

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TESIS

**“MODELO MATEMÁTICO Y SIMULACIÓN DE SSSC APLICADO EN LA MITIGACIÓN
DEL FENÓMENO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA”**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN CIENCIAS EN
INGENIERÍA ELÉCTRICA CON MENCIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA**

ELABORADO POR:

CRISTIAN ANDRE DE LA TORRE UGARTE CHINCHAY

ASESOR:

Dr. Rodolfo Manuel Moreno Martinez

LIMA – PERÚ

2023

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a mi hija Isabella y a mi esposa Daniela, mis dos grandes amores, ya que gracias a ellas me siento constantemente motivado a querer ser una mejor versión de mí mismo.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios por las muchas bendiciones que ha traído a mi vida, entre ellas, el darme la oportunidad de estudiar la maravillosa carrera de ingeniería eléctrica.

A mis padres, por ser para mí un ejemplo de esfuerzo y perseverancia y por su apoyo y amor incondicionales.

A mi asesor, el Dr. Rodolfo Moreno por su buena disposición y paciencia y por qué sus consejos me permitieron enriquecer este trabajo.

Este trabajo fue financiado por Fondecyt-Concytec en el marco de la convocatoria 041-01 con número de contrato: Contrato 176-2018 Fondecyt.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	3
ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	3
1.1 Antecedentes bibliográficos	3
1.2 Descripción de la realidad problemática.....	12
1.3 Formulación del problema.....	13
1.4 Justificación e importancia de la investigación	13
1.4.1 Justificación de la investigación.....	13
1.4.2 Importancia de la investigación.....	13
1.5 Objetivos.....	14
1.5.1 Objetivo general	14
1.5.2 Objetivos específicos.....	14
1.6 Hipótesis.....	15
1.7 Variables e indicadores.....	15
1.7.1 Variables	15
1.7.1.1 Variable independiente.....	15
1.7.1.2 Variable dependiente	15
1.7.2 Indicadores.....	15
1.7.2.1 Indicadores de las variables independientes	15
1.7.2.2 Indicadores de las variables dependientes	15
1.8 Unidad de análisis.....	16
1.9 Tipo y nivel de investigación	16
1.9.1 Tipo de investigación.....	16
1.9.2 Nivel de investigación	16
1.10 Periodo de análisis	16
1.11 Fuentes de información e instrumentos utilizados	17
1.12 Técnicas de recolección y procesamiento de datos.....	17
CAPITULO II.....	18
MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL.....	18

2.1 Convertidores VSC Multinivel.....	18
2.1.1 Topología Puente H en cascada (CHB)	19
2.1.2 Topología Modular Multinivel (MMC).....	21
2.2 Técnicas de conmutación	23
2.2.1 Técnica de control de vector más cercano (NVC)	25
2.3 El fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS).....	26
2.3.1 Descripción general del fenómeno	26
2.3.2 Medidas de mitigación para el fenómeno	28
CAPÍTULO III.....	30
DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS.....	30
3.1 Metodología del desarrollo del trabajo	30
3.2 Análisis matemático e implementación computacional del sistema de prueba	31
3.2.1 Análisis torsional de la turbina	31
3.2.2 Implementación a nivel de simulación del sistema de prueba.....	37
3.3 Técnicas de control del convertidor.....	39
3.3.1 Algoritmo de la técnica NVC	39
3.3.2 Algoritmo de la técnica de balanceo de tensión en los capacitores	44
3.3.3 Implementación en Simulink de la técnica de conmutación NVC	48
3.3.4 Implementación en Simulink de la técnica de balanceo de tensión en los condensadores	50
3.4 Estructura de control del convertidor.....	53
3.4.1 Esquema de control del lazo cerrado de fase (PLL)	54
3.4.2 Lazo de control de voltaje en el eje directo	63
3.5 Estrategia de control para mitigación del fenómeno de RSS.....	70
3.5.1 Relación entre la impedancia de red y el factor de amortiguamiento sobre las oscilaciones subsíncronas	71
3.5.2 Medición de las componentes subsíncrona y supersíncrona de las corrientes de fase	80
3.5.3 Cálculo de la reactancia subsíncrona y supersíncrona de referencia para el control de mitigación de RSS del SSSC.....	83
3.5.3.1 Cálculo de la reactancia de referencia para los casos 1 y 3	86
3.5.3.2 Cálculo de la impedancia de referencia para los casos 2 y 4.....	87
3.5.4 Esquema de control para mitigación del fenómeno de RSS	88
CAPÍTULO IV	90
ANÁLISIS Y RESULTADOS	90
4.1 Definición de casos de análisis	90

4.2	Resultados de los casos propuestos.....	91
4.2.1	Caso 1 – Sistema de prueba con compensación serie de 50%	92
4.2.2	Caso 2 – Sistema de prueba sin compensación serie	93
4.2.3	Caso 3 – Sistema de prueba con SSSC en modo P en lugar de capacitor serie	94
4.2.4	Caso 4 – Sistema de prueba con SSSC en modo X en lugar de capacitor serie	98
4.2.5	Caso 5 – Sistema de prueba con SSSC en modo X con esquema de control de RSS en modo Sub en serie con capacitor serie	102
4.2.6	Caso 6 – Sistema de prueba con SSSC en modo X con esquema de control de RSS en modo Sub + Sup en serie con capacitor serie.....	107
4.2.7	Caso 7 – Sistema de prueba con SSSC en modo X con esquema de control de RSS en modo Sub con capacitor serie conectado en la línea L2	113
4.2.8	Caso 8 – Sistema de prueba con SSSC en modo X con esquema de control de RSS en modo Sub + Sup con capacitor serie conectado en la línea L2.....	118
4.3	Contrastación de la hipótesis	124
	CONCLUSIONES	125
	RECOMENDACIONES.....	126
	PERSPECTIVAS FUTURAS.....	127
	GLOSARIO.....	128
	BIBLIOGRAFÍA.....	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Medidas de mitigación contra RSS	4
Tabla 1.2 Descripción de referencias que proponen el SSSC para la mitigación del fenómeno de RSS	11
Tabla 3.1 Datos mecánicos de la turbina del sistema de prueba [11].....	32
Tabla 3.2 Datos mecánicos de la turbina del sistema de prueba en p.u. y seg	32
Tabla 3.3 Necesidad de carga o descarga	45
Tabla 3.4 Dirección de corriente en el módulo puente H.....	45
Tabla 3.5 Estados de conmutación que requiere cada modulo	45
Tabla 3.6 Casos de análisis para el cálculo de la impedancia de referencia	85
Tabla 3.7 Reactancias de referencia para los casos planteados.....	85
Tabla 4.1 Lista de casos propuestos.....	90

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Figura. 1.1 Sistema de transmisión de 500kV Arizona, Nevada y sur de California del año 1978 (Longitudes de línea en millas y nivel de compensación serie en porcentaje).....	5
Figura. 1.2 Esquema con el equipamiento de protección contra RSS instalado en las unidades de la central térmica Navajo	6
Figura. 1.3 Sistema simplificado para explicar la causa de torque elevados	6
Figura. 1.4 Configuración utilizada para pruebas de desempeño del TCSC	8
Figura. 2.1 Aplicaciones de los convertidores multinivel VSC	18
Figura. 2.2 Topologías de convertidores multinivel VSC	19
Figura. 2.3 Estados de conmutación de un módulo puente H	20
Figura. 2.4 Convertidor en cascada H-Bridge de 9 niveles: Circuito de potencia y Forma de onda de tensión de salida	20
Figura. 2.5 Estructura de potencia de la topología MMC.....	22
Figura. 2.6 Modulo medio puente H y modulo puente H completo	23
Figura. 2.7 Clasificación de técnicas de modulación para convertidores multinivel	24
Figura. 2.8 Vectores de estado de un convertidor de 11 niveles	26
Figura. 3.1 Sistema de prueba [11].....	31
Figura. 3.2 Modelo masa resorte de la turbina del generador del sistema de prueba	31
Figura. 3.3 Formas modales de la turbina del sistema de prueba	36
Figura. 3.4 Modelo Benchmark de RSS de la referencia [11].....	37
Figura. 3.5 Comparación entre los resultados obtenidos con el modelo implementado en Simulink y el presentado en la referencia [11].....	38
Figura. 3.6 Diagrama de vectores de estado de un inversor multinivel [22].....	40
Figura. 3.7 Primer sextante en el sistema coordenado de 60° [22]	40
Figura. 3.8 Vectores de estado que pueden representarse con estados de conmutación con nulo modo común	43
Figura. 3.9 Diagrama de flujo del algoritmo de conmutación NVC	44
Figura. 3.10 Diagrama de flujo del algoritmo de balanceo de tensión en condensadores	48

