



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**FALLAS DE CONMUTACIÓN EN HVDC:
ORIGEN, EFECTOS Y MITIGACIÓN.**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL
ELECTRICISTA**

ALEJANDRO RAÚL GONZÁLEZ FARÍAS

**PROFESOR GUÍA:
LUIS VARGAS DÍAZ.**

**MIEMBROS DE LA COMISION:
NELSON MORALES OSORIO
GABRIEL OLGUÍN PARADA**

**SANTIAGO DE CHILE
AGOSTO 2010**

“FALLAS DE CONMUTACION EN SISTEMAS HVDC: ORIGEN, EFECTOS Y MITIGACIÓN”

Los nuevos proyectos energéticos que se planifica desarrollar en la XI región de Aysén han planteado el desafío de transportar grandes bloques de potencia a través de largas distancias, hacia los centros de consumo que se concentran en el SIC. La tecnología que permite viabilizar esto de manera eficiente es la transmisión en corriente continua en alto voltaje, conocida como HVDC (“High Voltage Direct Current”), que utiliza válvulas de tiristores para concretar la conversión AC-DC y viceversa.

La tecnología HVDC se puede considerar como una tecnología madura. Sin embargo, en nuestro país es un tema nuevo que se debe abordar para entender el funcionamiento del enlace y los problemas asociados. Un aspecto importante del funcionamiento de los convertidores HVDC es la ocurrencia de fallas de conmutación. Los tiristores usados en estos sistemas necesitan ser expuestos a un voltaje inverso por un tiempo suficiente para que dejen de conducir y permitir así una conmutación de corriente exitosa. Durante la falla de conmutación la transmisión de potencia es interrumpida, afectando de este modo al sistema AC conectado en el lado inversor.

Esta memoria tiene como objetivo estudiar y mostrar las causas que originan las fallas de conmutación, discutir sus efectos en la calidad y seguridad de la potencia suministrada y entregar dos estrategias de mitigación de fallas de conmutación a nivel del control del enlace: la función de control VDCOL (“Voltage Dependent Current Order Limits”) y el módulo de mitigación CFPREV (“Commutation Failures Prevention”).

Para lograr los objetivos planteados, se utiliza la plataforma MATLAB/SIMULINK que simula en tiempo discreto un enlace monopolar de 12 pulsos y 1000 MW (500 kV, 2 kA). A través de este enlace de prueba se estudian dos casos: sistemas AC interconectados fuertes y débiles. Ambos sistemas AC son caracterizados por su razón de cortocircuito efectivo, ESCR.

Los resultados muestran que las principales causas que originan fallas de conmutación son: perturbaciones en el sistema AC conectado, especialmente las fallas monofásicas; y las operaciones de maniobra en la barra inversora. Los efectos en la calidad de la potencia suministrada dependerán de la duración de la falla de conmutación y de la razón de cortocircuito efectivo del sistema AC-DC. Con respecto a las estrategias de mitigación, se concluye que la función VDCOL ayuda a la recuperación del sistema cuando se producen las fallas de conmutación. El módulo CFPREV permite mejorar el desempeño del sistema pues mitiga las fallas de conmutación para caídas de tensión en la barra inversora, cuando ocurre una falla monofásica a tierra o una falla trifásica simétrica. Su desempeño es mejor cuando el sistema AC conectado en lado inversor es débil.

A mis padres, quienes siempre me apoyaron.

A mi hermano, por su compañía.

Agradecimientos

Agradezco en primer lugar al profesor guía Dr. Luis Vargas y al profesor integrante Nelson Morales, quienes comentaron mi trabajo durante las presentaciones.

Agradezco a mi profesor co-guía Dr. Gabriel Olguín Parada y por su intermedio a Transelec, por la propuesta de tema de memoria, por los comentarios al trabajo realizado y su permanente apoyo.

Agradecer a mis compañeros de universidad, quienes siempre resultaron ser un apoyo y me aconsejaron para realizar un mejor trabajo. En particular agradezco a mi amigo y compañero de carrera Maximiliano Aranda por las discusiones que tuvimos sobre nuestros trabajos.

A mi familia, de quienes siempre tuve el apoyo incondicional y han ayudado a superar esta etapa que quedará en mi memoria por siempre.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 ALCANCE	1
1.2 MOTIVACIÓN	1
1.3 OBJETIVOS GENERALES.....	2
1.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	2
1.5 ESTRUCTURA DE LA MEMORIA.....	3
CAPÍTULO 2: SISTEMAS DE TRANSMISIÓN HVDC	4
2.1 INTRODUCCIÓN	4
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS HVDC	5
2.2.1 Consideraciones técnicas	5
2.2.2 Consideraciones medioambientales	6
2.2.3 Aplicación de sistemas HVDC	8
2.3 CONFIGURACIÓN Y COMPONENTES DE SISTEMAS HVDC.....	8
2.3.1 Clasificación de los enlaces HVDC	8
2.3.1.1 Enlace Monopolar	9
2.3.1.2 Enlace Bipolar	9
2.3.1.3 Enlace Homopolar.....	10
2.3.1.4 Enlace Back to Back	11
2.3.1.5 Enlace Multiterminal.....	12
2.3.2 Componentes de los sistemas de transmisión HVDC.....	12
2.3.2.1 Convertidores.....	12
2.3.2.2 Reactores de alisamiento	14
2.3.2.3 Filtros de armónicos	14
2.3.2.4 Fuentes de potencia reactiva	14
2.3.2.5 Electrodo.....	14

2.3.2.6 Líneas de transporte	15
2.3.2.7 Interruptores AC	15
2.4 CONTROL DE SISTEMAS HVDC.....	15
2.4.1 Circuito equivalente del enlace HVDC.....	15
2.4.2 Control básico.....	16
CAPÍTULO 3: FALLAS DE CONMUTACIÓN EN SISTEMAS HVDC	19
3.1 INTRODUCCIÓN	19
3.2 TEORÍA DEL CONVERTOR	20
3.2.1 Tiristores	20
3.2.1 Módulo básico de un convertor.....	22
3.3 EL PROCESO DE CONMUTACIÓN.....	23
3.4 DESCRIPCIÓN BÁSICA DEL FENÓMENO DE FALLA DE CONMUTACIÓN	25
3.5 CAUSAS DE LAS FALLAS DE CONMUTACIÓN	28
3.5.1 Perturbaciones en el voltaje de conmutación.....	29
3.5.2 Aumento de la corriente continua.....	31
3.5.3 Malfuncionamiento del sistema de disparo de las válvulas	32
3.6 INFLUENCIA DE LA FUERZA DE LOS SISTEMAS AC EN LA INTERACCIÓN DE LOS SISTEMAS AC/DC	33
3.7 IMPACTO DE FALLAS A TIERRA EN SISTEMAS AC SOBRE LOS VOLTAJES DE LAS VÁLVULAS.	35
3.8 MITIGACIÓN DE LAS FALLAS DE CONMUTACIÓN	36
3.8.1 Módulo de control CFPREV.....	37
3.9 RECUPERACIÓN DESDE FALLAS DE CONMUTACIÓN EN HVDC	42
3.9.1 Función VDCOL	44
CAPÍTULO 4: CASO DE ESTUDIO	46
4.1 INTRODUCCIÓN	46
4.2 DETALLES DEL ENLACE HVDC	46
4.2.1 Sistemas AC	47

4.2.2 Sistema DC	48
4.2.3 Transformador de los Convertidores.....	48
4.2.4 Filtros AC y Banco de Condensadores.....	48
4.2.5 Sistemas de Control	49
4.3 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA VDCOL.....	49
4.3.1 Caso sistemas AC fuertes	49
4.3.1.1 Falla a monofásica a tierra (fase "a") lado inversor	50
4.3.1.2 Falla monofásica a tierra (fase "a") lado rectificador.....	51
4.3.1.3 Operaciones de "switching" en el lado inversor	51
4.3.1.4 Falla línea DC	52
4.3.2 Caso sistemas AC débiles	53
4.3.2.1 Falla a monofásica a tierra (fase "a") lado inversor	53
4.3.2.2 Falla monofásica a tierra (fase "a") lado rectificador.....	54
4.3.2.3 Operaciones de "switching" en el lado inversor.	55
4.3.2.4 Falla línea DC	56
4.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN PARA CFPREV	56
4.4.1 Caso sistemas AC fuertes	58
4.4.1.1 Falla monofásica a tierra (fase "a")	58
4.4.1.2 Falla trifásica equilibrada	59
4.4.2 Análisis resultados CFPREV aplicado a sistemas AC fuertes.....	60
4.4.3 Caso sistemas AC débiles	61
4.4.3.1 Falla monofásica a tierra (fase "a")	61
4.4.3.2 Falla trifásica equilibrada	62
4.4.4 Análisis resultados CFPREV aplicado a sistemas AC fuertes.....	63
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO	64
BIBLIOGRAFIA.....	67
ANEXO A: PARÁMETROS DE LOS SISTEMAS AC EQUIVALENTES.....	68

ANEXO B: FORMULACIÓN TEÓRICA PARA EL INICIO DE LAS FALLAS DE CONMUTACIÓN.....	70
ANEXO C: ECUACIONES TEÓRICAS DE FUNCIONAMIENTO DEL ENLACE HVDC	77
ANEXO D: VDCOL SIMULACIONES	78
D.1 SISTEMAS AC FUERTES	78
<i>D.1.1 Falla monofásica lado inversor (fase "a")</i>	<i>78</i>
D.1.1.1 $I_{dmin}=0.3$ [p.u].....	78
D.1.1.2 $I_{dmin}=0.1$ [p.u].....	80
<i>D.1.2 Falla monofásica en el lado rectificador</i>	<i>82</i>
<i>D.1.3 Falla línea DC</i>	<i>84</i>
D.1.3.1 $I_{dmin}=0.3$ [p.u].....	84
D.1.3.2 $I_{dmin}=0.1$ [p.u].....	86
D.2 SISTEMAS AC DÉBILES	88
<i>D.2.1 Falla monofásica lado inversor (fase "a")</i>	<i>88</i>
D.2.1.1 $I_{dmin}=0.3$ [p.u].....	88
D.2.1.2 $I_{dmin}=0.1$ [p.u].....	90
<i>D.2.2 Falla monofásica lado rectificador (fase "a")</i>	<i>92</i>
<i>D.2.3 Falla línea DC</i>	<i>94</i>
D.2.3.1 $I_{dmin}=0.3$ [p.u].....	94
D.2.3.2 $I_{dmin}=0.1$ [p.u].....	96
ANEXO E: SIMULACIÓN OPERACIONES DE "SWITCHING"	98
E.1 SISTEMAS AC FUERTES.....	98
E.2 SISTEMAS AC DÉBILES.....	100
ANEXO F: MÉTODO PARA TESTEAR FALLAS DE CONMUTACIÓN Y SU MITIGACIÓN.....	102
F.1 SISTEMAS DÉBILES.....	102

<i>F.1.1 Falla monofásica</i>	102
ANEXO G: MODELACIÓN EN MATLAB/SIMULINK	105
G.1 SISTEMA DE PRUEBA	105
G.2 MÓDULO CFPREV	106
G.3 FUNCIÓN VDCOL.....	106

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1: RELACIÓN ENTRE LA POTENCIA Y LA DISTANCIA PARA LÍNEAS HVDC Y HVAC.	5
FIGURA 2.2: COMPARACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN ENTRE LOS SISTEMAS HVDC Y HVAC EN FUNCIÓN DE LA DISTANCIA DE LA LÍNEA AÉREA DE TRANSMISIÓN.	6
FIGURA 2.3: FRANJA DE SERVIDUMBRE PARA LÍNEAS HVDC Y HVAC.	7
FIGURA 2.4: ENLACE HVDC MONOPOLAR.	9
FIGURA 2.5: ENLACE HVDC BIPOLAR.	10
FIGURA 2.6: ENLACE HVDC HOMOPOLAR.	11
FIGURA 2.7: ENLACE HVDC MULTITERMINAL.	12
FIGURA 2.8: COMPONENTES DE UN SISTEMA HVDC.	13
FIGURA 2.9: ESQUEMA ENLACE MONOPOLAR.	15
FIGURA 2.10: CIRCUITO EQUIVALENTE SISTEMA HVDC MONOPOLAR.	16
FIGURA 2.11: <i>CARACTERÍSTICA DEL CONTROL EN RÉGIMEN PERMANENTE</i>	17
FIGURA 3.1: ESTRUCTURA FÍSICA Y SÍMBOLO DE UN TIRISTOR.	21
FIGURA 3.2: CURVA CARACTERÍSTICA DEL TIRISTOR.	21
FIGURA 3.3: <i>CIRCUITO EQUIVALENTE PARA EL PUENTE TRIFÁSICO DE ONDA COMPLETA [7].</i>	22
FIGURA 3.4: <i>CIRCUITO EQUIVALENTE PARA EL PROCESO DE CONMUTACIÓN [8].</i>	23
FIGURA 3.5: <i>RELACIONES Y DEFINICIONES DE ÁNGULOS PARA EL RECTIFICADOR E INVERSOR [7].</i>	24
FIGURA 3.6: <i>VOLTAJE Y CORRIENTES DURANTE LA CONMUTACIÓN [8].</i>	24
FIGURA 3.7: <i>FORMAS DE ONDA PARA LA VÁLVULA 1 EN LA FIGURA 3.1 EN EL MODO INVERSOR.</i>	26
FIGURA 3.8: <i>FORMAS DE ONDA DURANTE UNA FALLA DE CONMUTACIÓN.</i>	27
FIGURA 3.9: <i>REDUCCIÓN DEL MARGEN DE CONMUTACIÓN DEBIDO A UNA DISMINUCIÓN DE LA MAGNITUD DEL VOLTAJE [7].</i>	30
FIGURA 3.10: <i>REDUCCIÓN DEL MARGEN DE CONMUTACIÓN DEBIDO AL CAMBIO DE FASE [7].</i>	31
FIGURA 3.11: <i>REDUCCIÓN DEL MARGEN DE CONMUTACIÓN DEBIDO AL INCREMENTO DE LA CORRIENTE [7].</i>	32
FIGURA 3.12: <i>FALLA MONOFÁSICA A TIERRA.</i>	35
FIGURA 3.13: <i>MÓDULO DE CONTROL CFPREV [7].</i>	37
FIGURA 3.14: <i>UBICACIÓN DEL MÓDULO CFPREV EN EL LAZO DE CONTROL DEL ENLACE.</i>	38

FIGURA 3.15: <i>VOLTAJE BARRA LADO INVERSOR, Z_DIFF Y AMIN_CFPREV DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN LA BARRA DEL LADO INVERSOR.</i>	41
FIGURA 3.16: <i>VOLTAJE BARRA LADO INVERSOR, ALPHA_BETA_SUM Y AMIN_CFPREV DURANTE UNA FALLA TRIFÁSICA EN LA BARRA DEL LADO INVERSOR.</i>	41
FIGURA 3.17: <i>CARACTERÍSTICA DE VDCOL.</i>	45
FIGURA 4.1: <i>SISTEMA HVDC MODELADO.</i>	47
FIGURA 4.2: <i>SISTEMA AC EQUIVALENTE.</i>	47
FIGURA D.1: <i>VD, ID Y ALFA DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL INVERSOR CON IDMIN=0.3 [P.U] PARA SISTEMAS AC FUERTES.</i>	78
FIGURA D.2: <i>CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL INVERSOR (SISTEMAS AC FUERTES, IDMIN=0.3 [P.U]).</i>	79
FIGURA D.3: <i>VD, ID Y ALFA DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL INVERSOR CON IDMIN=0.1 [P.U] PARA SISTEMAS AC FUERTES.</i>	80
FIGURA D.4: <i>CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL INVERSOR (SISTEMAS AC FUERTES, IDMIN=0.1 [P.U]).</i>	81
FIGURA D.5: <i>VD, ID Y ALFA DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL RECTIFICADOR CON IDMIN=0.3 [P.U] PARA SISTEMAS AC FUERTES.</i>	82
FIGURA D.6: <i>CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL RECTIFICADOR (SISTEMAS AC FUERTES, IDMIN=0.3 [P.U]).</i>	83
FIGURA D.7: <i>VD, ID Y ALFA DURANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA DC CON IDMIN=0.3 [P.U] PARA SISTEMAS AC FUERTES.</i>	84
FIGURA D.8: <i>CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA DC (SISTEMAS AC FUERTES, IDMIN=0.3 [P.U]).</i>	85
FIGURA D.9: <i>VD, ID Y ALFA DURANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA DC CON IDMIN=0.1 [P.U] PARA SISTEMAS AC FUERTES.</i>	86
FIGURA D.10: <i>CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA DC (SISTEMAS AC FUERTES, IDMIN=0.1 [P.U]).</i>	87

FIGURA D.11: V_D , I_D Y ALFA DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL INVERSOR CON $I_{DMIN}=0.3$ [P.U] PARA SISTEMAS AC DÉBILES.....	88
FIGURA D.12: CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL INVERSOR (SISTEMAS AC DÉBILES, $I_{DMIN}=0.3$ [P.U]).....	89
FIGURA D.13: V_D , I_D Y ALFA DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL INVERSOR CON $I_{DMIN}=0.1$ [P.U] PARA SISTEMAS AC DÉBILES.....	90
FIGURA D.14: CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL INVERSOR (SISTEMAS AC DÉBILES, $I_{DMIN}=0.1$ [P.U]).....	91
FIGURA D.15: V_D , I_D Y ALFA DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL RECTIFICADOR CON $I_{DMIN}=0.3$ [P.U] PARA SISTEMAS AC DÉBILES.....	92
FIGURA D.16: CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA MONOFÁSICA EN EL RECTIFICADOR (SISTEMAS AC DÉBILES, $I_{DMIN}=0.3$ [P.U]).....	93
FIGURA D.17: V_D , I_D Y ALFA DURANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA DC CON $I_{DMIN}=0.3$ [P.U] PARA SISTEMAS AC DÉBILES.....	94
FIGURA D.18: CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA DC (SISTEMAS AC DÉBILES, $I_{DMIN}=0.3$ [P.U]).....	95
FIGURA D.19: V_D , I_D Y ALFA DURANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA DC CON $I_{DMIN}=0.1$ [P.U] PARA SISTEMAS AC DÉBILES.....	96
FIGURA D.20: CORRIENTE POR VÁLVULAS Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR DURANTE UNA FALLA EN LA LÍNEA DC (SISTEMAS AC DÉBILES, $I_{DMIN}=0.1$ [P.U]).....	97
FIGURA E.1: VOLTAJE DE CONMUTACIÓN, CORRIENTE DE LÍNEA Y CORRIENTE POR LAS VÁLVULAS LADO INVERSOR (SISTEMAS AC FUERTES).....	98
FIGURA E.2: V_D , I_D , ALFA Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR (SISTEMAS AC FUERTES).....	99
FIGURA E.3: VOLTAJE DE CONMUTACIÓN, CORRIENTE DE LÍNEA Y CORRIENTE POR LAS VÁLVULAS LADO INVERSOR (SISTEMAS AC DÉBILES).	100
FIGURA E.4: V_D , I_D , ALFA Y POTENCIA EN EL LADO INVERSOR (SISTEMAS AC DÉBILES).....	101

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 3. 1: CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS AC	34
TABLA 4. 1: PARÁMETROS SIMULACIÓN SISTEMAS AC FUERTES.....	49
TABLA 4. 2: PARÁMETROS SIMULACIÓN SISTEMAS AC DÉBILES.....	53
TABLA 4. 3: MITIGACIÓN DE FALLAS DE CONMUTACIÓN DEBIDO A FALLA MONOFÁSICA PARA SISTEMAS AC INTERCONECTADOS FUERTES.	58
TABLA 4. 4: MITIGACIÓN DE FALLAS DE CONMUTACIÓN DEBIDO A FALLA TRIFÁSICA PARA SISTEMAS AC INTERCONECTADOS FUERTES.	59
TABLA 4. 5: MITIGACIÓN DE FALLAS DE CONMUTACIÓN DEBIDO A FALLA MONOFÁSICA PARA SISTEMAS AC INTERCONECTADOS DÉBILES.	61
TABLA 4. 6: MITIGACIÓN DE FALLAS DE CONMUTACIÓN DEBIDO A FALLA TRIFÁSICA PARA SISTEMAS AC INTERCONECTADOS DÉBILES.	62

Simbología

SIMBOLO

I_d

V_d

X_c

α

β

γ

μ

α_{\min}

α_{\max}

DESCRIPCIÓN

Corriente DC

Tensión DC

Reactancia de conmutación

Ángulo de disparo

Ángulo de adelanto

Ángulo de extinción

Ángulo de conmutación

Ángulo de disparo mínimo

Ángulo de disparo máximo

ABREVIACIONES

AC

CC

CEA

CFPREV

CIA

DC

ESCR

HVAC

HVDC

LCC

NTSyCS

PLL

SCR

VDCOL

Alternating Current

Current Control

Constant Extinction Angle

Commutation Failure Prevention

Constant Ignition Angle

Direct Current

Effective Short Circuit Ratio

High Voltage Alternating Current

High Voltage Direct Current

Line Commutated Converter

Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio

Phase Locked Loop

Short Circuit Ratio

Voltage Dependent Current Order Limit

Capítulo 1

Introducción

1.1 Alcance

Esta memoria se propone estudiar las fallas de conmutación en los sistemas de transmisión en corriente continua (HVDC) con convertidores de conmutación natural y su efecto en el sistema de potencia receptor. La tesis explorará las causas u orígenes, los efectos en el sistema receptor y estrategias de mitigación. El trabajo se basa en revisión de la literatura, desarrollo de modelos de mitigación en el control del enlace y simulaciones de casos en la plataforma MATLAB.

Actualmente, la transmisión en corriente continua en Chile es un tema vigente y posiblemente veremos en nuestras redes eléctricas la incorporación de esta tecnología. Es por esta razón que se requiere entender los distintos aspectos que involucra, sobre todo en los temas relacionados al control de potencia y seguridad del suministro.

La experiencia acumulada en la tecnología HVDC ha permitido estudiar el fenómeno de las fallas de conmutación y cómo afectan éstas al sistema en el cual opera. Esta memoria busca tomar esta experiencia mediante análisis a través de modelos y simulaciones. La idea es entender e identificar los mecanismos de control que permitan reducir la probabilidad de fallas de conmutación o su duración, de manera de no afectar la calidad y seguridad de suministro en el extremo receptor.

1.2 Motivación

Si bien los sistemas HVDC ya cuentan con la madurez suficiente y se puede considerar una tecnología consolidada en el mundo, en nuestro país no se encuentran aplicaciones de esta tecnología. Por lo anterior la transmisión en corriente continua en alto voltaje representa un tópico relativamente nuevo en nuestro país que ha surgido de la necesidad de transmitir grandes volúmenes de energía con reducidas pérdidas a través de distancias largas.

Actualmente en Chile existen dos proyectos de generación que estudian la tecnología HVDC para viabilizar la transmisión de su potencia al SIC desde el extremo sur del país. Los proyectos de HidroAysén y Energía Austral considera la construcción de centrales hidroeléctricas de gran tamaño en la región de Aysén. La energía generada por estas centrales deberá ser conducida por un sistema de transmisión eléctrica hasta el Sistema Interconectado Central, SIC. La tecnología que permitirá esta transmisión en forma eficiente es HVDC, tecnología que utiliza válvulas de tiristores para concretar la conversión AC-DC y viceversa.

La relevancia del tema de estudio propuesto en esta tesis radica en el hecho de que los convertidores HVDC por conmutación natural están expuestos a fallas. La falla de conmutación es una operación errada del sistema de conversión DC/AC que impacta en la calidad y eventualmente la seguridad del suministro en el extremo receptor y que por lo tanto debe ser estudiada debidamente a objeto de identificar los mecanismos de solución o mitigación del fenómeno.

1.3 Objetivos generales

Con el presente trabajo de esta memoria se persiguen los siguientes objetivos generales:

- Describir la tecnología HVDC, distinguiendo entre la tecnología HVDC por conmutación natural y forzada.
- Describir las fallas de conmutación, sus causas y efectos sobre los sistemas AC interconectados, a nivel cualitativo.

1.4 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo son:

- Basarse en la experiencia internacional sobre el tema. Identificar los mecanismos para control y mitigación de fallas de conmutación.
- Implementar casos de estudio en la plataforma de simulación MATLAB/SIMULINK para explorar, estudiar y explicar el fenómeno de fallas de conmutación y sus posibles mecanismos de mitigación a nivel del control del enlace.

1.5 Estructura de la memoria

La estructura de la memoria se divide en 5 capítulos. En el capítulo 1 se da una introducción al tema explicando las motivaciones y objetivos impuestos para el trabajo de título. En el capítulo 2 se explican las principales características de los sistemas de transmisión HVDC, sus componentes, configuraciones y su sistema de control básico. El capítulo 3 explica el fenómeno de fallas de conmutación, sus orígenes, sus causas y estrategias de mitigación de este fenómeno. En este capítulo se resume gran parte de la bibliografía indagada. En el capítulo 4 se muestran los resultados de las simulaciones y los casos de estudios utilizados para analizar el fenómeno de fallas de conmutación: sistemas interconectados AC fuertes y sistemas AC débiles. Se simulan de manera controlada las fallas y se observan las respuestas del enlace. En el capítulo 5 se concluyen los principales resultados obtenidos, resumiendo las causas, efectos y mitigación del fenómeno. Se da énfasis en la discusión sobre la NTSyCS, que establece los valores mínimos de la razón efectiva de cortocircuito (ESCR) en la subestación de conexión y, finalmente, se establece el trabajo futuro.

Capítulo 2

Sistemas de transmisión HVDC

2.1 Introducción

La electricidad empezó a utilizarse para transportar energía hace aproximadamente 128 años con líneas de corriente continua, cuando se realiza por primera vez la transmisión de larga distancia, desde Miesbach a Munich. Con los años, los sistemas de transmisión en corriente alterna se potenciaron con la invención del transformador en el año 1885, el cual permitió transmitir en tensiones más altas reduciendo las pérdidas, lo que hizo que la transmisión en corriente continua quedase relegada por un tiempo y se prefiriese la transmisión HVAC (“High-Voltage Altern-Current”).

La primera aplicación comercial de transmisión HVDC (“High-Voltage Direct-Current”) fue en 1954 [2], correspondiente a un enlace submarino de 90 kilómetros que entregaba 20 MW, entre Suecia y la isla de Gotland. Actualmente en el mercado se encuentran numerosos proyectos instalados siendo sus principales fabricantes ABB, Siemens y Areva. A esto se suma el gran desarrollo que ha experimentado la electrónica de potencia junto con la mejora tecnológica de los cables extruidos de masa impregnada. Otra prueba fehaciente de la incorporación de esta tecnología en los sistemas eléctricos son los más de 110.000 MW de capacidad instalada en todo el mundo, sin considerar los numerosos proyectos en curso y evaluación.

La tecnología HVDC tiene características que la hacen especialmente atractiva para ciertas aplicaciones: transmisión de potencia a través de largas distancias, interconexión de sistemas asíncronos y transmisión a través de cables submarinos [1].

En este capítulo se ven las configuraciones básicas de los sistemas HVDC, sus principales componentes, ventajas técnico-económicas y finalmente aplicaciones típicas.

2.2 Características de los sistemas HVDC

A continuación se muestran las principales características que hacen atractivo el uso de los sistemas HVDC en las redes eléctricas.

2.2.1 Consideraciones técnicas

A la hora de elegir entre un sistema HVAC o HVDC para la transmisión de la energía eléctrica, se deben tener en cuenta distintos criterios. Uno de los criterios principales es la viabilidad técnica de realizar el enlace con cada una de las tecnologías.

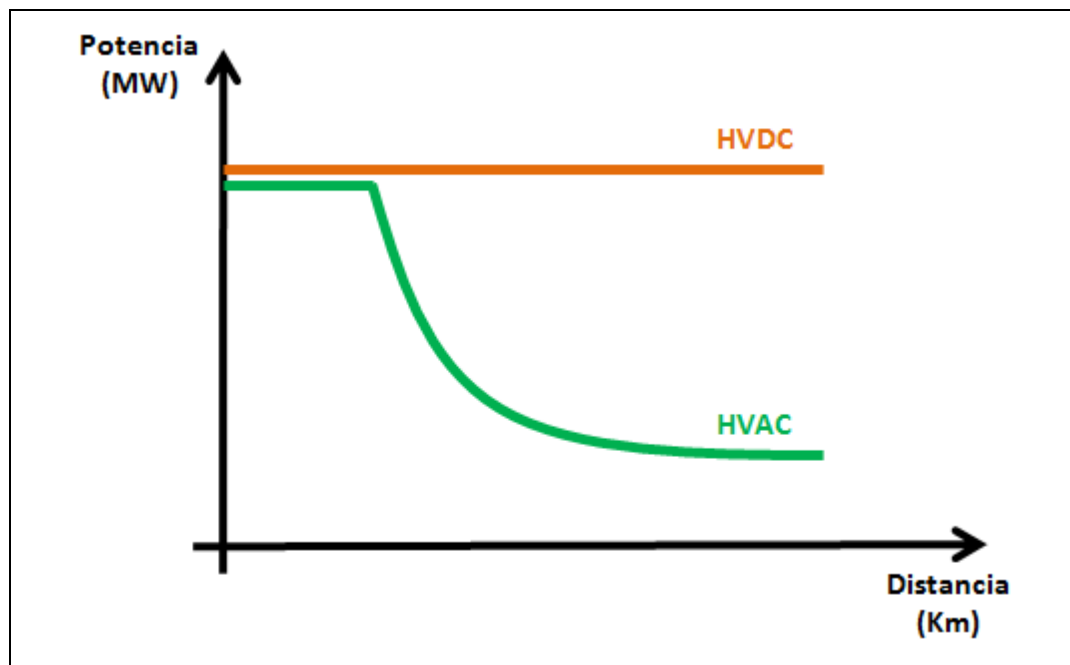


Figura 2.1: Relación entre la potencia y la distancia para líneas HVDC y HVAC.

La figura 2.1 muestra como la potencia del sistema HVDC se mantiene prácticamente constante con la distancia, mientras que con HVAC la capacidad de transmisión disminuye con la longitud de las líneas, debido a sus efectos inductivos. Otra dificultad adicional producido por esta inductancia es el desfase producido entre los extremos de la línea, ya que puede conducir a la inestabilidad del sistema. Estos problemas no aparecen en los sistemas HVDC por no estar afectados a la inductancia de la línea.

Otro factor básico es que con HVAC no se pueden conectar sistemas de distinta frecuencia (sistemas asíncronos). En estos casos se hace indispensable el uso de sistemas HVDC, independiente de la distancia que separa a ambos sistemas.

Cuando es posible implementar un sistema tanto en HVDC como en HVAC, es importante tener en consideración otros factores adicionales. El valor de los costos directos e indirectos suele ser el más importante dentro de elegir entre una u otra opción.

La figura 2.2 muestra que existe una distancia crítica, dependiente de la potencia que se quiera transmitir, desde la cual el sistema HVDC tiene un costo de inversión menor que un sistema HVAC. También se observa que a mayor potencia a transmitir, menor es la distancia crítica.

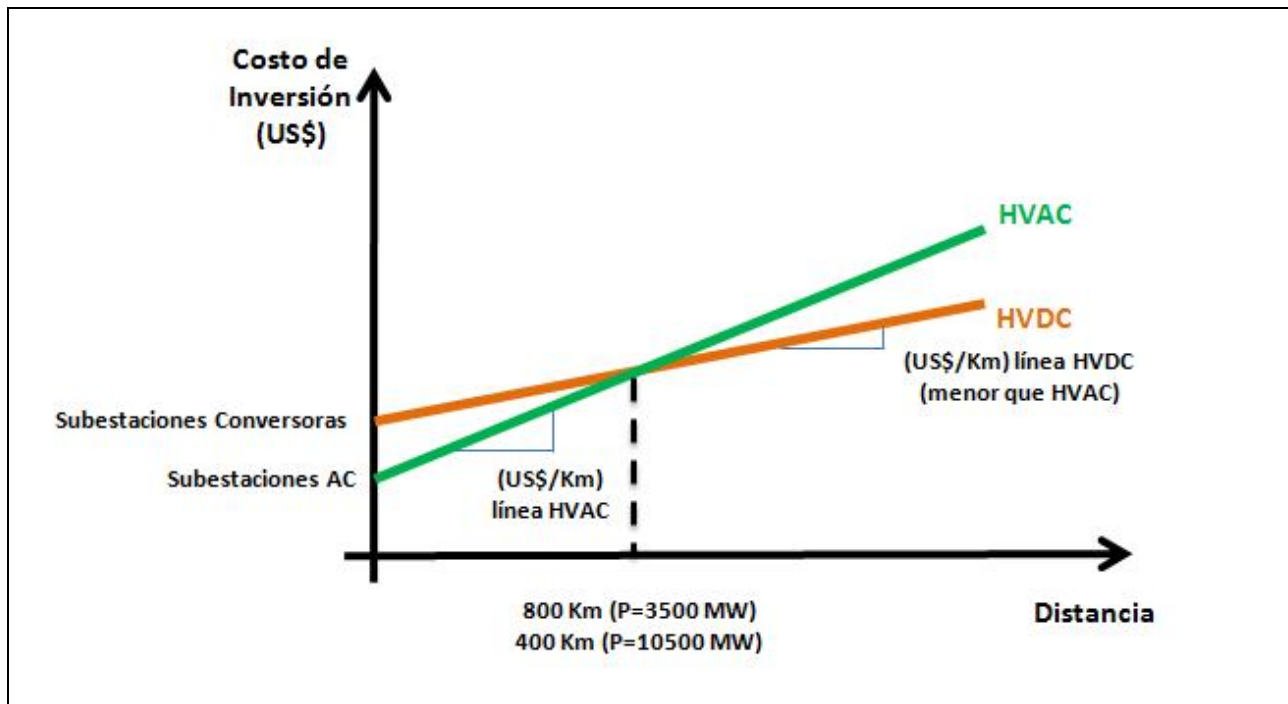


Figura 2.2: Comparación de los costos de inversión entre los sistemas HVDC y HVAC en función de la distancia de la línea aérea de transmisión.

2.2.2 Consideraciones medioambientales

Desde un punto de vista medioambiental, las líneas HVDC se caracterizan por [4]:

- Necesidad de una franja de servidumbre menor para líneas aéreas HVDC en comparación con HVAC, con la misma transmisión de potencia y con torres más simples, por lo que el impacto visual también es menor (ver figura 2.3).
- Los campos eléctricos y magnéticos generados por una línea HVDC son estáticos y del mismo orden de magnitud que los generados por la Tierra de forma natural, por lo que a priori no afectan negativamente a ningún ser vivo. En el caso de los campos magnéticos, éstos se anulan al instalar retornos metálicos.
- La generación de ozono por efecto corona es del mismo orden de magnitud que el generado en procesos naturales.
- En las instalaciones monopolares con retorno por tierra, el campo magnético puede modificar la lectura de una brújula en las proximidades del cable. Esto puede solucionarse mediante un retorno metálico que anule dicho campo magnético. Estas instalaciones también pueden inducir corrientes en tuberías o conductos metálicos cercanos a las estaciones de conversión. En estos casos, la instalación de un retorno metálico puede ser también necesario.
- El efecto corona es superior en HVAC, por lo que las medidas para atenuarlo deben ser mayores, con el costo que esto acarrea.
- La altura geográfica de la instalación afecta más a las líneas aéreas HVDC que a la HVAC, debido a que las tensiones tipo rayo y la densidad del aire (inferior a mayor altura) están relacionadas.

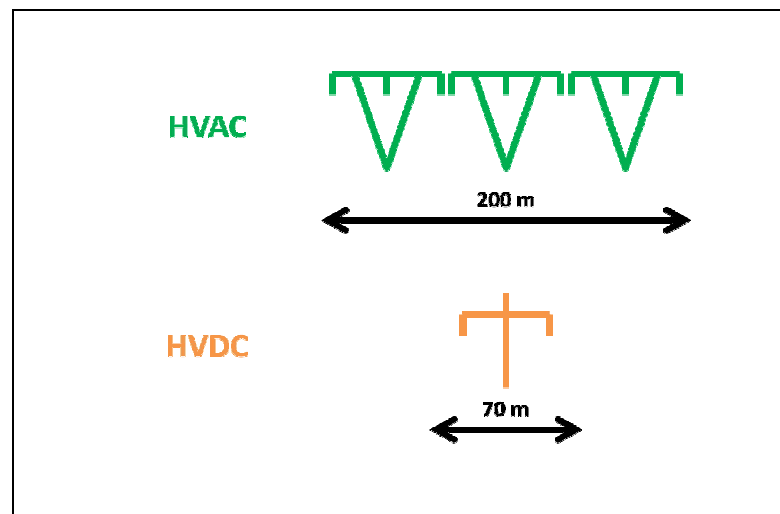


Figura 2.3: Franja de servidumbre para líneas HVDC y HVAC.

2.2.3 Aplicación de sistemas HVDC

Existen casos donde los sistemas HVDC son necesario [4]:

- La transmisión de energía utilizando cables submarinos está limitada a cortas distancias en el caso HVAC (aproximadamente 130 Km en la actualidad) debido a la alta capacidad dieléctrica de los cables, por lo que la tecnología HVDC permite la conexión de sistemas aislados (estaciones petrolíferas, parques eólicos en alta mar, sistemas insulares, etc.) a los sistemas continentales, independiente de la distancia.
- Transporte de energía mediante líneas subterráneas HVDC a zonas congestionadas donde es imposible la instalación de generación (zonas urbanas con gran crecimiento demográfico y energético).
- Incremento de la capacidad de transporte utilizando corredores de paso existentes en HVAC.
- Cuando es necesario tener control total del flujo de potencia activa y reactiva.

