Systems. *Proceedings of the 1996 International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems for Industrial Growth*, vol. 1, pp. 426-432
- [13] Morin, G., Bui, L.X., Casoria, S., Reeve, J. (1993). Modeling of the Hydro-Quebec - New England HVDC System and Digital Controls with EMTP. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, no. 2, pp. 559-566
- [14] Faruque, M.O., Zhang, Y., Dinavahi, V. (2006). Detailed Modeling of CIGRE HVDC Benchmark System Using PSCAD/EMTDC and PSB/SIMULINK. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 1, pp. 378-387
- [15] Casoria, S. (Hydro-Quebec). HVDC Transmission system (Thyristor-based). *SimPowerSystems 4.0 Release Notes*. Mathworks.
- [16] [Auteur Inconnu]. Universal Bridge Block. *SimPowerSystems 4.0 Release Notes*. Mathworks.
- [17] Rostamkolai, N., et al. (1993). Control Design of Santo Tome Back-to-Back HVDC Link. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, no. 3, pp. 1250-1256
- [18] Aten, M., Werner, H. (2003). Robust Multivariable Control Design for HVDC Back-to-Back Schemes. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 150, no. 6, pp.761-767
- [19] Jovicic, D., Pahalawaththa, N., Zavahir, M. (1999). Stability Analysis of HVDC Control Loops. *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 146, no. 2, pp. 143-148
- [20] Taylor, C.W., Lefebvre, S. (1991). HVDC Controls for System Dynamic Performance. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 2, pp. 743-752
- [21] Venkataraman, S., Khamash, M.H., Vittal, V. (1995). Analysis and Synthesis of HVDC Controls for Robust Stability of Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 4, pp. 1933-1938
- [22] Lee Hau Aik, D., Andersson, G. (2000). Voltage and Power Stability of HVDC Systems - Emerging Issues and New Analytical Methodologies. *Invited paper to VII SEPOPE, Curitiba, Brazil, 23-28 May 2000*. 10 pp.

- [23] Xu Zheng, (1998). Voltage Stability and control modes in HVDC systems. *Proceedings of the 1998 International Conference on Power System Technology*, vol. 2, pp. 1485-1488
- [24] IEEE Standards Committee (1997). *Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities*. IEEE Std 1204-1997. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
- [25] ASEA Transmission HVDC (1985). *Transmission Optimization, Economics and Efficiency*. Report No. LFS-288a, Rev. 8.
- [26] Elahi, H., Wright, S.E., Flugum, R.W., Brown, D.R. (1989). Insulation Coordination Process for HVDC Converter Stations : Preliminary and Final Designs. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1037-1048
- [27] Naidoo, D., Ijumba, N.M. (2004). HVDC Line Protection for the Proposed Future HVDC Systems. *International Conference on Power System Technology - POWERCON 2004*, vol. 2, pp. 1327-1332
- [28] Bui, L.X., Sood, V.K., Laurin S. (1991). Dynamic Interactions Between HVDC Systems Connected to AC Buses in Close Proximity. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, no. 1, pp. 223-230
- [29] Sood, Vijay K. (2004). *HVDC and FACTS Controllers*. Boston : Kluwer Academic.
- [30] Padiyar, K.R. (1990). *HVDC Power Transmission Systems : Technology and System Interactions*. New Delhi : New Age International Publishers Ltd.
- [31] Arrillaga, J. (1998), *High Voltage Direct Current Transmission, 2ième édition*. London, U.K. : IEE Power and Energy Series 29.
- [32] Asplund, G., Carlsson, L., Tollerz, O. , *50 Years of HVDC - part 1 : From Pioneer to World Leader*. Site officiel de ABB [En ligne] <http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=03MC0127&LanguageCode=en&DocumentPartID=1/2&Action=Launch> (Page consultée le 26 janvier 2006).
- [33] Asplund, G., Carlsson, L., Tollerz, O. , *50 Years of HVDC - part 2 : The Semiconductor 'Takeover'*. Site officiel de ABB [En ligne] <http://search.abb.com/library/ABBLibrary.asp?DocumentID=03MC0128&LanguageCode=en&DocumentPartID=2/2&Action=Launch> (Page consultée le 26 janvier 2006).

- [34] The ABB Group, *Why HVDC?* Site officiel de ABB [En ligne] <http://www.abb.com/global/abbzh/abbzh251.nsf!OpenDatabase&db=/global/gad/gad02181.nsf&v=17EA&e=us&m=100A&c=C1256D71001E0037C125683100390EB0> (Page consultée le 26 janvier 2006).
- [35] Hydro-Québec, *Comprendre : L'histoire de l'électricité au Québec*. Site officiel de Hydro-Québec [En ligne] <http://www.hydroquebec.com/comprendre/index.html>.