Figura. 3.11 Señal de salida de la fase A de un convertidor CHB de 10 módulos H por fase y su espectro armónico.....	48
Figura. 3.12 Señales de salida de la fase A de un convertidor CHB de 20 y 30 módulos H por fase y su espectro armónico	49
Figura. 3.13 Circuito de prueba para evaluar el desempeño de la técnica de conmutación y la técnica de balanceo de tensión en capacitores	50
Figura. 3.14 Corriente de fase, tensión de fase y tensiones en los capacitores de los módulos de la fase A del convertidor	51
Figura. 3.15 Corriente de fase, tensión de fase y tensiones en los capacitores de los módulos de la fase A del convertidor para los casos planteados	52
Figura. 3.16 Esquema de control del convertidor	54
Figura. 3.17 Vectores de tensión y corriente asociados a un convertidor conectado en serie en un marco de referencia giratorio dq	55
Figura. 3.18 Vectores de tensión y corriente asociados al convertidor en el nuevo marco de referencia.....	56
Figura. 3.19 Esquema de control del PLL	57
Figura. 3.20 Esquema de control del SOGI.....	58
Figura. 3.21 Respuesta en frecuencia y al escalón del SOGI para 3 valores de k	58
Figura. 3.22 Esquema de control para sintonizar el controlador del PLL.....	59
Figura. 3.23 Respuesta al escalón del esquema para sintonizar el controlador del PLL ..	60
Figura. 3.24 Respuesta del PLL en el caso base	61
Figura. 3.25 Respuesta del PLL en el caso 1.....	62
Figura. 3.26 Respuesta del PLL en el caso 2.....	62
Figura. 3.27 Respuesta del PLL en el caso 3.....	63
Figura. 3.28 Esquema de control para sintonizar el controlador de voltaje en el eje directo	65
Figura. 3.29 Respuesta al escalón del esquema para sintonizar el controlador de voltaje en el eje directo	65
Figura. 3.30 Red de transmisión del sistema de prueba	67
Figura. 3.31 Red de transmisión del sistema de prueba considerando el convertidor serie	67
Figura. 3.32 Variación de la potencia activa en la línea y tensión en cuadratura inyectada por el convertidor serie	68
Figura. 3.33 Señal de salida original y señal de salida obtenida con la función de transferencia estimada.....	69
Figura. 3.34 Esquema de control para sintonizar el controlador de voltaje en cuadratura	69

Figura. 3.35 Respuesta al escalón del esquema para sintonizar el controlador de voltaje en cuadratura	70
Figura. 3.36 Devanado del estator y marco de referencia dq de la unidad bajo análisis ..	72
Figura. 3.37 Diagrama de la maquina síncrona bajo análisis conectada a la red	74
Figura. 3.38 Principio de superposición aplicado al cálculo de la corriente que sale de la fuente interna de la maquina bajo análisis	75
Figura. 3.39 Amortiguamiento eléctrico en todo el rango subsíncrono para diferentes niveles de compensación serie	84
Figura. 3.40 Amortiguamiento eléctrico a 24.65Hz para diferentes valores de reactancia subsíncrona del SSSC para los casos 1 y 3	86
Figura. 3.41 Amortiguamiento eléctrico a 24.65Hz para diferentes valores de reactancia supersíncrona del SSSC manteniendo constante la reactancia subsíncrona para los casos 2 y 4.....	88
Figura. 3.42 Esquema de control propuesto para la mitigación del fenómeno de RSS	89
Figura. 4.1 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 1.....	92
Figura. 4.2 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 2.....	93
Figura. 4.3 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 3.....	94
Figura. 4.4 Potencia activa por la línea L1 y valor de referencia del control – Caso 3.....	95
Figura. 4.5 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 3	96
Figura. 4.6 Ampliación figura 4.5 – Caso 3	97
Figura. 4.7 Ampliación figura 4.5 – Caso 3	97
Figura. 4.8 Ampliación figura 4.5 – Caso 3	97
Figura. 4.9 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 4.....	98
Figura. 4.10 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 4	99
Figura. 4.11 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 4	100
Figura. 4.12 Ampliación figura 4.11 – Caso 4	101
Figura. 4.13 Ampliación figura 4.11 – Caso 4	101
Figura. 4.14 Ampliación figura 4.11 – Caso 4	101
Figura. 4.15 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 5.....	102
Figura. 4.16 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 5	103

Figura. 4.17 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 5	104
Figura. 4.18 Ampliación figura 4.17 – Caso 5	104
Figura. 4.19 Ampliación figura 4.17 – Caso 5	105
Figura. 4.20 Ampliación figura 4.17 – Caso 5	105
Figura. 4.21 Ampliación figura 4.17 – Caso 5	105
Figura. 4.22 Tensiones de fase a la salida del control de mitigación de RSS – Caso 5..	106
Figura. 4.23 Reactancia subsíncrona calculada y de referencia del convertidor – Caso 5	106
Figura. 4.24 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 6.....	108
Figura. 4.25 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 6	108
Figura. 4.26 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 6	109
Figura. 4.27 Ampliación figura 4.26 – Caso 6	109
Figura. 4.28 Ampliación figura 4.26 – Caso 6	110
Figura. 4.29 Ampliación figura 4.26 – Caso 6	110
Figura. 4.30 Ampliación figura 4.26 – Caso 6	110
Figura. 4.31 Ampliación figura 4.26 – Caso 6	111
Figura. 4.32 Tensiones de fase a la salida del control de mitigación de RSS – Caso 6..	112
Figura. 4.33 Reactancia subsíncrona calculada y de referencia del convertidor – Caso 6	112
Figura. 4.34 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L2 – Caso 7.....	114
Figura. 4.35 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 7	114
Figura. 4.36 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 7	115
Figura. 4.37 Ampliación figura 4.36 – Caso 7	116
Figura. 4.38 Ampliación figura 4.36 – Caso 7	116
Figura. 4.39 Ampliación figura 4.36 – Caso 7	116
Figura. 4.40 Ampliación figura 4.36 – Caso 7	117
Figura. 4.41 Tensiones de fase a la salida del control de mitigación de RSS – Caso 7..	117
Figura. 4.42 Reactancia subsíncrona calculada y de referencia del convertidor – Caso 7	118
Figura. 4.43 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L2 – Caso 8.....	119
Figura. 4.44 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 8	120
Figura. 4.45 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 8	121
Figura. 4.46 Ampliación figura 4.45 – Caso 8	121

Figura. 4.47 Ampliación figura 4.45 – Caso 8	121
Figura. 4.48 Ampliación figura 4.45 – Caso 8	122
Figura. 4.49 Ampliación figura 4.45 – Caso 8	122
Figura. 4.50 Ampliación figura 4.61 – Caso 8	122
Figura. 4.51 Tensiones de fase a la salida del control de mitigación de RSS – Caso 8..	123
Figura. 4.52 Reactancia subsíncrona calculada y de referencia del convertidor – Caso 8	124

RESUMEN

En este trabajo se presenta el desarrollo de un modelo computacional de un convertidor multinivel puente H en cascada controlado por la técnica de modulación de vector más cercano aplicado como compensación en serie en líneas de transmisión (SSSC), además, se presenta la estructura de control del convertidor y los criterios para la selección de las ganancias de los controladores, por último, se presenta un esquema de control adicional que le otorga al convertidor la función de mitigar el fenómeno de resonancia subsíncrona así como la metodología, criterios y formulación matemática que permiten establecer los valores de referencia de dicho esquema en sus diversos modos de control.

El modelo computacional de convertidor multinivel se desarrolla en el software Simulink y se verifica su desempeño en el segundo modelo benchmark para resonancia subsíncrona propuesto por la IEEE. Se plantean 8 casos de simulación que permiten verificar el desempeño dinámico del modelo propuesto, así como su comportamiento como compensación en serie y su efecto mitigador del fenómeno de resonancia subsíncrona en sus diversos modos de control. Para evaluar la efectividad de la acción mitigadora realizada por el convertidor se monitorean variables mecánicas como la potencia mecánica que sale de la turbina hacia el rotor del generador y las posiciones angulares de cada una de las masas de sistema mecánico giratorio de la unidad. En todos los casos analizados se monitorean variables como nivel de rizado en las tensiones de los condensadores del convertidor, tiempos de establecimiento, máximos sobre picos, etc.

ABSTRACT

In this thesis a computational model development of a cascaded H-bridge multilevel converter model controlled by nearest vector control technique applied as a series compensation in transmission lines (SSSC) is presented, in addition, the control structure of the converter and the criteria for the selection of gains of the controllers is presented, finally, an additional control scheme that gives the converter the function of mitigating the phenomenon of subsynchronous resonance as well as the methodology, criteria and mathematical formulation that allow establishing the set point values for this control scheme in its multiple control modes.