2.3 Configuración y componentes de sistemas HVDC

2.3.1 Clasificación de los enlaces HVDC

Los enlaces HVDC pueden ser clasificados dentro de las siguientes categorías [2]:

- Monopolar
- Bipolar
- Homopolar
- Back-to-Back
- Enlace Multiterminal

2.3.1.1 Enlace Monopolar

La configuración básica de un enlace monopolar se muestra en la figura 2.4. Ésta usa un conductor, generalmente de polaridad negativa. El camino de retorno es a través de la tierra o el agua. Consideraciones de costos llevan al uso de tales sistemas, particularmente por los cables de transmisión. Este tipo de configuración también resulta ser la primera etapa en el desarrollo del sistema bipolar.

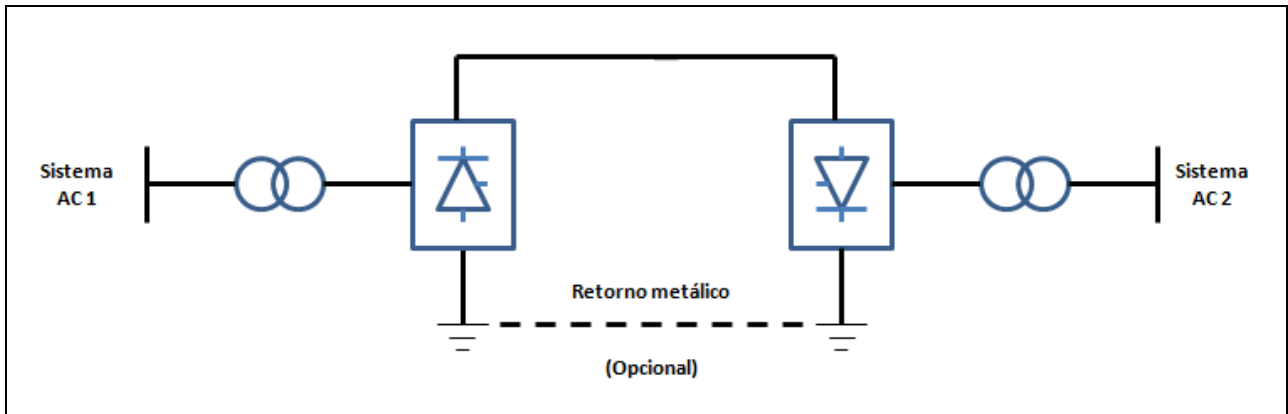


Figura 2.4: Enlace HVDC Monopolar.

En vez de un retorno por tierra se puede usar un retorno metálico en situaciones donde la resistividad del terreno es muy alta o por posibles interferencias con estructuras metálicas subterráneas o submarinas. El conductor que forma el retorno metálico está a bajo voltaje.

2.3.1.2 Enlace Bipolar

La configuración del enlace bipolar se muestra en la figura 2.5. Presenta dos conductores, uno de polaridad positiva y el otro de polaridad negativa. Cada terminal tiene dos convertidores de igual voltaje nominal, conectados en serie en el lado DC. La junta entre convertidores está puesta a tierra. Normalmente, la corriente en ambos polos es igual, y no hay circulación de corriente por tierra. Ambos polos pueden operar independientemente. Si un polo es aislado debido a una falla en su conductor, el otro polo puede operar con la tierra como retorno (operación monopolar) y de este modo transportar la mitad de la carga o más si posee la capacidad de sobrecarga en sus convertidores y línea.

En situaciones donde las corrientes por tierra no son tolerables o cuando no es viable un electrodo de tierra por razones tales como alta resistividad del terreno es utilizado un tercer conductor como neutro. Esto sirve como un camino de retorno cuando un polo está fuera de servicio o cuando hay un desbalance durante la operación. El tercer conductor requiere una baja aislación y también podría usarse como un cable protector para líneas sobrecargadas. Si es completamente aislado es posible utilizarlo como repuesto.

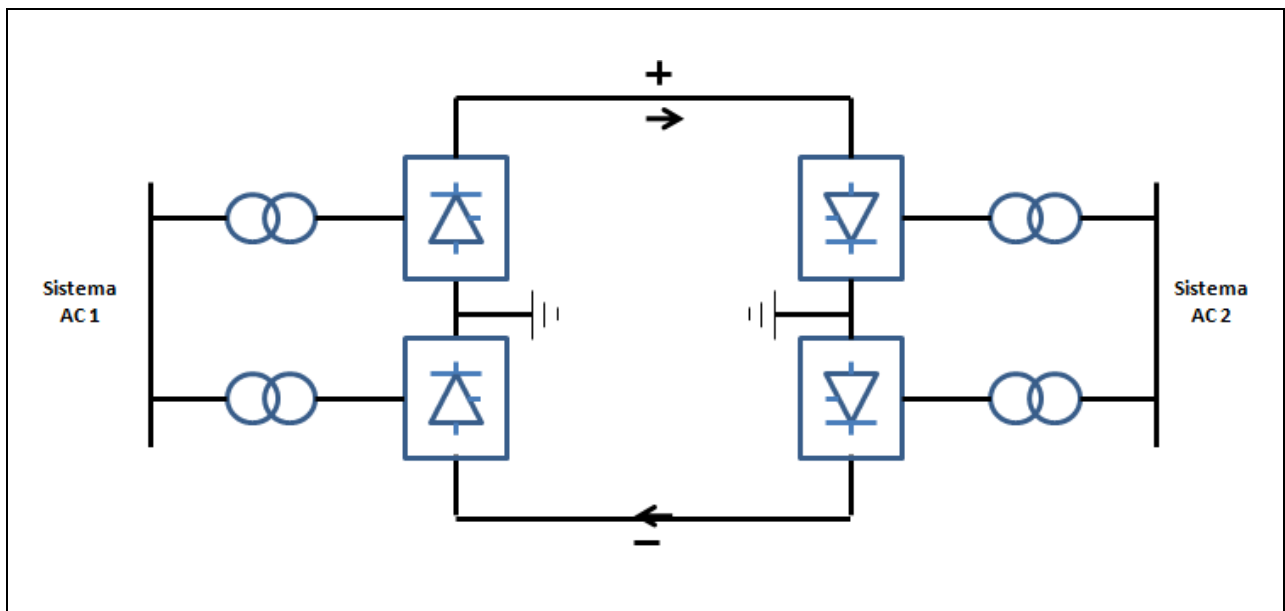


Figura 2.5: Enlace HVDC Bipolar.

2.3.1.3 Enlace Homopolar

La configuración de este enlace se puede ver en la figura 2.6. Tiene dos o más conductores, todos de la misma polaridad. Usualmente se prefiere la polaridad negativa pues ésta causa menos radio interferencia por efecto Corona [2]. El camino de retorno para estos sistemas es a través de la tierra. Cuando hay una falla en uno de los conductores, el convertidor completo está disponible para alimentar el(los) restante(s) conductor(es) el cual, teniendo la capacidad de sobrecarga, puede transportar más que la potencia normal. En contraste, para una configuración bipolar la reconexión completa del convertidor a un polo de la línea es más complicado y generalmente no es

posible. La configuración homopolar ofrece una ventaja en este sentido, en situaciones donde es aceptable una corriente continua circulando por tierra.

La corriente circulando por tierra puede tener efectos secundarios en tuberías situadas dentro de unos pocos kilómetros del sistema de electrodos. Las tuberías actúan como conductor de la corriente que retorna por tierra pudiendo causar la corrosión del metal. Por lo tanto, la configuración usando un retorno por tierra puede no ser siempre aceptable.

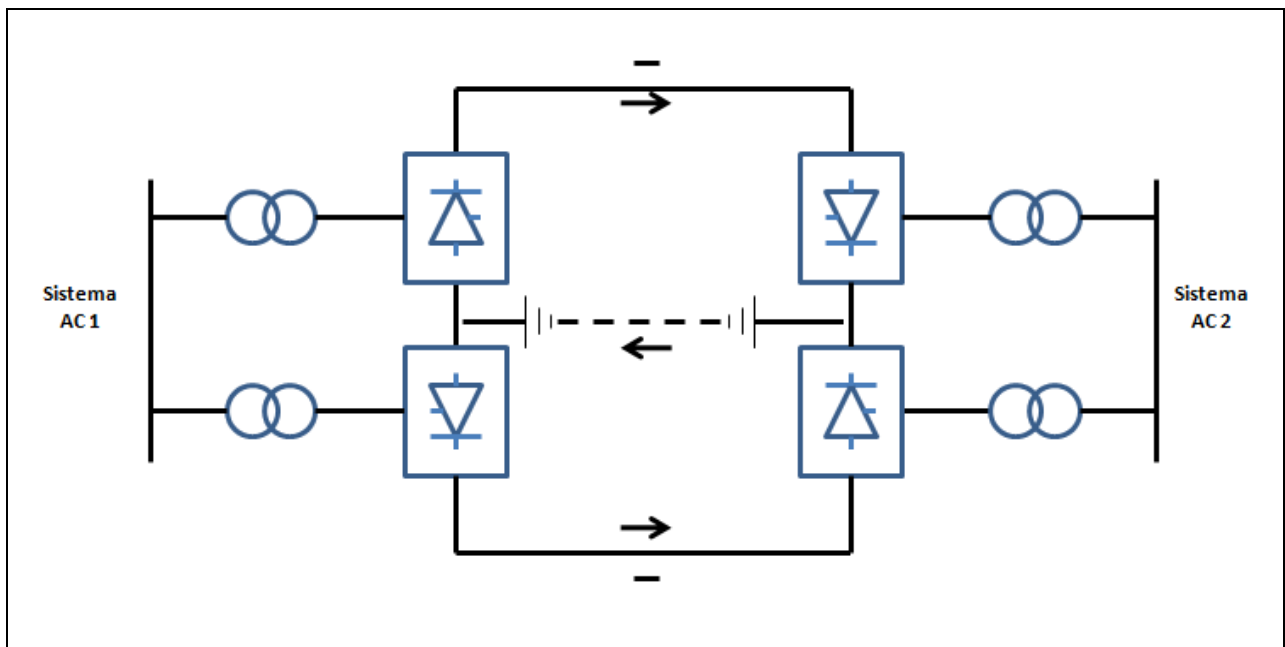


Figura 2.6: Enlace HVDC Homopolar.

Generalmente, cada una de las configuraciones de los sistemas HVDC descritas tiene grupos de convertidores en cascada, cada uno con un banco de transformadores y un grupo de tiristores. Los convertidores son conectados en paralelo en el lado AC (transformador) y en serie en el lado DC (tiristores) para obtener el nivel deseado de voltaje de polo a tierra.

2.3.1.4 Enlace Back to Back

Este tipo de enlace se usa para conectar sistemas AC asíncronos. Puede ser diseñado para operación monopolar o bipolar con un número diferente de grupos de tiristores por polo, dependiendo del propósito de la interconexión y de la fiabilidad deseada. Su principal

característica es que las estaciones conversoras se encuentran ubicadas en la misma subestación, ya que no presenta una línea DC.

2.3.1.5 Enlace Multiterminal

Un enlace HVDC multiterminal es formado cuando el sistema DC está conectado a más de dos nodos de la red AC (figura 2.7).

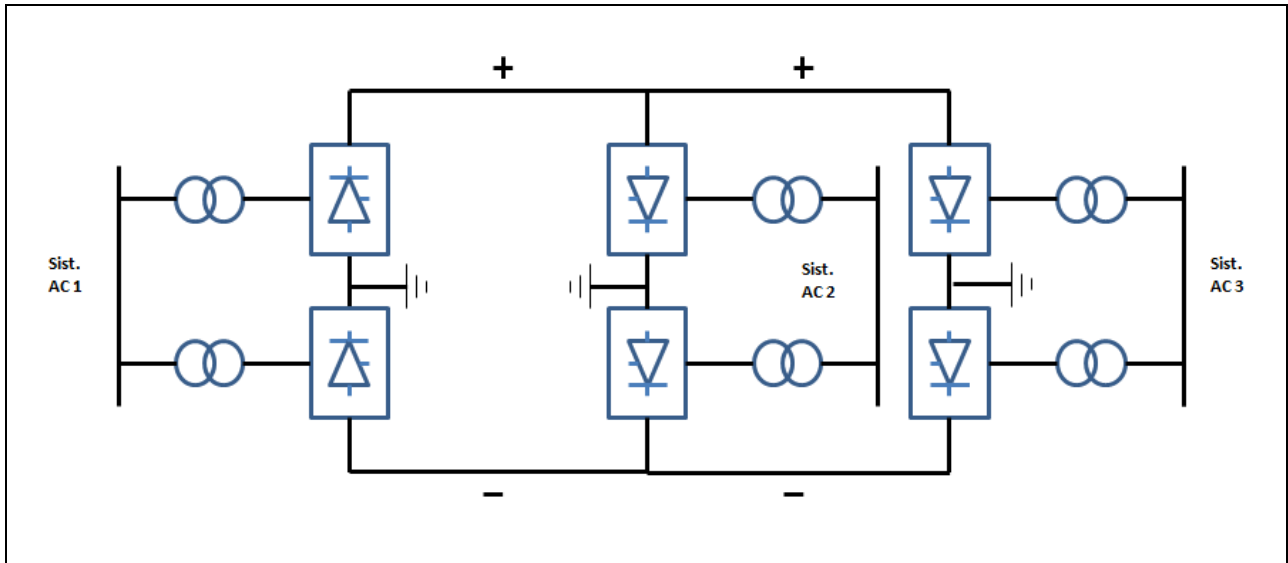


Figura 2.7: Enlace HVDC Multiterminal.

2.3.2 Componentes de los sistemas de transmisión HVDC

Los principales componentes asociados a un sistema HVDC son mostrados en la figura 2.8, usando como ejemplo un sistema bipolar. Los componentes para otras configuraciones son esencialmente los mismos que se muestran en el ejemplo. A continuación se muestra una breve descripción de cada componente [2].

2.3.2.1 Conversores

Realizan la conversión AC/DC y DC/AC. Están constituidos por un puente de válvulas y transformadores con cambiadores de taps. El puente consiste en válvulas de alto voltaje conectadas en un arreglo de 6 o 12 pulsos, como se describe en la sección siguiente. Los

transformadores del convertor proveen el voltaje trifásico de un nivel adecuado para el puente. Con el lado del transformador que da hacia las válvulas, sin una referencia a tierra, el sistema DC será capaz de establecer su propia referencia a tierra, usualmente el terminal positivo o negativo del convertor. Los transformadores del convertor también proveen el aislamiento necesario entre la red y el convertor. Habitualmente se instalan dos grupos de transformadores (convertor de 12 pulsos) desfasados 30 o 150 grados eléctricos (esquemas Yy0 e Yd5) [3].

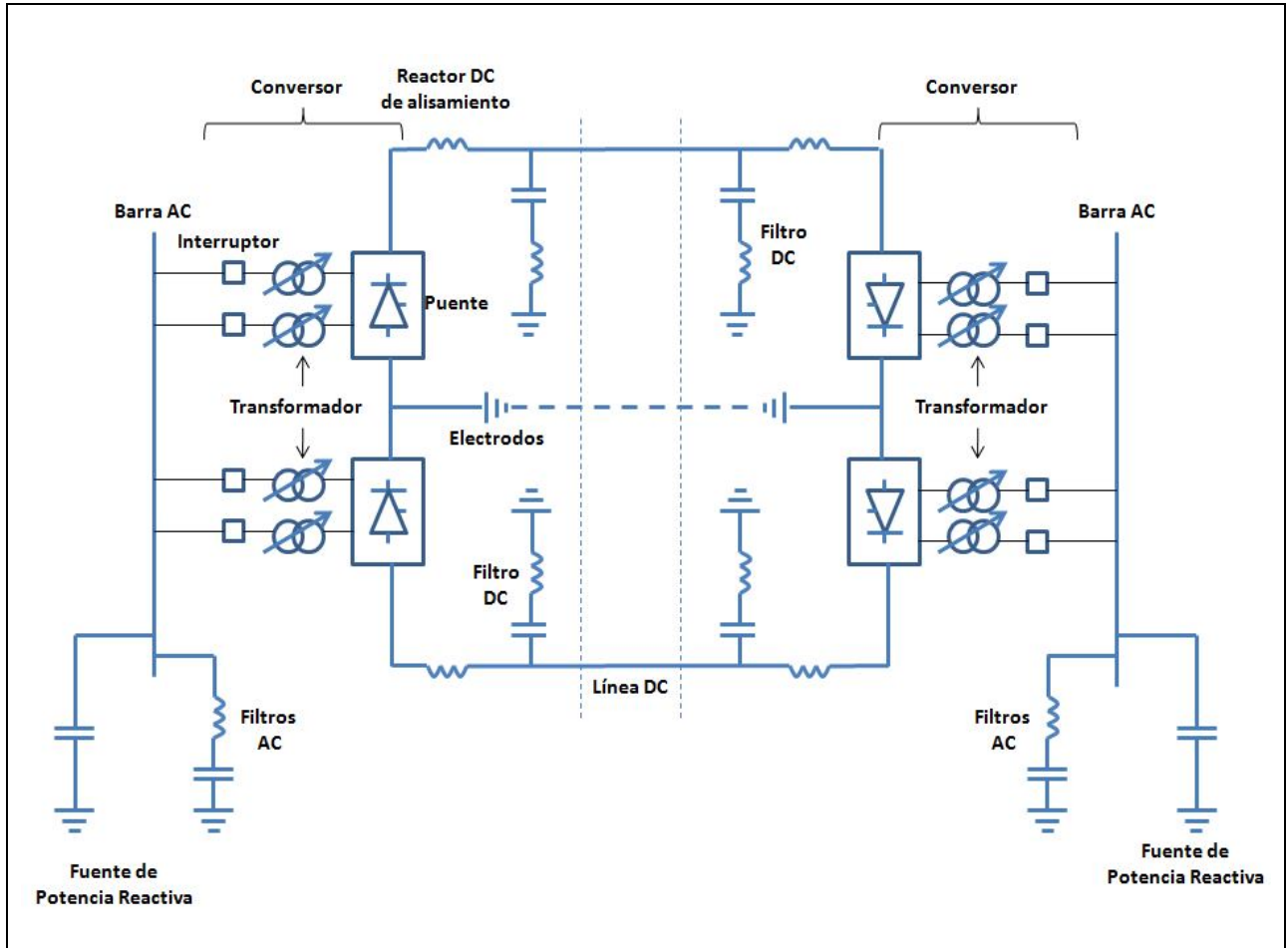


Figura 2.8: Componentes de un sistema HVDC.

2.3.2.2 Reactores de alisamiento

Son grandes reactores que tienen inductancias tan grandes como 1 H, conectados en serie con cada polo de cada subestación convertidora. Su utilización cumple los siguientes propósitos:

- Eliminar voltajes y corrientes armónicas en el lado DC.
- Prevenir fallas de conmutación en el inversor.
- Limitar el valor cresta de la corriente en el rectificador durante un cortocircuito en el lado DC.

2.3.2.3 Filtros de armónicos

Los convertidores generan armónicos de voltaje y corriente en el lado AC y DC. Estos armónicos pueden causar sobre calentamiento de capacitores y generadores cercanos, e interferencia con sistemas de telecomunicación. Por lo tanto, los filtros son usados en ambos lados (AC y DC).

2.3.2.4 Fuentes de potencia reactiva

Los convertidores DC absorben inherentemente potencia reactiva. En régimen permanente, la potencia reactiva consumida es alrededor del 50% de la potencia activa transferida. En régimen transitorio, el consumo de potencia reactiva puede ser mucho mayor. Por lo tanto, las fuentes de potencia reactiva son dispuestas cerca de los convertidores. Para sistemas AC fuertes, éstas son puestas en forma de bancos de condensadores shunt. Dependiendo de la demanda requerida en el enlace DC y en el sistema AC, parte de la fuente de reactivos puede estar en la forma de condensadores síncronos o condensadores estáticos reactivos. Los condensadores asociados a los filtros AC también proveen parte de la potencia reactiva requerida.

2.3.2.5 Electrodo

La mayoría de los enlaces HVDC son diseñados para usar la tierra como conductor neutro por al menos un breve periodo de tiempo. La conexión a tierra requiere un conductor con gran superficie para minimizar densidades de corriente y gradiente de voltajes superficiales. Este

conductor corresponde a la línea del electrodo. Si es necesario limitar la corriente fluyendo a través de la tierra, un conductor metálico de retorno puede ser usado como parte de la línea DC.

2.3.2.6 Líneas de transporte

Pueden ser líneas aéreas o cables. Excepto por el número de conductores y dimensión de estructuras de apoyo, las líneas DC son muy similares a las líneas AC.

2.3.2.7 Interruptores AC

Con el fin de despejar fallas en el transformador y para sacar de servicio el enlace HVDC, los interruptores son usados en el lado AC. Éstos no son utilizados para despejar fallas en el lado DC, ya que estas fallas pueden ser despejadas más rápidamente por el sistema de control del convertidor.

2.4 Control de sistemas HVDC

2.4.1 Circuito equivalente del enlace HVDC

Para el estudio del control básico del enlace se considera el sistema monopolar de la figura 2.9.

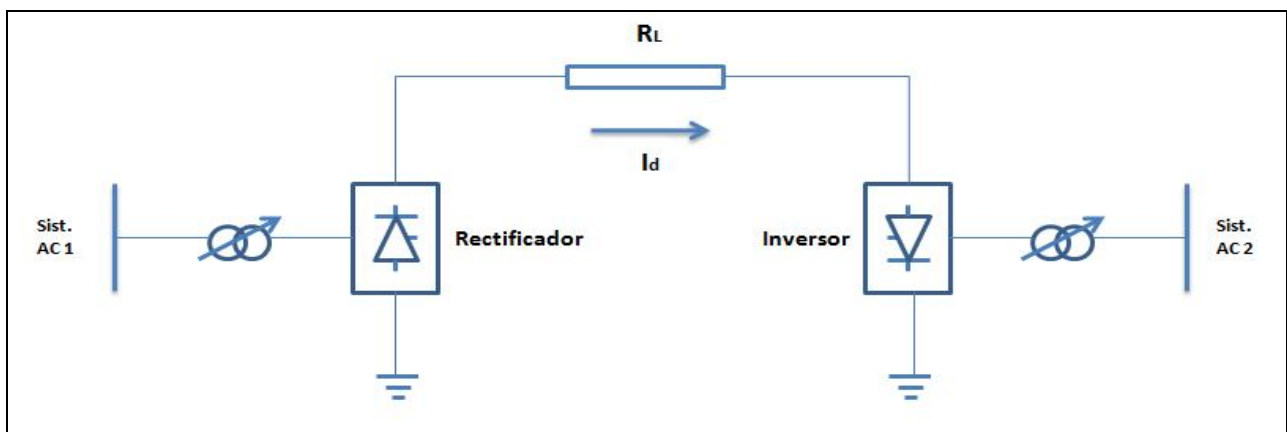


Figura 2.9: Esquema enlace monopolar.

El circuito equivalente del sistema HVDC de la figura 2.9 es el siguiente:

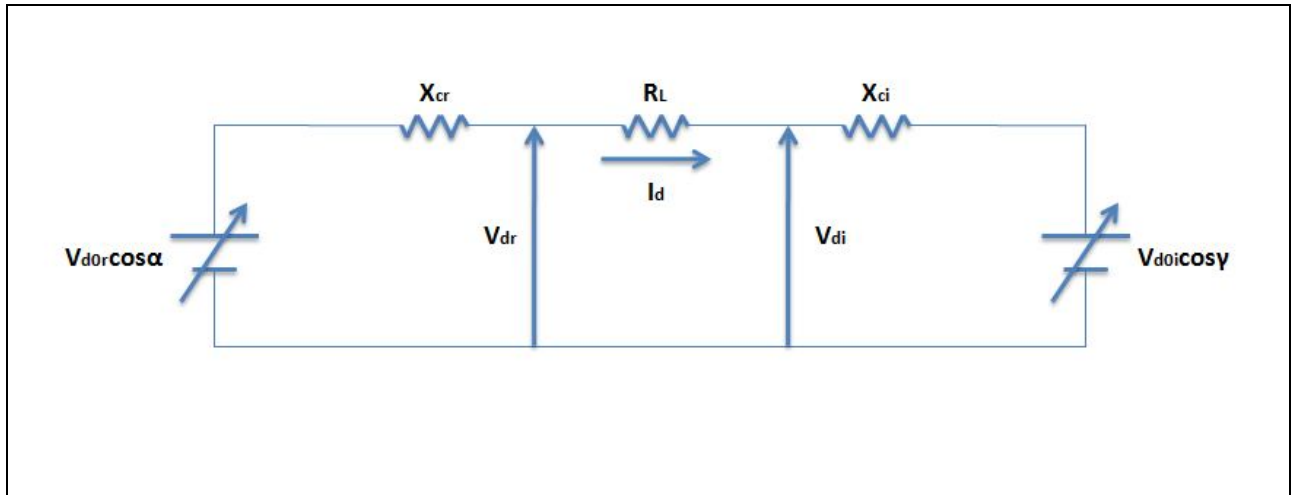


Figura 2.10: Circuito equivalente sistema HVDC monopolar.

La corriente circulando desde el rectificador al inversor es:

$$I_d = \frac{V_{d0r} \cos \alpha - V_{d0i} \cos \gamma}{X_{cr} + R_L - X_{ci}} \quad (1)$$

La potencia en ambos terminales es:

$$\begin{aligned} P_{dr} &= V_{dr} I_d \\ P_{di} &= V_{di} I_d = P_{dr} - R_L I_d^2 \end{aligned} \quad (2)$$

Las ecuaciones (1) y (2) muestran cómo es posible modificar la corriente, a partir del ángulo de disparo α y el ángulo de extinción γ , y cómo modificar el flujo de potencia. Este control es rápido y directo, pues se realiza a través del ángulo de disparo de los tiristores.

2.4.2 Control básico

El control básico de un sistema HVDC es el que se muestra en la figura 2.11. Se puede ver la característica en régimen permanente del control.

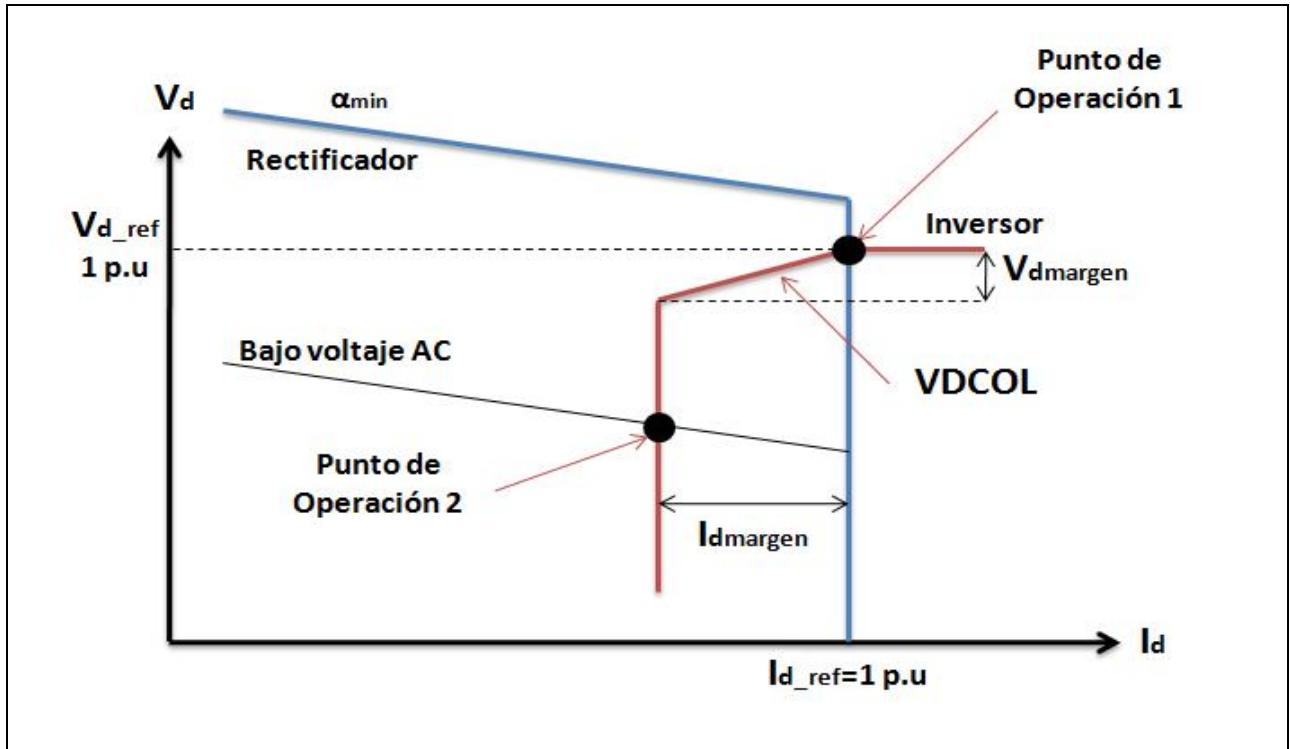


Figura 2.11: Característica del control en régimen permanente

En la operación normal, el rectificador controla la corriente (modo CC, de sus siglas en inglés) en el valor de referencia de I_{d_ref} , mientras que el inversor controla el voltaje o ángulo de extinción (γ) en valor de la referencia de V_{d_ref} o de ángulo de extinción mínimo (modo CEA, de sus siglas en inglés). Los parámetros de I_{d_margen} , de V_{d_margen} , o de γ_margen se definen de acuerdo a las características del sistema.

El sistema funciona normalmente en el punto 1, según las indicaciones de la figura. Sin embargo, durante una contingencia severa producida por una caída de voltaje en el sistema AC que alimenta al rectificador, el punto de operación se mueve a 2. El rectificador, por lo tanto, se fuerza a un modo mínimo del ángulo de disparo α (modo CIA, de sus siglas en inglés) y el inversor está en el modo de control de corriente (modo CC). De igual modo, una caída de voltaje en el sistema AC que alimenta al inversor forzará un cambio desde el modo de control de regulación de γ al modo de control γ_min (gama mínimo). Durante una contingencia severa, es necesaria una respuesta más rápida para aumentar el margen de conmutación y de este modo reducir la probabilidad de una falla de conmutación.

El módulo de control de prevención de fallas de conmutación que se presenta en el siguiente capítulo, genera una señal que disminuye el límite máximo del ángulo de disparo (α) durante una caída de voltaje (e.g., durante una falla monofásica).

Capítulo 3

Fallas de conmutación en sistemas HVDC

3.1 Introducción

Mucho de los aspectos y funcionalidades de los sistemas HVDC que influyen sobre el resto del sistema de potencia pueden ser analizados y estudiados sin un conocimiento detallado del diseño final o del proceso de conversión que toma lugar en el convertidor HVDC. Sin embargo, un análisis más detallado de los fenómenos asociados requiere un conocimiento más profundo del proceso de conversión DC y el modelamiento del sistema HVDC.

Uno de esos fenómenos es el de “falla de conmutación”, que corresponde al mal funcionamiento del inversor. Una característica importante del tiristor, que es el elemento activo del sistema HVDC, es que requiere ser expuesto a un voltaje inverso por un tiempo determinado para impedir su conducción. De no ocurrir esto, el tiristor sigue conduciendo, aunque no tenga una señal de disparo. Esto resulta esencial para el proceso de conmutación. Cambios abruptos en la magnitud, fase o calidad de los voltajes de conmutación podrían causar una o, posiblemente, sucesivas fallas de conmutación.

El puente convertidor, donde ocurren las fallas de conmutación, actúa como un cortocircuito en el lado DC y la potencia activa transmitida para este puente es igual a cero. Esto tiene un impacto en el lado AC, particularmente si las fallas de conmutación ocurren en todos los puentes de la estación convertidora. Por lo tanto, es importante estudiar las consecuencias de las fallas de conmutación desde el punto de vista del sistema de potencia.

Dentro de las fallas en los sistemas AC, la falla monofásica a tierra es la más común. Para una línea AC, esta falla no implica que la potencia transmitida sea cero ya que las otras dos fases pueden transmitir potencia en cierto grado, dependiendo de los sistemas de tierra y otros parámetros. Sin embargo, incluso una falla monofásica remota puede causar una falla de

conmutación, la que podría interrumpir el total de la potencia transmitida por un tiempo corto. Por lo tanto, es importante estudiar las consecuencias de las fallas de conmutación sobre los sistemas AC. Pese a lo anterior, se debe enfatizar que un diseño apropiado de un sistema HVDC será capaz de recuperarse rápidamente y su capacidad de transmitir la potencia será restaurada, minimizando el impacto de la falla de conmutación en el sistema AC receptor. Generalmente, una única falla de conmutación no tiene consecuencia adversa en el lado AC al que se conecta el enlace. Si la perturbación en el sistema AC es persistente, la potencia DC puede ser limitada dependiendo de la severidad de la falla.

En este capítulo se presentan los principales factores que causan las fallas de conmutación, los efectos sobre el sistema en que opera el enlace HVDC y las maneras en que se mitigan, desde el punto de vista del control del enlace.

3.2 Teoría del Conversor

3.2.1 Tiristores

También son conocidos como rectificadores controlados de silicio (SCR). Son de la familia de los transistores y presentan tres junturas, una de las cuales tiene una conexión externa llamada compuerta (simbolizada G, del inglés “Gate”). A través de esta compuerta es posible controlar el dispositivo semiconductor. En la figura 3.1 se muestra su estructura física y su símbolo.

El tiristor se puede encontrar en tres estados de operación [6]:

- Estado de bloqueo inverso: sucede cuando el voltaje ánodo-cátodo $V_{ak} < 0$. En este estado de operación las junturas se polarizan de manera de impedir el paso de corriente entre los bornes, por lo cual no habrá conducción.
- Estado de bloqueo directo: Sucede cuando el voltaje ánodo-cátodo $V_{ak} > 0$, pero la corriente por la compuerta $I_G = 0$. En este modo las junturas 1 y 3 se encuentran polarizadas de forma directa, pero la juntura 2 está de manera inversa, lo que impedirá el paso de electrones por los bornes del tiristor.

- Estado de conducción: Sucede cuando el voltaje ánodo-cátodo $V_{ak} > 0$ y además existe corriente por la compuerta. Esta corriente hará que la juntura 2 quede polarizada directamente y por lo tanto el tiristor comenzara a conducir.

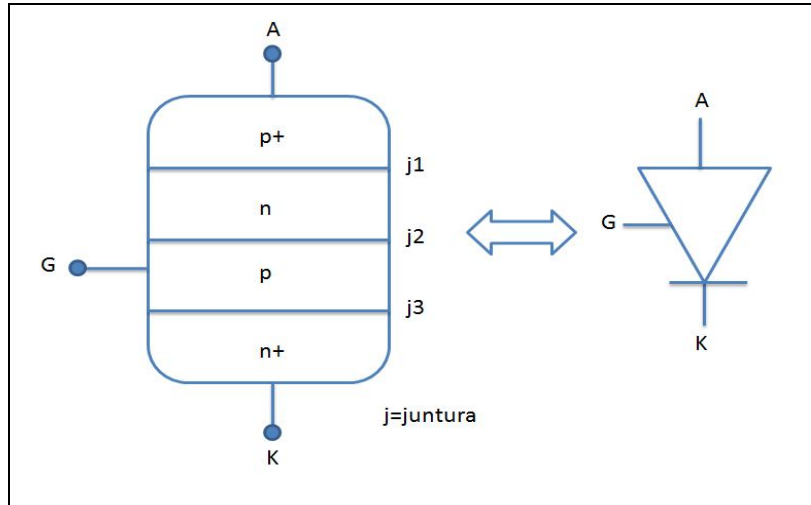


Figura 3.1: Estructura física y símbolo de un tiristor.

La curva característica del tiristor es la que se muestra en la figura 3.2. Se puede observar que resulta similar a la curva del diodo. Al recibir la señal de disparo a través de la compuerta y estar polarizado directamente, el tiristor comenzará a conducir y sólo podrá ser apagado si se le aplica una tensión inversa por un tiempo mínimo. Es decir, se puede controlar el momento en que se enciende, pero no su apagado.

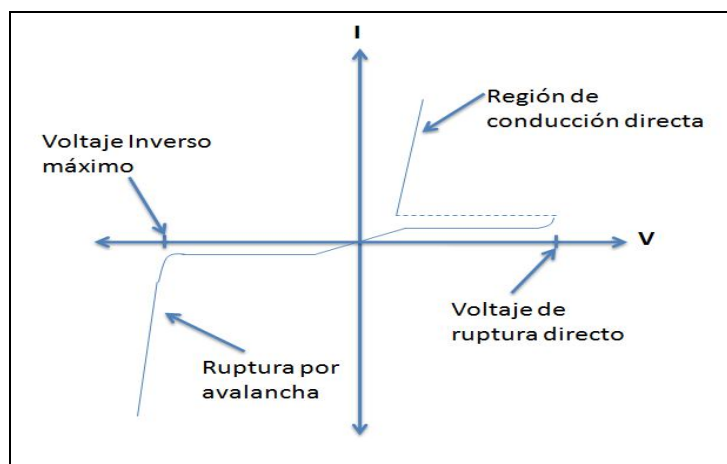


Figura 3.2: Curva característica del tiristor.

3.2.1 Módulo básico de un convertor

El módulo básico de un convertor HVDC es el puente trifásico de onda completa que se muestra en la figura 3.3. Este circuito es conocido como puente de Graetz. Aunque muchas otras alternativas de configuración son posibles, el puente de Graetz ha sido utilizado universalmente para convertidores HVDC ya que éste permite una mejor utilización de los transformadores y un bajo voltaje a través de las válvulas de tiristores cuando éstas no conducen [3].

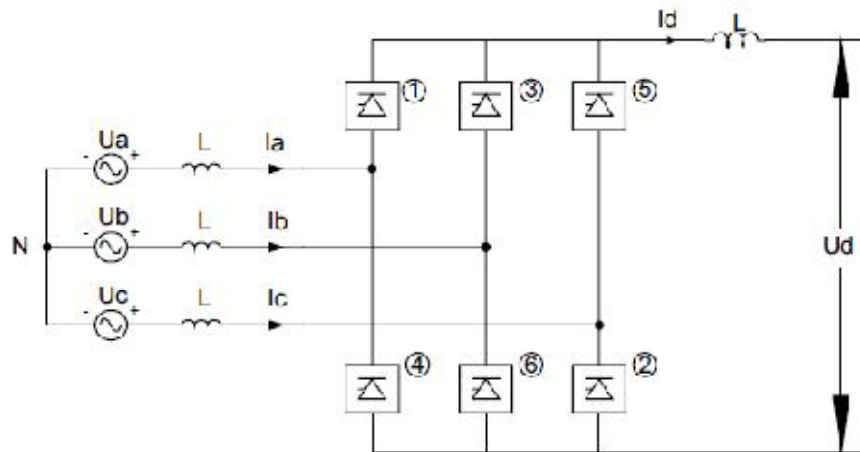


Figura 3.3: Circuito equivalente para el puente trifásico de onda completa [7].

El puente de Graetz puede ser utilizado para transportar potencia en dos direcciones: en modo rectificador y modo inversor. Esto se logra aplicando distintos ángulos de disparo a las válvulas tiristoras. Cuando el ángulo de disparo es menor que 90 grados eléctricos, la corriente continua circula desde la polaridad positiva del circuito DC, por lo que la potencia fluye desde el lado AC al lado DC; cuando el ángulo de disparo es mayor que 90 grados eléctricos, el voltaje continuo U_d cambia de polaridad, por lo que la corriente continua circula desde la polaridad negativa del circuito DC, y la potencia fluye desde el lado DC al lado AC. Esencialmente, un sistema HVDC está constituido por dos puentes de Graetz, los que están conectados en el lado DC, uno en modo rectificador y el otro en modo inversor [7].

3.3 El proceso de conmutación

Considérese una situación en que las válvulas 1 y 2 están conduciendo y la corriente continua será conmutada desde la válvula 1 a la válvula 3. La conmutación puede tomar lugar siempre que la diferencia de voltajes $e_b - e_a$ sea positiva, y durante la conmutación el puente puede ser representado por el circuito equivalente de la figura 3.4. La diferencia de voltaje entre estas dos fuentes hará conducir una corriente circulante i_3 a través de las válvulas 1 y 3, y cuando esta corriente circulante iguala a I_d , la corriente a través de la válvula 1 es cero y el proceso de conmutación se ha completado. Perturbaciones en la red pueden ocasionar cambios en las magnitudes y ángulos de fase de las fuentes de voltaje de modo tal que la conmutación no pueda ocurrir como es debido.

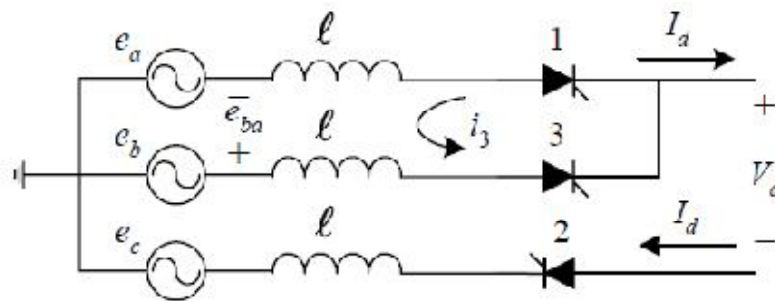


Figura 3.4: Circuito equivalente para el proceso de conmutación [8].

La figura 3.5 ilustra las relaciones y las definiciones de los ángulos para el rectificador e inversor. En ambos casos, la corriente conmuta desde la válvula 1 a la válvula 3.

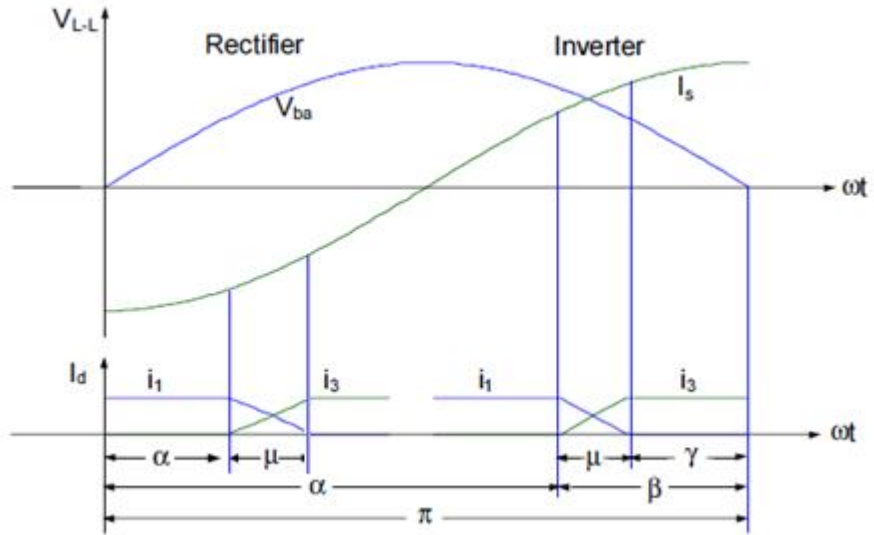


Figura 3.5: Relaciones y definiciones de ángulos para el rectificador e inversor [7].

Dado que el transformador del convertidor tiene una inductancia asociada, la corriente por éste no puede cambiar instantáneamente. La tasa de cambio finita de la corriente significa que la transferencia de corriente de una válvula a otra requiere de un tiempo finito de conmutación. El área voltaje-tiempo "A", que se muestra en la figura 3.6, es la que se requiere para la conmutación. Esta área está relacionada con la corriente de conmutación. Mientras mayor sea la corriente de conmutación, mayor será el área voltaje-tiempo.

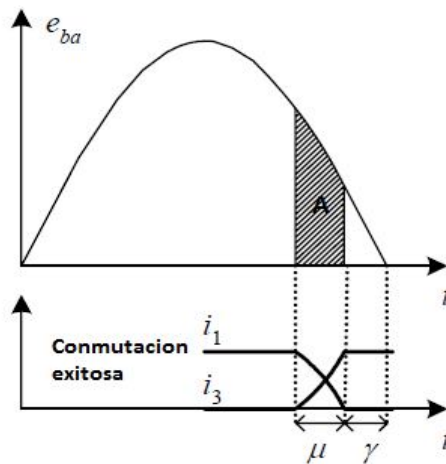


Figura 3.6: Voltaje y corrientes durante la conmutación [8].

Valores típicos a plena carga de μ están en el rango de 20° a 50° , bajo operación en régimen permanente. Un fenómeno en las válvulas de tiristores es que las cargas internas almacenadas producidas durante el intervalo de conducción deben ser removidas antes de que las válvulas puedan establecer un voltaje directo con capacidad de bloqueo. Este tiempo es conocido como tiempo de des-ionización de la válvula. El tiempo desde el instante en que la corriente de la válvula llega a cero hasta que el voltaje fase-fase es cero es definido como ángulo de extinción (γ). Si el tiristor no es expuesto a un voltaje inverso lo suficientemente largo, hasta que se produzca la des-ionización, el tiristor continuará conduciendo.

De acuerdo a [5,] el tiempo en que las válvulas deben estar expuestas a un voltaje negativo para la des-ionización es típicamente de 400-500 μ s, que corresponden a $7-9^\circ$ eléctricos (50Hz) o $9-11^\circ$ eléctricos (60Hz).

Como se mencionó anteriormente, el proceso de conmutación ocurre tan pronto como la diferencia de voltaje V_b-V_a es positiva. En operación como rectificador, γ es grande, lo que implica que usualmente hay muy poco riesgo de fallas de conmutación. La situación para la operación en modo inversor es diferente. En operación normal con margen de conmutación γ , de típicamente $15-20^\circ$, con alrededor de la mitad del valor como un margen extra, la diferencia de voltaje V_b-V_a pasa a ser negativa poco después que la conmutación está completa. Por lo tanto, perturbaciones en varios de los parámetros del sistema pueden tener una influencia decisiva en el proceso de conmutación y su correcta finalización en la operación como inversor.

3.4 Descripción básica del fenómeno de falla de conmutación

El voltaje para la válvula 1 de la figura 3.3 se muestra en la figura 3.7, para el convertidor en operación como inversor. Como se puede apreciar, la válvula 1 está a voltaje directo la mayoría del tiempo, y además es expuesta a un voltaje negativo por un corto periodo de tiempo, que corresponde al ángulo γ , antes que el voltaje de la válvula se vuelva positivo.

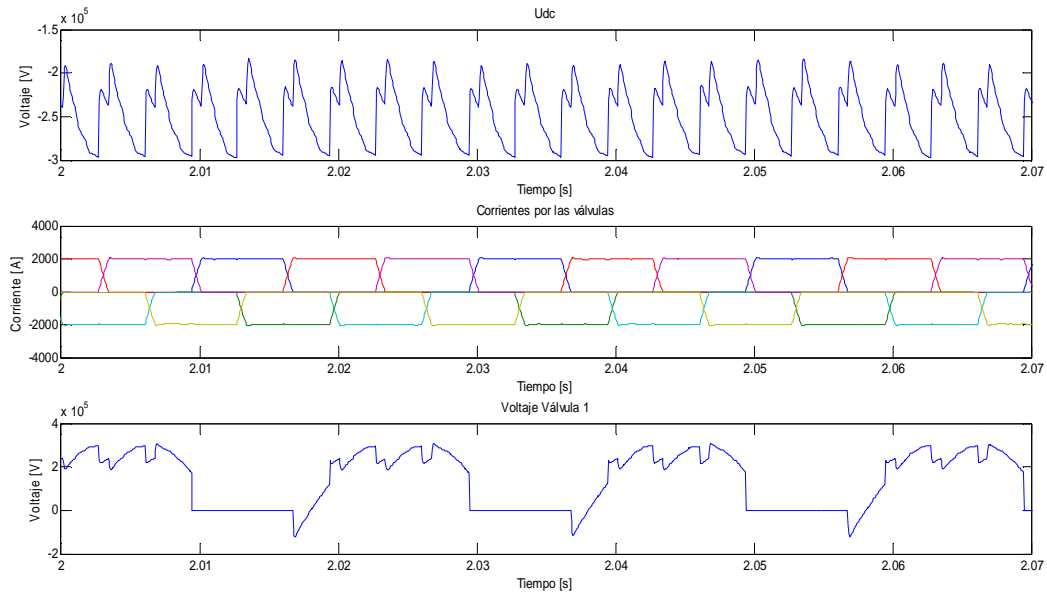


Figura 3.7: Formas de onda para la válvula 1 en la figura 3.1 en el modo inversor.

Mientras que un valor alto de γ aumenta el margen para una conmutación exitosa, es deseable mantener γ lo más pequeño posible para minimizar el costo y pérdidas de las válvulas, compensación reactiva y equipamiento de filtros.

Considérese la conmutación desde la válvula 1 a la válvula 3 (ver figura 3.3). Si se asume que después del disparo de la válvula 3 ocurre alguna perturbación en el sistema que reduce el área voltaje-tiempo para la válvula 1, de modo que no se logra la condición de voltaje inverso para el apagado de ésta. Consecuentemente, la corriente a través de la válvula 1 comienza a crecer mientras que la corriente a través de la válvula 3 se reduce a cero nuevamente. La siguiente conmutación en producirse es desde la válvula 2 a la 4. Cuando la válvula 4 es disparada significa que ambas válvulas (1 y 4) conducen simultáneamente y el puente conversor es cortocircuitado en el lado DC. El comportamiento de las corrientes por las válvulas durante este evento se muestra en la figura 3.8.

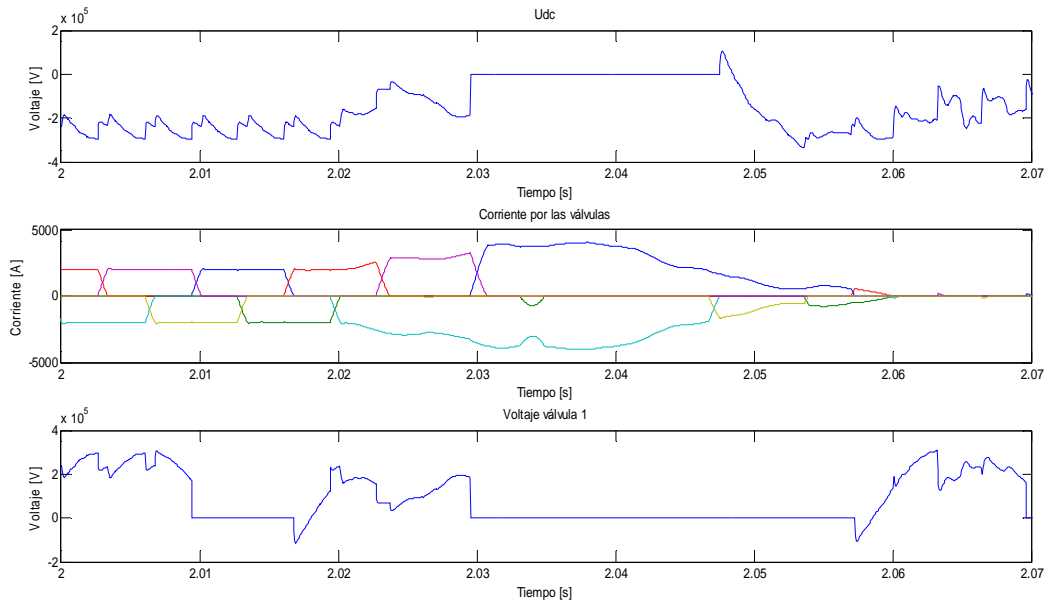


Figura 3.8: Formas de onda durante una falla de conmutación.

Esta figura 3.8 también muestra el voltaje DC y el voltaje a través de la válvula 1, y se asume que la operación normal se alcanzará la siguiente vez que la válvula 3 sea disparada.

De acuerdo a [5], la corriente DC aumentará como consecuencia del cortocircuito formado en el puente, y la línea DC o cable, en el caso de un esquema punto a punto, será descargado a través del inversor cortocircuitado. Un incremento mayor de la corriente es limitado por el sistema de control de corriente en serie con el reactor de alisamiento. El voltaje DC del grupo de seis pulsos seguirá siendo cero hasta que la corriente sea conmutada desde la válvula 4 a la válvula 6. Esta conmutación será exitosa si los márgenes son restaurados. La operación volverá nuevamente a la normalidad cuando la corriente sea conmutada de la válvula 1 a la válvula 3, lo que significa que el sistema tarda al menos un ciclo en regresar a la operación normal. Si la perturbación continua por un periodo largo podría tomar mayor tiempo antes que se alcance la correcta operación ya que podrían ser causadas múltiples fallas de conmutación.

La causa básica de una falla de conmutación es que el voltaje fase-fase pertinente, en el lado de la válvula del transformador del convertidor, es distorsionado o desplazado de tal manera que el área voltaje-tiempo durante el intervalo de conmutación es disminuido a tal nivel que la conmutación no pueda ser completada, i.e, la corriente a través de la válvula que está dejando de conducir no

puede llegar a cero; o el tiempo con voltaje negativo que la válvula debe tener para que la corriente se extinga es insuficiente para remover las cargas almacenadas y continúa conduciendo.

Cuando la falla de conmutación ha ocurrido el voltaje es cero para el puente defectuoso y consecuentemente la potencia activa no puede ser transmitida por este puente convertidor. Si la falla de conmutación se desarrolla en los dos puentes en serie de un convertidor de doce pulsos, la transferencia de potencia activa combinada será cero. Sin embargo, ya que los voltajes fase-fase de los dos puentes de seis pulsos están desfasados 30° , no debería darse por sentado que la falla de conmutación se desarrolle en ambos puentes para la misma perturbación. Esto está verificado por experiencias de esquemas existentes. Tan pronto como el voltaje DC comienza a recuperarse, la potencia activa puede ser transmitida. La recuperación luego de una falla de conmutación depende de un número de factores y no es simple dar una descripción general.

3.5 Causas de las fallas de conmutación

Hay básicamente tres diferentes causas de fallas de conmutación [5]:

- i. Un decremento en el área voltaje-tiempo de la tensión de conmutación debido a perturbaciones tales como reducción de voltaje, cambios de fase y distorsión, posiblemente acompañado de un incremento en el ángulo de conmutación.
- ii. Un incremento repentino e inusual de la corriente continua.
- iii. Malfuncionamiento en el sistema de control de disparo de las válvulas.

La primera de estas causas, que es la más común, es debido a perturbaciones y fallas en el sistema AC conectado, desafortunadamente nunca pueden ser evitadas completamente. Generalmente, la segunda causa es debido a perturbaciones del sistema, pero también podría ser causada por una acción muy rápida del sistema de control. De este modo, el riesgo de fallas de conmutación podría ser limitado por la velocidad de las acciones de control. Esto es

particularmente aplicable en el esquema Back-to-Back. La tercera causa es debido a fallas internas o malfuncionamiento del sistema HVDC, o debido a una acción de protección, y pueden ser evitadas a través del diseño del control de disparo de las válvulas y otras funciones de control con alta confiabilidad.

Los puntos tratados anteriormente serán descritos y discutidos con un mayor detalle a continuación.

3.5.1 Perturbaciones en el voltaje de conmutación

En operación normal, el ángulo de disparo α provee un suficiente ángulo de extinción γ para evitar las fallas de conmutación. Si hay un cambio repentino en las condiciones del sistema justo antes o durante el proceso de conmutación la actual área voltaje-tiempo puede ser insuficiente para una conmutación exitosa. Ejemplos de fallas que resultarán en distorsiones de voltaje son fallas monofásicas a tierra y la operación de interruptores.

Fallas trifásicas simétricas resultarán en depresiones simétricas a la misma amplitud de todas las fases. Si la falla es remota, esta caída es bastante pequeña y generalmente la conmutación puede ser realizada sin problemas. Si la falla es cercana al inversor, causará un menor voltaje AC resultando, al menos temporalmente, en un incremento de la corriente continua.

Las fallas más comunes en los sistemas de potencia son las fallas asimétricas, monofásicas o bifásicas. Para estas fallas, en la mayoría de los casos la magnitud del voltaje de conmutación será sólo ligeramente disminuida, pero la falla causará un cambio de fase en el voltaje que podría ser perjudicial.

Además, la forma del voltaje de conmutación puede ser distorsionada resultando en un voltaje que no es sinusoidal. Estas distorsiones están en el rango de armónicas de frecuencia de bajo orden de y en muchos casos el sistema de control no tiene ninguna posibilidad de reaccionar para evitar la falla de conmutación. Estas distorsiones de voltaje pueden ser causadas por fallas en el sistema AC, pero también son creadas por operaciones de interruptores tales como conexión/desconexión de bancos de condensadores y energización de transformadores en las

estaciones convertoras o cerca de ellas. La incidencia de las fallas de conmutación debido a distorsiones del voltaje dependerá de las medidas introducidas para evitar armónicos de resonancia de bajo orden, si transformadores cercanos y reactores shunt están saturados durante las perturbaciones y operaciones de interruptores.

Las fluctuaciones de voltaje pueden afectar el proceso de conmutación de las siguientes maneras [7]:

1. Reducción en la magnitud del voltaje

Los voltajes fase-fase de conmutación decrecen debido a las perturbaciones, como se muestra en la figura 3.9. Ya que la magnitud ha disminuido, pero el área de conmutación sigue siendo la misma, el fin de la conmutación será retrasado y el ángulo de extinción cambiara de γ a γ' .

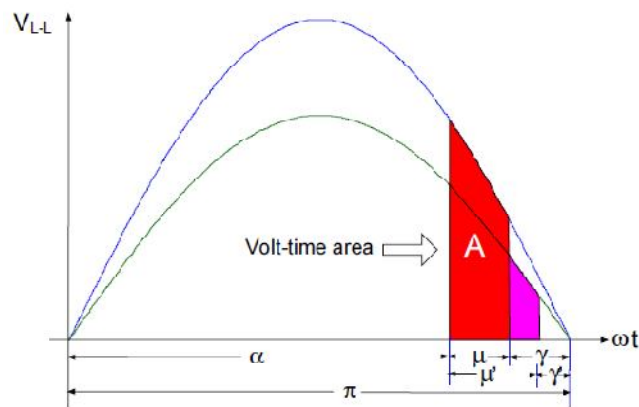


Figura 3.9: Reducción del margen de conmutación debido a una disminución de la magnitud del voltaje [7].

2. Cambios en el ángulo de fase

La fase del voltaje puede cambiar hacia adelante o hacia atrás durante las perturbaciones. El cambio de fase hacia atrás afecta el proceso de conmutación negativamente. Si se asume que el ángulo de disparo (α) no cambia, aunque el área voltaje-tiempo siga siendo la misma, el ángulo de extinción final será reducido de γ a γ' . La figura 3.10 muestra lo señalado anteriormente.

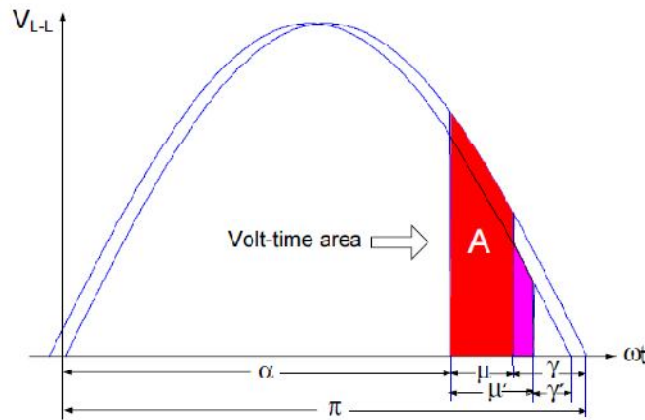


Figura 3.10: Reducción del margen de conmutación debido al cambio de fase [7].

Todas las influencias de las fluctuaciones de voltaje señaladas anteriormente reducen el ángulo de extinción γ a uno más pequeño γ' . Si γ' es menor que un cierto valor (5-8- grados), la válvula que conducía previamente continuará haciéndolo y terminará en una falla de conmutación.

3.5.2 Aumento de la corriente continua

Es evidente que un aumento en la corriente continua incrementará el tiempo necesario para la conmutación de la corriente. De este modo, el instante de disparo debe ser ajustado al nivel actual de la corriente continua para garantizar un área voltaje-tiempo suficiente para la conmutación y para la restauración de la capacidad de bloqueo directo del tiristor. Un incremento repentino de la corriente continua puede ser debido a fallas en el sistema AC conectado o debido a acciones de control, como por ejemplo el control de amortiguamiento por modulación de la potencia DC. Si el aumento de la corriente es causado por fallas o por perturbaciones alrededor del sistema de potencia y si ocurre durante una conmutación o antes del disparo de una válvula, no hay mucho tiempo para que el sistema de control compense el aumento de la corriente. Sin embargo, si el aumento de corriente continua es ordenado por el sistema de control, las fallas de conmutación podrían ser evitadas por el ajuste de la respuesta del control. Una situación en que un rápido aumento de la corriente es deseado es durante el restablecimiento después de una falla en el sistema AC. Por supuesto que es muy importante que las fallas de conmutación sean evitadas durante este tiempo crucial, y se deben tomar las precauciones para lograrlo.

La corriente continua aumenta al momento de inicio de la falla en el inversor. Ya que el área voltaje-tiempo crece con el aumento de la corriente continua, un ángulo de conmutación μ

relativamente mayor será necesario para completar la conmutación. Esto finalmente reducirá γ a γ' , como se muestra en la figura 3.11.

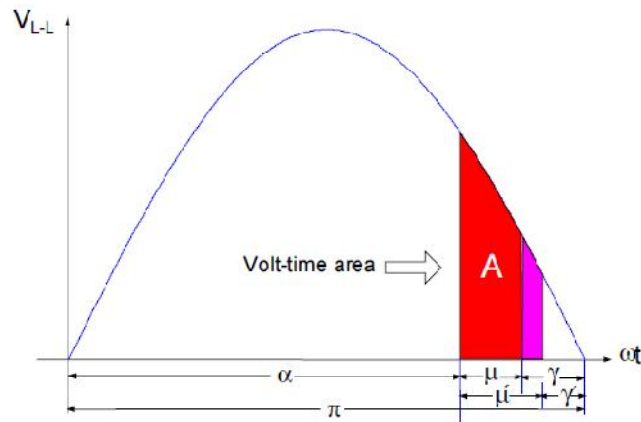


Figura 3.11: Reducción del margen de conmutación debido al incremento de la corriente [7].

3.5.3 Malfuncionamiento del sistema de disparo de las válvulas

De acuerdo a lo señalado anteriormente, es claro que el sistema de control es muy importante cuando se discute sobre fallas de conmutación. Ya que las perturbaciones y fallas en el sistema de potencia adyacente que influyen en el proceso de conmutación pueden ocurrir en cualquier instante, el sistema de control que debiese tomar la acción apropiada para evitar la falla de conmutación debe ser muy rápido. En principio debiese ser dentro de un sexto de ciclo, es decir, el tiempo entre dos disparos en un puente de seis pulsos, notando que una falla de conmutación esta cerca de ocurrir y decidir la acción apropiada en lo que respecta al disparo de la siguiente válvula con el fin de evitar un riesgo de cortocircuito en el puente. Esto resulta ser una tarea muy difícil y, por lo tanto, es razonable asumir que es muy complejo evitar la primera falla de conmutación que ocurre luego de la perturbación crítica. Una vez que el pulso de disparo es realizado, no hay oportunidad de adelantar retroactivamente α . En la operación de un convertidor de 12 pulsos, con un ángulo de disparo de 25° , habría un máximo adelanto de fase de 5° para la siguiente conmutación, incluso si la respuesta del control fuera instantánea. Consecuentemente, la habilidad del control de evitar la primera falla de conmutación es muy limitada. Sin embargo, lo que es importante desde el punto de vista del sistema es evitar sucesivas fallas de conmutación cuando los transientes causados por las perturbaciones han desaparecido; y para lograr esto, el

sistema de control juega un rol fundamental. Siguiendo con las perturbaciones AC, para el sistema de control hay un mayor tiempo disponible para decidir la acción apropiada con el fin de restaurar la operación del puente convertidor. Es posible diseñar sistemas de control que limiten las consecuencias de perturbaciones no demasiado severas que causen una falla simple, o a lo más doble.

3.6 Influencia de la fuerza de los sistemas AC en la interacción de los sistemas AC/DC

La fuerza de los sistemas AC está relacionada con la potencia DC o el nivel de energía del convertidor DC conectado. Para un sistema AC particular, la recuperación desde un estado de falla llega a ser más crítico y dificultoso con el incremento de la inyección de potencia DC. El parámetro utilizado para representar lo dicho anteriormente es el índice SCR (de las siglas en inglés “Short Circuit Ratio”), el cual es definido como:

$$SCR = \frac{S_{cc3\phi}}{P_{dc}}$$

Donde:

$S_{cc3\phi}$: Potencia de cortocircuito trifásico en la barra AC, en [MVA].

P_{dc} : Potencia DC transmitida por el enlace, en [MW].

SCR: “razón de cortocircuito”

De acuerdo a su característica SCR (razón de cortocircuito), la fuerza de los sistemas AC se clasifican como sigue [9]:

Tipo	Característica
Sistema AC fuerte	$SCR \geq 3$
Sistema AC débil	$2 \leq SCR < 3$
Sistema AC muy débil	$SCR < 2$

Tabla 3.1: Clasificación de los sistemas AC

La potencia de cortocircuito trifásico está dada por:

$$S_{cc3\phi} = \frac{V_{ff}^2}{Z_{th}}$$

Donde:

V_{ff} : Tensión fase-fase del sistema AC, en [kV].

Z_{th} : Impedancia equivalente de Thevenin del sistema AC, en [Ω].

Desde el punto de vista del funcionamiento del sistema HVDC, es más significativo considerar el índice ESCR (de las siglas en inglés “Effective Short-Circuit Ratio”), el que incluye el efecto del equipo asociado en el lado AC del enlace HVDC: filtros, condensadores shunt, condensadores síncronos, etc.

$$ESCR = \frac{S_{cc3\phi} - \text{Potencia Reactiva enlace HVDC lado AC}}{P_{dc}}$$

La clasificación de la fuerza de los sistemas AC dada anteriormente, proporciona un medio para una evaluación preliminar de potenciales problemas de interacción AC/DC. Además del índice SCR, el ángulo de fase de la impedancia equivalente de Thevenin tiene un impacto sobre la interacción del sistema AC/DC. Es denominado el “ángulo de amortiguamiento” y tiene impacto sobre la estabilidad del sistema de control DC. Mientras no tengan un efecto significativo sobre el

índice SCR, cargas resistivas locales mejoran el amortiguamiento del sistema. Valores típicos del ángulo de amortiguamiento están en el rango de 75° a 85° [2].

3.7 Impacto de fallas a tierra en sistemas AC sobre los voltajes de las válvulas.

Las fallas monofásicas a tierra son las fallas más comunes en redes de alto voltaje. Por lo tanto, es apropiado analizar cambios de amplitud y fase en el voltaje de las válvulas debido a una falla de este tipo. Incluso si el comportamiento de las formas de onda del voltaje después de la ocurrencia de una falla es fuertemente influenciado por la respuesta de los convertidores HVDC, es útil investigar el comportamiento justo después de la falla, asumiendo que los convertidores HVDC no han actuado por completo. Tal investigación da un indicador del voltaje de conmutación que las válvulas tienen justo después de la falla.

Supóngase que en el sistema ocurre una falla monofásica a tierra en la fase “a” de la estación conversora, es decir, el voltaje en esta fase es cero (ver figura 3.12). Como se puede ver los voltajes de las fases “b” y “c” serán desfasados en adición con la distorsión ocurrida. El grado de distorsión depende de una variedad de parámetros de la red, pero los cambios de fase pueden ser calculados fácilmente mediante el uso de libros de métodos estándar, asumiendo que el sistema puede ser modelado por sus impedancias de secuencia positiva, negativa y cero.

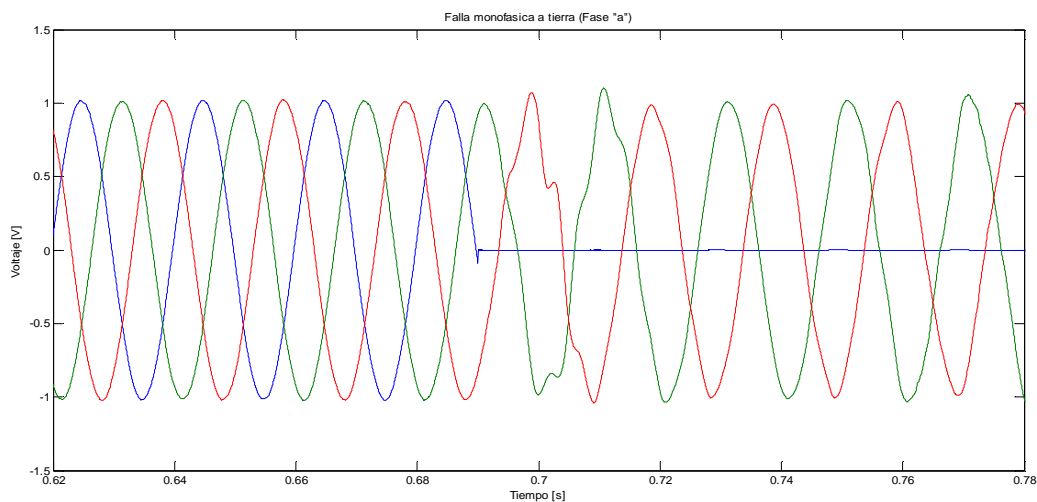


Figura 3.12: *Falla monofásica a tierra.*

3.8 Mitigación de las fallas de conmutación

En las secciones anteriores ya han sido indicadas distintas medidas para la disminución del riesgo de fallas de conmutación, principalmente en la sección 3.4. En varios esquemas no es necesario emplear ninguna acción especial para evitar fallas de conmutación, sino que se deben tomar acciones para prevenirlas. Esta sección da una visión general de las distintos tipos de estrategias de mitigación y muestra un módulo de control para prevenir las fallas de conmutación.

Como se ha explicado antes, una falla de conmutación ocurre si no hay un tiempo suficiente con voltaje negativo a través de las válvulas durante la conmutación de la corriente. Hay diferentes maneras de disminuir la incidencia de fallas de conmutación:

- Pueden ser tomadas acciones para evitar la ocurrencia de perturbaciones críticas.
- A través de la operación con un área voltaje-tiempo lo suficientemente grande como para que perturbaciones “normales” no causen fallas de conmutación.
- Pueden ser tomadas medidas para disminuir ΔI_d durante la perturbación, por ejemplo mediante la instalación de un reactor DC con una inductancia de valor alto.

Generalmente, una combinación de las medidas señaladas anteriormente puede ser empleada para reducir el riesgo de fallas de conmutación.

A continuación se expone un método que se implementa con el fin de mitigar las fallas de conmutación en los sistemas HVDC clásicos.

3.8.1 Módulo de control CFPREV

Como se ha discutido anteriormente, un ángulo de extinción “ γ ” demasiado pequeño causado por distorsiones del voltaje de conmutación es la razón básica de las fallas de conmutación. Para ser capaz de mantener un ángulo γ lo suficientemente grande, el sistema de control debiese ordenar un disparo adelantado cuando se detecta una perturbación en el sistema AC. Esta función es la que realiza el bloque que se presenta continuación.

El diagrama de bloque del módulo de control CFPREV (de sus siglas en inglés “Commutation Failure Prevention”) se muestra en la figura 3.13. Esta función de control incluye dos ramas paralelas. Una basada en la detección de secuencia cero para fallas monofásicas, y la otra basada en la transformada abc- $\alpha\beta$ para detectar fallas trifásicas simétricas.

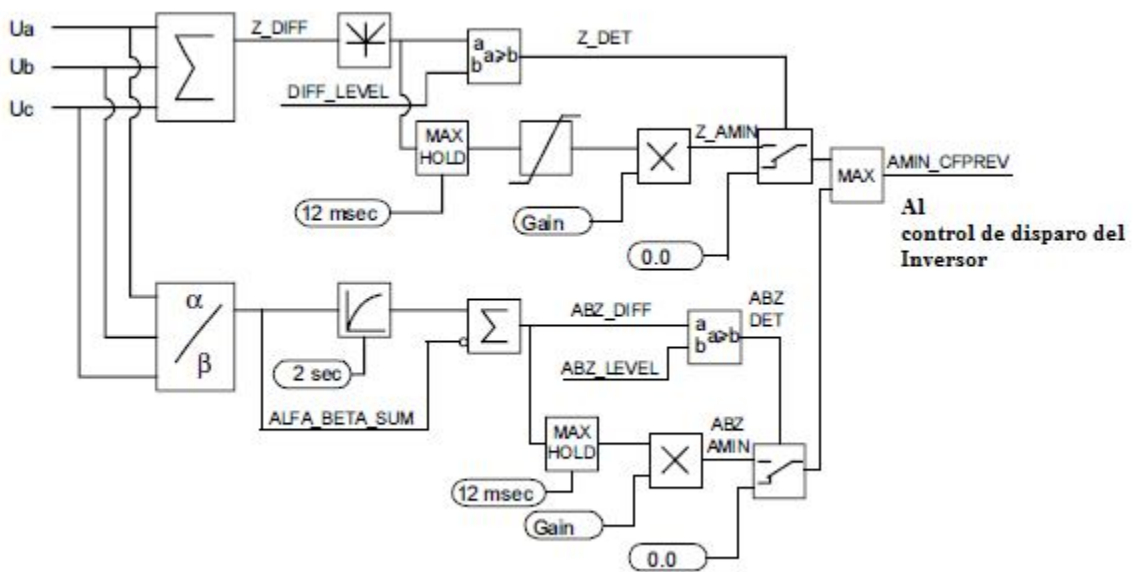


Figura 3.13: Módulo de control CFPREV [7].

En la figura 3.14 se puede ver a qué nivel del control del enlace se encuentra el módulo CFPREV. El ángulo que da como señal el módulo es restado al ángulo de disparo que ordena el control del inversor, ampliando el margen del ángulo de extinción.