The multilevel converter computational model is developed in the Simulink software and its performance is verified in the second benchmark model for subsynchronous resonance proposed by the IEEE. Eight simulation cases are proposed that allow verifying the dynamic performance of the proposed model as well as its behavior as series compensation and its mitigating effect of the subsynchronous resonance phenomenon in its various control modes. To evaluate the effectiveness of the mitigating action carried out by the converter, mechanical variables are monitored, such as the mechanical power that leaves the turbine towards the generator rotor and the angular positions of each of the masses of the rotating mechanical system of the unit. In all the cases analyzed, variables such as the level of ripple in the voltages of the converter capacitors, settling times, maximums over peaks are monitored.

INTRODUCCIÓN

La instalación de capacitores serie en líneas de transmisión es una medida efectiva para incrementar los niveles de transferencia de potencia, además, genera efectos positivos en el sistema como mejorar los márgenes de estabilidad y los perfiles de tensión, sin embargo, la inclusión de capacitores serie en la red de transmisión genera frecuencias de resonancia eléctrica por debajo de la frecuencia síncrona del sistema, este efecto puede desencadenar el fenómeno de resonancia subsíncrona (RSS) si se tienen unidades de generación térmica cuyo tren de masas presente modos naturales de oscilación torsional cuyas frecuencias naturales sean cercanas al complemento de la frecuencia de resonancia de la red con respecto de la frecuencia síncrona del sistema.

Dado que la instalación de los capacitores serie ocasiona el riesgo de la aparición del fenómeno de RSS, se debe pensar en una nueva tecnología de compensación en serie tal como el dispositivo FACTS SSSC que ofrezca los beneficios que ofrecen los capacitores serie, pero sin generar riesgo a la aparición del fenómeno de RSS, es decir, que sea neutro al fenómeno de RSS, incluso, es posible que el SSSC tenga un aporte mitigador sobre el fenómeno si es correctamente controlado.

A fin de aportar en la búsqueda de una solución al fenómeno de RSS, esta tesis tiene por objetivo implementar en simulación un esquema de control para el dispositivo FACTS serie SSSC que logre la mitigación del fenómeno de resonancia subsíncrona en un sistema donde el fenómeno es existente

En el primer capítulo se desarrolla una breve revisión del estado del arte de las técnicas que han aparecido a lo largo de los años para la mitigación del fenómeno de resonancia subsíncrona, además, se realiza la descripción de la realidad problemática, la formulación del problema, así como las definiciones y procesos relacionados con el método científico.

En el segundo capítulo se realiza la introducción teórica de los conceptos necesarios a tener en cuenta para cumplir con el objetivo de esta tesis, se presenta a los convertidores multinivel, se habla de sus aplicaciones y las topologías modulares, se presentan las técnicas de conmutación de vector más cercano y nivel más cercano, por último, se

presenta el fenómeno de resonancia subsíncrona, las formas en como aparece y las medidas de mitigación presentadas en la literatura.

En el tercer capítulo se presenta paso a paso el desarrollo de cada una de las etapas que se siguen con el fin de lograr el modelo computación del SSSC y del sistema de prueba. Se presenta el análisis torsional del sistema mecánico de la unidad bajo análisis, se presentan los algoritmos de las técnicas de conmutación de vector más cercano y de balanceo de tensión en los condensadores así como su desempeño en sistemas de prueba, se presenta el esquema de control del lazo cerrado de fase (PLL) y los criterios para ajustar las ganancias de los controladores, se presenta el esquema de control del convertidor y los criterios para ajustar las ganancias de los controladores, por último, se presenta el esquema de control, el esquema de medición y el procedimiento para obtener los valores de referencia asociados al control mitigador de RSS.

En el cuarto capítulo evalúa el desempeño del modelo de SSSC propuesto en el segundo modelo bechmark de RSS propuesto por la IEEE, para ello se plantean 8 casos que permiten verificar el performance del modelo desarrollado en sus diversos modos de control.

CAPITULO I ANTECEDENTES Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes bibliográficos

Lograr los objetivos del tema de tesis propuesto implica un amplio conocimiento y desarrollo en el campo de los convertidores de potencia, sin embargo, la aplicación elegida se puede ubicar dentro de grupo de técnicas y métodos que permiten mitigar el fenómeno de resonancia subsíncrona (RSS), por ello, en el presente apartado se desarrolla el estado del arte de los distintos métodos de mitigación del fenómeno en cuestión y como dichos métodos han logrado una evolución favorable en el tiempo. En general, después de revisar la literatura especializada sobre el tema, los antecedentes fueron obtenidos de diversos artículos de investigación de la IEEE.

El artículo [9] fue publicado en el año 1980 y en él se brinda un resumen de las medidas de mitigación del fenómeno de RSS que se tenían disponibles hasta esa fecha tanto a nivel de implementación como a nivel de investigación y desarrollo. El autor realiza una breve descripción de las 3 posibles formas en las que el fenómeno de RSS aparece, estas son: El efecto de generador de inducción, interacción torsional y el par transitorio. El primero de ellos no involucra la parte mecánica de la unidad y se produce si a una determinada frecuencia en el rango subsíncrono la impedancia total vista desde el punto neutro de la maquina presenta reactancia nula y resistencia negativa, tal condición, resultara en la autoexcitación de corrientes oscilatorias a dicha frecuencia. El fenómeno de interacción torsional puede ocurrir si se tiene en el sistema de transmisión una frecuencia de resonancia que se encuentra cerca del complemento con respecto a la frecuencia síncrona de una de las frecuencias naturales torsionales del sistema Turbina – Generador, en esta condición, aparecen oscilaciones mecánicas crecientes en el rotor a la frecuencia torsional. Por último, en el análisis de par transitorio se estudia la respuesta del sistema Turbina – Generador ante perturbaciones de gran amplitud tales como cortocircuitos en el sistema de transmisión, la característica más importante de este fenómeno es la aparición súbita de pares de torsión de gran amplitud que pueden dañar de manera severa la parte mecánica de la unidad.

Luego de realizar la descripción de las posibles formas en las que aparece el fenómeno de RSS, se presentan las medidas de mitigación clasificadas en 4 categorías, dicha

categorías son: Filtrado y amortiguamiento, relés y dispositivos de detección, conmutación del sistema y disparo de la unidad y modificaciones del sistema y del generador. En la primera se analizan propuestas de mitigación basados en arreglos de elementos pasivos que se conectan en serie o en paralelo a la unidad de tal forma que produzcan el incremento de la resistencia efectiva vista desde la unidad generador y/o la desintonización de frecuencias a fin de evitar el fenómeno de interacción torsional. En la segunda se presentan los relés torsionales y los relés de corriente de armadura, este equipamiento produce el disparo de la unidad basándose en las componentes subsíncronas ya sea de la velocidad o de la corriente de armadura de la unidad. En la tercera se plantean esquemas especiales de protección que generan la desconexión de líneas, bypass de capacitores serie o desconexión de unidades ante topologías de red que representen un potencial riesgo para la aparición del fenómeno de RSS. Por último, en la cuarta se presentan propuestas que implican cambios mecánicos en el sistema Turbina – Generador que logran variar las frecuencias naturales de oscilación torsional y así evitar los fenómenos de interacción torsional y par transitorio. En la tabla 1.1 se listan las medidas de mitigación expuestas y su efectividad para una o más formas de las 3 posibles en las que el fenómeno de RSS aparece

Tabla 1.1 Medidas de mitigación contra RSS
(Fuente: Referencia [9])

Medidas de Mitigación	Efecto de generador de inducción	Interacción torsional	Par transitorio
Filtro de bloqueo estático		X	X
Filtro de línea		X	X
Filtro Dinámico		X	
Estabilizador dinámico		X	
Amortiguador en el sistema de excitación		X	
Relé Torsional		X	
Relé de corriente de armadura	X	X	
Conmutación en el sistema	X	X	
Disparo de unidad	X	X	X
Modificación de conjunto Turbina – Generador		X	
Reactancia serie con el Generador	X	X	X
Devanado amortiguador en la zapata polar	X		

En [3] se muestra la aplicación práctica de algunas de las medidas de mitigación expuestas en [9] aplicadas a la central térmica de Navajo, esta central térmica a carbón localizada en el estado de Arizona, Estados Unidos, cuenta con 3 turbinas a vapor de 800MW de capacidad. En año 1978, la central de Navajo evacuaba su generación a través

de 3 corredores en 500kV compensados en serie para la alimentación de los centros de carga al sur de los estados de Arizona, California y Nevada, tal como se muestra en la Figura 1.1.

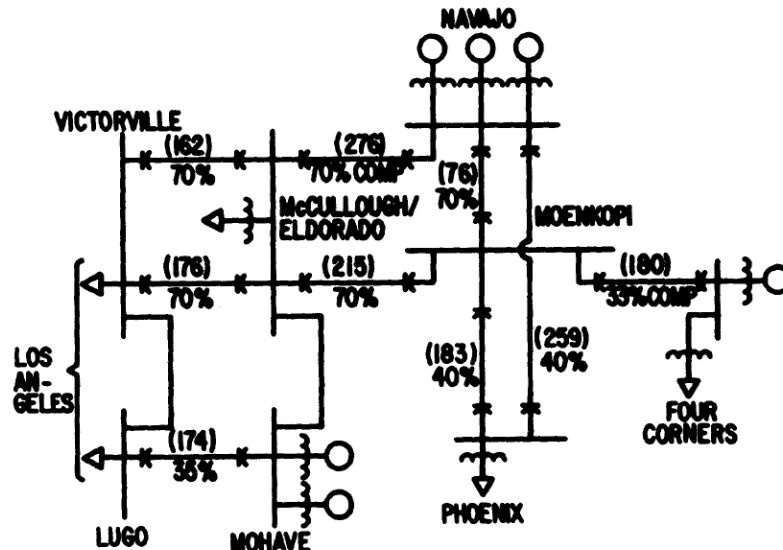


Fig. 1.1 Sistema de transmisión de 500kV Arizona, Nevada y sur de California del año 1978 (Longitudes de línea en millas y nivel de compensación serie en porcentaje)
(Fuente: Referencia [3])

En el caso de la central térmica de Navajo se tenía el problema de interacción torsional y par transitorio, por esta razón se implementaron tres de las medidas de mitigación expuestas en [9], estas fueron: Filtro de bloqueo estático, amortiguador en el sistema de excitación y relé torsional. En la Figura 1.2 se muestra un esquema de las medidas de implementadas en las unidades de generación de la central termina Navajo.

Luego de realizar una serie de pruebas a las medidas de mitigación implementadas y de analizar los resultados obtenidos en dichas pruebas, el autor concluye que la combinación de las tres medidas de mitigación implementadas en el caso de la central termina Navajo presentan una solución integral, coordinada y adecuada para controlar el fenómeno de RSS en dicha central, de esta manera, permiten que las compensaciones en serie cumplan su propósito original sin ocasionar daño en las unidades.

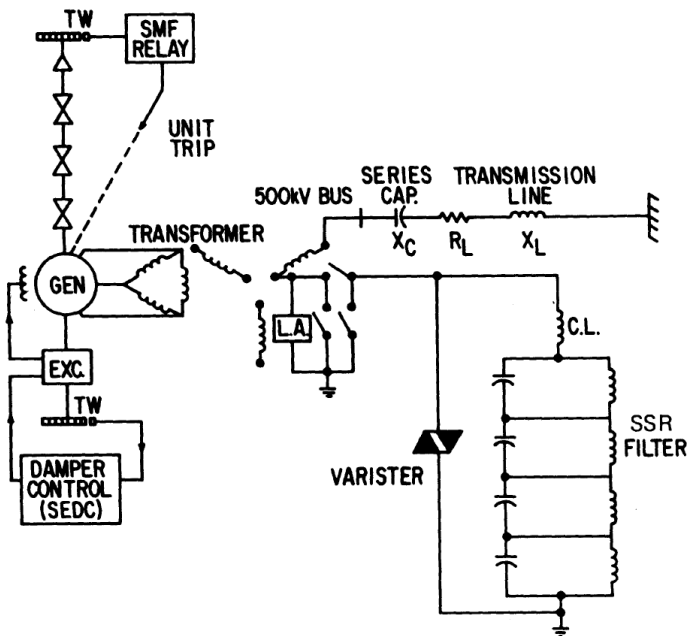


Fig. 1.2 Esquema con el equipamiento de protección contra RSS instalado en las unidades de la central térmica Navajo
(Fuente: Referencia [3])

En [10] el autor propone una serie de medidas para la mitigación del par transitorio, para ello se enfoca en controlar la tensión a la que queda cargado el capacitor serie luego de un evento ya que esta variable incide directamente en la amplitud de las oscilaciones del torque que ocurrirán en la unidad durante y después de un evento de cortocircuito. Para explicar la relación que hay entre la tensión final en el capacitor serie y la amplitud de las oscilaciones en el torque el autor presenta el circuito que se muestra en la figura 1.3.

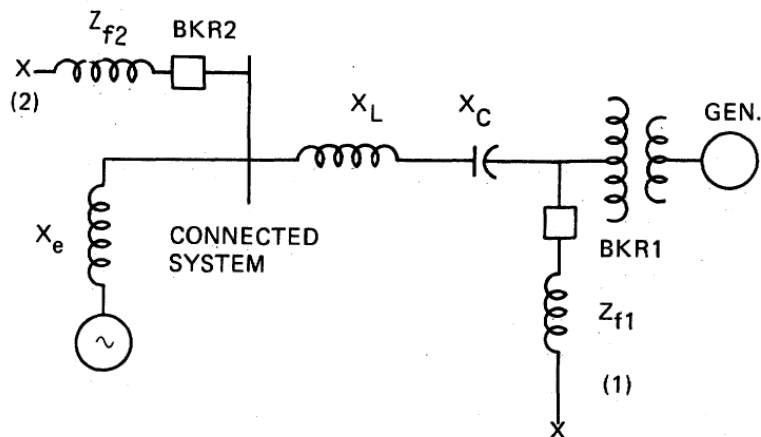


Fig. 1.3 Sistema simplificado para explicar la causa de torque elevados
(Fuente: Referencia [10])

El autor plantea y analiza dos escenarios variando las posiciones de los interruptores BKR1 y BKR2 en donde se observa que el valor máximo del torque que puede aparecer en una unidad producto del fenómeno de par transitorio está directamente relacionado con el máximo nivel de tensión al que queda cargado el capacitor serie como consecuencia de un cortocircuito, por esta razón, el artículo se enfoca en diversas propuestas que limitan el nivel de tensión máximo que alcanzara el capacitor serie durante la falla, para esto se vale de los valores límite en el spark gap, esquemas especiales con spark gap y utilizando resistencias no lineales.

En [6] el autor propone la conexión de una o dos fases del generador a través de circuitos LC en serie sintonizados a la frecuencia síncrona, de esta manera, las impedancias de las fases a la frecuencia síncrona siguen teniendo el mismo valor, pero tendrán valores diferentes a frecuencias distintas de la frecuencia síncrona, el efecto de este desequilibrio de fases tiende a reducir el intercambio de energía entre el sistema mecánico y el sistema eléctrico, el autor presenta dos explicaciones para esta reducción en el intercambio de energía, la primera consiste en el debilitamiento del acoplamiento electromecánico mientras que la segunda consiste en el aumento en el amortiguamiento eléctrico.

El debilitamiento del acoplamiento electromecánico hace referencia a que como las corrientes de fase ya no son balanceadas, entonces el campo magnético producido en el estator ya no será circular sino elíptico y este campo es equivalente a la suma de un campo pulsante y un campo giratorio circular de una amplitud más baja que el producido por corrientes equilibradas, por esta razón, el par electromagnético que interactúa con la parte mecánica tendrá una amplitud menor y se producirá una disminución en el intercambio de energía. Por otro lado, el aumento del amortiguamiento eléctrico hace referencia a la aparición de corrientes de secuencia negativa debido al desequilibrio en las corrientes de fase, esta corriente de secuencia negativa a frecuencia subsíncrona al ingresar en la máquina e interactuar con el campo magnético del rotor desarrolla torques cuyos efectos amortiguantes son positivos, debido a ello, se puede decir que el desequilibrio de fases aumenta el amortiguamiento eléctrico sobre las oscilaciones del rotor.

El autor concluye que la medida propuesta es efectiva para mitigar el fenómeno de RSS y lo comprueba mediante simulaciones en el dominio del tiempo.

En [23] se presenta el TCSC como una alternativa a la compensación serie convencional, se realizan simulaciones EMT para verificar la diferencia del efecto sobre el fenómeno de RSS del TCSC operado en modo vernier y de un capacitor serie convencional, para ello se utiliza un modelo de red reducido del sistema eléctrico del Noroeste de estados unidos. Se ubica el TCSC en la línea de transmisión que une las subestaciones de Slatt y Buckley y se realiza el modelo detallado de la central térmica de Boardman, que según el autor es la más sensible al fenómeno bajo ciertas topologías de red en uno o más modos torsionales.