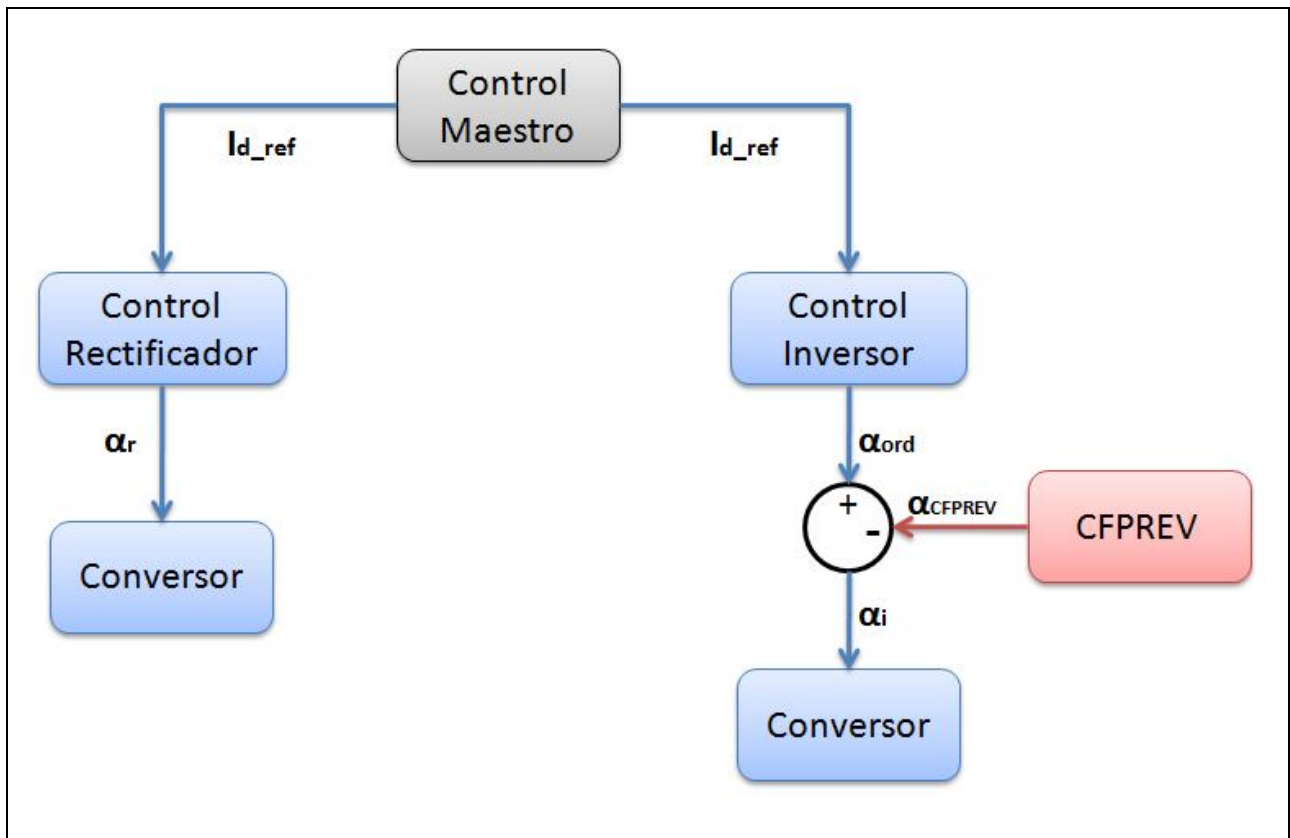


Figura 3.14: Ubicación del módulo CFPREV en el lazo de control del enlace.

Las fallas monofásicas son las más comunes en los convertidores HVDC. El voltaje trifásico en las barras del convertidor usualmente contiene voltaje de secuencia cero durante este tipo de fallas. Z_DIFF se obtiene sumando los voltajes instantáneos de cada fase:

$$U_0 = U_a + U_b + U_c$$

La función MAX_HOLD es utilizada para convertir la forma de onda sinusoidal a una cantidad DC. Entonces, esta función es diseñada de modo que mantiene el valor máximo que detecta y lo mantiene por una determinada cantidad de tiempo (12 ms en este caso, ligeramente mayor que la mitad del periodo de una onda sinusoidal), si es que un valor mayor no es detectado. Si Z_DIFF es mayor que un nivel predefinido, la señal Z_AMIN que proviene de MAX_HOLD será el ángulo que se restará al ángulo de disparo final.

La otra parte está basada en la transformada abc- $\alpha\beta$ para detectar fallas trifásicas. La idea de la transformada abc- $\alpha\beta$ es usar un vector que rota para representar voltajes trifásicos. Las expresiones para U_α y U_β que son usadas en CFPREV son:

$$U_\alpha = \frac{2}{3}U_a - \frac{1}{3}(U_b + U_c)$$

$$U_\beta = \frac{\sqrt{3}}{3}(U_b - U_c)$$

U_α y U_β corresponden a las proyecciones del vector $U_{\alpha\beta}$ sobre el eje- α y el eje- β en el plano- $\alpha\beta$. La transformada de las cantidades trifásicas simétricas da un vector en el plano- $\alpha\beta$ que rota con velocidad angular ω .

La señal ALPHA_BETA_SUM de la figura 3.13 es igual a la magnitud del vector que rota y es calculada por:

$$|U_{\alpha\beta}| = \sqrt{U_\alpha^2 + U_\beta^2}$$

ALPHA_BETA_SUM es una cantidad DC si las tres fases del voltaje de la barra del convertidor son simétricas. Cuando ocurre una falla en el sistema AC, ALPHA_BETA_SUM es comparada con una señal ALPHA_BETA_SUM filtrada con una constante de tiempo relativamente larga, que es usada como voltaje de pre-falla. Si la diferencia entre estos dos valores es mayor que un nivel predefinido, el módulo de control determina que una perturbación en el voltaje ha ocurrido en la barra del inversor. Una función MAX_HOLD también es utilizada sobre ALPHA_BETA_SUM, aunque se asume que esta señal es una cantidad DC durante una falla trifásica balanceada. Una razón es que ALPHA_BETA_SUM usualmente tiene una oscilación transiente inmediatamente después de iniciada la falla; MAX_HOLD da una cantidad DC alisada. Otra razón es que esta parte puede ser usada como respaldo para fallas desbalanceadas donde un voltaje que no sea de secuencia cero está presente en el voltaje trifásico, tales como fallas bifásicas. Durante una falla desbalanceada, ALPHA_BETA_SUM es un valor que oscila debido a la secuencia negativa. Sin embargo, MAX_HOLD lo transformará en una cantidad DC.

Aunque las dos ramas del módulo de control antes señaladas tratan con diferentes condiciones de falla, deben ser activadas al mismo tiempo. En esta situación, el máximo valor entre Z_AMIN y ABZ_AMIN será elegido como salida final del módulo de control completo. El valor de la salida $AMIN_CFPREV$ será restado desde el control de disparo final del inversor, adelantando el instante de disparo de las válvulas y, de esta manera, proporcionar un mayor margen de conmutación.

La figura 3.15 muestra el voltaje de barra del lado inversor, Z_DIFF y $AMIN_CFPREV$ durante una falla monofásica con un voltaje remanente de la fase que falla de aproximadamente 25%. Cuando se aplica la falla en 0.3 segundos el voltaje de la fase afectada cae inmediatamente. El voltaje de secuencia cero comienza a subir ya que las fases no son simétricas. Como se puede observar, el voltaje de secuencia cero es sinusoidal, cuya magnitud depende del voltaje remanente de la fase que falla. La función MAX_HOLD mantiene el valor máximo de Z_DIFF por 12 ms, lo que convierte la curva sinusoidal en una curva plana. La señal $AMIN_CFPREV$ es la señal de salida del módulo $CFPREV$ que va hacia el sistema de control principal de la estación inversora. La contribución de $AMIN_CFPREV$ es restada al ángulo de disparo de las válvulas de la estación inversora.

La figura 3.16 muestra el funcionamiento del bloque encargado de detectar una falla trifásica simétrica en la barra de la estación inversora. Se puede ver el voltaje de barra del lado inversor, $ALPHA_BETA_SUM$ y $AMIN_CFPREV$ durante una falla trifásica balanceada con un voltaje remanente de valor cero en las tres fases. Cuando la falla es aplicada en 0,2 segundos el voltaje de las tres fases cae inmediatamente. La señal $ALPHA_BETA_SUM$ cae a un nivel que depende del voltaje remanente de las tres fases. Se debe notar que la señal $ALPHA_BETA_SUM$ es la magnitud del vector de voltaje. Es una magnitud DC si los voltajes trifásicos son simétricos. $AMIN_CFPREV$ es restado al ángulo de disparo de las válvulas del lado inversor de la misma manera que el bloque que detecta las fallas monofásicas.

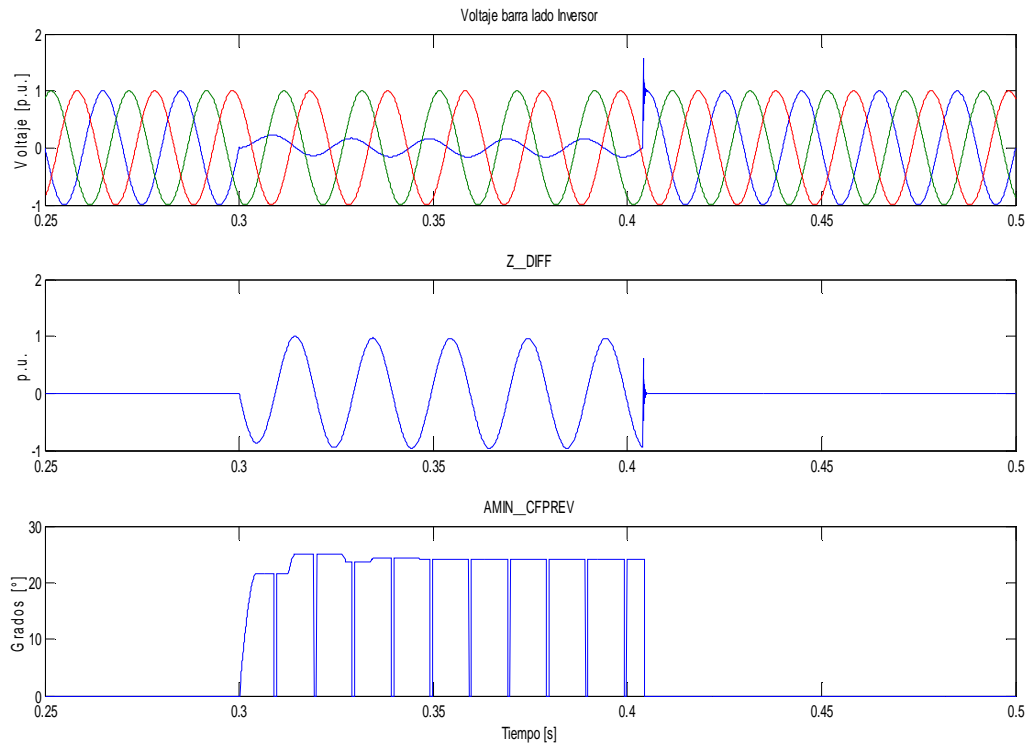


Figura 3.15: Voltaje barra lado Inversor, Z_DIFF y $AMIN_CFPREV$ durante una falla monofásica en la barra del lado Inversor.

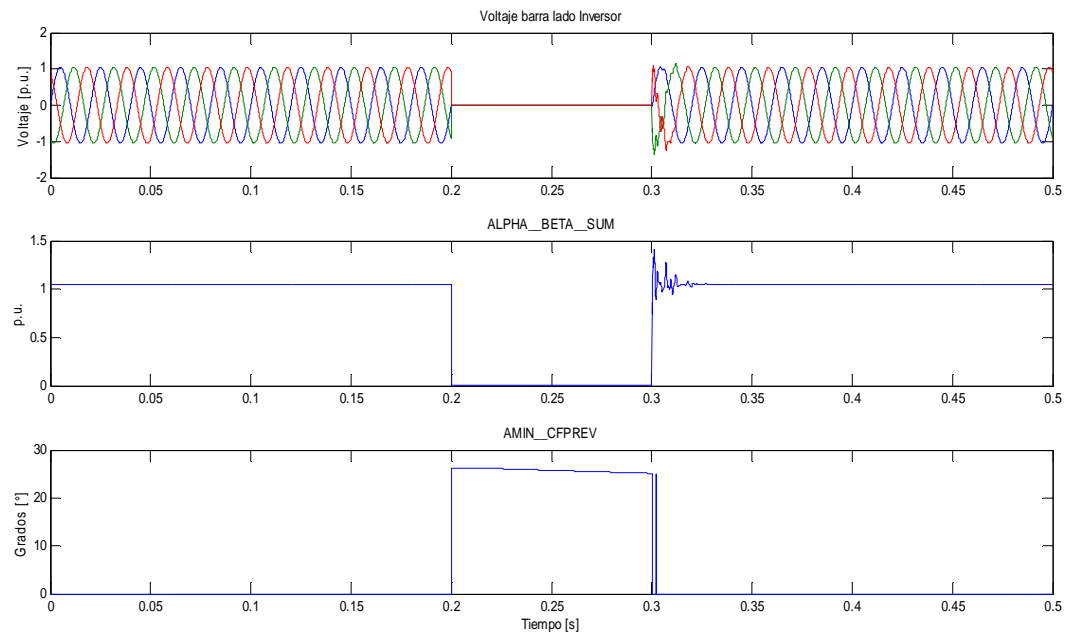


Figura 3.16: Voltaje barra lado Inversor, $ALPHA_BETA_SUM$ y $AMIN_CFPREV$ durante una falla trifásica en la barra del lado Inversor.

3.9 Recuperación desde fallas de conmutación en HVDC

Se ha señalado anteriormente que la mayoría de las fallas de conmutación son debido a perturbaciones en el sistema AC, operaciones de “switching” (tales como energización de transformadores) y fallas asimétricas (monofásicas o bifásicas).

Una falla en el sistema AC puede causar una repentina baja de voltaje y cambios de fase en la barra del lado inversor. La magnitud de la caída de tensión depende de la proximidad eléctrica de la falla. Mientras más cerca se produzca la falla, mayor es la caída de voltaje. En el momento en que ocurre la falla, la incidencia de las fallas de conmutación depende casi completamente de la repentina caída de voltaje, cambio de fase, el diseño de la válvula y no del control pues es prácticamente irrelevante. En algunos sistemas, particularmente sistemas débiles, hay un posible efecto de segundo orden causado por distorsiones de voltaje debido a armónicas o no-linealidades.

Para un sistema AC puesto a tierra, cualquier falla que cause una disminución de tensión en cualquier fase de la barra del inversor a un 80% o menos, con seguridad causará el inicio de las fallas de conmutación en todas las válvula operando. La primera o segunda falla de conmutación (de uno o dos ciclos de duración) ocurrirá virtualmente en cualquier esquema y nada se puede hacer al respecto. Hay una posible excepción donde se puede operar normalmente a un muy alto margen de conmutación, pero sólo hay unos pocos esquemas especiales que emplean esto. Si una falla AC no causa una caída de voltaje bajo un 90%, hay una baja probabilidad de que ocurra una falla de conmutación, en cualquiera de los grupos de válvulas.

Generalmente, las afirmaciones de arriba son hechas para fallas monofásicas, que son las más severas para las fallas de conmutación. La probabilidad de falla para la correspondiente falla trifásica simétrica será algo menor, debido principalmente a la ausencia del cambio de fase del voltaje de conmutación asociado.

En contraste con la primera o segunda falla de conmutación (uno o dos ciclos) inmediatamente después de ocurrida la falla AC, lo que suceda después de todo esto (la duración de la falla y recuperación) dependen casi completamente del diseño específico de la válvula y del sistema de

control. Luego de la primera o segunda falla de conmutación, hay una habilidad inherente de los sistemas HVDC modernos y su control para recuperarse rápidamente de las fallas de conmutación y entregar algo de potencia, incluso para caídas de voltaje grandes que podrían existir antes del despeje de la falla. Esta recuperación es más difícil y crítica para sistemas AC muy débiles o altamente perturbables. Si el sistema HVDC intenta recuperarse después de las primeras fallas de conmutación, pero antes de que la falla AC sea despejada, el voltaje y la corriente continua pueden resultar bastante oscilatorios durante este tiempo debido al posible voltaje AC desbalanceado.

Si la falla es tan cerca del inversor que el voltaje de la barra colapsa a cero o cerca de este valor, entonces el inversor no tiene chances de recuperarse y no puede inyectar potencia, hasta el despeje de la falla. Sin embargo, para fallas más remotas, la recuperación luego de las primeras fallas de conmutación, contra cualquier voltaje AC que exista antes del despeje de la falla, generalmente dependerá de cómo el esquema específico de protección y control anula la habilidad inherente para recuperarse del sistema HVDC.

Para algunos esquemas, dependiendo del diseño de las válvulas y de las protecciones, el circuito de disparo de las válvulas es bloqueado cuando se alcanza un nivel de bajo voltaje determinado y luego desbloqueado cuando se llegue a valor de voltaje adecuado.

En adición al posible bloqueo del circuito de disparo de las válvulas, la característica del control VDCOL (de sus siglas en inglés “Voltage-Dependent-Current-Order-Limit”) es también importante. Ésta debe ser activada durante fallas de conmutación persistentes, o intencionalmente para proteger las válvulas, o por sensores de bajo-voltaje diseñados para mejorar la recuperación desde las fallas de conmutación. En cualquier caso, si el VDCOL está activado su efecto será limitar la potencia DC durante las fallas AC y la correspondiente recuperación.

Durante una falla en el sistema AC, el voltaje AC/DC reducido y la posibilidad de fallas de conmutación significa que la inyección de potencia DC dentro del sistema será correspondientemente reducida o colapsada totalmente a cero. En algunos sistemas que tienen una gran cantidad de potencia suministrada desde un alimentador DC, una pérdida de energía repentina y tan grande podría ser devastadora para la estabilidad del sistema AC completo, por

muchas razones. Pero hay un punto bastante sutil a reconocer cuando la potencia inyectada es baja o cero. Durante una falla AC, el voltaje AC reducido significa que las cargas del sistema son temporalmente reducidas. Por lo tanto, en cierto modo la respuesta DC actúa como una especie natural de fuente-de-poder/ balanceador-de-carga en el sistema total que recibe la potencia. Por consiguiente, usualmente se dará el caso en que la reacción temporal pero drástica a una falla AC (colapso total del alimentador DC) es una perturbación menos severa para el sistema que bloquear la mayor parte del enlace debido a contingencias internas.

3.9.1 Función VDCOL

La función de control VDCOL (“Voltage Dependent Current Order Limiter”) es implementada en el control del enlace HVDC para cambiar la corriente de referencia o “set point” (I_{d_ref}) de acuerdo al valor del voltaje DC. Este control reduce automáticamente la corriente de referencia cuando el voltaje DC decrece, como por ejemplo durante una falla en la línea DC o una severa falla AC. Reduciendo la corriente de referencia I_{d_ref} , también se reduce la demanda de potencia reactiva sobre la red AC, ayudando a la recuperación de una falla. Los parámetros de VDCOL son presentados en la figura 3.14.

El valor de I_{d_ref} comienza a decrecer cuando el voltaje de línea V_d cae bajo un valor umbral $V_{dThresh}$. La referencia de corriente actual es llamada $I_{d_ref_lim}$. $I_{dMinAbs}$ es el mínimo absoluto I_{d_ref} . Cuando el voltaje de línea DC cae bajo el valor de $V_{dThresh}$, el VDCOL reduce instantáneamente el valor de I_{d_ref} . Sin embargo, cuando el voltaje DC se recupera, VDCOL limita el incremento en el tiempo de I_{d_ref} con una constante de tiempo definida por un parámetro (T_{up}).

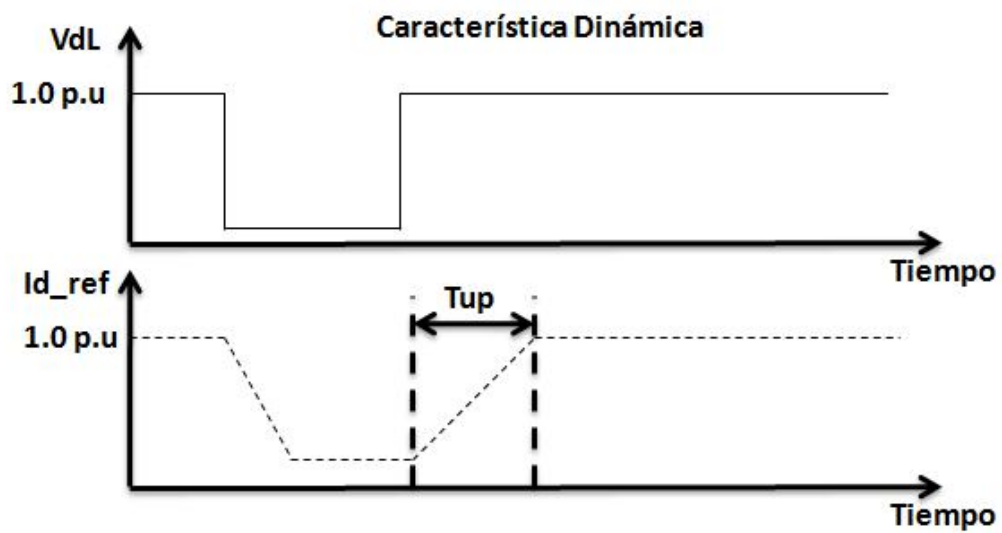
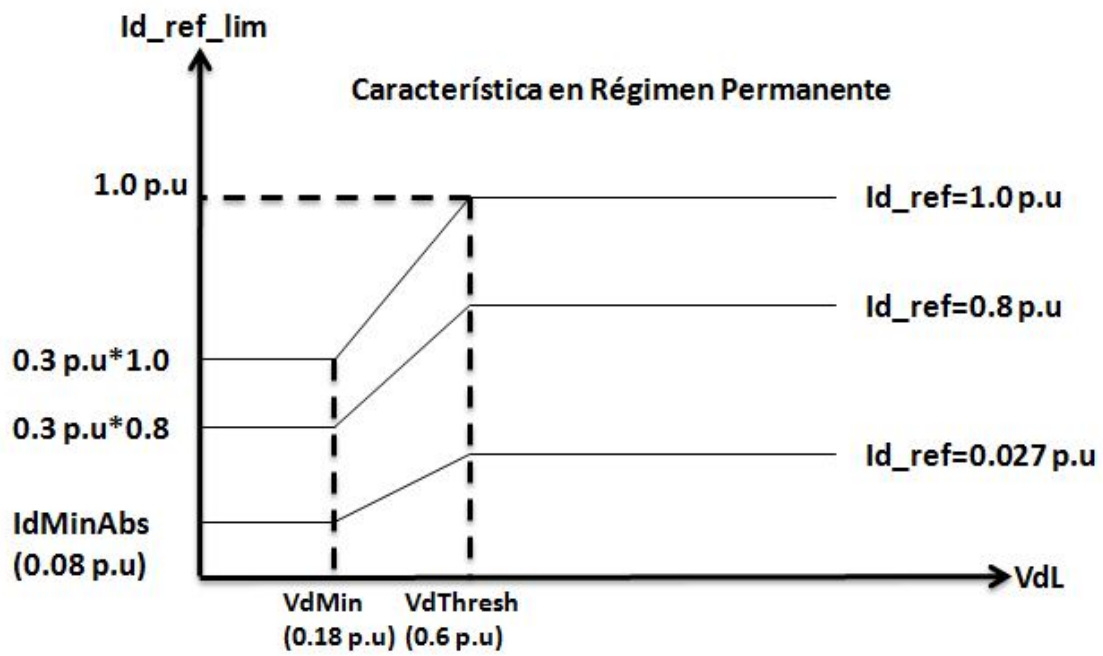


Figura 3.17: Característica de VDCOL

Capítulo 4

Caso de estudio

4.1 Introducción

La plataforma utilizada para simular las fallas de conmutación es Matlab/SimPowerSystem. Como base se usa el modelo *power_hvdc12pulse* que viene incorporado, el cual es modificado para el caso respectivo.

Para el análisis, se estudian dos casos:

- Sistemas emisor y receptor fuertes (ESCR $>$ 3)
- Sistemas emisor y receptor débiles (ESCR $<$ 3)

De acuerdo a la NTSyCS [11] la potencia transmitida de los enlaces HVDC, deberá ser compatible en todo momento con los niveles de cortocircuito en el lado de corriente alterna. Para esto se deberá prever en todo momento que la razón efectiva de cortocircuito en la S/E de conexión sea superior a 2,5. De ahí la importancia de tratar los casos anteriores.

4.2 Detalles del enlace HVDC

Un enlace DC de 1000 MW (500 kV, 2 kA) es usado para transmitir potencia desde una red AC de 500 kV, 50 Hz a una red AC de 500 kV, 50 Hz. Los sistemas AC son caracterizados por su razón de cortocircuito SCR (o ESCR), dependiendo del caso de estudio (fuertes o débiles). Las redes AC equivalentes son representadas por ramas de amortiguación L-R con un ángulo $\varphi=80^\circ$ a la frecuencia fundamental y tercera armónica (para ambos sistemas AC). El rectificador e inversor son convertidores de 12 pulsos formados por dos bloques “Universal Bridge” (puentes de Graetz) conectados en serie. Los convertidores se encuentran conectados a través de una línea DC de parámetros distribuidos de 300 Km, reactores de alisamiento de 0,5 H/Km y resistencia de 1

Ω/Km . Los transformadores del grupo conversor (conexión Yg/Y/D) son modelados con el bloque “Three-Phase Transformer” (transformadores trifásicos de tres enrollados). Los cambiadores de tap de los transformadores no son simulados. La posición del tap es llevada a una determinada posición mediante un factor de multiplicación aplicado al voltaje nominal primario del transformador del conversor. El tiempo de muestreo de la simulación es de $50 \mu\text{s}$. La configuración del sistema se muestra en la figura 4.1.

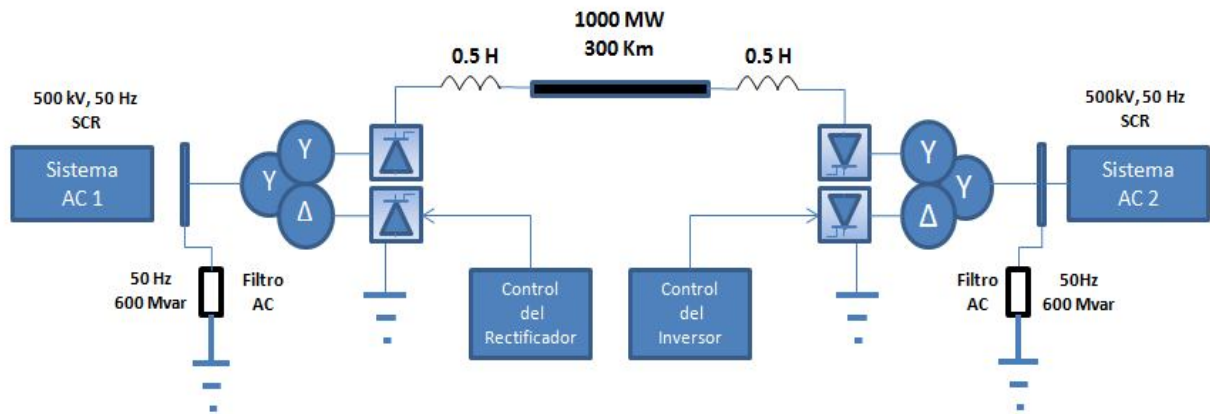


Figura 4.1: Sistema HVDC modelado

4.2.1 Sistemas AC

Los sistemas AC son modelados como fuentes infinitas separadas de sus respectivas barras de conmutación por sistemas de impedancias. Las impedancias son modeladas como ramas L-L//R con el mismo amortiguamiento a la frecuencia fundamental y tercera armónica, en ambos sistemas AC. Los ángulos de las impedancias equivalentes de Thevenin del lado receptor y del lado emisor son considerados de 80° . Esto es más representativo en el caso de resonancia a baja frecuencia.

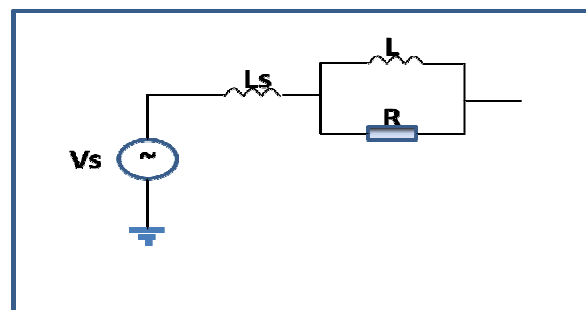


Figura 4.2: Sistema AC equivalente

4.2.2 Sistema DC

El sistema DC está compuesto de un reactor de amortiguamiento y una línea de transmisión DC modelada con parámetros distribuidos. Este modelo está basado en el modelo de onda viajera de Bergeron usado por los programas de simulación transiente electromagnética (EMTP).

4.2.3 Transformador de los Conversores

Los transformadores son de 1200 MVA y son modelados con el bloque “Three-Phase Transformer” (tres enrollados). Los parámetros considerados (basados en las condiciones nominales del sistema AC) son los típicos para transformadores que se pueden encontrar en instalaciones HVDC. La reactancia de conmutación es: $X_C=0,24$ p.u

4.2.4 Filtros AC y Banco de Condensadores

Las armónicas generadas por los elementos no lineales del sistema HVDC en el lado AC se calculan de acuerdo a la siguiente relación:

$$h = p \cdot k \pm 1, \text{ con } k = 1, 2, 3, \dots$$

Donde:

h: orden de la armónica

p: número de pulsos del convertidor

De este modo, para un convertidor de 12 pulsos las armónicas generadas en el lado AC son las de orden 11, 13, 23, 25 y mayores. Los filtros son instalados con el objetivo de limitar la cantidad de armónicos a un nivel adecuado para la red. En el proceso de conversión, el convertidor consume potencia reactiva, que es aportada en parte por el banco de filtros, y el resto por bancos de 600 MVar en cada lado.

4.2.5 Sistemas de Control

El rectificador e inversor tienen un regulador de corriente y voltaje operando en paralelo, que calculan un ángulo de disparo α . Ambos controladores son del tipo PI.

En operación normal, el rectificador controla la corriente al valor de referencia I_{d_ref} , mientras que el inversor controla el voltaje al valor de referencia V_{d_ref} . Los parámetros I_margin y V_{d_margin} son 0.1 p.u y 0.05 p.u, respectivamente.

El módulo de control CFPREV se incorpora en el lado inversor, de modo de prevenir las fallas de conmutación. Además, la función de control VDCOL, que se explica en el capítulo 4, está implementada para cambiar la corriente de referencia de acuerdo al valor del voltaje DC.

4.3 Resultados de la simulación para VDCOL

Para analizar la función VDCOL, dos diferentes valores del parámetro I_{dmin} (corriente de referencia mínima durante una caída de tensión) son analizados mediante la aplicación de una falla monofásica a tierra en el lado inversor y rectificador. La falla que se aplica tiene una duración de 5 ciclos (100 ms). También se realiza una falla en la línea DC para analizar la respuesta de la función VDCOL.

4.3.1 Caso sistemas AC fuertes

Se toman en consideración los siguientes parámetros para los sistemas AC:

Sistema	SCR	ESCR	$S_{cc3\phi}$ [MVA]	V_{ff} [kV]	f [Hz]	L_S [mH]	L [mH]	R [Ohm]	Z_{Th} [Ohm]
AC 1	5	4.4	5000	500	50	98.03	71.717	47.8602	$50 \angle 80^\circ$
AC 2	10	9.4	10000	500	50	28	54.16	62.019	$25 \angle 80^\circ$

Tabla 4. 1: Parámetros simulación sistemas AC fuertes.

4.3.1.1 Falla a monofásica a tierra (fase "a") lado inversor

Idmin= 0.3 [p.u]

Las simulaciones se muestran en el Anexo D.1.1.1. Una falla monofásica a tierra es aplicada en la fase "a" de la barra del lado inversor en $t=0.6$ s con una duración de 5 ciclos. Debido a la reducción del voltaje AC en la barra inversora, el voltaje DC en el inversor decrece (figura D.1). Por lo tanto, la corriente DC aumenta bruscamente. El control de corriente del rectificador intenta reducir la corriente mediante el incremento del ángulo de disparo (α) y de este manera pasa a operar en el modo de control de voltaje. La corriente de referencia baja al valor determinado por la función VDCOL.

Si se observa la corriente por las válvulas del lado inversor (figura D.2), se puede notar el número de fallas de conmutación del grupo correspondiente. Se puede ver que en el grupo Y-Y, las válvulas 1 y 4 conducen simultáneamente, produciendo un cortocircuito en el puente de Graetz. Para el grupo Y-D también existe falla de conmutación, pero no existe cortocircuito ya que conducen las válvulas 3 y 4. Es decir, este puente no se encuentra cortocircuitado en el lado DC, pero si presenta fallas de conmutación debido al incremento de la corriente y la disminución correspondiente del ángulo de extinción. Entre $t=0.65$ s y $t=0.7$, se aprecia que en el grupo Y-Y conducen las válvulas 1 y 4; en el grupo Y-D lo hacen las válvulas 3 y 6, lo que significa un cortocircuito completo en el lado DC, para ambos puentes del inversor. Durante este tiempo, la potencia transmitida es cero. La sistema logra recuperarse en 300 ms después de despejada la falla.

Idmin=0.1 [p.u]

Las simulaciones se muestran en el Anexo D.1.1.2. Básicamente ocurre la misma situación que en el caso anterior. Al momento de inicio de la falla, la corriente aumenta bruscamente produciendo la falla de conmutación en las válvulas del grupo Y-Y y un cortocircuito en el lado DC (figura D.3 y D.4). Para el grupo Y-D, ocurren las fallas pero no hay cortocircuito. Entre $t=0.65$ s y $t=0.7$ la potencia transmitida es cero, debido al cortocircuito de ambos grupos. El tiempo de recuperación es de 300 ms, luego de despejarse la falla.

4.3.1.2 *Falla monofásica a tierra (fase "a") lado rectificador*

Los resultados se muestran en el Anexo D.1.2. En $t=0.6$ s se aplica una falla monofásica a tierra (fase "a") en el sistema AC del lado rectificador. La falla tiene una duración de 5 ciclos (100 ms). Se puede ver en el gráfico (figura D.5) del voltaje y la corriente DC que presentan una respuesta muy oscilatoria, de gran amplitud. La función VDCOL no opera bajando la referencia de la corriente en el rectificador, manteniéndose en 1 [p.u]. Sin embargo, en el lado inversor se puede apreciar un periodo de tiempo en el que la función VDCOL baja la referencia, pero de manera muy sutil. De esta manera, el control del enlace mantiene su función normal, es decir, el rectificador controlando la corriente y el inversor controlando el voltaje.

Si se mira la corriente por las válvulas (figura D.6) se observa que no existen fallas de conmutación en el lado inversor, aunque si una caída en la magnitud. Por esta razón, la potencia transmitida no llega a cero y durante la falla se transmite algo de potencia. Una vez despejada la falla, el sistema logra recuperarse en aproximadamente un ciclo (20 ms), lo que resulta bastante aceptable.

Las formas de onda del voltaje de conmutación en el lado inversor no se ven mayormente afectadas, ya que el sistema es muy fuerte. En comparación con una falla monofásica en el lado inversor, la recuperación se logra en menor tiempo. Al tener una razón de cortocircuito igual a 10, el lado inversor logra asimilar bien las perturbaciones que ocurren en el sistema AC conectado al lado rectificador.

Ajustar los parámetros de la función VDCOL no ayuda a mitigar las fallas en este caso, pero si ayuda a recuperar el sistema de manera más rápida en el lado inversor, por ejemplo variando el parámetro "Tup". De esta manera es posible mejorar en cierto grado la calidad en el suministro de potencia.

4.3.1.3 *Operaciones de "switching" en el lado inversor*

Los resultados se muestran en el Anexo E.1. En $t=0.7$ s se realiza el cierre de un interruptor que conecta un reactor en la barra del lado inversor. El efecto de la operación se puede ver en las

formas de onda de la corriente y voltaje (figura E.1 y E.2), donde se provocan cambios de magnitud y fase que distorsionan levemente la calidad de la onda. Se observa que al momento de la conexión se produce una falla de conmutación en las válvulas 3 y 6, lo que provoca un cortocircuito en el lado DC de aproximadamente 20 ms de duración; luego la falla es entre la válvula 5 y 6 con una duración de 20 ms, sin que signifique esto un cortocircuito en el lado DC. El sistema se recupera en 100 ms, logrando estabilizarse en los valores nominales. Esta recuperación resulta rápida ya que los sistemas AC interconectados no presentan grandes perturbaciones al momento de la operación de switching y la calidad de las formas de onda de voltaje son buenas.

4.3.1.4 Falla línea DC

En el Anexo D (D.1.2) se puede ver el efecto de una falla DC. La falla se aplica en $t=0.7$ s y tiene una duración de 50 ms. Tanto para el caso $I_{dmin}=0.3$ [p.u] como para $I_{dmin}=0.1$ [p.u], los resultados son idénticos en cuanto a las fallas de conmutación. Esto nos indica que este tipo de contingencias no representan una causa en el inicio de las fallas de conmutación, ya que no producen distorsiones ni en la magnitud ni en la fase del voltaje de conmutación, por lo que las válvulas realizan su conmutación de manera normal.