De los análisis realizados, el autor concluye que el TCSC operado en modo vernier evita la condición de resonancia subsíncrona al cambiar el valor de reactancia capacitiva a la frecuencia subsíncrona e introduciendo resistencia amortiguante, sin embargo, el efecto amortiguador cambia dependiendo del Xorder en el que opere el TCSC. La evidencia mostrada en el artículo sugiere que cuando el TCSC opera en un Xorder bajo, su efecto mitigador es más significativo sobre los modos torsionales de frecuencia más alta, por otro lado, cuando el TCSC opera con un Xorder alto su efecto mitigador es más significativo para los modos torsionales de frecuencia más baja.

En [15] se analiza el efecto del TCSC sobre el fenómeno de RSS, se realizan pruebas usando solo la unidad de la central térmica de Boardman operando en configuración radial de tal forma que la evacuación de la generación de dicha central se produce por la línea que conecta las subestaciones Boarman y Buckley a través del TCSC instalado en Slatt. El sistema eléctrico analizado en el artículo se muestra en la figura 1.4.

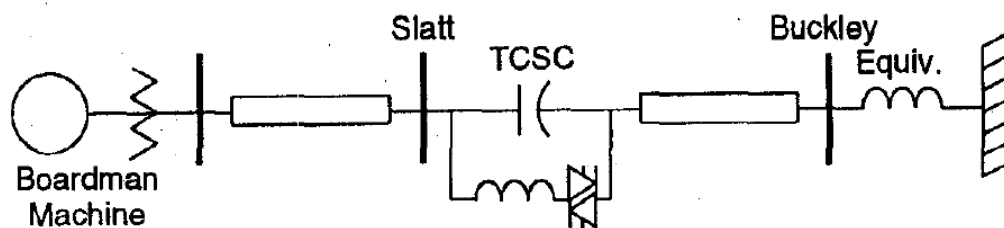


Fig. 1.4 Configuración utilizada para pruebas de desempeño del TCSC

(Fuente: Referencia [15])

En las conclusiones del artículo, el autor menciona que los resultados de las pruebas demuestran que el TCSC es neutro desde el punto de vista de RSS, ya que el amortiguamiento sobre las oscilaciones torsionales en la unidad bajo análisis en todo el rango subsíncrono que ofrece la red eléctrica sin compensación en serie convencional es

muy similar al amortiguamiento que se obtiene considerando un TCSC en la subestación Slatt. Otra conclusión importante a la que llega el autor es que instalar un TCSC en una línea que ya tenga capacitores serie instalados puede reducir de manera significativa los efectos perjudiciales desde el punto de vista de RSS que ocasiona el capacitor serie.

En [14] el autor plantea que es posible utilizar el recién desarrollado STATCOM como elemento que provea amortiguamiento a oscilaciones torsionales, para confirmar su hipótesis plantea como sistema de prueba el primer sistema benchmark de RSS desarrollado por la IEEE y realiza la conexión del STATCOM en los bornes del generador, realiza un modelo linealizado tanto del modelo benchmark de la IEEE así como del STATCOM y analiza la estabilidad del sistema utilizando análisis modal, además, verifica los resultados mediante simulaciones en el dominio del tiempo.

Para amortiguar oscilaciones torsionales mediante la inyección de potencia reactiva y el control de tensión se toma la señal de desviación de la velocidad del rotor de la unidad respecto de la velocidad síncrona, esta señal es procesada mediante una ganancia y se ingresa dentro de la estructura de control de STATCOM afectando el valor de referencia de tensión.

Para analizar el efecto del STATCOM sobre la mitigación de las oscilaciones torsionales se plantean tres escenarios en donde se realiza el análisis modal para 4 distintos niveles de compensación en serie los cuales han sido previamente identificados como aquellos en donde se obtiene el mínimo amortiguamiento para cada uno de los modos torsionales de la unidad. El primer escenario planteado corresponde al análisis del sistema benchmark sin considerar el STATCOM, en el segundo escenario, se considera el STATCOM pero solo con su función de controlar tensión en la barra y en el tercer escenario se considera el STATCOM con su función de control de tensión considerando la inclusión de la desviación de velocidad. Los resultados del análisis modal indican que cuando se considera el STATCOM sin la realimentación de la desviación de velocidad, se observa un incremento del amortiguamiento en las oscilaciones torsionales, sin embargo, la mayoría de los modos siguen siendo inestables (parte real positiva), por otra parte, cuando se considera la realimentación de la desviación de velocidad se observa un incremento significativo del amortiguamiento en los modos torsionales de tal forma que no se observan modos inestables en ningún caso. Los resultados del análisis modal son verificados mediante simulaciones en el dominio del tiempo en donde se obtienen resultados acordes con los obtenidos en el análisis modal.

Existen artículos que plantean la hipótesis planteada en [14] pero que presentan algunas variantes, en [13] por ejemplo, se utiliza también el primer sistema benchmark de RSS de la IEEE pero en este caso el STATCOM se conecta en el centro eléctrico de la línea de transmisión, además de ello, ya no toma la señal de desviación de velocidad de la unidad sino que toma variables eléctricas para desarrollar un controlador que sea capaz de generar amortiguamiento en las oscilaciones subsíncronas que se observen en la red, este enfoque presenta al STATCOM como un equipo que no solamente puede estar asociado a solucionar el problema de RSS en una unidad en particular sino que es posible conectarlo en un punto estratégico en el sistema de tal forma que logre mitigar el fenómeno para más de una planta.

Otro caso interesante se presenta en [7], en este artículo también se utiliza el primer sistema benchmark de RSS de la IEEE pero en lugar de una unidad térmica, se considera una unidad eólica basada en un generador de inducción. Como es sabido, este tipo de generación también es sensible al fenómeno de la RSS, por esta razón, en este artículo se utiliza un STATCOM conectado en bornes del generador para agregar amortiguamiento a las oscilaciones subsíncronas que se presentan producto de la interacción de la central eólica con el sistema de transmisión con compensación en serie.

En las referencias [2], [18] y [19] se introduce el SSSC como propuesta para la mitigación del fenómeno de RSS, en la tabla 1.1 se muestra una tabla en donde se presenta una breve descripción de la propuesta de cada artículo, así como las desventajas de las técnicas utilizadas. Según lo que se observa en la tabla 1.1, estas tres referencias tienen tres puntos en común los cuales se detallan a continuación:

- El convertidor se modela como una fuente de tensión y un esquema de control sencillo y muy simplificado
- El convertidor inyecta un voltaje proporcional a la componente subsíncronas de la corriente de fase la cual no es medida con precisión.
- No se verifica si la estrategia propuesta es válida en sistemas donde el generador evacua su producción a través de múltiples líneas de transmisión.

Por otro lado, el presente trabajo tiene características que lo diferencian de trabajos anteriores las cuales se detallan a continuación:

- Se desarrolla un modelo completo del convertidor, para fines de este trabajo se utiliza un convertidor CHB controlado por la técnica de control de vector más cercano, con una técnica de balanceo de tensión en los condensadores y un

esquema de control directo y cuadratura con modos de control potencia y reactancia.

- Se propone un esquema de control que permite la medición de las magnitudes y ángulos de las componentes fundamental, subsíncrona y supersíncrona de las corrientes de fase.
- El convertidor tiene la posibilidad de inyectar voltaje proporcional tanto a la componente subsíncrona como supersíncrona de la corriente de manera independiente, de esta manera, es posible lograr un mayor amortiguamiento sobre las oscilaciones subsíncronas.
- Para la verificación del diseño propuesto se utiliza el segundo sistema benchmark de la IEEE y se verifica que la estrategia propuesta para la mitigación del fenómeno de RSS es válida cuando el generador evacua su producción por más de una línea de transmisión, además, el SSSC puede mitigar el fenómeno al conectarse en cualquiera de las líneas a través de las cuales el generador evacua su producción.

Tabla 1.2 Descripción de referencias que proponen el SSSC para la mitigación del fenómeno de RSS

Titulo	Año	Propuesta	Desventajas
On control of Static synchronous series compensator for SSR mitigation	2008	Se propone un SSSC modelado como una fuente de tensión ideal que inyecta un voltaje proporcional a la salida de un filtro pasabajos que obtiene una aproximación de la componente subsíncrona de la corriente de fase. Para la verificación se utiliza el primer modelo benchmark de RSS.	El filtro pasabajos presentado no obtiene de manera precisa ni el modulo ni el ángulo de la componente subsíncrona de la corriente. El convertidor se modela como una fuente ideal y un controlador básico. No se analiza si la estrategia propuesta sigue teniendo la misma eficiencia si se considera que el generador pueda evacuar su producción a través de múltiples líneas de transmisión.
Damping of SSR using subsynchronous current suppressor with SSSC	2013	Se propone el SSSC modelado como una fuente de tensión ideal que inyecta un voltaje proporcional a las componentes subsíncronas de la corriente de fase, dichas componentes subsíncronas se obtienen de un controlador (supresor de corriente) que consiste en una serie de filtros pasabanda sintonizados a las frecuencias subsíncronas en serie con unas ganancias que se seleccionan utilizando técnicas de optimización basadas en algoritmos genéticos. Para la verificación se utiliza el primer modelo benchmark de RSS.	Los filtros pasabandas se aplican a las corrientes directa y cuadratura donde la componente subsíncrona es una combinación de las componentes subsíncrona y supersíncrona de las corrientes de fase, por lo que los filtros no censan con precisión la componente subsíncrona de la corriente. La selección de las ganancias del supresor de corriente se realiza mediante métodos heurísticos. El convertidor se modela como una fuente ideal y un controlador básico. No se analiza si la estrategia propuesta sigue teniendo la misma eficiencia si se considera que el generador pueda evacuar su producción a través de múltiples líneas de transmisión.
Kalman Filter Based Detection and Mitigation of Subsynchronous Resonance with SSSC	2017	Se propone el SSSC modelado como una fuente de tensión ideal que inyecta un voltaje proporcional a las componentes subsíncronas de la corriente de fase, dichas componentes subsíncronas se obtienen de un filtro de Kallman en serie con unas ganancias que se obtienen mediante algoritmos genéticos. Para la verificación se utiliza el primer modelo benchmark de RSS.	El rendimiento del filtro de Kallman depende de la observación y la covarianza del ruido del proceso por lo cual es difícil asegurar un adecuado rendimiento para todas las posibles condiciones operativas que pueden presentarse en un sistema de potencia. La selección de las ganancias del filtro de Kallman se realiza mediante heurística. El convertidor se modela como una fuente ideal y un controlador básico. No se analiza si la estrategia propuesta sigue teniendo la misma eficiencia si se considera que el generador pueda evacuar su producción a través de múltiples líneas de transmisión.

1.2 Descripción de la realidad problemática

Hasta antes de la década del 70, el fenómeno de resonancia subsíncrona había sido estudiado como un fenómeno estrictamente eléctrico, no fue hasta la década del 70 con el evento ocurrido en la central térmica de Mohave ubicada al sur del estado de Nevada en Estados Unidos, donde se produjeron daños físicos en la sección del eje que une la masa rotórica del generador y la excitatriz [20], que se empezó a ver el fenómeno de resonancia subsíncrona como una interacción entre el sistema de transmisión con compensación en serie y el sistema mecánico turbina – generador a una o más frecuencias naturales torsionales del sistema mecánico de la unidad pudiendo generar severos daños en el sistema mecánico de la unidad lo cual genera cuantiosas pérdidas económicas al propietario, indisponibilidades en la operación del sistema que incrementan el costo de la operación y disminución la confiabilidad del sistema. A partir de ese hito, y con una nueva forma de ver el fenómeno, la comunidad investigadora ha propuesto múltiples medidas de mitigación contra el fenómeno a lo largo de los años, estas no han sido ajenas al desarrollo de nuevo equipamiento eléctrico basado en electrónica de potencia tales como el TCSC, STATCOM, SSSC y UPFC [24], de esta manera, existen propuestas de mitigación que recomiendan el uso de equipamiento basado en electrónica de potencia en lugar de los capacitores serie convencionales de tal forma que se mantengan los beneficios al sistema eléctrico pero se evite generar nuevas frecuencias de resonancia en el rango subsíncrono en la red. Otro tipo de propuestas plantean dotar a equipamiento FACTS como el STATCOM o el SSSC de un esquema de control debidamente diseñado y ajustado con la finalidad de modificar las condiciones de amortiguamiento eléctrico que ofrece la red sobre las oscilaciones torsionales subsíncronas que pudieran presentarse en las unidades de generación.

En el caso del sistema eléctrico peruano el déficit de generación de las zonas norte y sur del país, sumado a las grandes distancias entre la generación y los centros de carga obliga a optar por soluciones como los capacitores serie, de esta forma, el sistema eléctrico peruano no ha sido ajeno al fenómeno de resonancia subsíncrona, tal es así, que en el año 2016 se evidencio daño físico en el sistema mecánico de las unidades de la central térmica de Puerto Bravo a causa del fenómeno de resonancia subsíncrona, esta central de generación evacua su producción en la subestación San José, la cual se encuentra ubicada al sur del Perú, está conformada por 4 unidades de generación con turbinas duales [4].

Luego de exhaustivos estudios se identificó que una medida de mitigación efectiva, simple de aplicar y de carácter temporal era bypass permanente de la compensación serie

de la línea Chilca – Poroma 500kV, si bien esta propuesta no genera ningún costo de inversión adicional, este tipo de medidas merma la confiabilidad del sistema y no permite el óptimo aprovechamiento de la infraestructura existente.

Debido a la situación antes descrita, el operador del sistema se encuentra en la búsqueda de una solución definitiva al problema existente en el sistema peruano, además, se encuentra en la búsqueda de una tecnología adecuada y alternativa a la compensación en serie convencional cuya instalación no genere nuevas frecuencias de resonancia en la red y de esta manera se evite la aparición del fenómeno de resonancia subsíncrona.

Por lo anterior, este trabajo nace con la motivación de aportar en el campo de las estrategias de control sobre los convertidores de potencia aplicadas a la mitigación del fenómeno de RSS, para ello se analizará el efecto del dispositivo FACTS SSSC sobre el fenómeno de RSS y su potencial para mitigar el fenómeno en un sistema donde el fenómeno es existente.

1.3 Formulación del problema

El desarrollo de la presente tesis responderá múltiples preguntas, sin embargo, la pregunta más importante puede escribirse de la siguiente manera: ¿Cuál es el efecto sobre el fenómeno de resonancia subsíncrona al instalar un dispositivo FACTS serie SSSC en el sistema de transmisión y cuál es el potencial de dicho dispositivo para mitigar el fenómeno?

1.4 Justificación e importancia de la investigación

1.4.1 Justificación de la investigación

La presente investigación se justifica desde el punto de vista científico, ya que se desarrolla un modelo computacional de equipo FACTS serie SSSC y se evalúa su desempeño como compensación serie en sus diversos modos de control sobre un sistema de prueba y su efecto sobre el fenómeno de RSS mediante simulaciones en el dominio del tiempo, además, se incluye al sistema de control del SSSC un esquema de control que sirva para mitigar el fenómeno de RSS y se evalúa su desempeño en un sistema de prueba donde el fenómeno es existente mediante simulaciones en el dominio del tiempo.

1.4.2 Importancia de la investigación

La importancia de la investigación radica en que se desarrollara un modelo computacional detallado para el dispositivo FACTS serie SSSC y se le adiciona un esquema de control que logra la mitigación del fenómeno de resonancia subsíncrona en

un sistema en donde el problema de resonancia subsíncrona es existente. Con esto se espera contribuir en las estrategias de control para la mitigación de fenómeno de RSS a través de equipos FACTS serie SSSC.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

El objetivo general a través del desarrollo de la tesis es:

- Implementar en simulación un esquema de control para el dispositivo FACTS serie SSSC que logre la mitigación del fenómeno de resonancia subsíncrona en un sistema donde el fenómeno es existente.

1.5.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos que apoyaran y nos ayudaran a lograr la conclusión del objetivo general son:

- Implementación a nivel computacional de la técnica de conmutación vectorial “Nearest Vector Control” para ser aplicada en el control de inversores multinivel.
- Implementación a nivel computacional de una técnica de balanceo de tensión en los capacitores de los diversos módulos H de un inversor multinivel cascada puente H (CHB).
- Proponer una metodología para elegir apropiadamente las ganancias de los controladores del esquema de control del convertidor.
- Proponer un esquema de medición que permita obtener los módulos y los ángulos de las componentes fundamental, subsíncrona y supersíncrona de las corrientes de fase del SSSC.
- Proponer un esquema de control para el SSSC que logre que el convertidor se comporte como una reactancia a las frecuencias subsíncrona y supersíncrona de la corriente de fase.
- Analizar el desempeño del dispositivo FACTS SSSC como compensación serie variable a frecuencia síncrona en sus diversos modos de control y evaluar su efecto sobre el fenómeno de RSS.
- Analizar el desempeño del esquema de control mitigador de RSS en sus diversos modos de control.

1.6 Hipótesis

Si en un sistema de potencia donde el fenómeno de resonancia subsíncrona es existente se instala un dispositivo SSSC que incluya un esquema de medición de la componente subsíncrona y supersíncrona de las corrientes de fase y un esquema de control que logre que el convertidor se comporte como una reactancia a las frecuencias subsíncrona y supersíncrona de la corriente, entonces, es posible mitigar el fenómeno de resonancia subsíncrona.