Al producirse la falla en la línea DC, la corriente por las válvulas baja abruptamente y llega a cero (ver figura D.6). Luego del despeje de la falla, las válvulas siguen su proceso de conmutación normal. La función VDCOL opera bajando la corriente de referencia hasta el valor I_{dmin} al momento de producirse la falla y luego la incrementa de acuerdo al parámetro T_{up} (80 ms) (ver figura D.5). En este caso, la función VDCOL solo ayuda a recuperar el sistema una vez que se despeja la falla, subiendo la referencia a 1 [p.u]. Es decir, que para este tipo de contingencias resulta conveniente disminuir el parámetro T_{up} .

En el caso de la potencia, ésta resulta ser cero durante la falla y vuelve a su valor nominal luego de 300 ms (figura D.6). Sin embargo, las fallas de conmutación no son las responsables de esta situación, ya que en todo momento funcionan correctamente. Esto ayudado por el hecho de que los sistemas AC conectados son fuertes.

4.3.2 Caso sistemas AC débiles

Se toman en consideración los siguientes parámetros para los sistemas AC:

Sistema	SCR	ESCR	$S_{cc3\phi}$ [MVA]	V_{ff} [kV]	f [Hz]	L_s [mH]	L [mH]	R [Ohm]	Z_{Th} [Ohm]
AC 1	2.5	1.9	2500	500	50	98.03	71.717	47.8602	$100 \angle 80^\circ$
AC 2	3	2.4	3000	500	50	28	54.16	62.019	$83.3 \angle 80^\circ$

Tabla 4. 2: Parámetros simulación sistemas AC débiles.

4.3.2.1 Falla a monofásica a tierra (fase "a") lado inversor

Idmin= 0.3 [p.u]

En el anexo D (D.2.1.1) se pueden ver los resultados de la simulación para este caso. Una falla monofásica a tierra es aplicada en la fase "a" de la barra del lado inversor en $t=0.7$ s con una duración de 5 ciclos. Debido a la reducción del voltaje AC en la barra inversora, el voltaje DC en el inversor decrece abruptamente y la corriente DC aumenta bruscamente (figura D.11). El control de corriente del rectificador intenta reducir la corriente mediante el incremento del ángulo de disparo (α) y de este modo pasa a operar en el modo de control de voltaje. La corriente de referencia baja al valor determinado por la función VDCOL, que es de 0.3 [p.u].

Al revisar el gráfico de la corriente por las válvulas del lado inversor (figura D.12), se puede contabilizar el número de fallas de conmutación del grupo correspondiente. Se puede notar que en el grupo Y-Y, las válvulas 1 y 4 conducen simultáneamente, produciendo un cortocircuito DC en ese puente de Graetz. Este cortocircuito es de aproximadamente 2 ciclos (100 ms). Para el grupo Y-D, también existe falla de conmutación, pero no existe cortocircuito ya que conducen las válvulas 3 y 4. Es decir, este puente no se encuentra cortocircuitado en el lado DC, pero si presenta fallas de conmutación, debido al incremento de la corriente y la disminución correspondiente del ángulo de extinción. La duración de la falla de conmutación resulta ser de aproximadamente 100 ms, tiempo que corresponde a la duración de la falla. Durante este tiempo,

la potencia transmitida resulta ser oscilatoria en torno a cero, debido al remanente de corriente que se logra a transmitir a través del grupo Y-D.

En el gráfico de la potencia DC (figura D.12) se puede observar que durante la falla, la potencia cae abruptamente, e incluso pasa a ser negativa por un tiempo. La recuperación al valor nominal se logra en aproximadamente 80 ms, de acuerdo al parámetro T_{up} de la función VDCOL. Si se baja este valor la recuperación puede resultar más rápida.

Idmin=0.1 [p.u]

Los resultados se muestran en el Anexo D.2.1.2. Bajo las mismas condiciones anteriores, se pueden apreciar las diferencias para la duración de las fallas de conmutación. Al bajar el límite de la corriente de referencia a 0.1 [p.u], se logra disminuir el tiempo en que las válvulas 1 y 4 se encuentran cortocircuitando el puente a aproximadamente 40 ms (figura D.14). Junto con esto, se aprecia que posteriormente existe un pequeño periodo en que se transmite algo de corriente durante la falla, a través de las válvulas 3 y 4. Es decir, con la disminución de la referencia de corriente durante la falla, se logra un cortocircuito de menor duración en el puente y se logra transmitir un poco de corriente.

Con respecto a la potencia DC, se aprecia la misma caída abrupta a cero durante el inicio de la falla. Pero a diferencia de la situación anterior, se observa que existe un lapsus en que se transmite potencia donde antes no se lograba. Esto como resultado de la disminución del tiempo de cortocircuito del puente Y-Y. También es posible ver que la potencia se reversa en algunos intervalos de tiempo durante la falla.

4.3.2.2 Falla monofásica a tierra (fase "a") lado rectificador

Las gráficas se muestran en el Anexo D.2.2. La tensión y la corriente DC presentan una respuesta muy oscilatoria (ver figura D.15). Se puede apreciar que la función VDCOL opera bajando la corriente de referencia en el lado rectificador e inversor. La falla en la red AC conectada al rectificador, provoca perturbaciones en la forma de onda del voltaje de conmutación en el lado inversor. Sin embargo, no resulta lo suficiente como para provocar una falla de conmutación.

Esto se puede apreciar en el gráfico de la corriente por las válvulas del lado inversor (figura D.16), donde se aprecia que sólo cambia la magnitud de ésta, pero nunca se llega al estado de falla.

En el gráfico de la potencia (figura D.16) se puede ver que la potencia transmitida nunca llega a cero, lo que significa que se logra enviar algo de potencia durante la falla. El tiempo de recuperación del sistema es de un ciclo (20 ms), que resulta ser un tiempo corto.

Es importante mencionar que esta oscilación de la potencia transmitida podría resultar perjudicial para los sistemas AC interconectados, por lo que resulta importante que el sistema se recupere rápidamente. Para esto se puede ajustar el parámetro T_{up} de la función VDCOL, para que el sistema se recupere más rápido.

4.3.2.3 Operaciones de "switching" en el lado inversor.

Las gráficas se muestran en el Anexo E.2. En $t=0.7$ s se realiza el cierre de un interruptor que conecta un reactor en la barra del lado inversor. Al realizarse la operación de "switching" se aprecia el efecto que tiene sobre la calidad de las formas de onda del voltaje de conmutación (figura E.3 y E.4), tanto en el lado rectificador como en el inversor. Al ser sistemas débiles, la perturbación resulta ser lo suficiente intensa como para ocasionar el inicio de las fallas de conmutación en las válvulas. Se observa que al momento de la conexión se produce una falla de conmutación en las válvulas 3 y 6, lo que provoca un cortocircuito en el lado DC de aproximadamente 25 ms de duración; luego la falla es entre la válvula 5 y 6 con una duración de 20 ms, sin que signifique esto un cortocircuito en el lado DC. El sistema se recupera en 100 ms, logrando estabilizarse en los valores nominales. Esta recuperación resulta más lenta que en el caso de sistemas fuertes ya que los sistemas AC interconectados presentan mayores perturbaciones al momento de la operación de switching, dado su baja razón de cortocircuito.

Es importante señalar que ante este tipo de perturbaciones la función VDCOL ayuda en la recuperación del sistema, ya que opera de igual manera que en los casos de las fallas monofásicas en el lado inversor.

4.3.2.4 Falla línea DC

Idmin= 0.3 [p.u]

Los resultados de la simulación son mostrados en el Anexo D.1.3.1 Se simula una falla en la línea DC en $t= 0.7$ s con una duración de 50 ms. La falla se realiza en el lado rectificador del enlace. Se observa que la tensión cae a cero inmediatamente aplicada la falla lo que hace que la corriente aumente bruscamente en el lado rectificador (ver figura D.7), pero no así en el lado inversor. La corriente en el lado rectificador cae al mínimo de 0.3 [p.u] que establece la función VDCOL y en un momento llega a ser cero. En el lado inversor la corriente cae a cero completamente.

Si se observa la forma de onda de la corriente por las válvulas (figura D.8), se puede ver que no existen fallas de conmutación durante la contingencia. La potencia se va a cero y en $t=1.7$ s comienza a recuperarse el sistema, es decir un segundo después de iniciada la falla, lo que resulta más lento que en la situación de de una falla en los sistemas AC.

Idmin=0.1 [p.u]

Los resultados se muestran en el Anexo D.1.3.2 (figuras D.9 y D.10). Para este caso tampoco se presentan fallas de conmutación. El cambio de parámetro Idmin permite que el sistema se recupere más rápidamente que en el caso anterior. En $t=0.86$ s el sistema comienza a recuperarse. Ayuda a esto la acción de la función VDCOL, ya que permite aumentar la referencia de corriente desde el valor 0.1 [p.u] a 1 [p.u] en 80 ms.

4.4 Resultados de la simulación para CFPREV

Para analizar el funcionamiento del módulo CFPREV y ver su efecto en la mitigación de las fallas de conmutación, primero se estudian las fallas monofásicas a tierra y luego las fallas trifásicas simétricas, en el lado inversor. Para obtener caídas de tensión controladas, se utiliza una inductancia de falla en el punto donde se aplica la falla (monofásica o trifásica). Todo el análisis

se realiza con la función VDCOL implementada como parte del control básico del enlace con los siguientes parámetros:

$$T_{up} = 80 \text{ ms}$$

$$I_{dmin} = 0.3 \text{ [p.u]}$$

$$V_{dthresh} = 0.6 \text{ [p.u]}$$

Para identificar una falla de conmutación, se usa la siguiente relación:

$$|i_a| + |i_b| + |i_c| = 2I_d$$

Bajo régimen permanente, la ecuación anterior se cumple. Durante una contingencia que provoque fallas de conmutación la relación se deja de satisfacer y, de este modo, es posible detectar la falla. Para mayor detalle revisar el Anexo F.

Además de simular la disminución de la magnitud en los voltajes de conmutación, es posible ver el efecto que tiene el modulo CFPREV ante las operaciones de switching en la barra inversora. Sin embargo, las operaciones de switching pueden ser consideradas dentro de uno de los casos simulados, por lo que no se presentan como un caso aparte.

4.4.1 Caso sistemas AC fuertes

4.4.1.1 Falla monofásica a tierra (fase "a")

Test CFPREV

L falla [H]	Voltaje AC [p.u]	Tiempo en el que se produce la falla [s] (por 10 ms)									
		0.600	0.602	0.604	0.606	0.608	0.610	0.612	0.614	0.6.16	0.618
0.36	0.935										
0.34	0.933										
0.32	0.928										
0.30	0.91										
0.28	0.906										
0.26	0.905										
0.24	0.885										
0.22	0.878										
0.20	0.866										
0.18	0.855										
0.16	0.843										
0.14	0.822										
0.12	0.820										
0.10	0.787										
0.08	0.74										
0.06	0.674										
0.04	0.565										
0.03	0.485										
0.02	0.378										
0.01	0.25										
0.00	0										

	Sin falla de conmutación
	Falla de conmutación sin CFPREV
	Falla de conmutación con CFPREV

Tabla 4. 3: Mitigación de fallas de conmutación debido a falla monofásica para sistemas AC interconectados fuertes.

4.4.1.2 Falla trifásica equilibrada

Test CFPREV

L falla [H]	Voltaje AC [p.u]	Tiempo en el que se produce la falla [s] (por 10 ms)									
		0.600	0.602	0.604	0.606	0.608	0.610	0.612	0.614	0.616	0.618
0.36	0.92										
0.34	0.91										
0.32	0.91										
0.30	0.90										
0.28	0.89										
0.26	0.88										
0.24	0.87										
0.22	0.86										
0.20	0.85										
0.18	0.84										
0.16	0.83										
0.14	0.82										
0.12	0.81										
0.10	0.79										
0.08	0.73										
0.06	0.66										
0.04	0.56										
0.03	0.46										
0.02	0.4										
0.01	0.25										
0.00	0										

	Sin falla de conmutación
	Falla de conmutación sin CFPREV
	Falla de conmutación con CFPREV

Tabla 4. 4: Mitigación de fallas de conmutación debido a falla trifásica para sistemas AC interconectados fuertes.

4.4.2 Análisis resultados CFPREV aplicado a sistemas AC fuertes

Se puede ver que la mejora experimentada al aplicar CFPREV no resulta tan notoria para este caso. Para la falla monofásica, la tensión remanente mínima para que no exista falla de conmutación resulta ser de 0.87 [p.u] (ver tabla 4.3) y de 0.86 para una falla trifásica (ver tabla 4.4). El módulo permite una leve mejora al bajar los niveles a 0.84 [p.u], para ambos casos. Al ser los dos sistemas AC fuertes, la calidad del voltaje de conmutación se ve muy poco afectada ante las fallas en el lado inversor. Por esta razón, no se aprecia un efecto mayor en la mitigación de las fallas. De todos modos, para el caso de falla monofásica a tierra el módulo CFPREV resulta más efectivo en la mitigación de fallas.

Un resultado importante de estas simulaciones es que las operaciones de switching en la barra inversora no iniciaron las fallas de conmutación. Esto se explica por dos hechos: la fuerza de los sistemas AC conectados es grande; y la perturbación no alcanza los niveles mínimos para gatillar una falla de conmutación.

4.4.3 Caso sistemas AC débiles

4.4.3.1 Falla monofásica a tierra (fase "a")

Test CFPREV

L falla [H]	Voltaje AC [p.u]	Tiempo en el que se produce la falla [s] (por 10 ms)									
		0.700	0.702	0.704	0.706	0.708	0.710	0.712	0.714	0.716	0.718
0.46	0.86										
0.44	0.84										
0.42	0.82										
0.38	0.80										
0.36	0.79										
0.34	0.78										
0.32	0.77										
0.30	0.76										
0.28	0.75										
0.26	0.73										
0.22	0.70										
0.20	0.68										
0.18	0.66										
0.16	0.63										
0.14	0.60										
0.12	0.57										
0.10	0.53										
0.08	0.49										
0.06	0.45										
0.04	0.40										
0.02	0.30										
0.01	0.20										
0.00	0.00										

	Sin falla de conmutación
	Falla de conmutación sin CFPREV
	Falla de conmutación con CFPREV

Tabla 4. 5: Mitigación de fallas de conmutación debido a falla monofásica para sistemas AC interconectados débiles.

4.4.3.2 Falla trifásica equilibrada

Test CFPREV

L falla [H]	Voltaje AC [p.u]	Tiempo en el que se produce la falla [s] (por 10 ms)									
		0.700	0.702	0.704	0.706	0.708	0.710	0.712	0.714	0.716	0.718
0.46	0.81										
0.44	0.80										
0.42	0.79										
0.40	0.77										
0.38	0.76										
0.36	0.75										
0.34	0.74										
0.32	0.73										
0.30	0.71										
0.28	0.70										
0.26	0.68										
0.24	0.66										
0.22	0.65										
0.20	0.63										
0.18	0.60										
0.16	0.57										
0.14	0.55										
0.12	0.53										
0.10	0.50										
0.08	0.47										
0.02	0.29										
0.00	0.00										

	Sin falla de conmutación
	Falla de conmutación sin CFPREV
	Falla de conmutación con CFPREV

Tabla 4. 6: Mitigación de fallas de conmutación debido a falla trifásica para sistemas AC interconectados débiles.

4.4.4 Análisis resultados CFPREV aplicado a sistemas AC fuertes

Se puede ver que la mejora experimentada al aplicar CFPREV resulta mucho más evidente para este caso. Para la falla monofásica, la tensión remanente mínima para que no exista falla de conmutación resulta ser de 0.84 [p.u] (ver tabla 4.5) y de 0.80 [p.u] para una falla trifásica (ver tabla 4.6). El módulo permite una notable mejora al bajar los niveles a 0.76 [p.u] y hasta 0.50 [p.u], respectivamente. Al ser los dos sistemas AC débiles, la calidad del voltaje de conmutación se ve muy afectada ante las fallas en el lado inversor. Por esta razón, se aprecia un efecto mayor en la mitigación de las fallas ya que la calidad del voltaje de conmutación es mayormente afectada.

La respuesta del módulo CFPREV resultó mejor en el caso de las fallas trifásicas que en el caso de fallas monofásicas a tierra.

Otro resultado importante de estas simulaciones es que las operaciones de switching en la barra inversora también iniciaron las fallas de conmutación. Esto se explica por dos hechos: la fuerza de los sistemas AC conectados es pequeña; y la perturbación resulta tan importante como para iniciar una falla de conmutación.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

Esta memoria ha presentado una base teórica para el entendimiento y las implicancias de la ocurrencia de fallas de conmutación en sistemas de poder que tienen presente convertidores HVDC. Los temas tratados se han enfocado en la aparición de la primera falla de conmutación, donde el rol del control del sistema de control es menor. Una descripción básica del fenómeno ha indicado la importancia de los diferentes parámetros y propiedades del sistema, tales como el tamaño de los reactores de alisamiento, calidad de las formas de onda del voltaje AC y fallas en los sistemas AC. Se ha señalado que la mayoría de las fallas de conmutación son causadas por perturbaciones en los sistemas AC conectados, especialmente en el lado inversor. La recuperación desde la falla de conmutación también se ha revisado y se concluye que para perturbaciones temporales es alcanzada una rápida recuperación de la potencia DC transmitida, principalmente debido a la acción de la función VDCOL. Las simulaciones en MATLAB/SIMULINK han permitido notar las diferencias entre la respuesta del enlace cuando se conecta a sistemas AC fuertes o sistemas AC débiles. Los sistemas AC débiles tratados en las simulaciones se encuentran por debajo de las exigencias que establece la NTSyCS con respecto a la razón efectiva de cortocircuito para hacer más exigente el sistema y dar mayor validez a las medidas de control del enlace.

A continuación se indican las principales conclusiones con respecto a las estrategias de mitigación expuestas en el presente trabajo.

Función VDCOL

Esta función tiene un rol determinante en la recuperación del sistema cuando ocurren fallas de conmutación. En el caso de fallas monofásicas severas del lado AC inversor, VDCOL también puede ayudar a recuperar la conmutación normal y de este modo algo de potencia podría ser transferida durante la falla. Principalmente las fallas en el lado rectificador permiten un mejor

escenario, esto se apoya con las simulaciones pues se transmite algo de potencia durante la falla. La situación para el lado inversor es más grave, ya que la potencia transmitida es prácticamente cero.

Módulo CFPREV

El módulo CFPREV resulta ser muy efectivo en la reducción de las fallas de conmutación sucesivas producto de las perturbaciones en los sistemas AC débiles. Específicamente, para las fallas trifásicas, el módulo resultó ser muy eficiente en mitigar las fallas, lo que permite una mejora muy importante en la calidad del suministro de potencia en el lado inversor. Otro punto importante es que su acción no tiene efectos adversos en el sistema de control ni en el enlace HVDC.

Con respecto a la potencia activa y reactiva de los convertidores, se puede sintetizar algunas conclusiones generales:

- La red AC del lado del rectificador también es fuertemente influenciada por las fallas de conmutación, especialmente cuando el nivel de cortocircuito del sistema AC es bajo. Se pudo apreciar que durante las fallas de conmutación las formas de onda del voltaje en la barra del rectificador son severamente distorsionadas para el caso de sistemas débiles. La potencia activa cae a cero o incluso se vuelve negativa, dependiendo de los parámetros del control. La potencia reactiva total en el lado rectificador se vuelve inductiva durante las fallas de conmutación debido a dos efectos: durante la falla de conmutación, la potencia capacitiva de los filtros decrece de acuerdo al nivel de la caída de tensión y la demanda de potencia inductiva de los convertidores aumenta
- De los resultados de simulación, se puede ver que la potencia activa se recupera dentro de unos pocos ciclos después de la falla de conmutación. Sin embargo, se debe notar que esto es altamente dependiente en la elección de los parámetros de control (función VDCOL).

Como trabajo futuro se propone los siguientes temas:

- Ajuste de los parámetros de los controladores PI del enlace de manera de minimizar la ocurrencia de fallas de conmutación.
- Analizar el caso de los proyectos futuros del sistema eléctrico chileno (HidroAysén y Energía Austral) para estudiar en qué áreas de la red AC se localizan las contingencias que provocan la reducción de voltaje de conmutación a un mínimo tal que inicie fallas de conmutación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]Bahrman, M., “The ABCs of HVDC transmission technologies”. Artículo publicado en IEEE Power & Energy Magazine March/April 2007 Vol. 5 No. 2.
- [2]P. Kundur, “Power System Stability and Control”, 1994, McGraw-Hill Professional. Capítulo 10.
- [3]A. Aycaguer, “Rectificadores controlados”, 2009, Apuntes de clase, Electrónica de Potencia, U. de Chile.
- [4]Automática e Instrumentación, “Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC”, Abril 2005/n. °361.
- [5]CIGRE Technical Brochure 103 “Commutation Failures Causes and Consequences”
- [6]L. Reyes, “Amortiguación de oscilaciones electromecánicas utilizando control de enlace HVDC”, 2009. Memoria DIE, Universidad de Chile. Capítulos 2 y 3.
- [7]Lidong Zhang, Lars Dofnas, “A Novel Method to Mitigate Commutation Failures in HVDC Systems”, *Proceedings PowerCon 2002*. International Conference on, Volumen: 1, 13-17 Oct. 2002, pp. 51-56.
- [8]E. Rahimi, S. Filizadeh, A. M. Gole, “Commutation Failure Analysis in HVDC Systems Using Advanced Multiple-Run Methods”.
- [9]Mohamed KHATIR, Sid Ahmed ZIDI, Samir HADJERI, Mohamed Karim FELLAH, “Analysis of Recovery from Commutation Failures in an HVDC Inverter Connected to a Weak Receiving AC System”.
- [10]C. V. Thio, J. B. Davies, K. L. Kent, ”Commutation Failures in HVDC Transmission Systems”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, No. 2, April 1996
- [11]Comisión Nacional de Energía. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio. Santiago de Chile, Octubre de 2009.
- [12] M. O. Faruque, Yuyan Zhang, and Venkata Dinavahi, “Detailed Modeling of CIGRÉ HVDC Benchmark System Using PSCAD/EMTDC and PSB/SIMULINK“, IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 21, NO. 1, JANUARY 2006.
- [12] User Guide de MATLAB, Transients and Power Electronic in Power Systems.

Anexo A: Parámetros de los sistemas AC equivalentes

De acuerdo a lo señalado en el capítulo 3, se tiene que:

$$ESCR = \frac{S_{cc3\phi} - \text{Potencia Reactiva enlace HVDC lado AC}}{P_{dc}}$$

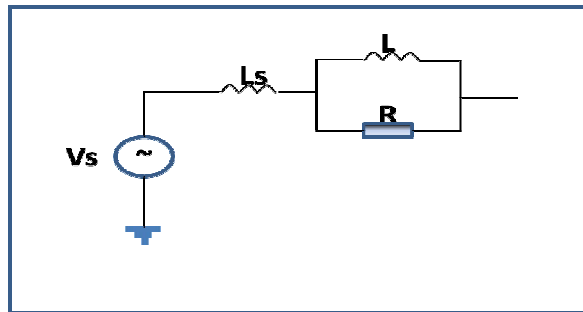
$$\Rightarrow S_{cc3\phi} = P_{dc} \cdot ESCR + \text{Potencia Reactiva enlace HVDC lado AC}$$

Además:

$$S_{cc3\phi} = \frac{V_{ff}^2}{Z_{th}} \Rightarrow Z_{th} = \frac{V_{ff}^2}{S_{cc3\phi}} = \frac{V_{ff}^2}{P_{dc} \cdot ESCR + \text{Potencia Reactiva enlace HVDC lado AC}}$$

Para el caso en estudio se tiene como dato el valor ESCR y $P_{dc} = 1000[MW]$.

De esta manera es posible obtener la impedancia equivalente de Thevenin del sistema AC, que se considera compuesta de una rama L-L//R.



La impedancia equivalente de Thevenin está dada por:

$$Z_{Th} = \frac{j\omega LR}{R + j\omega L} + j\omega L_s$$

$$\Rightarrow Z_{Th} = \frac{\omega^2 L^2 R}{R^2 + \omega^2 L^2} + j \left(\omega L_s + \frac{\omega LR^2}{R^2 + \omega^2 L^2} \right)$$

Luego, para calcular los parámetros del sistema equivalente se igualan las expresiones (1) y (2), imponiendo un ángulo adecuado a Z_{Th} , que en el caso de este trabajo es de 80° .

$$\Rightarrow \frac{\omega^2 L^2 R}{R^2 + \omega^2 L^2} + j \left(\omega L_s + \frac{\omega L R^2}{R^2 + \omega^2 L^2} \right) = \frac{V_{ff}^2}{S_{cc.3\phi}} = \frac{V_{ff}^2}{P_{dc} \cdot ESCR + \text{Potencia Reactiva enlace HVDC lado AC}} = |Z_{Th}| \angle 80^\circ$$

Fijando el valor de uno de los parámetros, se puede resolver el sistema anterior.

Anexo B: Formulación teórica para el inicio de las fallas de conmutación

- **Condición de voltaje trifásica simétrico**

Este desarrollo teórico se relaciona con los efectos del voltaje fase en un punto ideal del voltaje AC de conmutación referido al lado DC de los transformadores del convertidor, y donde cualquier fase sana sigue siendo estable o sin cambios ante las incidencias de fallas. Para el presente desarrollo, se asumen sistemas AC infinitos (impedancia cero).

La fig. 1 muestra el proceso de conmutación en el inversor y el efecto de una reducción repentina del voltaje de conmutación. El desarrollo teórico inicial se basa en consideraciones trifásicas simétricas.

El área voltaje-tiempo, “A”, requerida por el proceso de conmutación para la condición normal está dado por [10]:

$$A = \int_{\alpha}^{\alpha+\mu} \frac{\sqrt{2}E}{2} \sin(\omega t) d\omega t = \frac{\sqrt{2}E}{2} [-\cos(\omega t)]_{\alpha}^{\alpha+\mu} = \frac{\sqrt{2}E}{2} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)]$$

Donde los símbolos están definidos en la figura 1.

También $\alpha + \mu = \pi - \gamma$

$$\therefore A = \frac{E}{\sqrt{2}} (\cos \alpha + \cos \gamma) \tag{1}$$

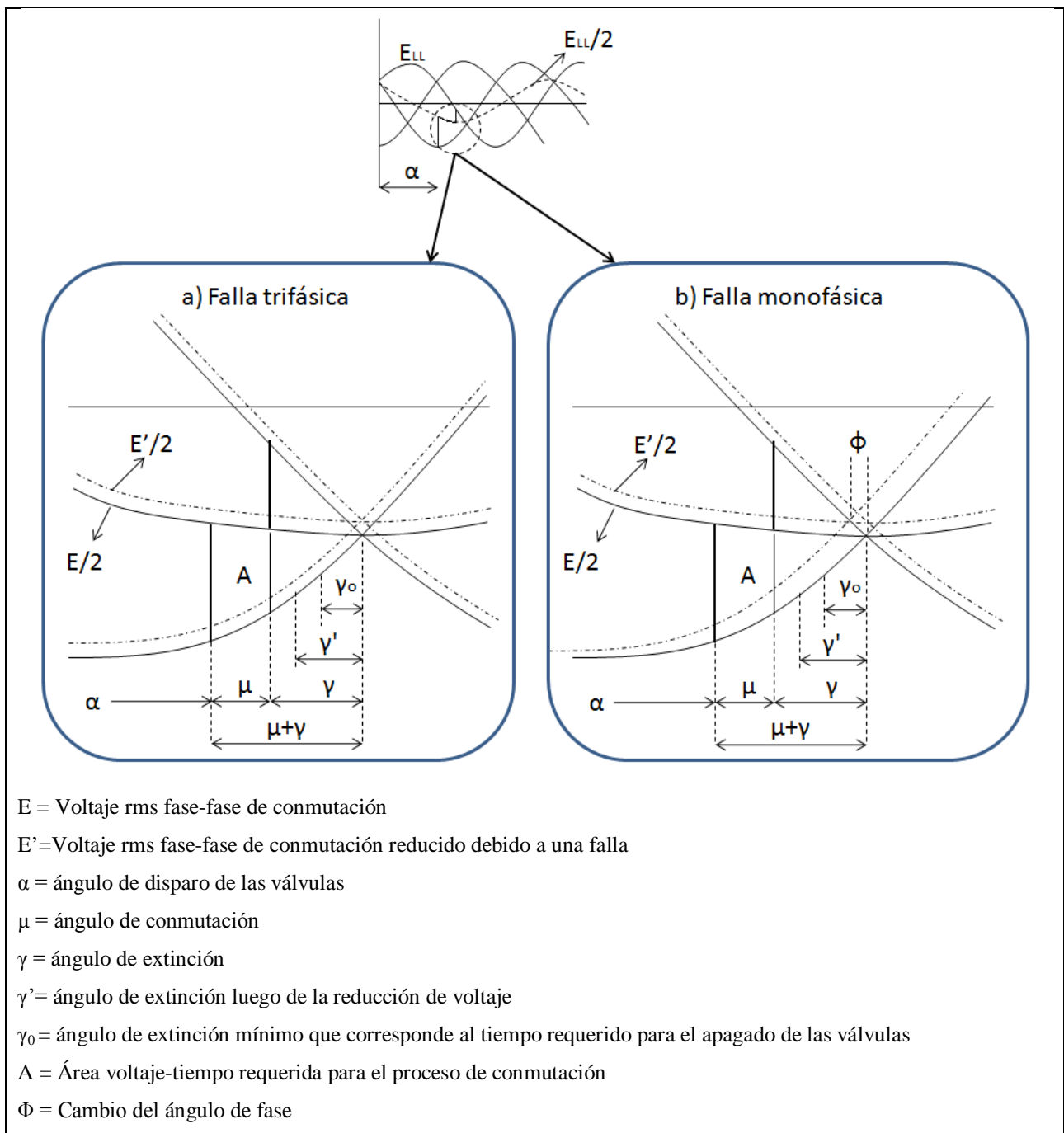


Figura 1: Proceso de conmutación en el inversor, mostrando el efecto de una repentina reducción de voltaje.

Si los voltajes de conmutación trifásicos disminuyeran repentina y simétricamente, y si se asume que la corriente DC actual y el ángulo de disparo siguen siendo temporalmente constantes (asumir que los controles no se mueven) en una situación teóricamente ideal, entonces el requisito de que el área voltaje-tiempo para la conmutación debe seguir siendo la misma significa que el fin de la conmutación se extenderá del margen de tiempo normal de la conmutación,

digamos a un punto donde el margen que queda es γ' . Entonces, la comparación de las áreas del voltaje-tiempo para las dos condiciones da:

$$\frac{E}{\sqrt{2}}(\cos \alpha + \cos \gamma) = \frac{E'}{\sqrt{2}}(\cos \alpha + \cos \gamma'), \text{ o } \frac{E}{E'} = \frac{\cos \alpha + \cos \gamma}{\cos \alpha + \cos \gamma'} \quad (2)$$

Básicamente, esta ecuación determina (calculando el γ') la violación en el margen de conmutación como resultado de un voltaje de conmutación reducido, en [p.u], (E'/E). Otra expresión se puede derivar asumiendo que, además de la reducción del voltaje, un aumento de la corriente DC actual también ocurre para (o durante) el proceso total de conmutación, y asumiendo nuevamente que el ángulo de disparo permanece constante.

De la ecuación básica de la corriente:

$$I_d = \frac{E}{\sqrt{2}X_c} [\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)], \text{ con } X_c = \text{reactancia de conmutación y } \alpha + \mu = \pi - \gamma$$

$$\therefore I_d = \frac{E}{\sqrt{2}X_c} [\cos \alpha + \cos \gamma] \quad (3)$$

Para la condición sin incremento de la corriente DC, pero con reducción de voltaje, (3) nos lleva a:

$$\therefore I_d = \frac{E'}{\sqrt{2}X_c} [\cos \alpha + \cos \gamma']$$

Para la condición con un aumento de la corriente DC actual y una reducción del voltaje, y si se asume que la combinación de estos dos cambios de parámetros alargan el final de la conmutación justo al punto crítico donde la falla de conmutación puede ocurrir, es decir, en γ_0 , (3) da:

$$I_d' = \frac{E'}{\sqrt{2}X_c} [\cos \alpha + \cos \gamma_0], \text{ donde } I_d' \text{ es la corriente incrementada.}$$

Las dos expresiones anteriores llevan a la ecuación:

$$\frac{I_d'}{I_d} = \frac{\cos \alpha + \cos \gamma_0}{\cos \alpha + \cos \gamma'}$$

Resolviendo para $\cos \gamma'$:

$$\cos \gamma' = \frac{I_d'}{I_d} (\cos \alpha + \cos \gamma_0) - \cos \alpha$$

Substituyendo esta ecuación en (2) para eliminar el término $\cos \gamma'$ se tiene:

$$\frac{E'}{E} = \frac{I_d'}{I_d} = \frac{\cos \alpha + \cos \gamma}{\cos \alpha + \cos \gamma_0} \quad (4)$$

La ecuación (4) plantea que el voltaje de conmutación (en p.u), debido a una reducción trifásica simétrica del voltaje (falla trifásica a tierra equilibrada), requerida para ampliar el intervalo de tiempo de la conmutación al punto crítico para el cual la falla de la conmutación está definida, es proporcional a la corriente DC (en p.u) y el cociente $(\cos \alpha + \cos \gamma) / (\cos \alpha + \cos \gamma_0)$. Para utilizar la ecuación (4) en los casos prácticos, el ángulo de disparo normal del inversor (o $\cos \alpha$) se debe conocer o ser determinado para las condiciones específicas dadas.

De (3):

$$\cos \alpha = \frac{\sqrt{2} I_d X_C}{E} - \cos \gamma$$

La reactancia de conmutación, X_C , generalmente es expresada en tanto por uno en el transformador del convertidor:

$$X_{cpu} = \frac{X_C}{Z_b} = \frac{X_C MVA_b}{E_{FL}^2} = \frac{X_C \sqrt{2} E_{FL} I_{dFL}}{E_{FL}^2} = \frac{\sqrt{2} I_{dFL}}{E_{FL}} X_C$$

Substituyendo en la ecuación de arriba:

$$\cos \alpha = \frac{E_{FL}}{E} \frac{I_d}{I_{dFL}} X_{cpu} - \cos \gamma$$

Excepto para niveles bajos de carga, la razón (E_{FL}/E) será muy cercana a uno. Entonces:

$$\cos \alpha = \frac{I_d}{I_{dFL}} X_{cpu} - \cos \gamma \quad (5)$$

Y (4) puede ser escrito:

$$\frac{E'}{E} = \frac{I_d'}{I_d} = \frac{I_d X_{cpu}}{I_d X_{cpu} + I_{dFL} (\cos \gamma_0 - \cos \gamma)}$$

Expresando esta ecuación en términos de la reducción repentina del voltaje de conmutación del inversor, ΔV , requerido para producir el inicio teórico de la falla de conmutación:

$$\Delta V = 1 - \frac{I_d'}{I_d} \frac{(I_d / I_{dFL}) X_{cpu}}{(I_d / I_{dFL}) X_{cpu} + \cos \gamma_0 - \cos \gamma}$$

La condición usual de mayor interés, y la peor condición para las fallas de conmutación, excluyendo las sobrecargas, será a plena carga, donde $I_d/I_{dFL}=1$. La ecuación (5) y (6) se reducen a:

$$\cos \alpha = X_{cpu} - \cos \gamma \quad (7)$$

$$\Delta V = 1 - \frac{I_d'}{I_d} \frac{X_{cpu}}{X_{cpu} + \cos \gamma_0 - \cos \gamma} \quad (8)$$

Las ecuaciones (6) y (8) dan la máxima reducción de voltaje en el inversor la cual, en teoría, no causará fallas de conmutación. Como corolario, da la mínima reducción de voltaje requerido para producir el inicio de las fallas de conmutación para una falla trifásica a tierra balanceada en el sistema AC, sin considerar posibles distorsiones de onda o cambios de fase.

- **Condición de voltaje trifásico asimétrico**

Según lo representado en figura 1a, el cruce de la onda sinusoidal no cambian en el tiempo con reducciones trifásicas simétricas del voltaje. Pero para una falla monofásica a tierra del sistema, la reducción del voltaje en una fase en el inversor causará una reducción en dos voltajes fase-fase y un desplazamiento de fase en los cruce por cero del voltaje de conmutación. Estos desfases causan una disminución en el margen de conmutación para algunas de las válvulas de conmutación en el ciclo, y causan un aumento para otras. Entonces, el inicio o la probabilidad de falla de conmutación dependen de ambos: la magnitud de la reducción del voltaje y el desplazamiento del cruce por cero de la fase.

Este desplazamiento de fase, designado ϕ , se representa en la fig. 1b. Éste infringe sobre el tiempo o el ángulo asignado requerido para el margen de conmutación crítico γ_0 . Si el inicio de la falla es exactamente equivalente a la condición sin el cambio de fase, entonces el margen crítico debe ser efectivamente recuperado agregando el desplazamiento de fase al ángulo de margen γ_0 . Por lo tanto, el efecto teórico de esto es alterar (6) y (8) a lo siguiente:

$$\Delta V = 1 - \frac{I_d'}{I_d} \frac{(I_d / I_{dFL}) X_{cpu}}{(I_d / I_{dFL}) X_{cpu} + \cos(\gamma_0 + \phi) - \cos \gamma}, \text{ o}$$

$$\Delta V = 1 - \frac{I_d'}{I_d} \frac{X_{cpu}}{X_{cpu} + \cos(\gamma_0 + \phi) - \cos \gamma} \quad (9)$$

En (9), el ΔV se refiere al voltaje de fase para fallas monofásicas, específicamente en la que falla.