1.7 Variables e indicadores

1.7.1 Variables

1.7.1.1 Variable independiente

Dado que el análisis se centra en el fenómeno de resonancia subsíncrona, las variables independientes serán aquellas que definen las características que tendrá este fenómeno, en ese sentido, las variables independientes son:

- Las características del sistema eléctrico.
- Las características del sistema mecánico de la unidad bajo análisis.

1.7.1.2 Variable dependiente

Dado que el presente trabajo se centra en analizar el efecto del SSSC sobre el fenómeno de RSS, las variables dependientes son aquellas que están asociadas con el sistema de control del convertidor, en ese sentido, estas son:

- Los parámetros de los controladores que conforman el sistema de control del convertidor y del esquema de control mitigador de RSS.
- Valores de referencia para el esquema de control mitigador de RSS.

1.7.2 Indicadores

1.7.2.1 Indicadores de las variables independientes

Se toman los siguientes indicadores:

- Topología y parámetros eléctricos del sistema de transmisión.
- Frecuencias torsionales de la unidad bajo análisis.
- Nivel de amortiguamiento modal mecánico de los modos torsionales subsíncronos.

1.7.2.2 Indicadores de las variables dependientes

Se toman los siguientes indicadores:

- Ganancias proporcional e integral de los controladores del esquema de control del convertidor.
- Valores de referencia de reactancia subsíncrona y supersíncrona del esquema de control mitigador de RSS.

1.8 Unidad de análisis

Segundo sistema benchmark para resonancia subsíncrona de la IEEE [11].

1.9 Tipo y nivel de investigación

1.9.1 Tipo de investigación

Esta tesis es de carácter experimental puesto que centra en analizar el efecto que tiene el equipo FACTS serie SSSC sobre el fenómeno de RSS en sus diversos modos de control.

1.9.2 Nivel de investigación

El nivel de investigación de esta tesis corresponde a un nivel de maestría en ciencias debido a que se aplican conocimientos adquiridos en diversas materias de la maestría, tales como, electrónica de potencia, dinámica de sistemas de potencia y modelamiento de máquinas eléctricas. Se implementa a nivel computacional un modelo de convertidor con un esquema de control mitigador del fenómeno de RSS y se evalúa el desempeño del convertidor como compensación serie y su efecto sobre el fenómeno de RSS en un sistema de prueba donde el fenómeno es existente mediante simulaciones en el dominio del tiempo, todos estos son tópicos propios de un nivel de maestría.

1.10 Periodo de análisis

El análisis del fenómeno de resonancia subsíncrona cobro mayor relevancia en la década del 70 cuando se produjo el daño físico en el sistema turbina generador en la central térmica de Mohave propiedad de la compañía Southern California Edison.

Para el desarrollo de la presente tesis se han utilizado artículos que datan del año 1978, a partir de allí, se ha tomado como referencia una serie de artículos que han propuesto diversas técnicas para el control de convertidores multinivel. Adicionalmente, el sistema benchmark utilizado como sistema de prueba se presenta por primera vez en un artículo que data del año 1985.

1.11 Fuentes de información e instrumentos utilizados

Las fuentes de información son libros y artículos científicos de la IEEE los cuales se encuentran indicados en la bibliografía.

1.12 Técnicas de recolección y procesamiento de datos

Los datos correspondientes al sistema de prueba se describen en detalle en [11], en el artículo se presentan los datos correspondientes al sistema de transmisión, así como los datos de la parte eléctrica y mecánica de la unidad de generación térmica que será analizada.

Con respecto a los parámetros relacionados con los convertidores, tanto los parámetros de los diversos elementos de su estructura de potencia como los valores de las ganancias de los controladores de su estructura de control, estos serán obtenidos en la presente tesis tomando diversos criterios tales como: Capacidad nominal del equipo, tiempos de respuesta típicos de este tipo de tecnologías, desempeño dinámico adecuado.

El procesamiento de datos se realizará mediante simulaciones en el dominio del tiempo en la plataforma computacional Matlab y los resultados de dichas simulaciones se obtienen en forma de gráficos.

CAPITULO II MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL

2.1 Convertidores VSC Multinivel

Los convertidores multinivel VSC nacieron para extender el uso de convertidores a aplicaciones que requerían mayores niveles de tensión y potencia. El desarrollo de los convertidores multinivel implica tecnología semiconductora bien conocida y de bajo costo, sin embargo, las estructuras de los circuitos son más complejas y requieren de técnicas de control más elaboradas y exigentes desde el punto de vista computacional, por otro lado, otorgan mayor confiabilidad y grados de libertad que pueden usarse para mejorar la conversión de energía en varios aspectos como bajos niveles de distorsión en tensión y corriente, lo que evita la necesidad de filtros a la salida del convertidor, además de altos niveles de eficiencia.

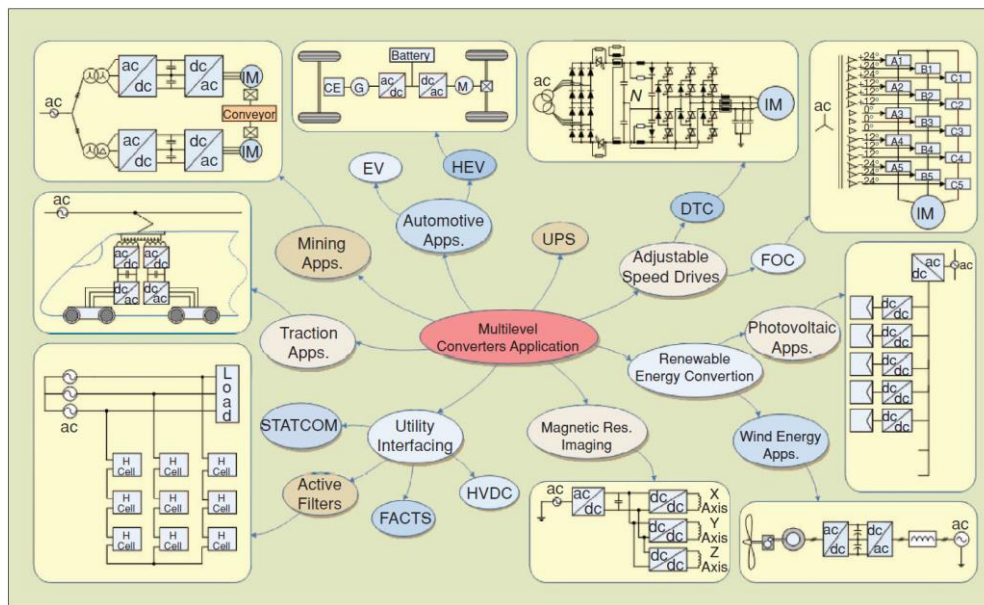


Fig. 2.1 Aplicaciones de los convertidores multinivel VSC

(Fuente: Referencia [8])

La tecnología de convertidores multinivel VSC ofrece alternativas de solución para muchas aplicaciones tales como: máquinas industriales, propulsión de barcos, accionamiento de trenes, laminadoras de acero, vehículos eléctricos e híbridos, conversión

de energía eólica y fotovoltaica, UPS, compensación de energía reactiva, FACTS, etc. En la Figura 2.1 se muestran las aplicaciones más populares de los convertidores multinivel VSC.

Las múltiples aplicaciones en las que se pueden emplear convertidores multinivel VSC presentan diversos requerimientos técnicos tales como: nivel de tensión, nivel de potencia, máxima distorsión permitida, etc, en función de estos aspectos, se debe seleccionar la topología de convertidor más adecuada desde el punto de vista técnico y económico. Dentro de los convertidores multinivel VSC existen múltiples topologías las cuales se muestran en la Figura 2.2, de estas, las que destacan en aplicaciones de transporte de energía ya sea en AC o DC, son las topologías “Puente H en cascada” (CHB) y la modular multinivel (MMC) de las cuales se hablara en más detalle en apartados posteriores.