Según lo indicado en la figura 1, el cambio de fase ϕ es una función de ΔV y esta relación puede ser derivada.

La referencia en la figura 1 (ejes del voltaje de conmutación) puede ser convenientemente cambiado 30° para que corresponda al cero del voltaje de la fase a. Entonces, los voltajes trifásicos quedan:

$$E_a = \frac{\sqrt{2}E}{\sqrt{3}} \sin(\omega t); E_b = \frac{\sqrt{2}E}{\sqrt{3}} \sin(\omega t + 120^\circ); E_c = \frac{\sqrt{2}E}{\sqrt{3}} \sin(\omega t - 120^\circ)$$

Entonces, los puntos de cruce normal entre la fase “a” y la fase “b” están en 30° y 210° . Sin embargo, si la magnitud de la fase “b” se reduce a algún valor (en p.u), que da el valor de ΔV , el cruce puede ser encontrado de la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \sin \omega t &= (1 - \Delta V) \sin(\omega t + 120^\circ) \\ &= (1 - \Delta V) (\cos 120^\circ \sin \omega t + \sin 120^\circ \cos \omega t) \\ &= (1 - \Delta V) \left(-\frac{1}{2} \sin \omega t + \frac{1}{2} \sqrt{3} \cos \omega t \right) \\ \omega t &= \tan^{-1} \left[\frac{\sqrt{3}/2}{1/2 + 1/(1 - \Delta V)} \right] \end{aligned}$$

El cambio de fase del voltaje fase-fase de conmutación es:

$$\phi = 30^\circ - \tan^{-1} \left[\frac{\sqrt{3}/2}{1/2 + 1/(1 - \Delta V)} \right] \quad (10)$$

Las ecuaciones (9) y (10) contienen los dos factores dependientes: ϕ y ΔV . La mejor técnica de solución es la iteración.

La ecuación (10) muestra que el cambio de fase puede variar entre 0° (para $\Delta V=0$) y 30° (para $\Delta V=1$). La figura 2 muestra un gráfico del cambio de fase en función del cambio de voltaje.

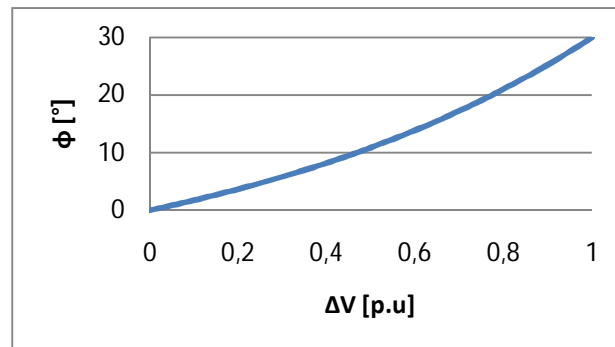


Figura 2: Cambio de fase teórico vs reducción de voltaje de fase para falla monofásica a tierra.

Anexo C: Ecuaciones teóricas de funcionamiento del enlace HVDC

Las principales ecuaciones que rigen el funcionamiento del sistema DC en régimen permanente se señalan a continuación, con el fin de comparar los valores teóricos con los resultados de la simulación.

La siguiente expresión relaciona el voltaje directo medio V_d de un puente de 12 pulsos con la corriente continua I_d y el ángulo de disparo α (sin considerar las pérdidas óhmicas en las válvulas tiristoras y el transformador):

$$V_d = 2 \cdot (V_{d0} \cos \alpha - R_c I_d)$$

Donde V_{d0} es el voltaje ideal en vacío de un puente de 6 pulsos (puente de Graetz).

$$V_{d0} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} V_c$$

V_c Es el voltaje fase-fase de conmutación, que depende del voltaje del sistema AC y de la razón de transformación del transformador. R_c Es la resistencia equivalente de conmutación.

$$R_c = \frac{3}{\pi} X_c$$

X_c Es la reactancia de conmutación o la reactancia del transformador referida al lado de las válvulas.

El ángulo de conmutación también puede ser calculado mediante la siguiente expresión:

$$\mu = \arccos \left[\cos \alpha - \frac{X_c I_d \sqrt{2}}{V_c} \right] - \alpha$$

Anexo D: VDCOL simulaciones

D.1 Sistemas AC fuertes

D.1.1 Falla monofásica lado inversor (fase "a")

D.1.1.1 $I_{dmin}=0.3$ [p.u]

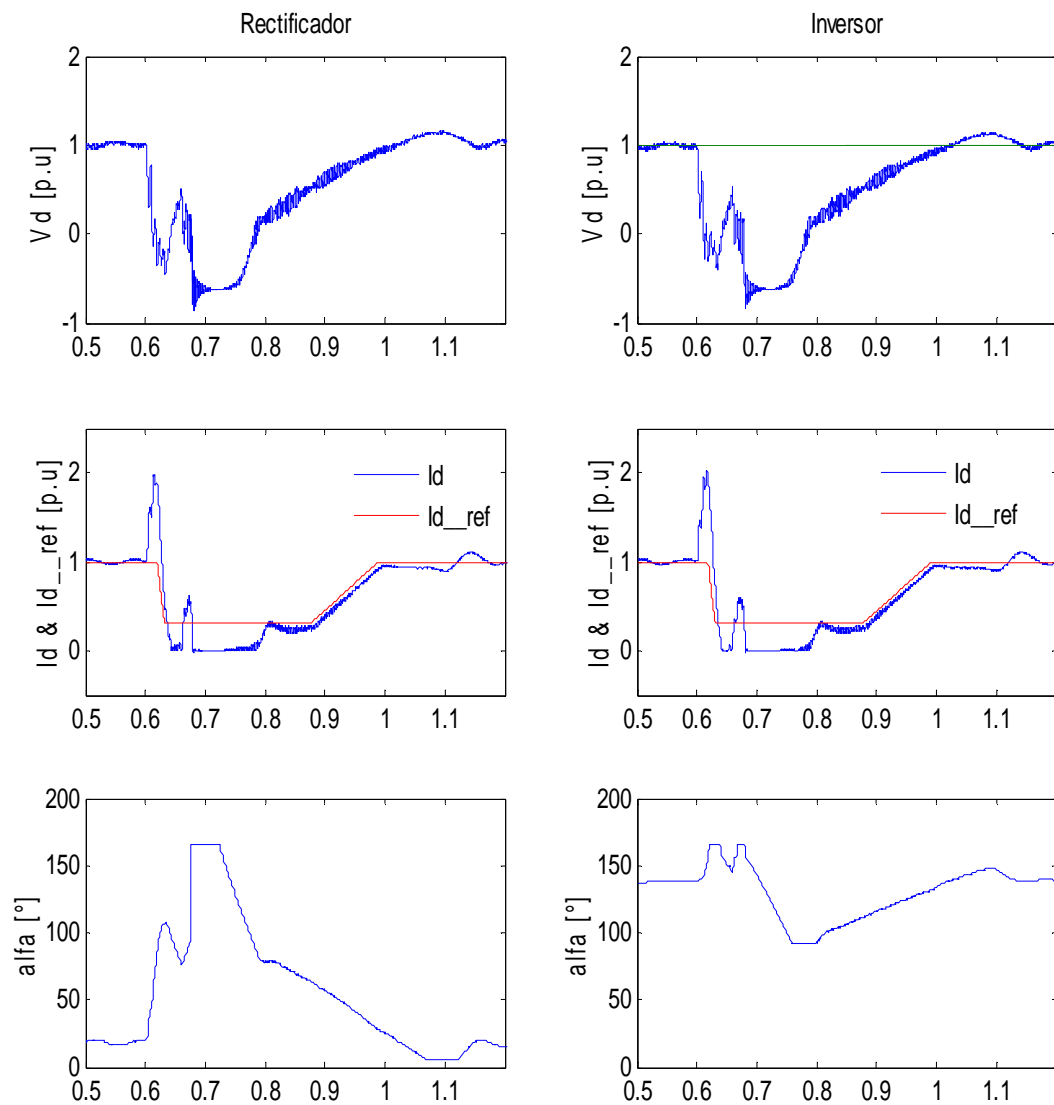


Figura D.1: V_d , I_d y α durante una falla monofásica en el inversor con $I_{dmin}=0.3$ [p.u] para sistemas AC fuertes.

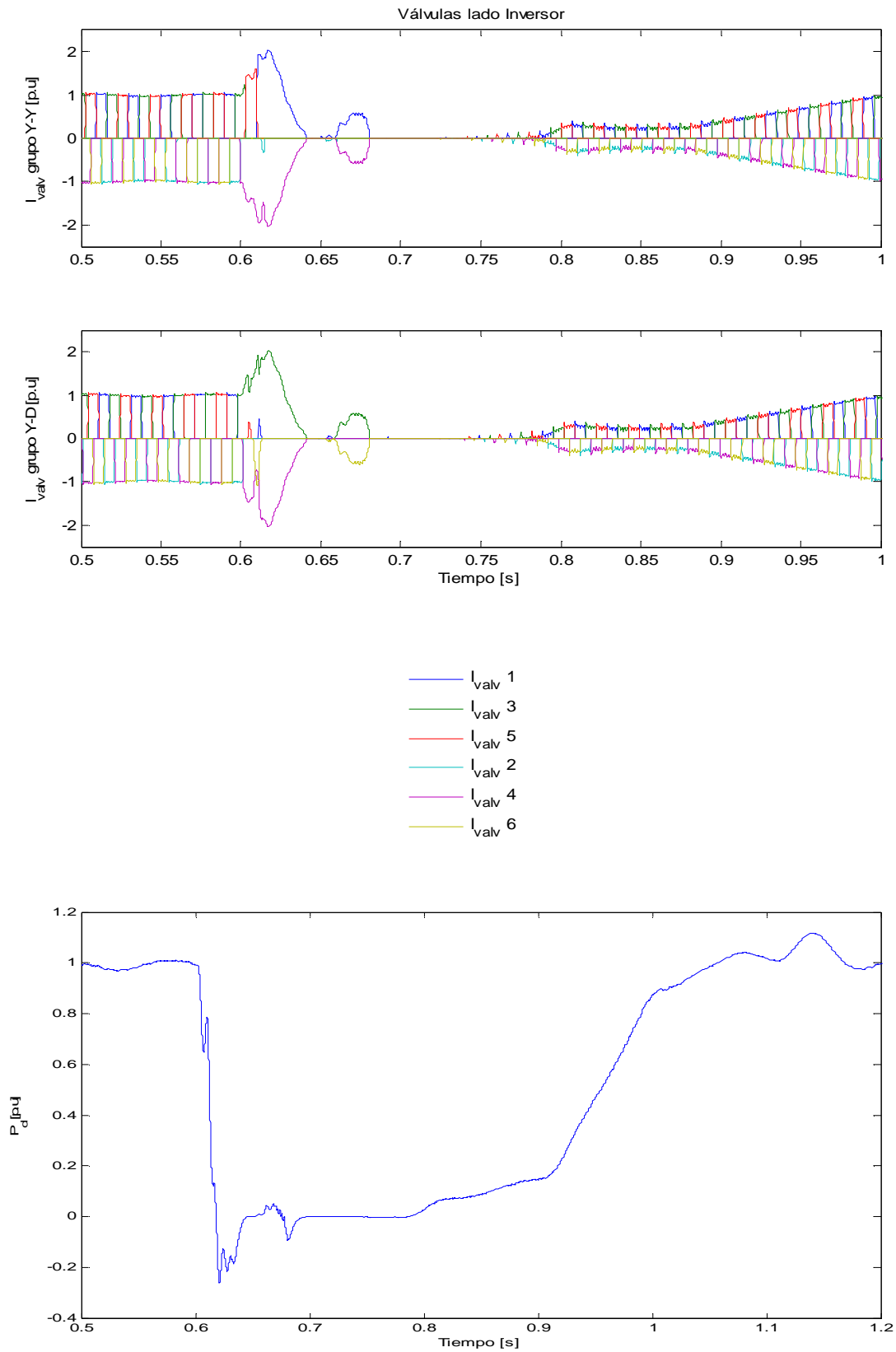


Figura D.2: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla monofásica en el inversor (Sistemas AC fuertes, $I_{dmin}=0.3 [p.u.]$).

D.1.1.2 $I_{dmin}=0.1$ [p.u]

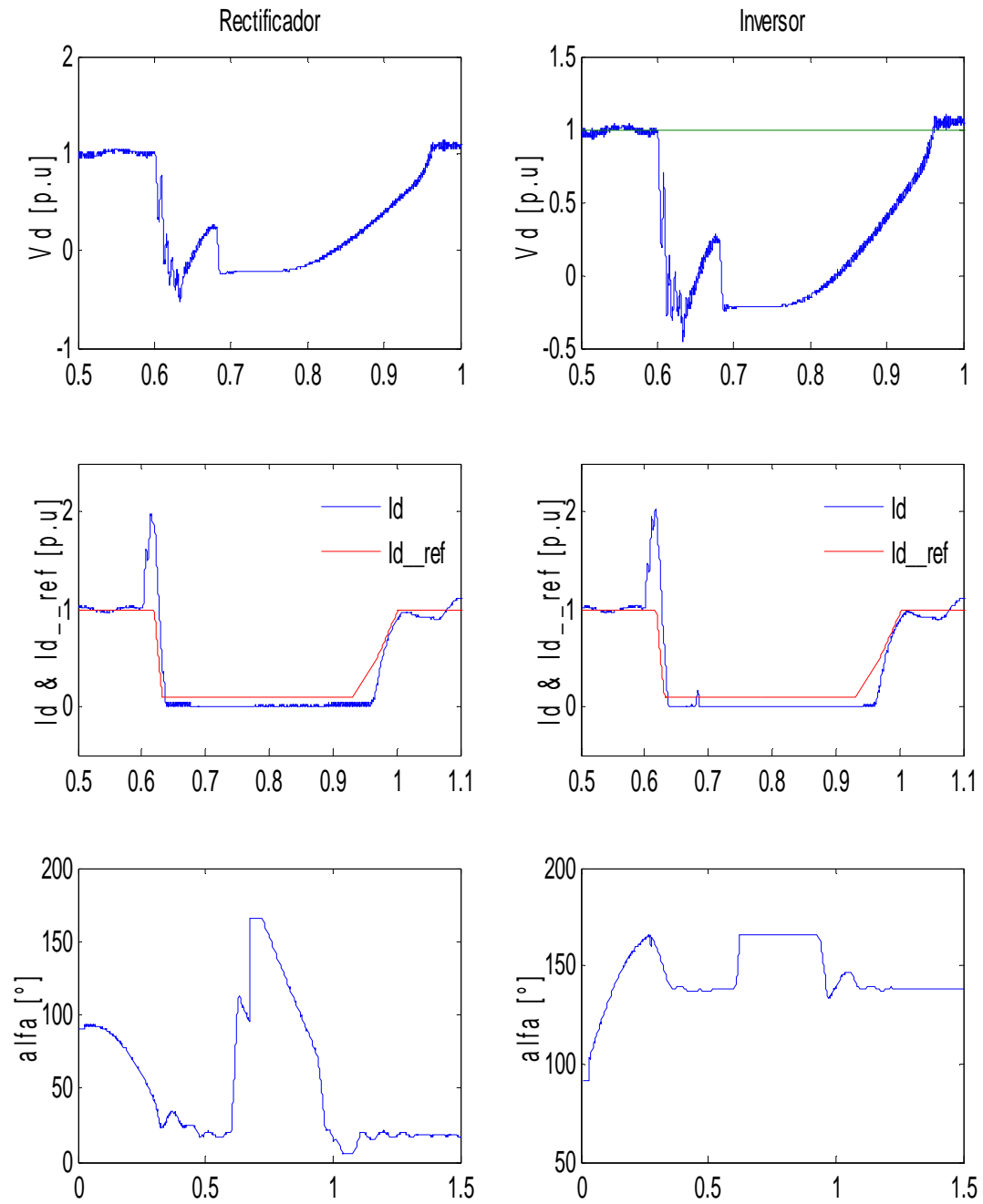


Figura D.3: V_d , I_d y α durante una falla monofásica en el inversor con $I_{dmin}=0.1$ [p.u] para sistemas AC fuertes.

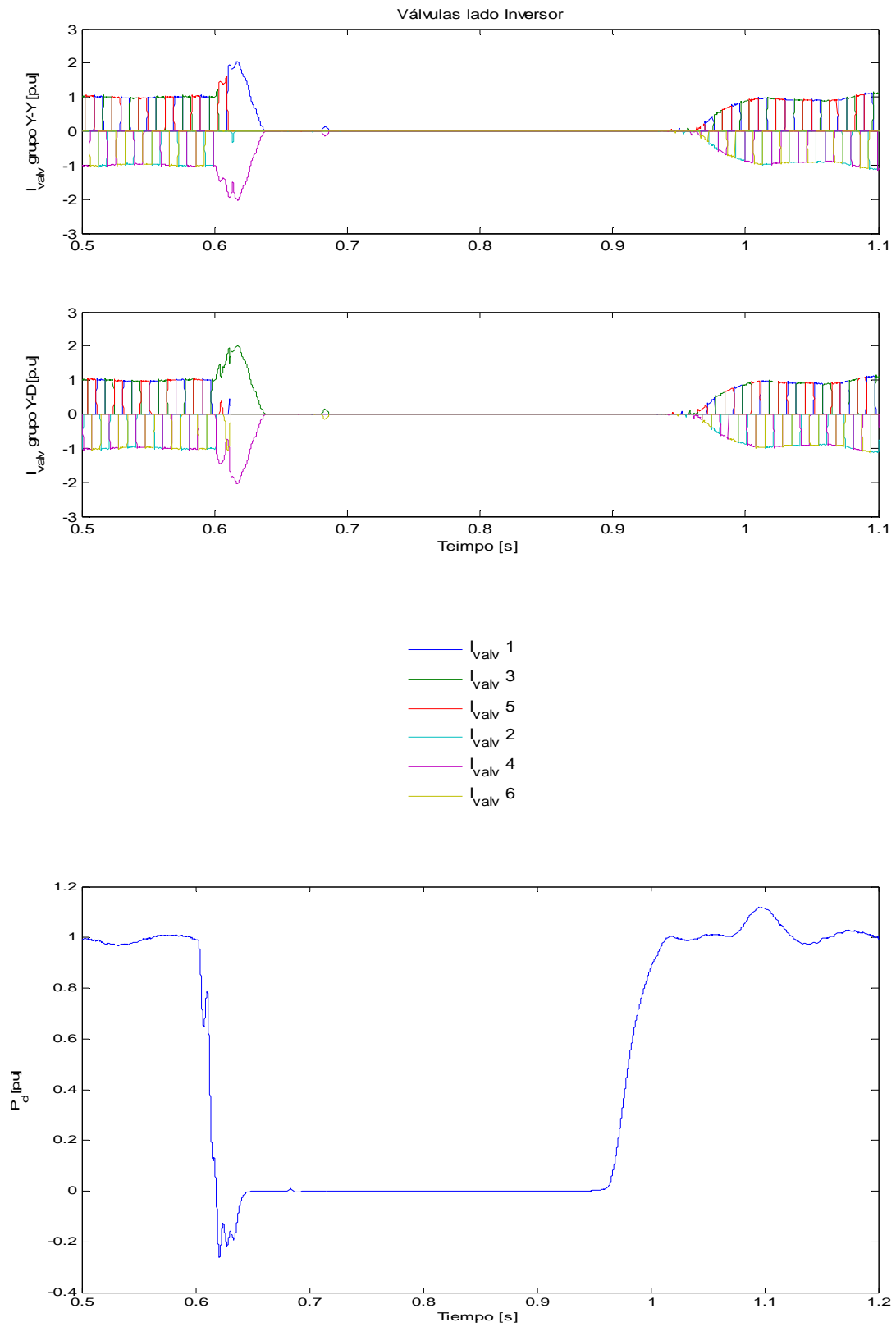


Figura D.4: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla monofásica en el inversor (Sistemas AC fuertes, $I_{dmin}=0.1 [p.u.]$).

D.1.2 Falla monofásica en el lado rectificador

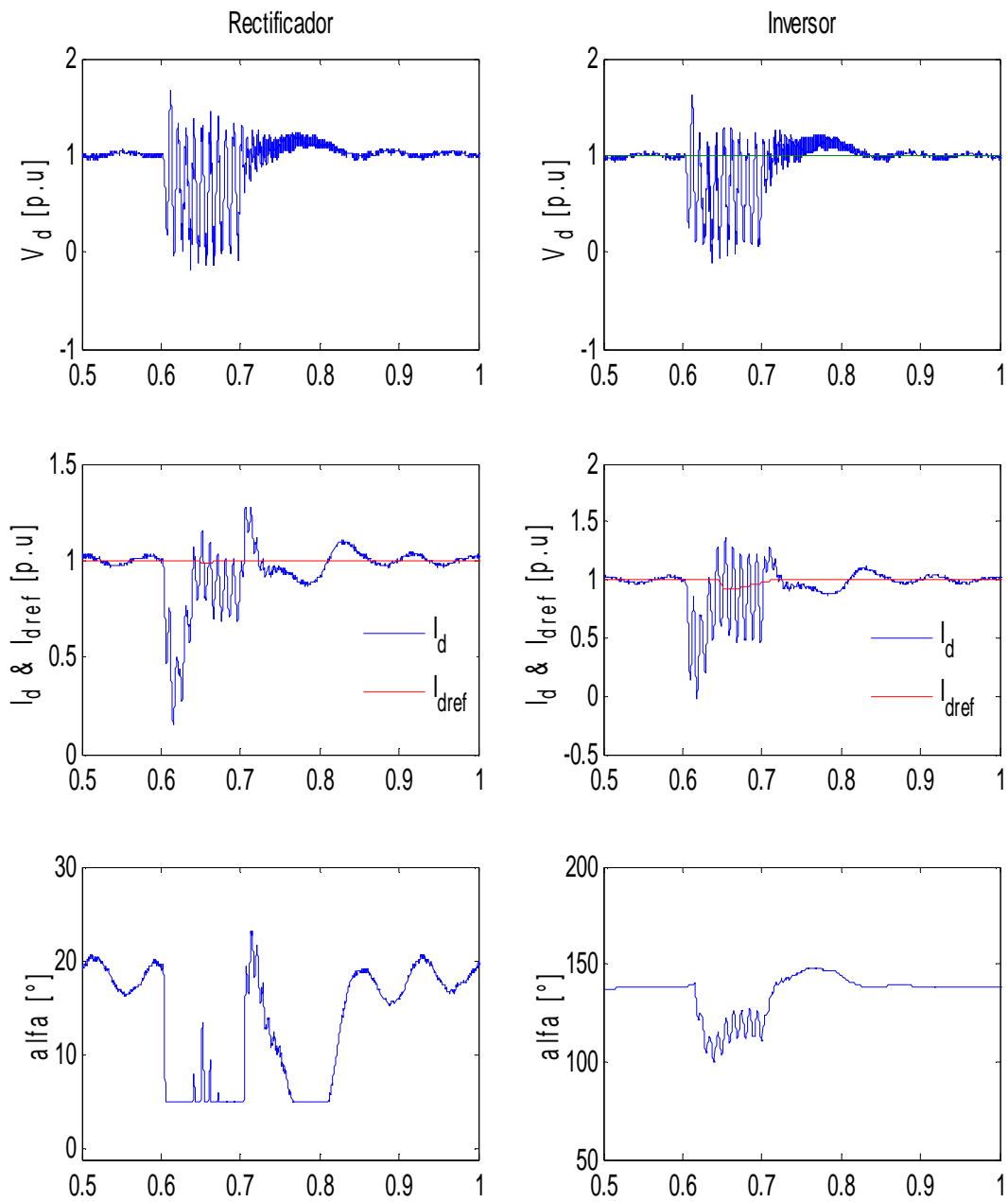


Figura D.5: V_d , I_d y α durante una falla monofásica en el rectificador con $I_{dmin}=0.3$ [p.u.] para sistemas AC fuertes.

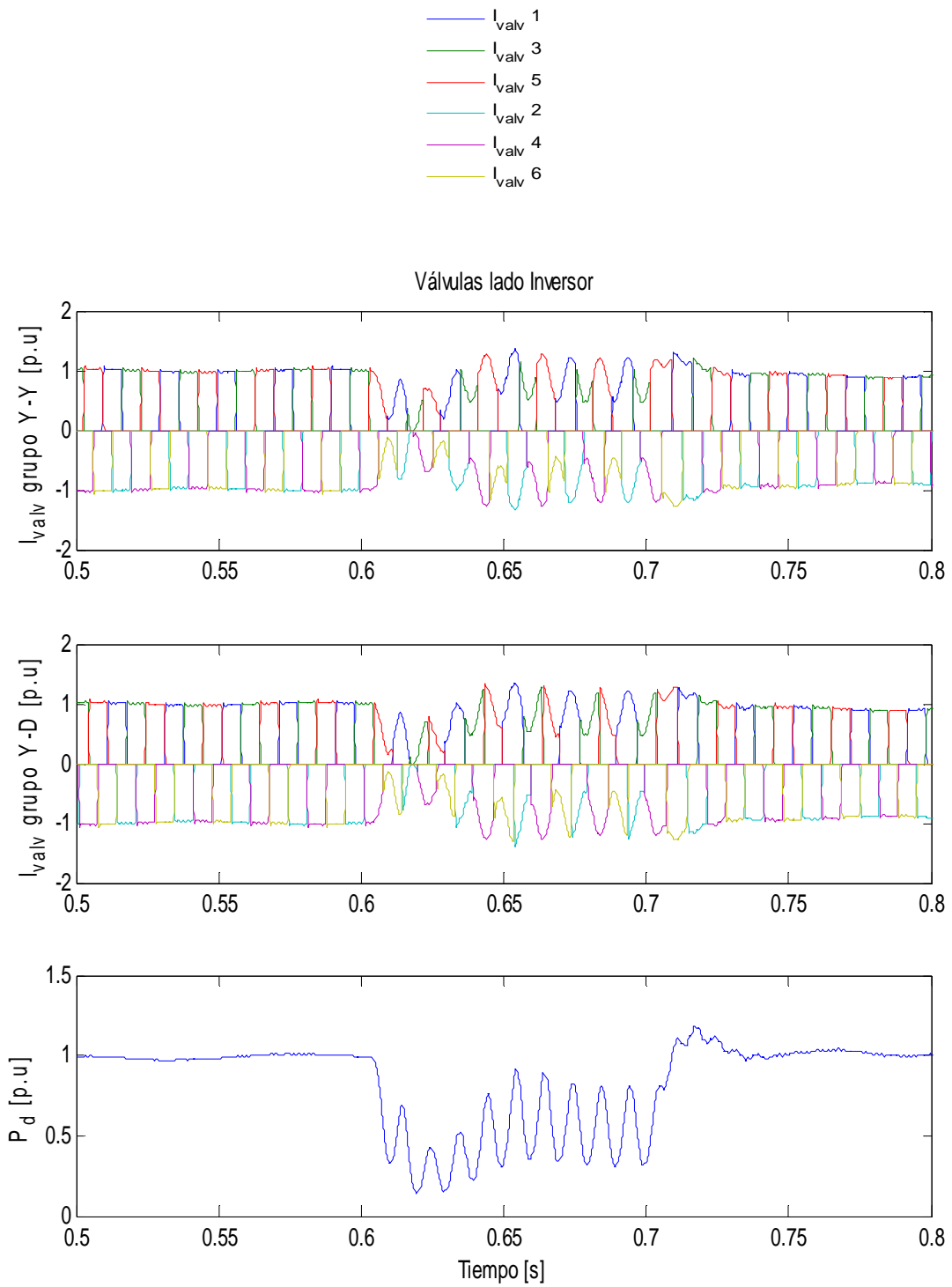


Figura D.6: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla monofásica en el rectificador (Sistemas AC fuertes, $I_{dmin}=0.3$ [p.u]).

D.1.3 Falla línea DC

D.1.3.1 $I_{dmin}=0.3$ [p.u]

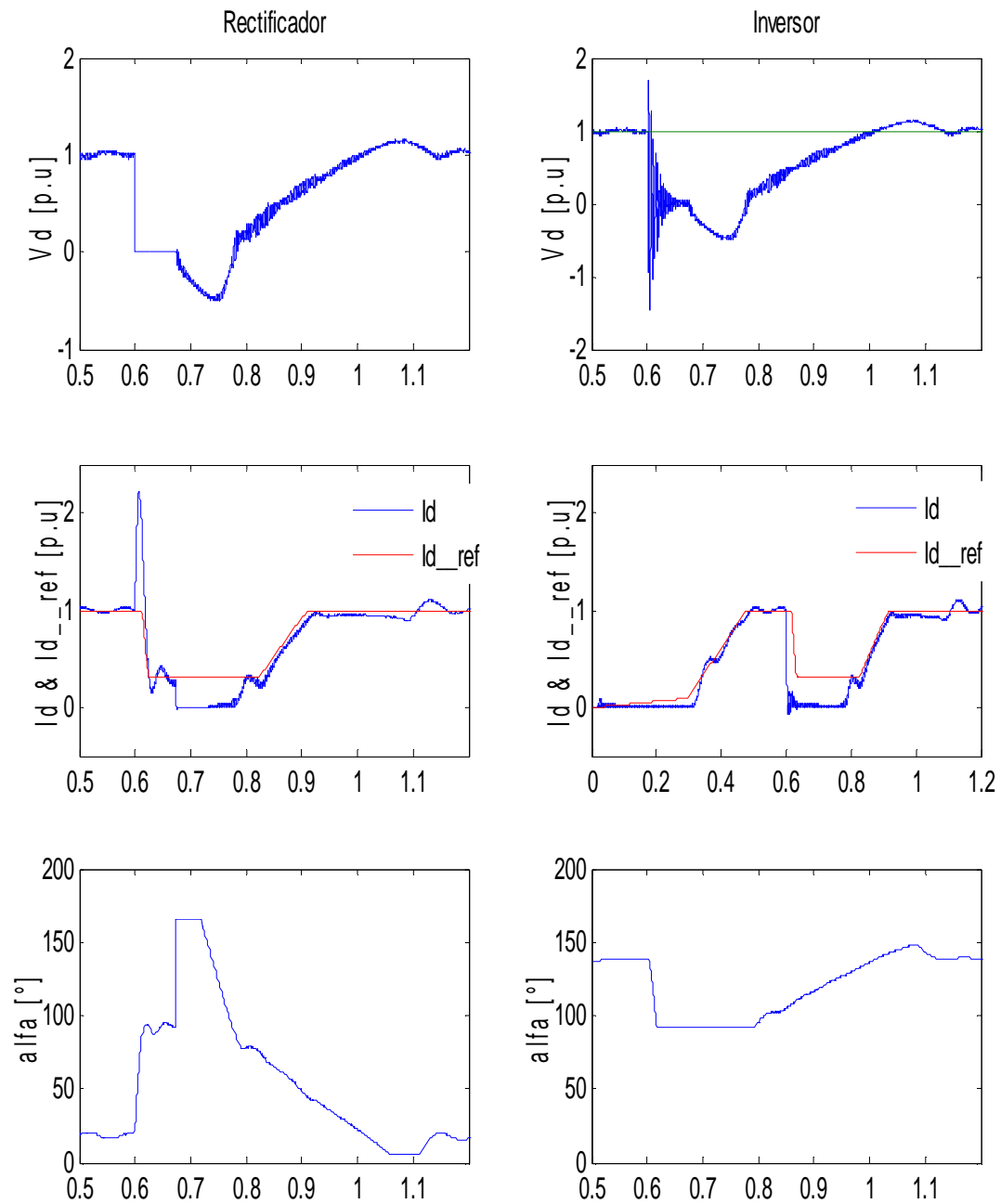


Figura D.7: V_d , I_d y α durante una falla en la línea DC con $I_{dmin}=0.3$ [p.u] para sistemas AC fuertes.

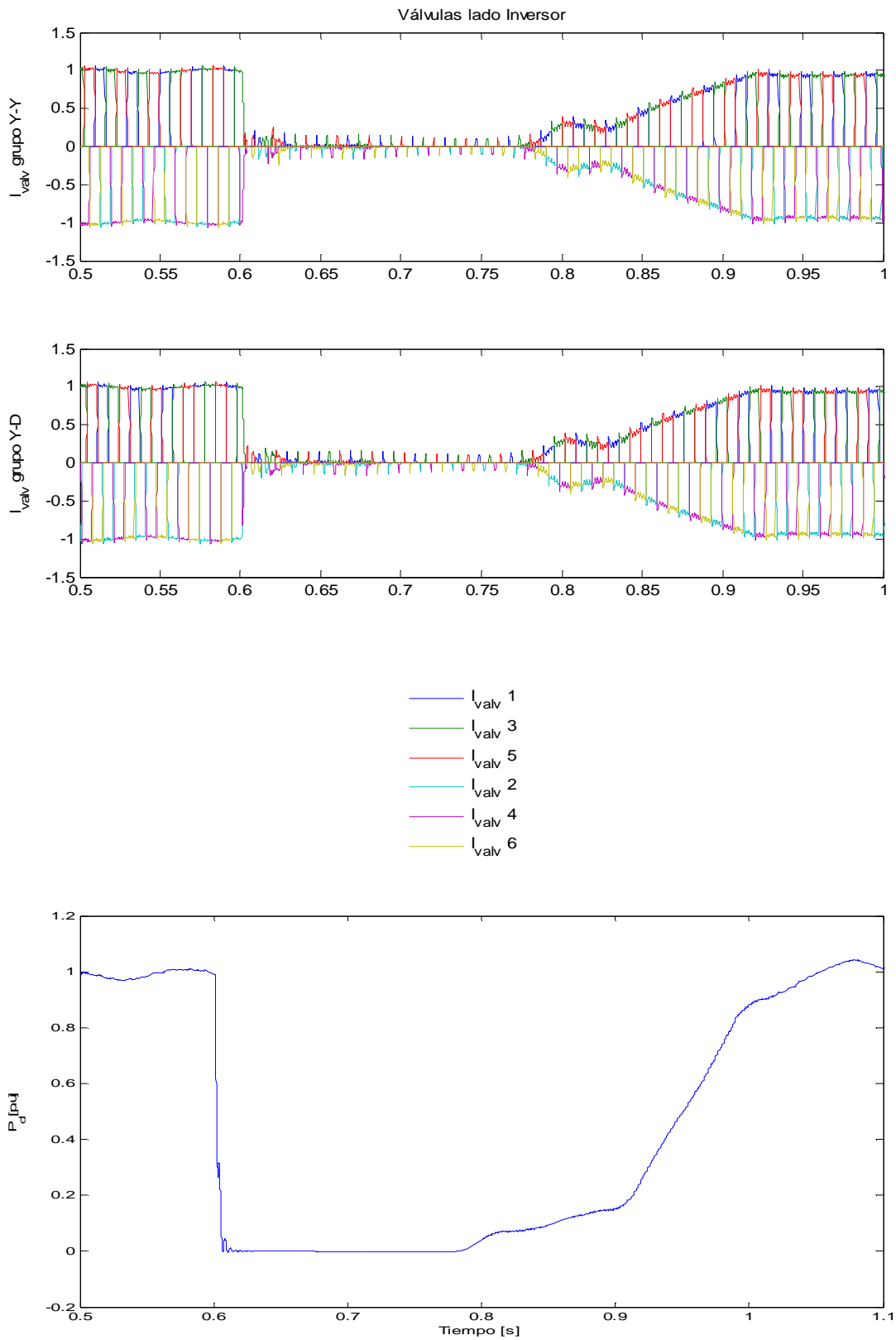


Figura D.8: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla en la línea DC (Sistemas AC fuertes, $I_{dmin}=0.3$ [p.u]).

D.1.3.2 $I_{dmin}=0.1$ [p.u]

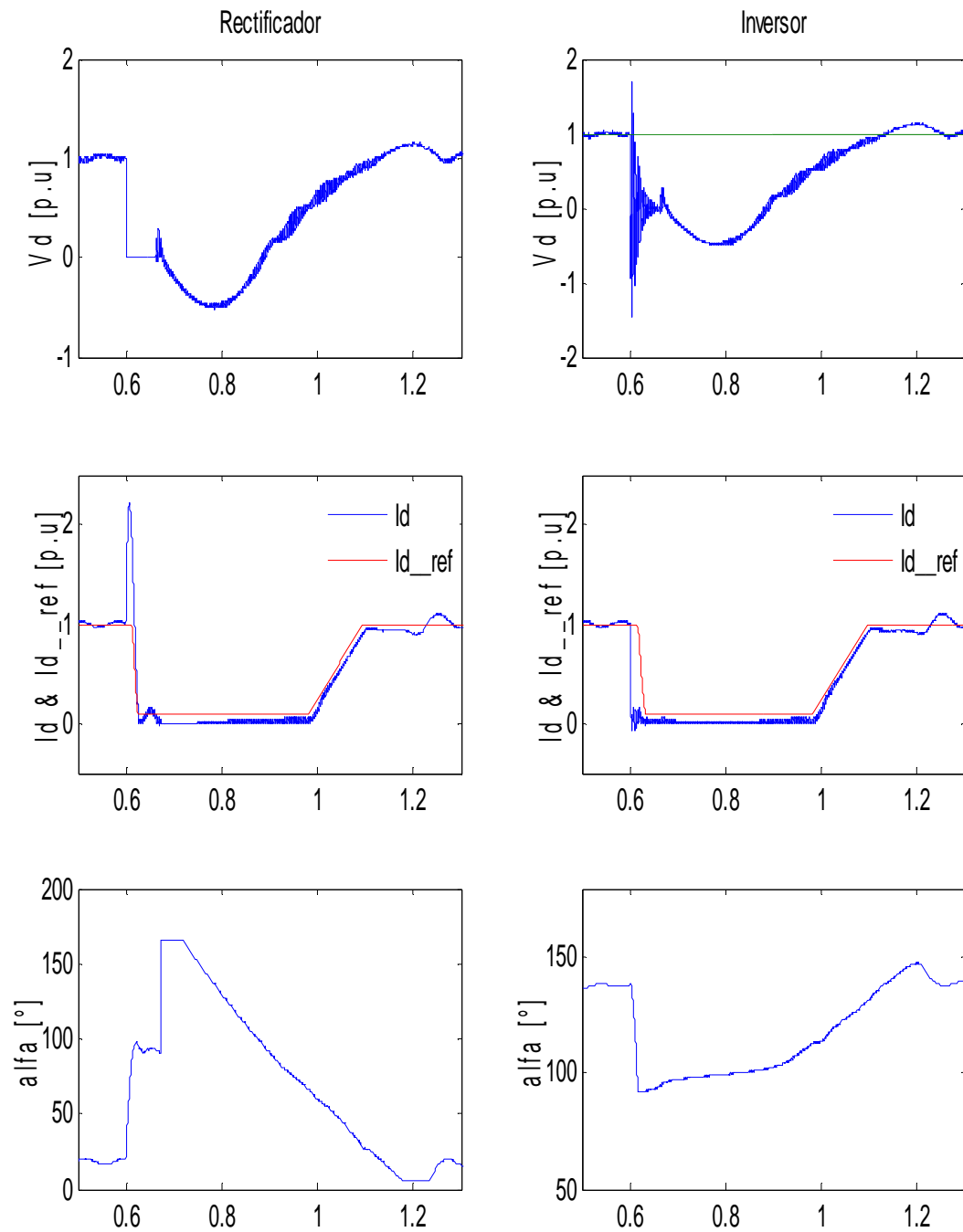


Figura D.9: V_d , I_d y α durante una falla en la línea DC con $I_{dmin}=0.1$ [p.u] para sistemas AC fuertes.

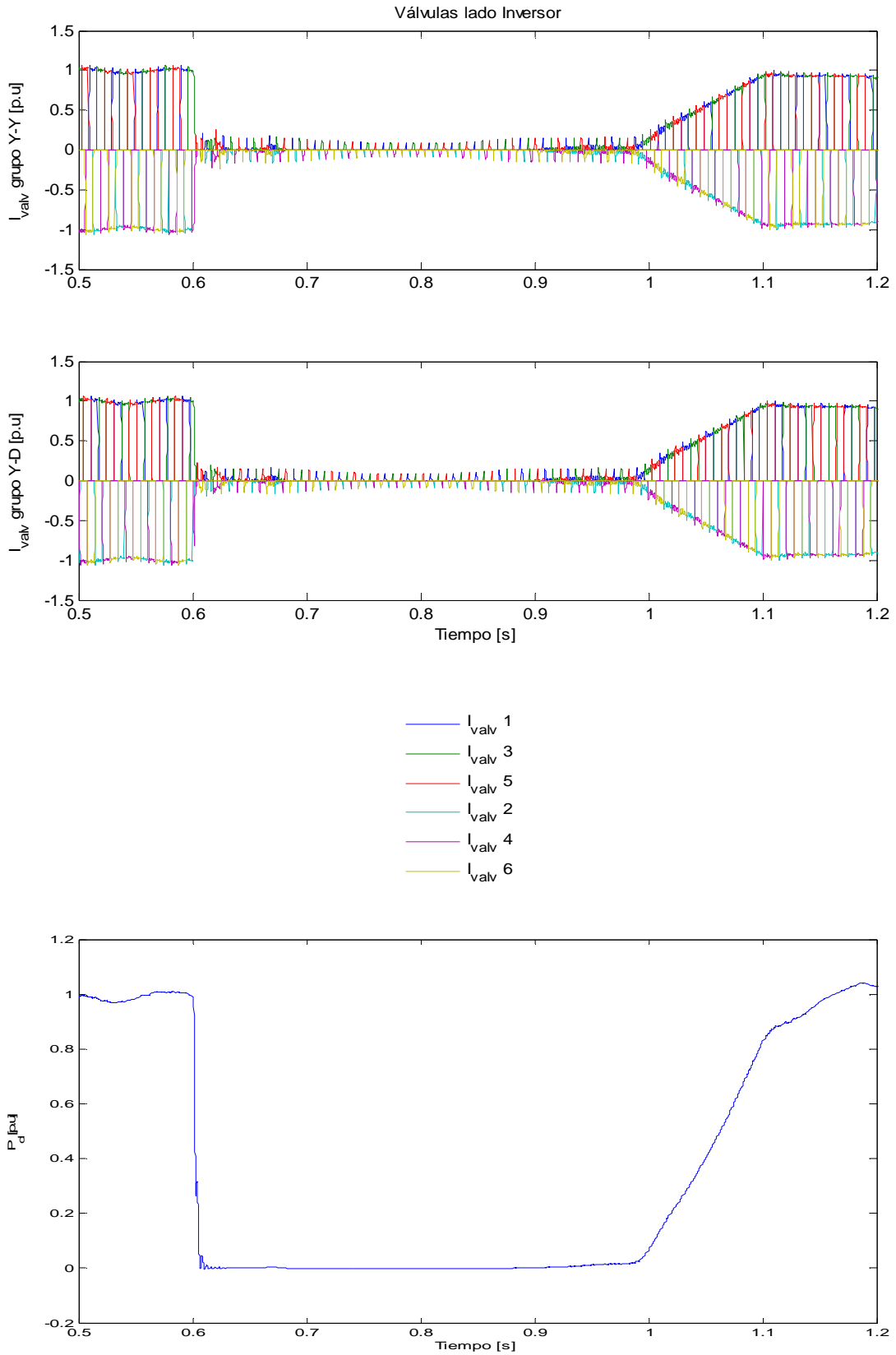


Figura D. 10: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla en la línea DC (Sistemas AC fuertes, $I_{dmin}=0.1$ [p.u.]).

D.2 Sistemas AC débiles

D.2.1 Falla monofásica lado inversor (fase "a")

D.2.1.1 $I_{dmin}=0.3$ [p.u]

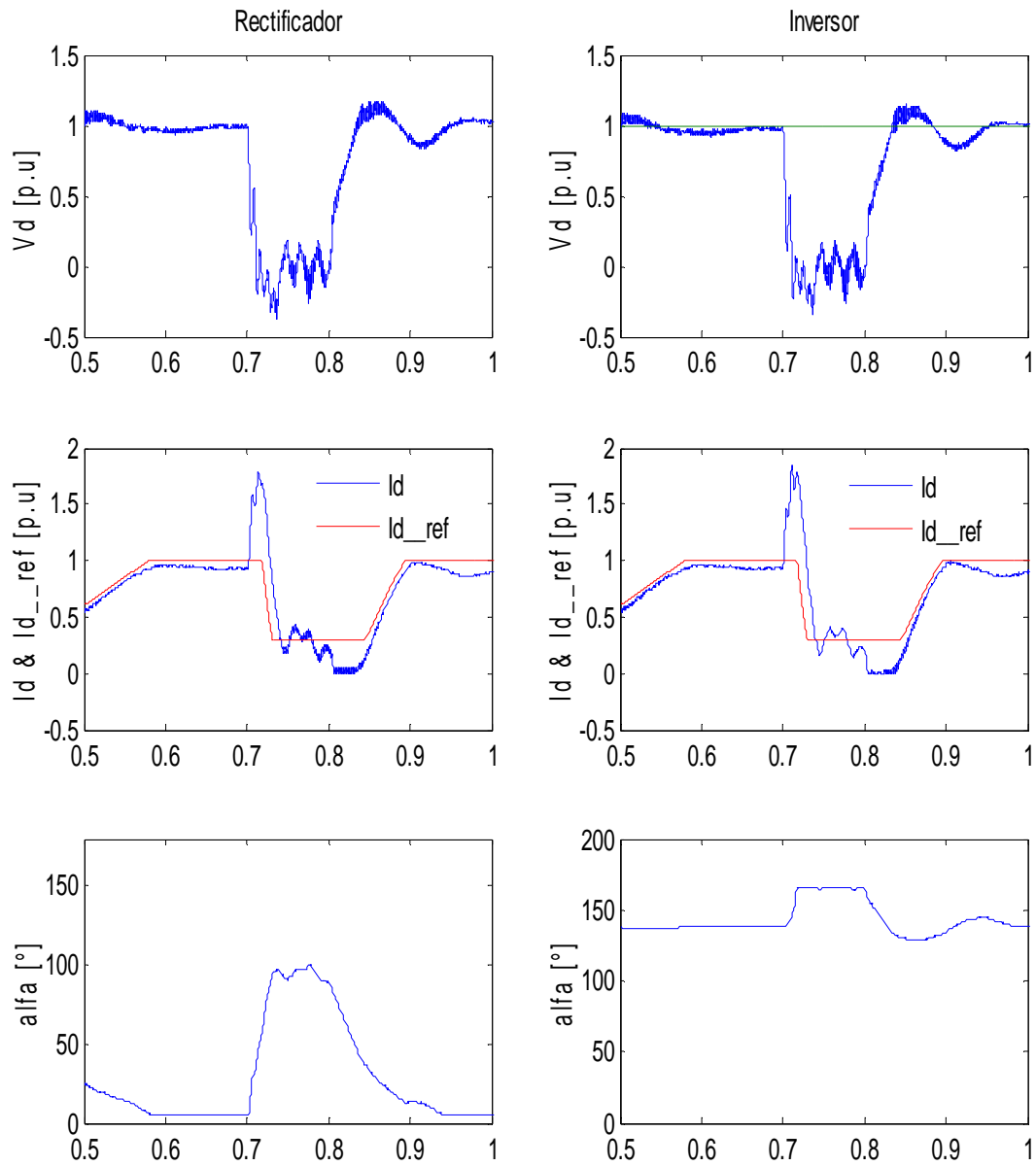


Figura D.11: V_d , I_d y α durante una falla monofásica en el inversor con $I_{dmin}=0.3$ [p.u] para sistemas AC débiles.

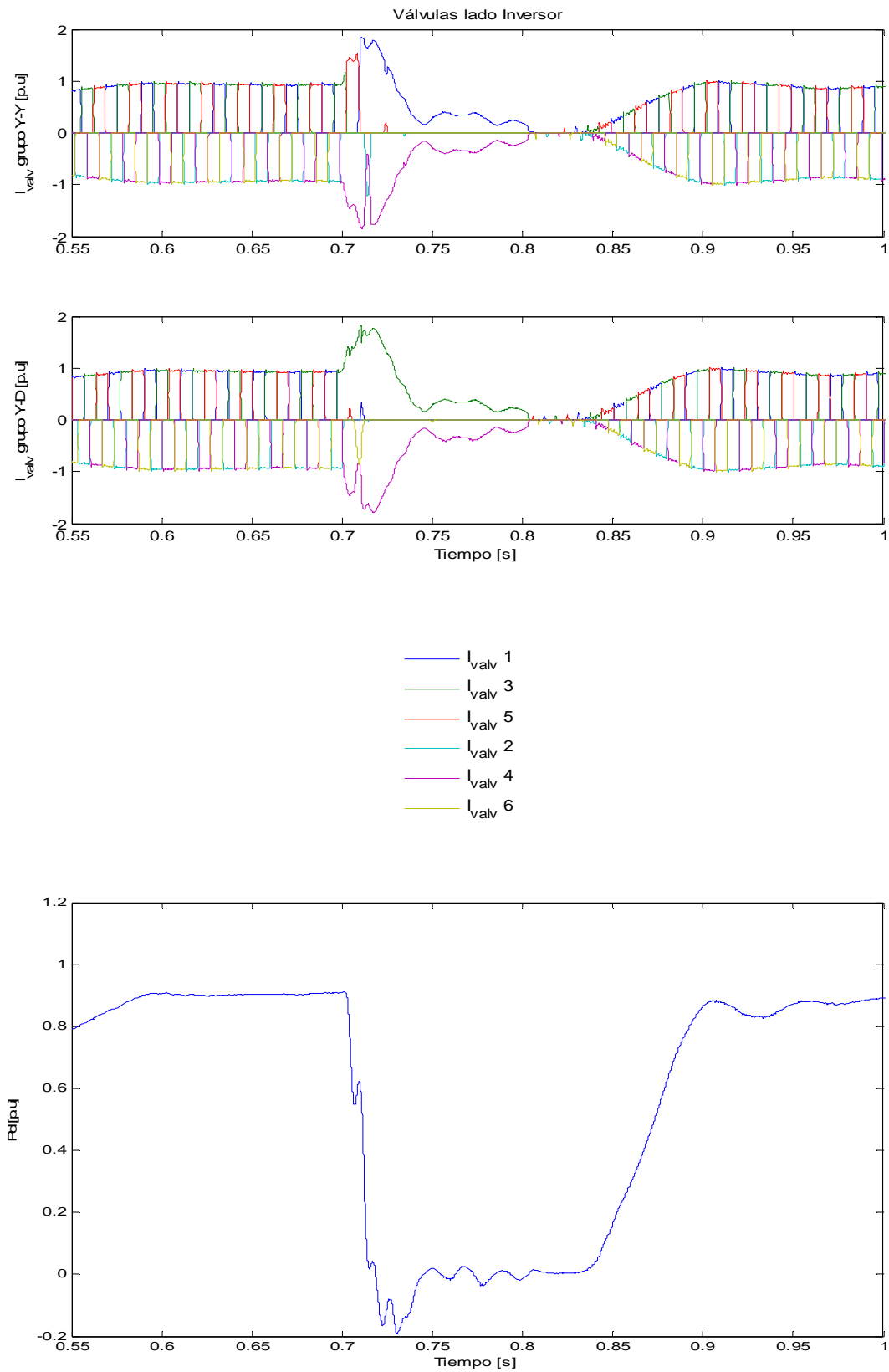


Figura D.12: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla monofásica en el inversor (Sistemas AC débiles, $I_{min}=0.3$ [p.u.]).

D.2.1.2 $I_{dmin}=0.1$ [p.u]

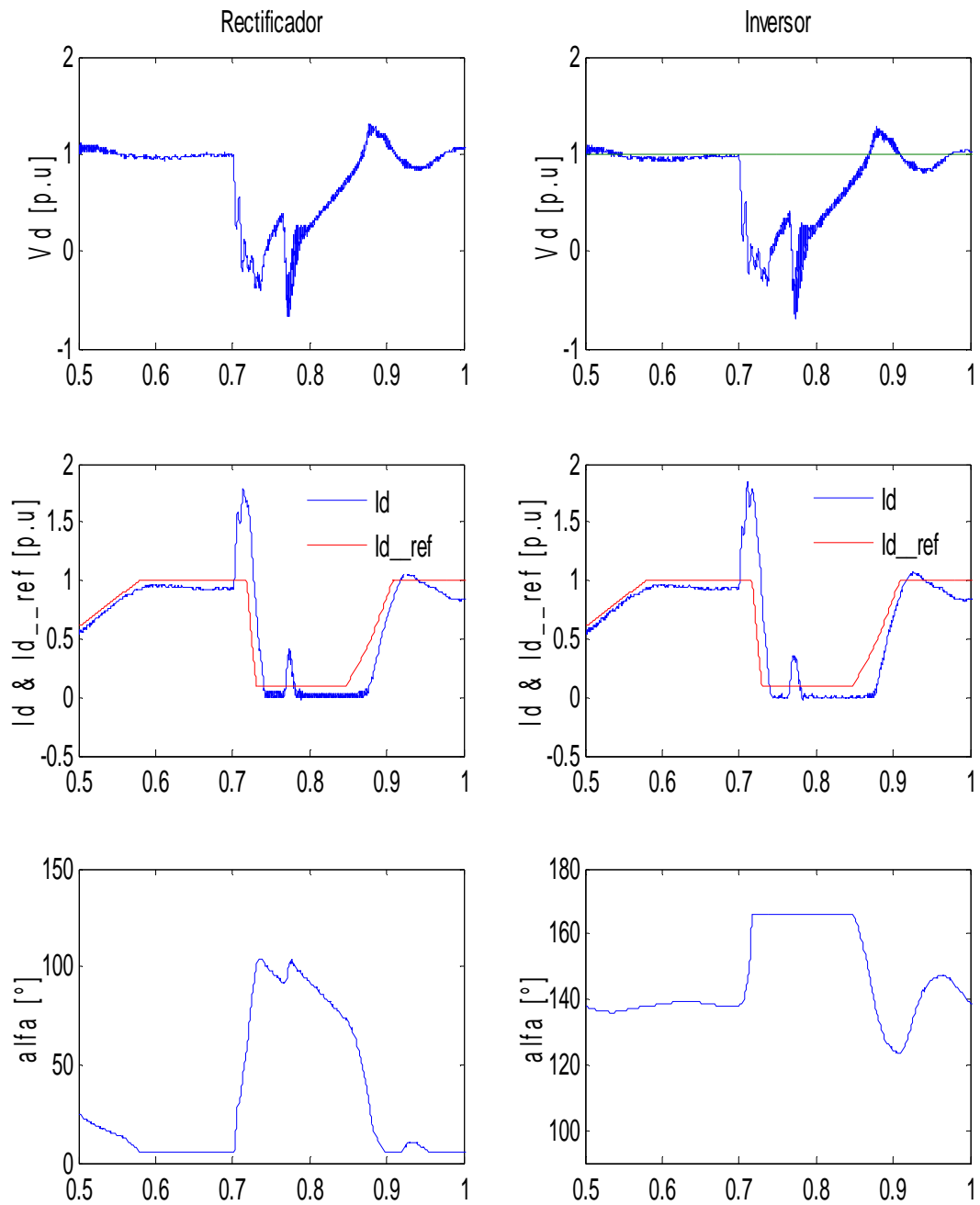


Figura D.13: V_d , I_d y α durante una falla monofásica en el inversor con $I_{dmin}=0.1$ [p.u] para sistemas AC débiles.

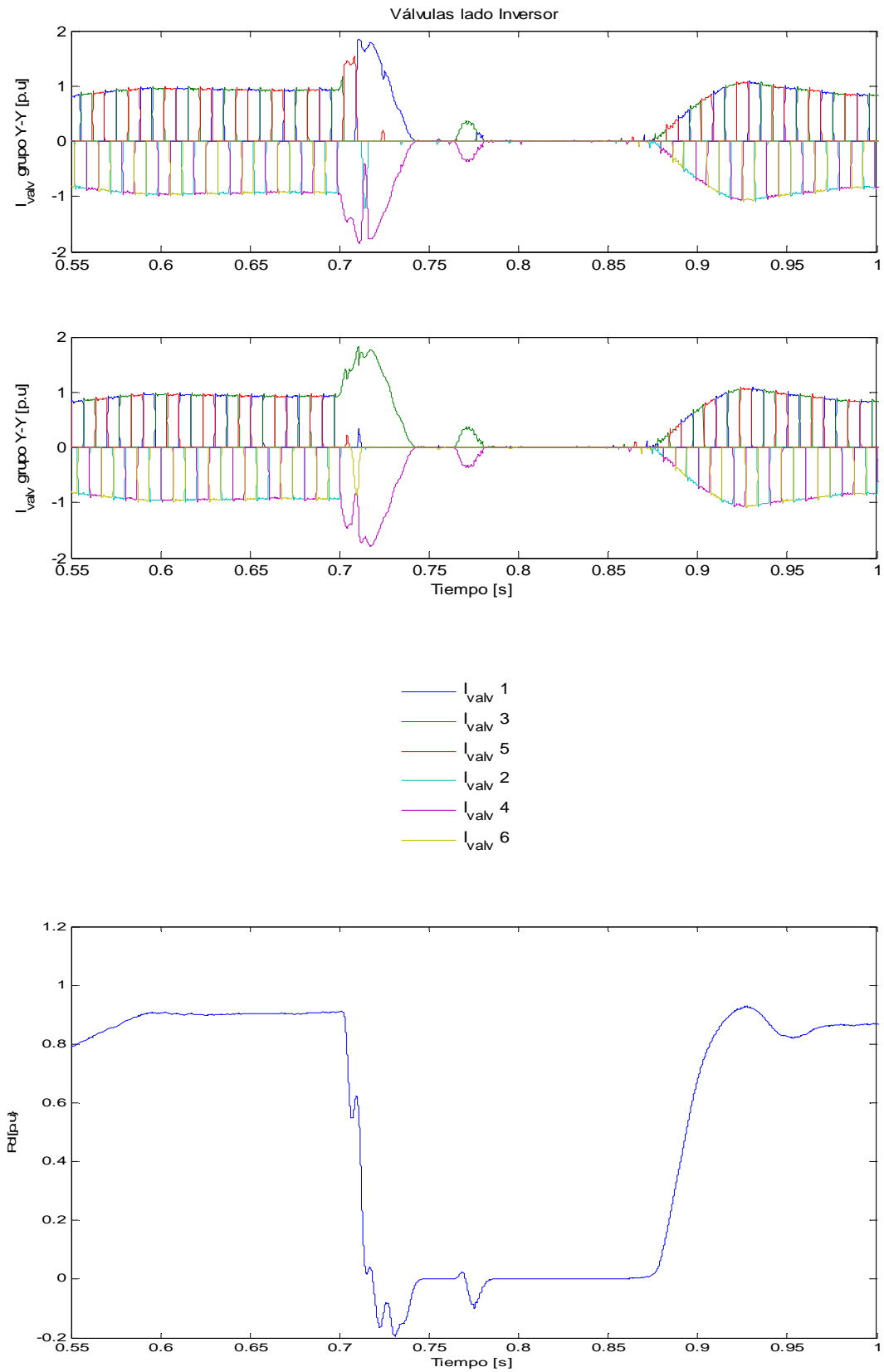


Figura D.14: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla monofásica en el inversor (Sistemas AC débiles, $I_{dmin}=0.1 [p.u.]$).

D.2.2 Falla monofásica lado rectificador (fase "a")

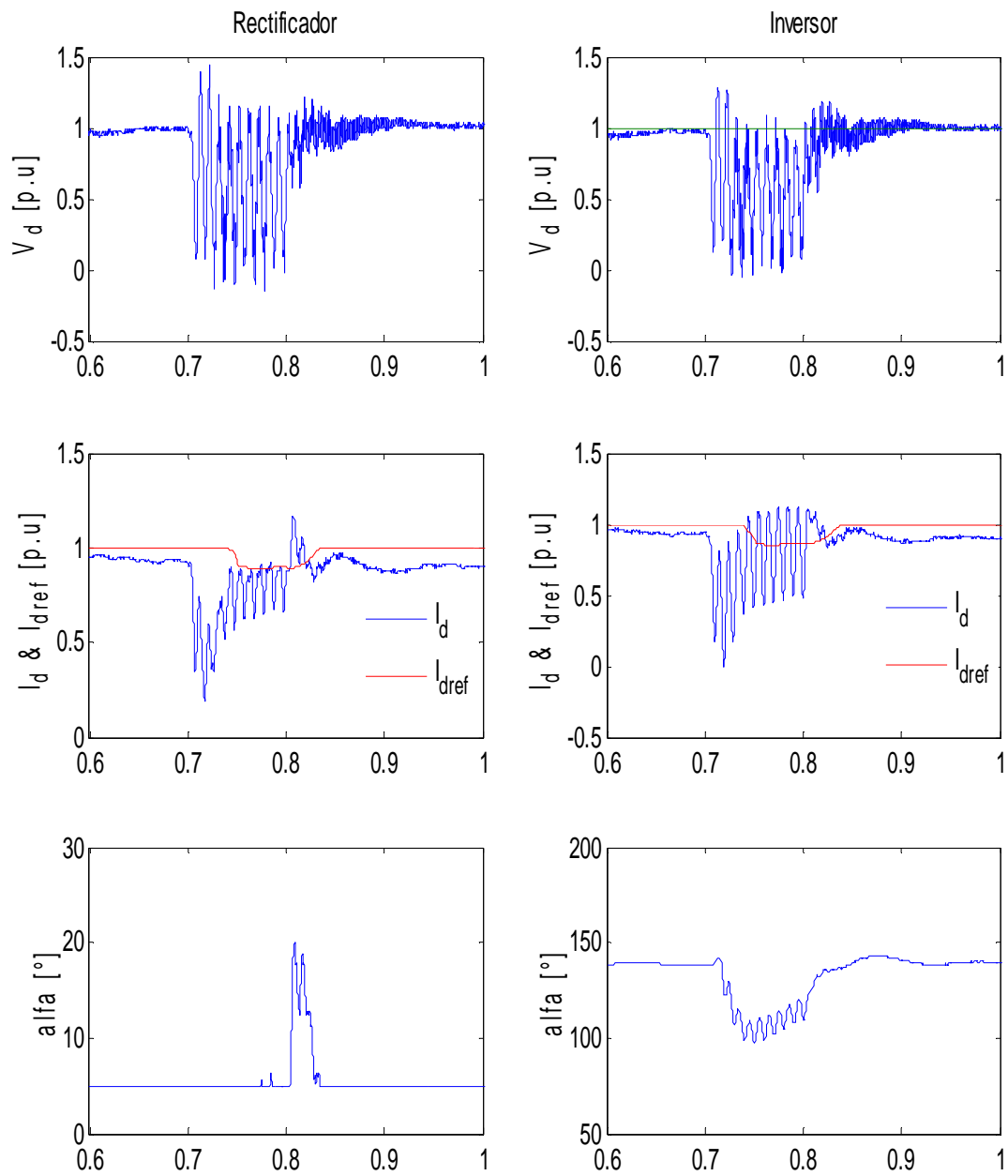


Figura D.15: V_d , I_d y α durante una falla monofásica en el rectificador con $I_{dmin}=0.3$ [p.u] para sistemas AC débiles.

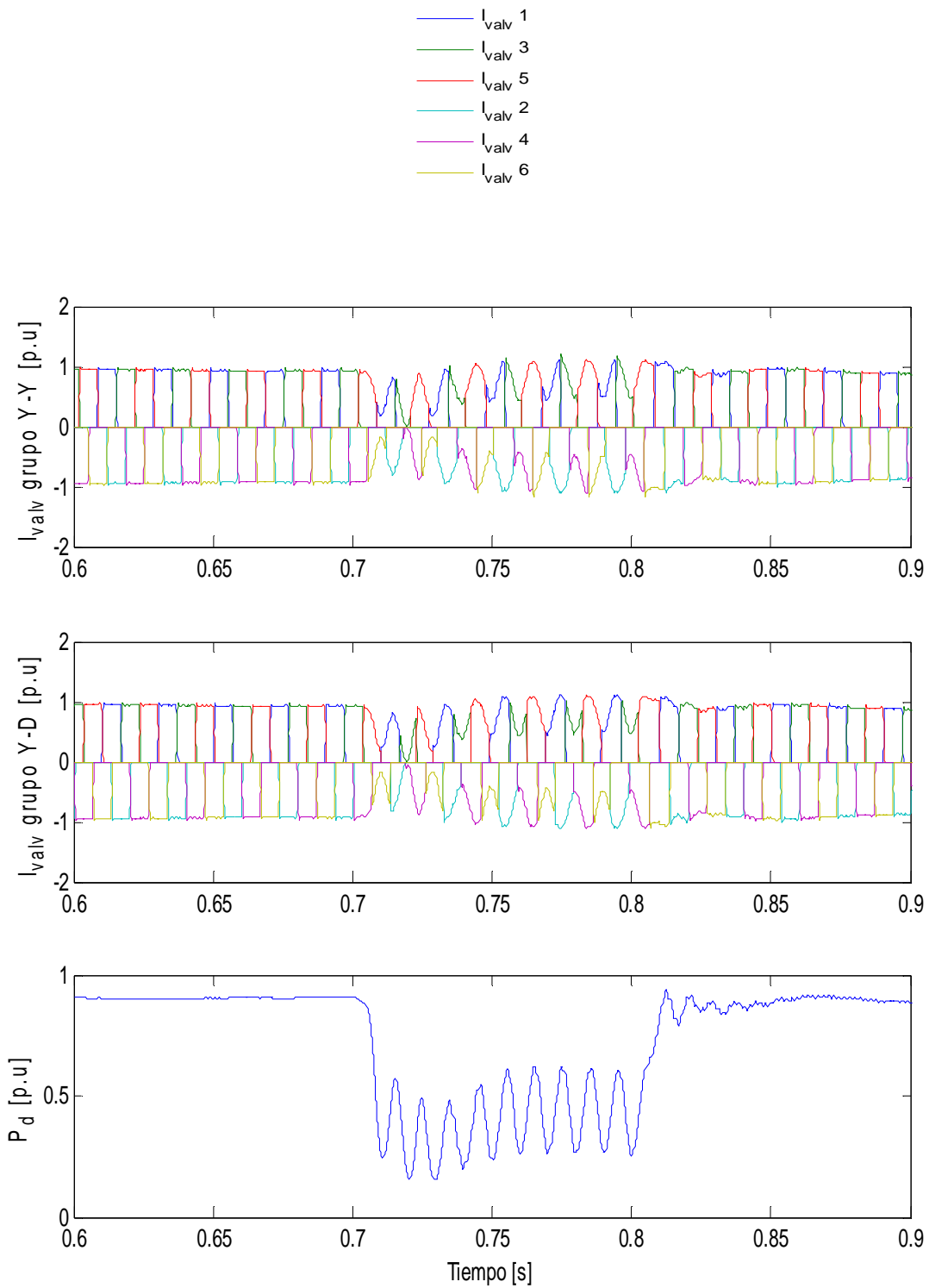


Figura D.16: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla monofásica en el rectificador (Sistemas AC débiles, $I_{dmin}=0.3$ [p.u]).

D.2.3 Falla línea DC

D.2.3.1 $I_{dmin}=0.3$ [p.u]

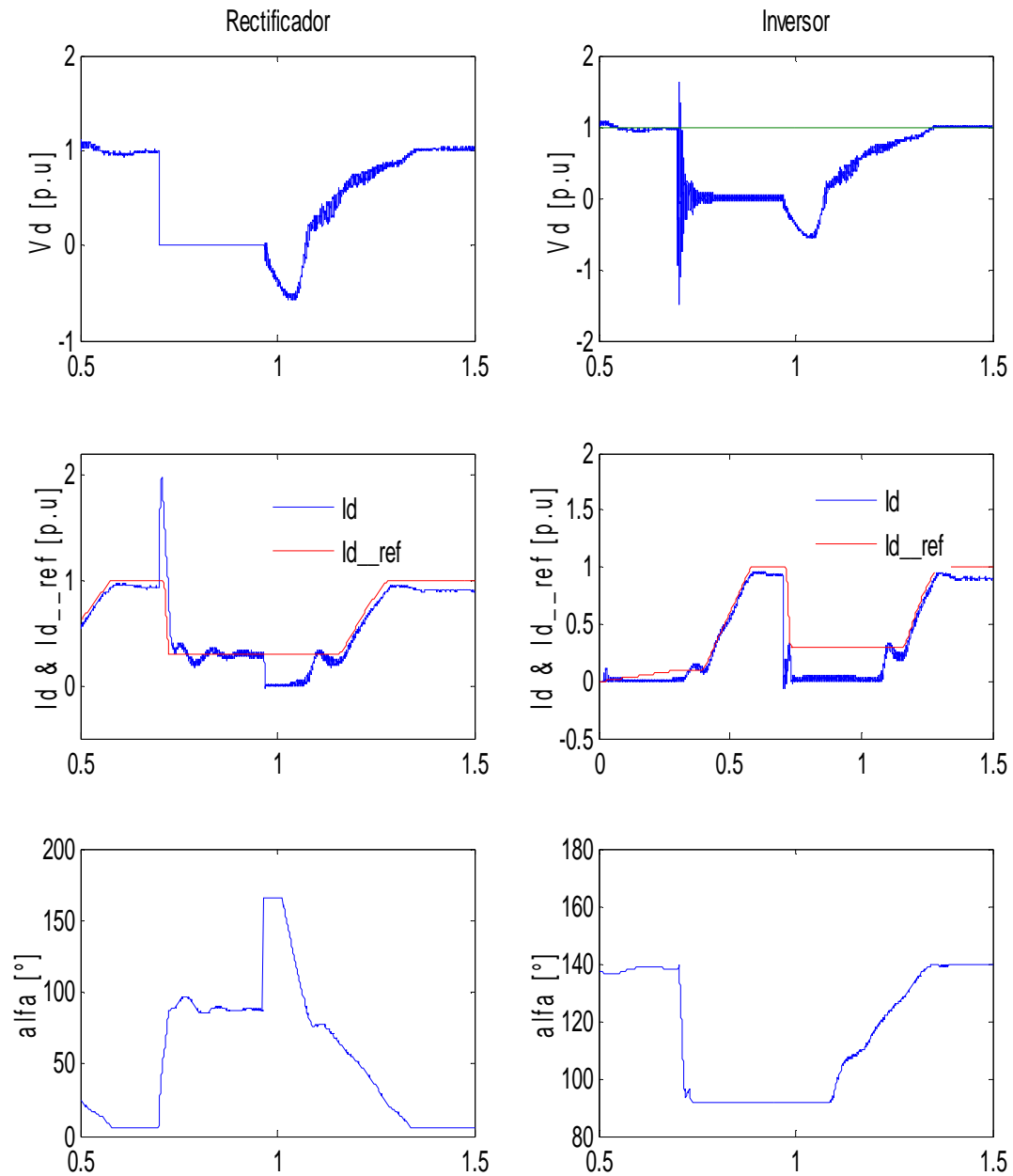


Figura D.17: V_d , I_d y α durante una falla en la línea DC con $I_{dmin}=0.3$ [p.u] para sistemas AC débiles.

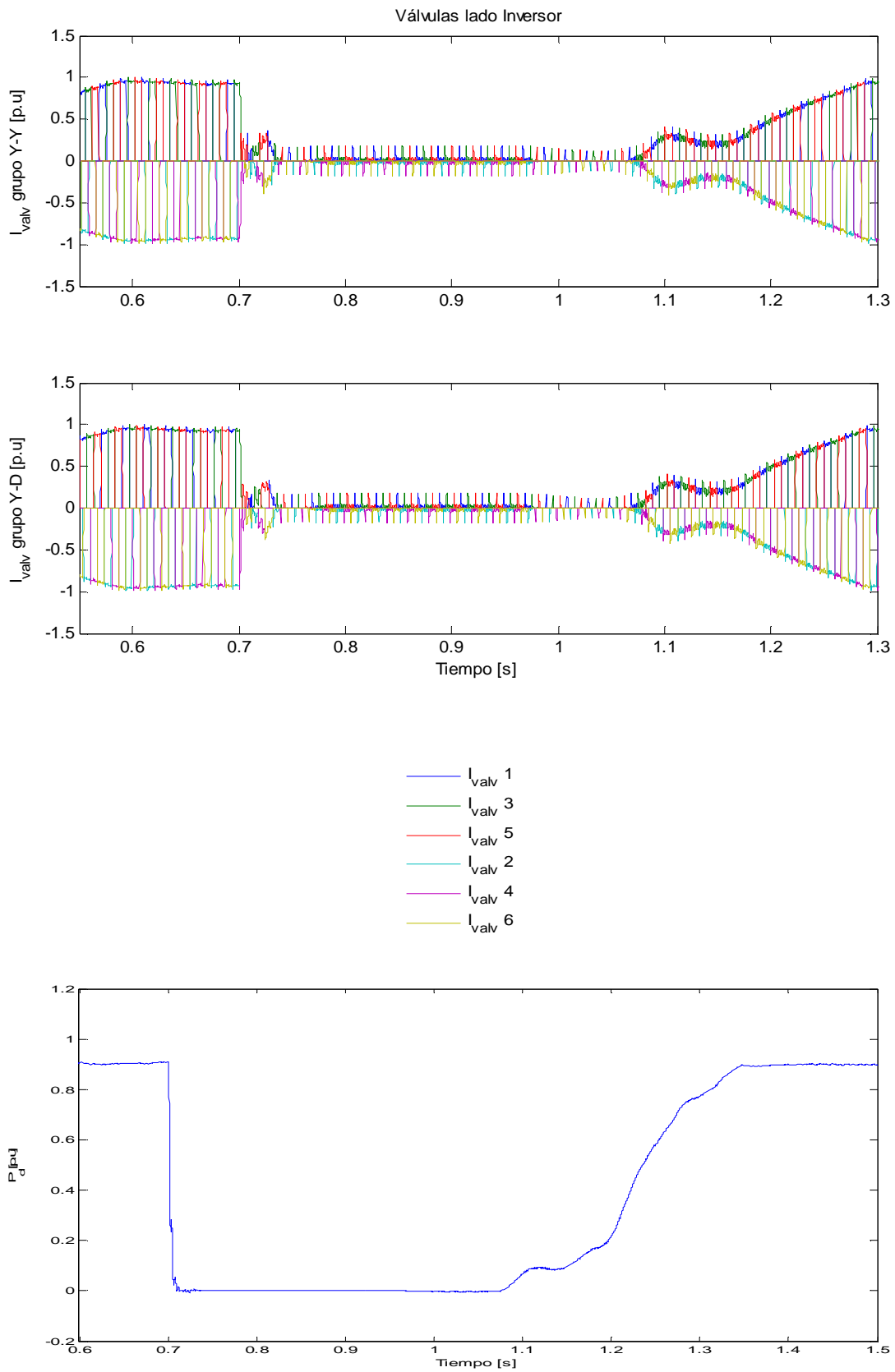


Figura D.18: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla en la línea DC (Sistemas AC débiles, $I_{dmin}=0.3$ [p.u]).

D.2.3.2 $I_{dmin}=0.1$ [p.u]

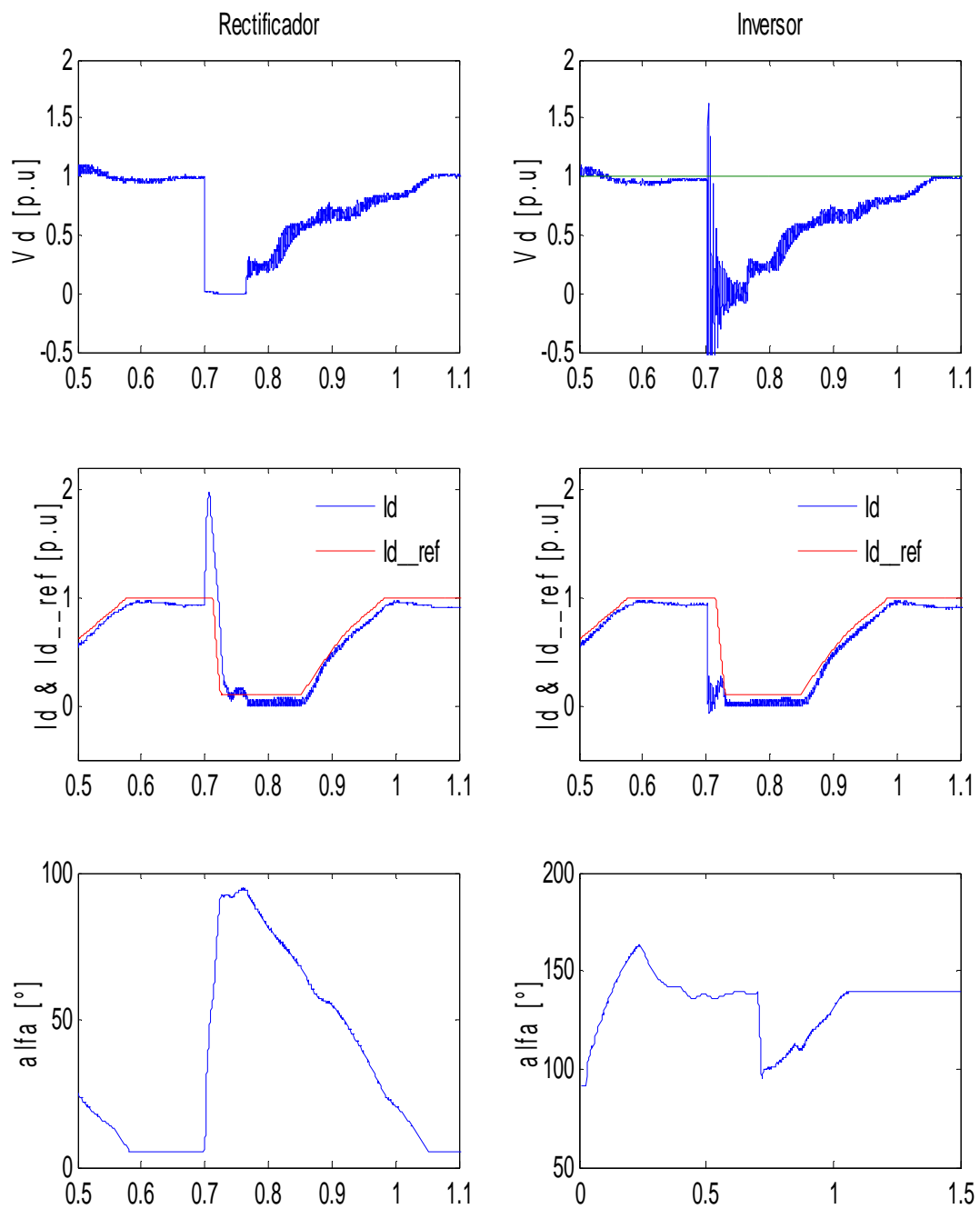


Figura D.19: V_d , I_d y α durante una falla en la línea DC con $I_{dmin}=0.1$ [p.u] para sistemas AC débiles.

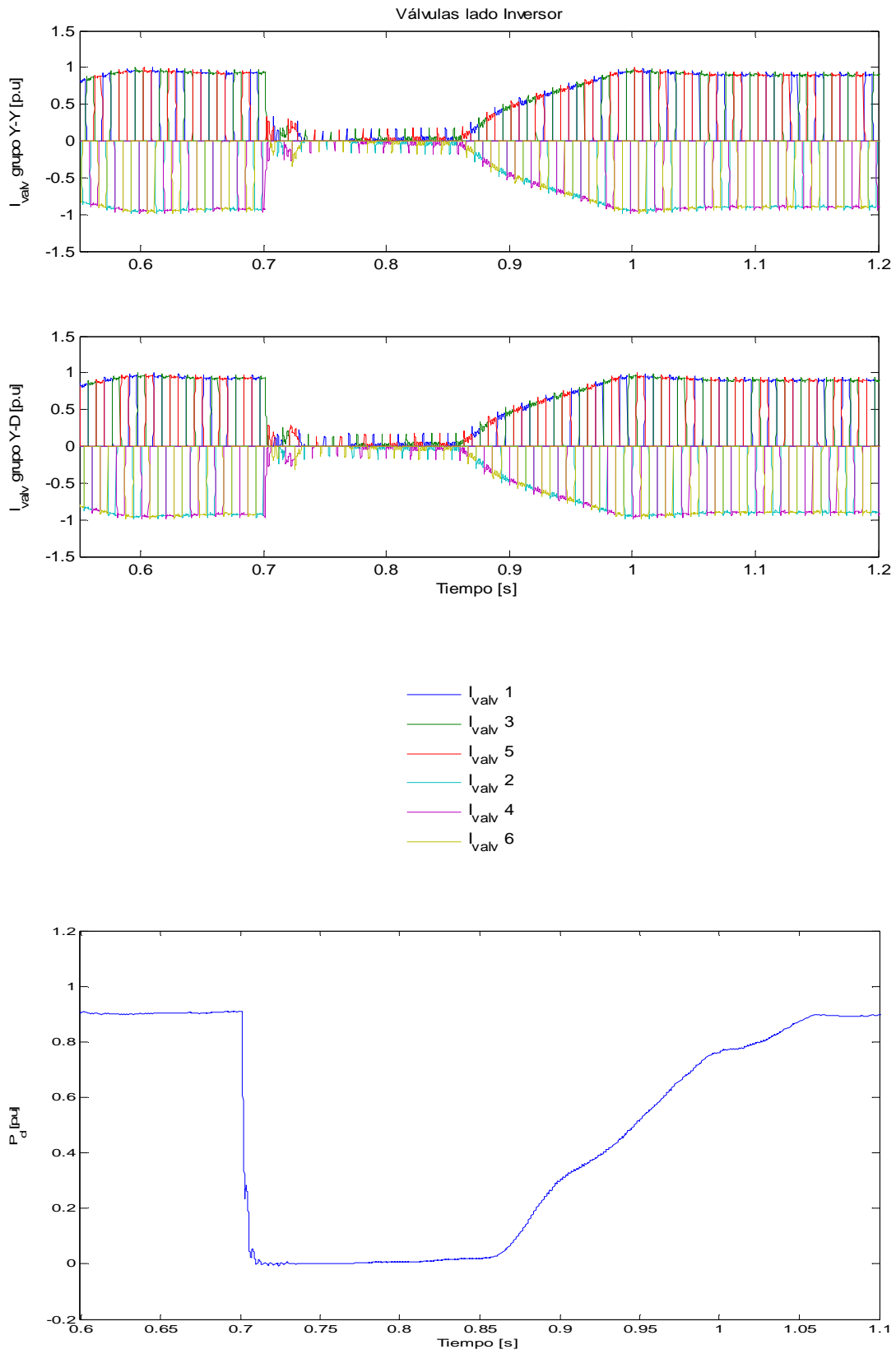


Figura D.20: Corriente por válvulas y potencia en el lado inversor durante una falla en la línea DC (Sistemas AC débiles, $I_{dmin}=0.1$ [p.u]).

Anexo E: Simulación operaciones de "switching"

E.1 Sistemas AC fuertes

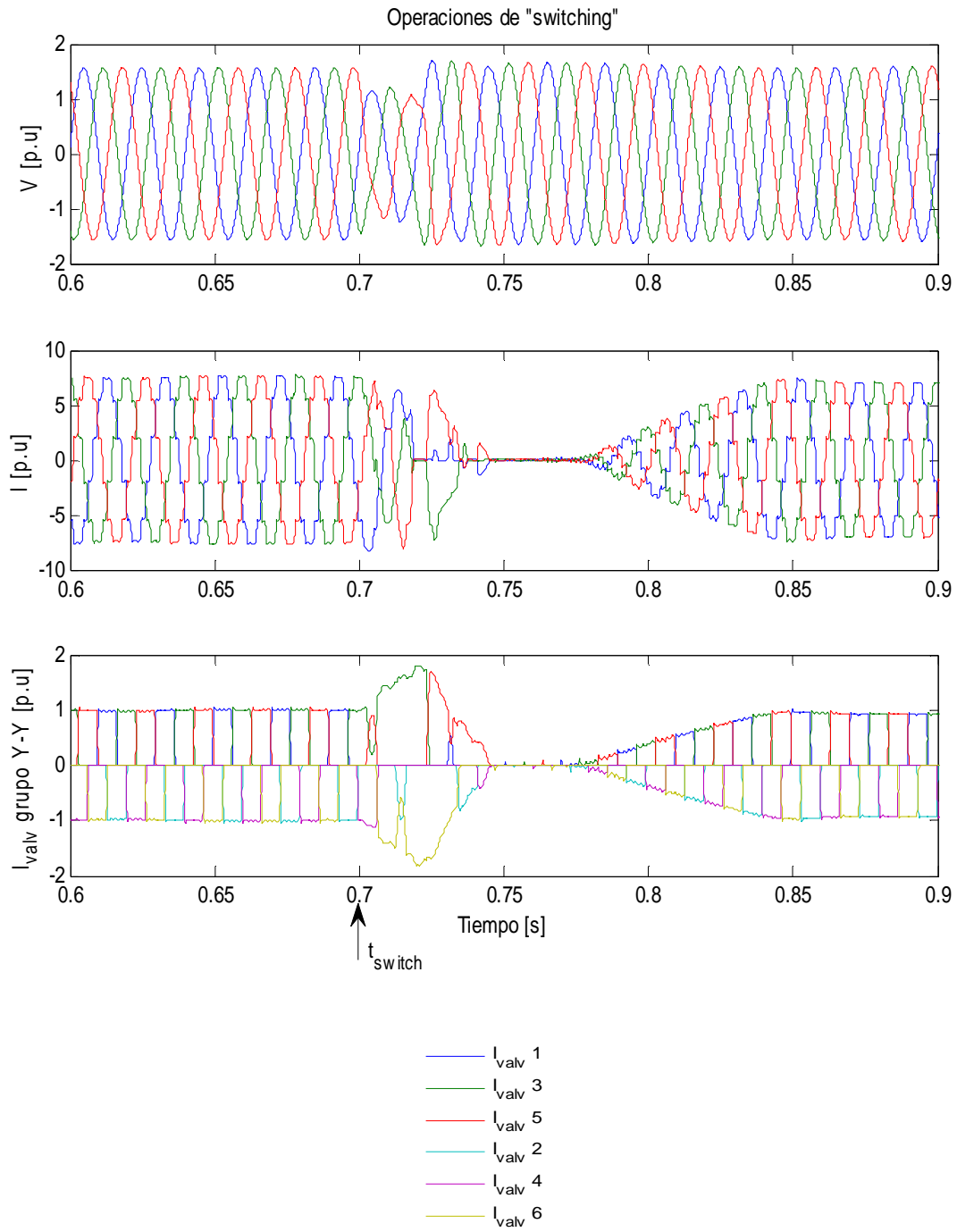


Figura E.1: Voltaje de conmutación, corriente de línea y corriente por las válvulas lado inversor (sistemas AC fuertes).

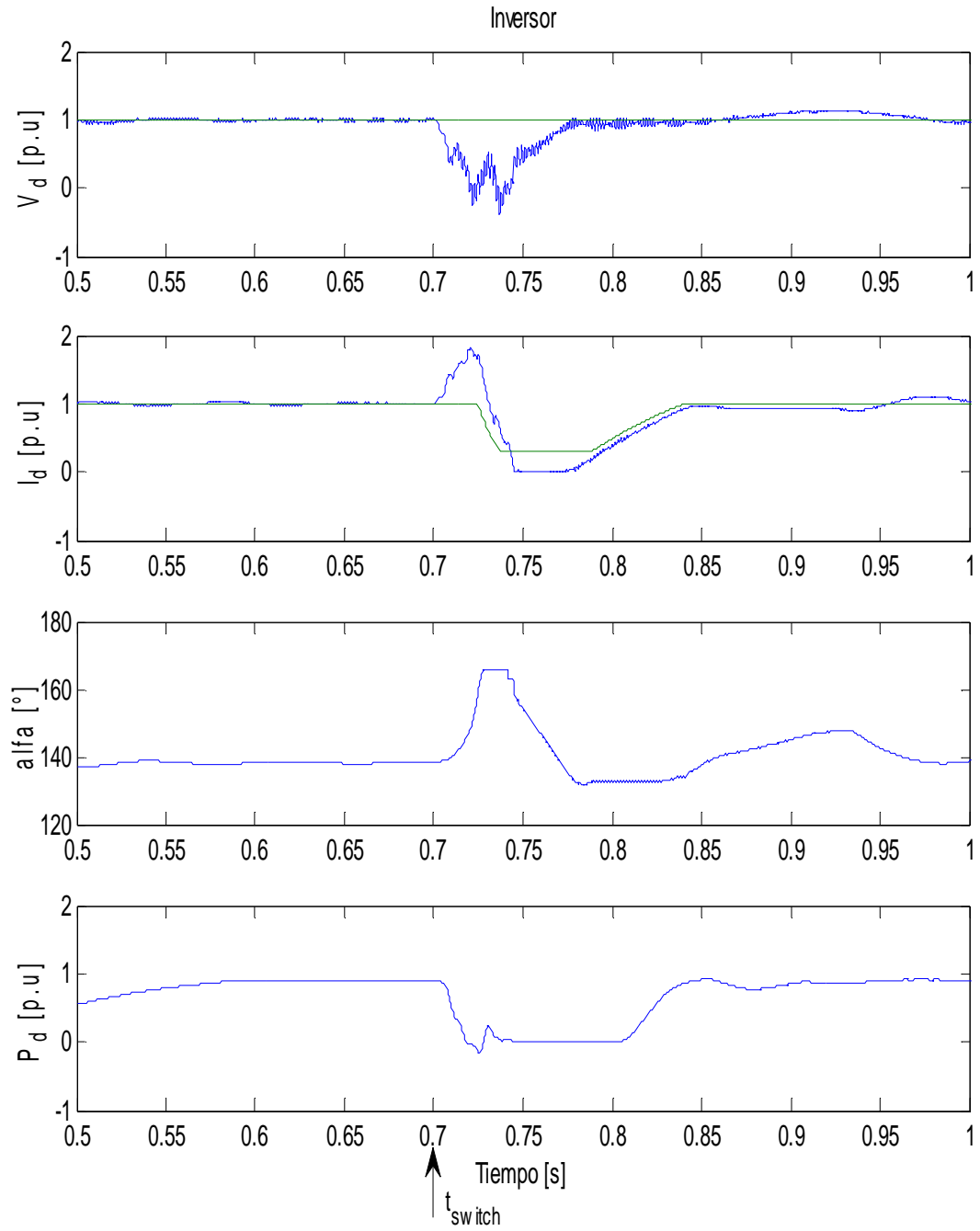


Figura E.2: V_d , I_d , α y potencia en el lado inversor (Sistemas AC fuertes).

E.2 Sistemas AC débiles

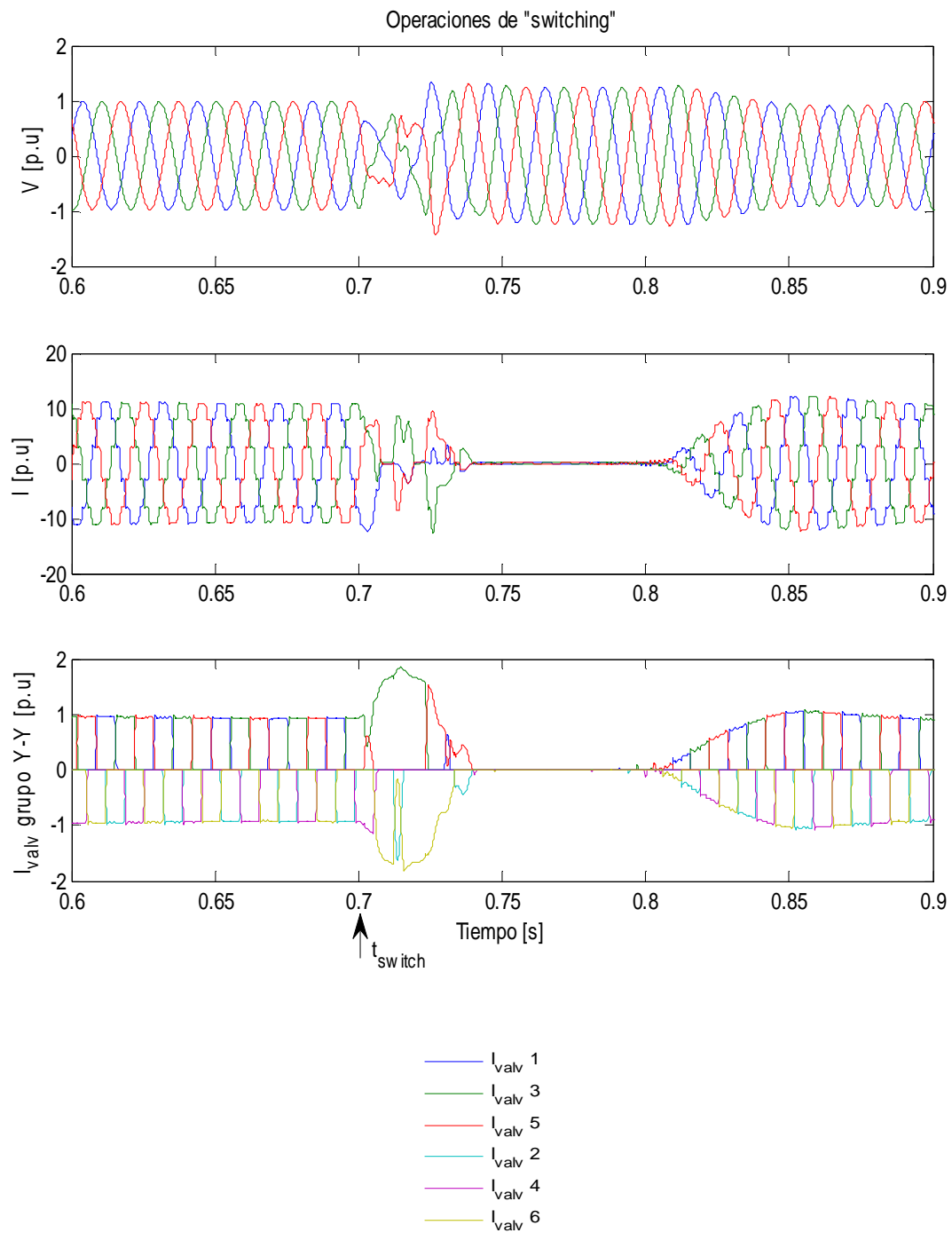


Figura E.3: Voltaje de conmutación, corriente de línea y corriente por las válvulas lado inversor (sistemas AC débiles).

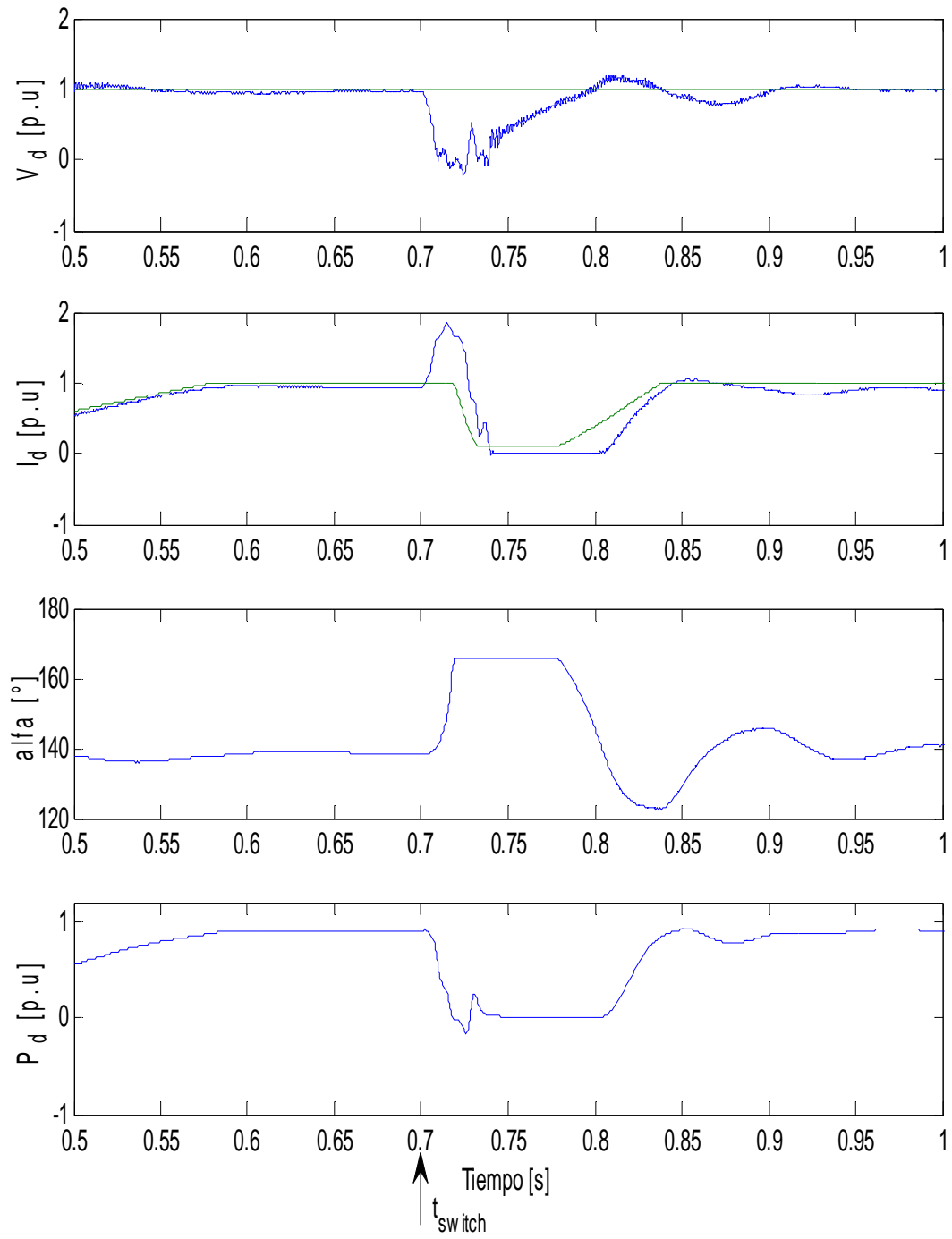


Figura E.4: V_d , I_d , α y potencia en el lado inversor (Sistemas AC débiles).

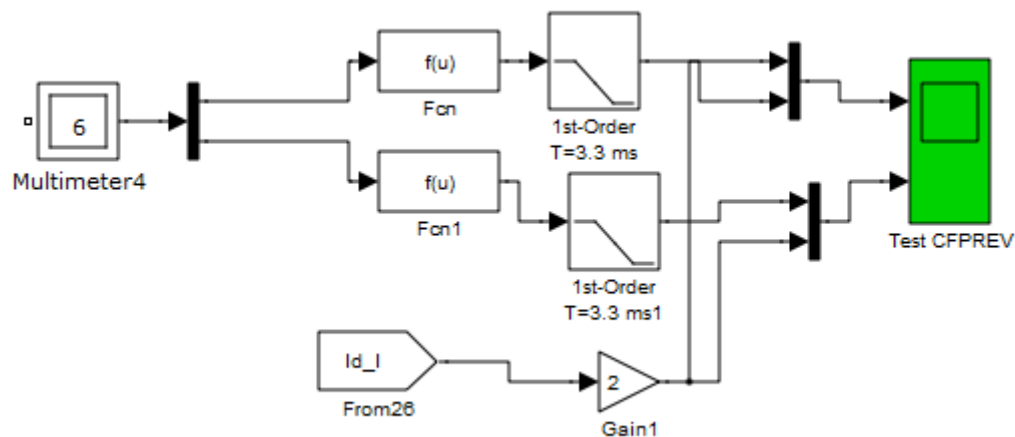
Anexo F: Método para testear fallas de conmutación y su mitigación.

F.1 Sistemas débiles

F.1.1 Falla monofásica

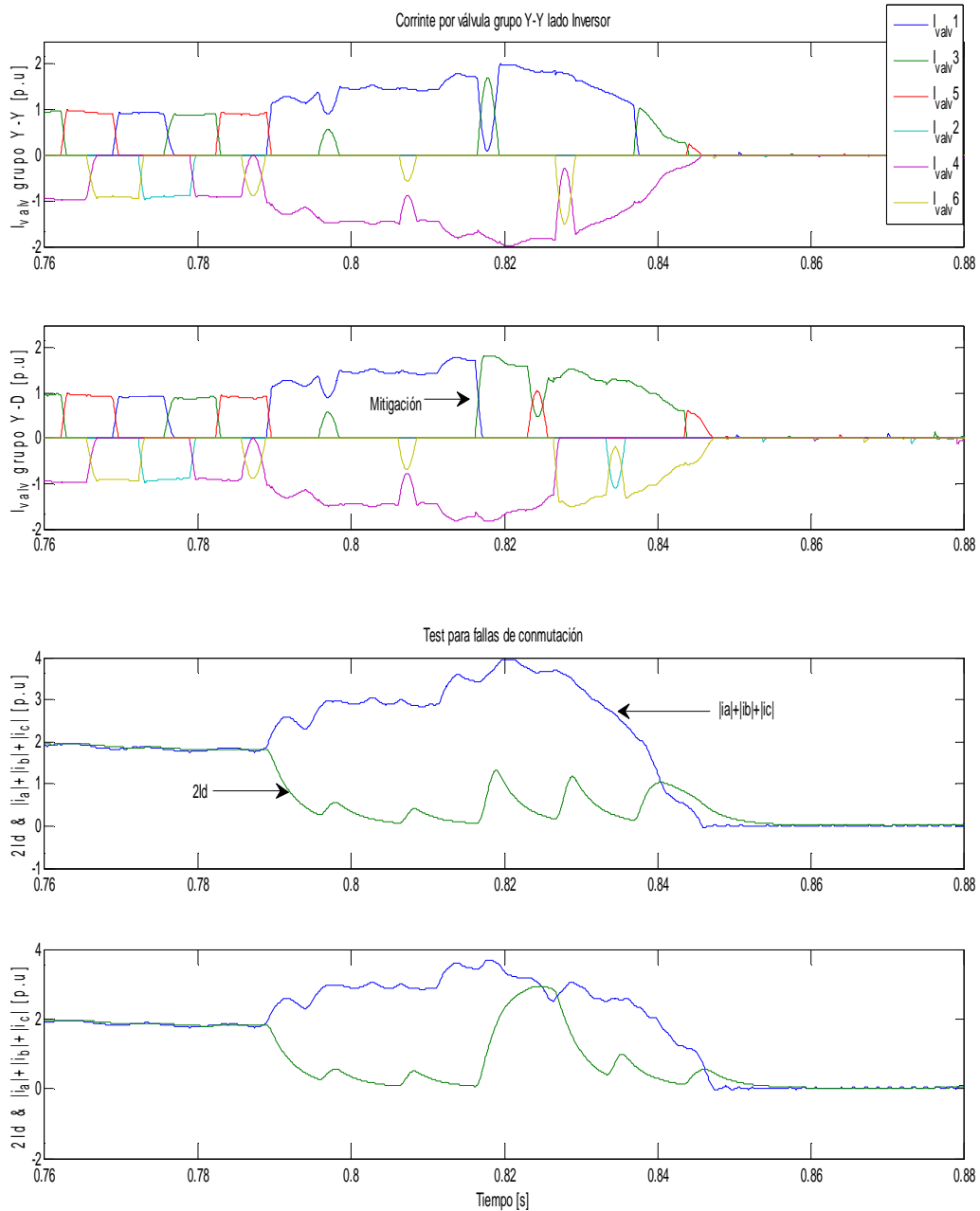
En la figura se tiene la gráfica de la corriente por las válvula del grupo Y-Y del lado inversor, cuando ocurre una falla monofásica a tierra que dura 100 ms. En el primer caso opera sólo la función VDCOL (gráfica superior); en el segundo caso se aplica el módulo CFPREV. Se puede apreciar que aproximadamente en $t=0.79s$, la corriente que debe conmutar desde la válvula 1 a la 3 no lo hace; lo mismo ocurre con la conmutación de la válvula 4 a la 6. En este momento comienza la falla de conmutación y se produce un cortocircuito en el puente (se quedan conduciendo la válvula 1 y 4) que dura aproximadamente 50 ms. Durante este tiempo, la potencia transmitida por este puente es cero.

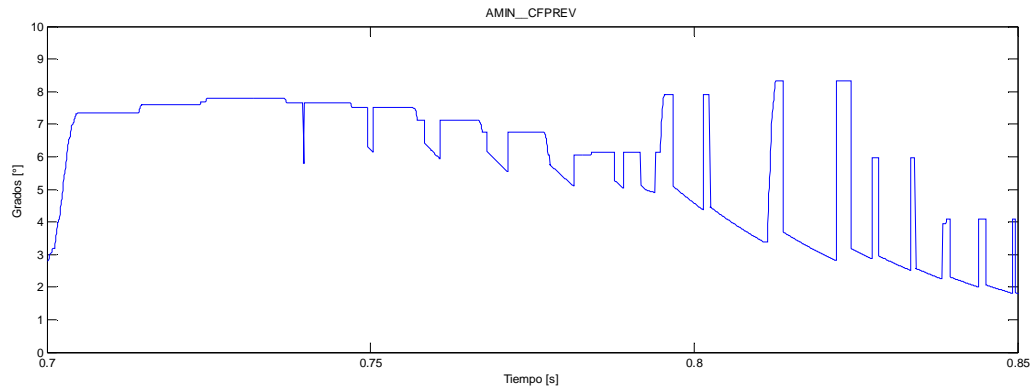
Para implementar la detección de fallas de conmutación en Matlab, se utiliza el siguiente esquema:



El multímetro recolecta las medidas de las corrientes por los enrollados del transformador del grupo Y-Y e Y-D, luego se aplica la relación que permite detectar la falla y se filtra la señal (filtro pasa-bajo con una constante de tiempo de 3.3ms). Finalmente se observa la corriente directa medida en el lado inversor y se comparan ambas señales.

Se puede apreciar en la figura de abajo que este método para detectar las fallas resulta muy evidente y permite contabilizar los tiempos que duran éstas. Así, es posible estudiar el efecto de mitigación que tiene el módulo CFPREV.

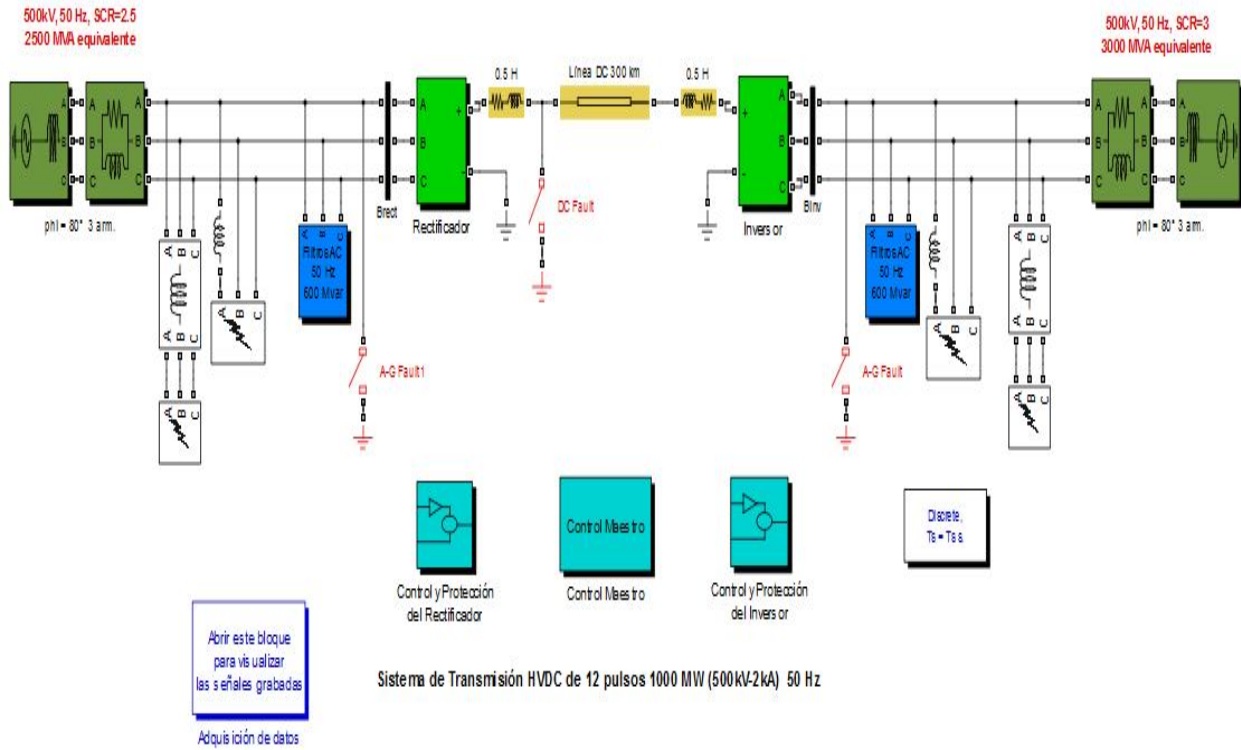




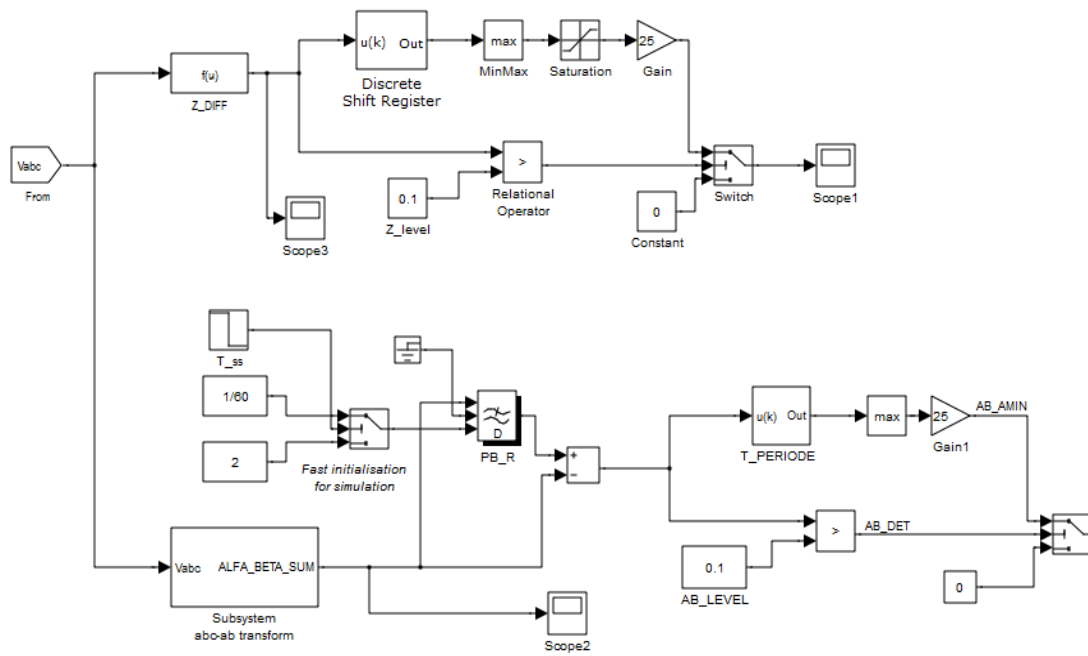
Mediante la figura de arriba es posible analizar cómo responde el modulo CFPREV durante la contingencia en el sistema AC del lado inversor. Se muestra el ángulo que se resta al ángulo de disparo ordenado por el sistema de control.

Anexo G: Modelación en MATLAB/SIMULINK

G.1 Sistema de prueba



G.2 Módulo CFPREV



G.3 Función VDCOL