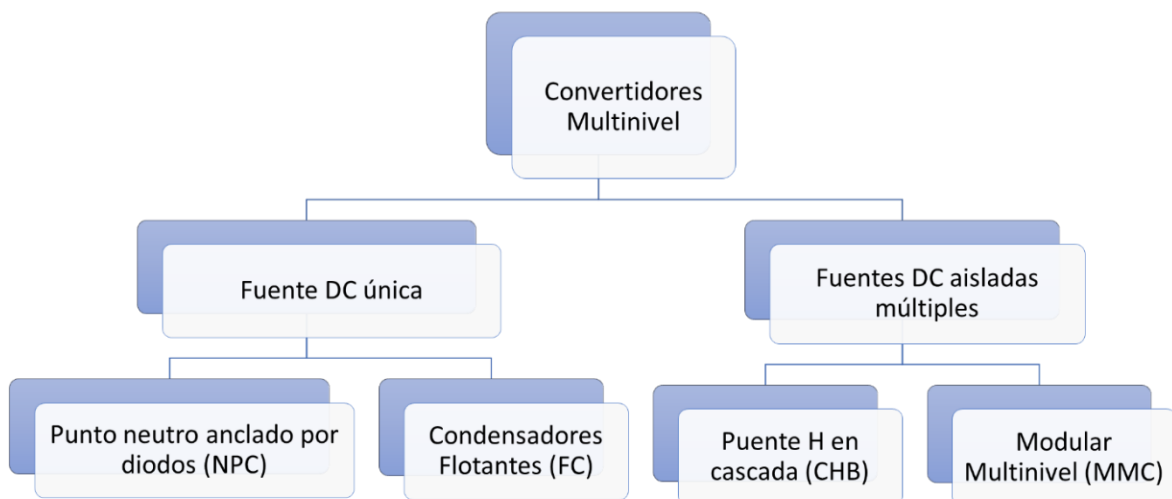


Fig. 2.2 Topologías de convertidores multinivel VSC

(Fuente: Elaborado en base a [8])

2.1.1 Topología Puente H en cascada (CHB)

La topología puente H en cascada se forma a partir de la conexión en serie de inversores monofásicos de 3 niveles, este arreglo forma una fase del convertidor CHB. Cada inversor monofásico de 3 niveles es conocido como modulo puente H y requiere de una fuente DC aislada para generar en sus terminales de salida el voltaje deseado tal y como se muestra en la Figura 2.3.

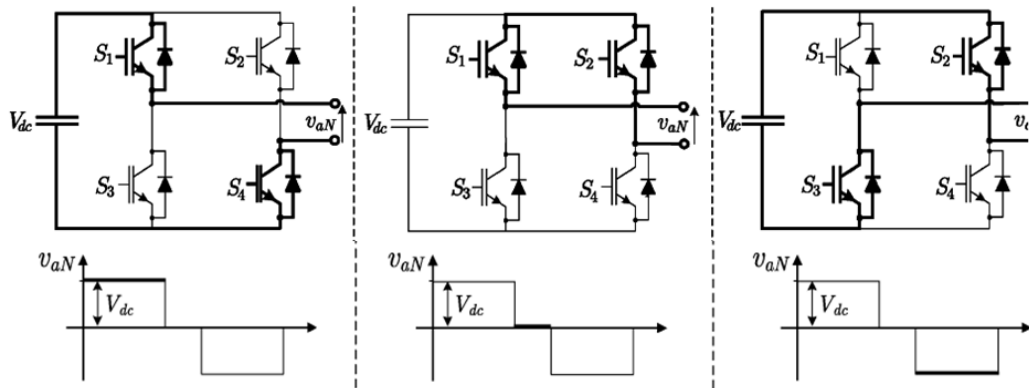


Fig. 2.3 Estados de conmutación de un módulo puente H
(Fuente: Referencia [16])

Debido a que un módulo puente H ya contiene estados redundantes, mientras más módulos en serie se conecten para formar el convertidor, más estados redundantes tendrá el convertidor lo cual permitirá una mayor flexibilidad en su control, otro detalle importante, es que al ser idénticos todos los módulos que se conectan en serie, es posible una operación con tolerancia a fallas [8]. En la Figura 2.4 se muestran 4 módulos puente H conectados en serie con la tensión de salida que presenta 9 niveles, en términos generales, cuando el convertidor posee n módulos en serie, se puede obtener una tensión de salida de $(2n+1)$ niveles.

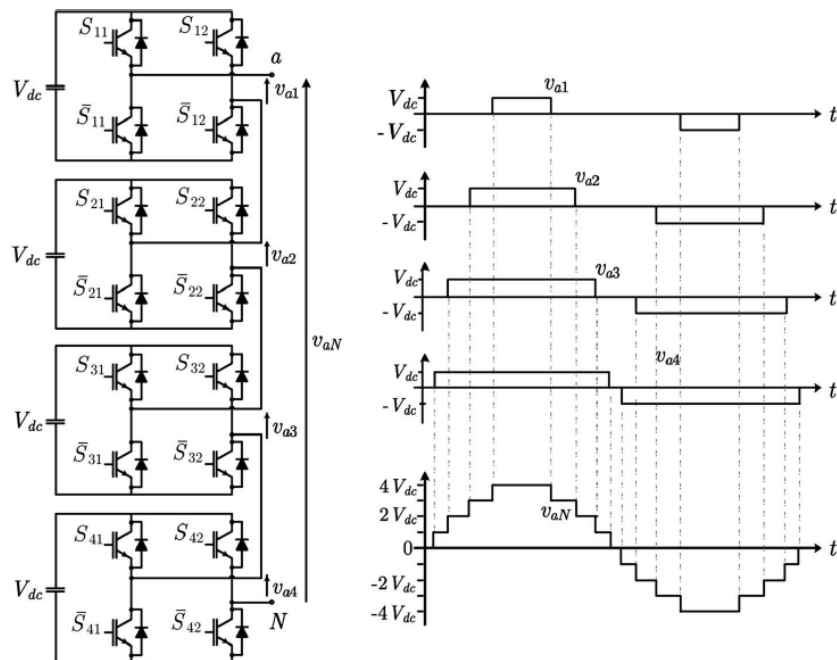


Fig. 2.4 Convertidor en cascada H-Bridge de 9 niveles: Circuito de potencia y Forma de onda de tensión de salida
(Fuente: Referencia [16])

Una desventaja importante de esta topología es que cada módulo puente H requiere una fuente de tensión continua aislada, esto puede obtenerse utilizando un transformador desfasador con múltiples devanados secundarios y un puente rectificador en cada devanado, esta configuración forma un rectificador de múltiples pulsos en el lado de la red de CA, lo que reduce considerablemente la distorsión de la corriente absorbida de la red de CA. En aplicaciones regenerativas, es posible el uso de un inversor trifásico de dos niveles en lugar de un puente rectificador para lograr el flujo de energía activa en ambas direcciones [16].

En aplicaciones STATCOM y SSSC en donde no es requerido que el convertidor entregue energía activa a la red, las fuentes de tensión continua son solo condensadores cuya tensión DC es controlada por el mismo convertidor, por lo que el sistema se simplifica, sin embargo, se necesita un condensador por cada puente H, lo que conduce a una estrategia de control de tensión continua más compleja. Debido a la falta de un enlace CC común, la potencia de salida se verá afectada por una componente oscilatoria que tiene una frecuencia característica igual al doble de la frecuencia de la red; estas oscilaciones se reflejarán en el voltaje de los capacitores, por lo tanto, se requiere un dimensionamiento adecuado de los condensadores a fin de limitar el rizado en el voltaje de los capacitores.

También es posible usar celdas con tensiones desiguales en configuraciones modulares y formar una configuración alternativa llamada configuración híbrida o asimétrica, esta configuración puede producir un nivel de voltaje más alto con menos requerimiento de los IGBTs, esto reduce el tamaño y el costo en comparación con la configuración modular tradicional, ya que se emplean menos IGBTs y condensadores. La principal desventaja de este enfoque es que el convertidor ya no es modular, debido a que las especificaciones de los componentes de cada módulo H son diferentes porque estarán sometidos a diferentes valores de tensión [16].

2.1.2 Topología Modular Multinivel (MMC)

Si bien la topología CHB presenta muchas ventajas tales como: modularidad, escalabilidad en tensión y potencia a medida que se conectan más módulos en serie, alto número de estados de conmutación redundantes, operación tolerante a fallas, alta confiabilidad y usan tecnología de semiconductores de bajo voltaje y costo, una de las más grandes desventajas que tiene es que requiere de múltiples fuentes de tensión continua aisladas para su funcionamiento. A fin de afrontar esta gran deficiencia que impacta fuertemente tanto en el tamaño como en el costo del convertidor CHB se desarrolla la

topología modular multinivel (MMC) que hereda todas las ventajas mencionadas del CHB y supera la desventaja de necesitar múltiples fuentes de tensión continua aisladas debido a que forma un bus DC único pudiendo alcanzar cualquier voltaje operativo, desde media tensión (2.3 – 13.8kV) hasta tensiones muy altas (33 – 640kV) y potencias del orden de los GW [5]. Estas nuevas ventajas ofrecidas por la topología MMC ha permitido a los fabricantes aplicar esta topología en una amplia gama de aplicaciones tales como: Variadores de velocidad para motores de media tensión, sistemas de transmisión en corriente continua (HVDC), parques eólicos marinos, STATCOM, UPFC, etc [5]. La estructura de potencia de un convertidor MMC se muestra en la figura 2.5.

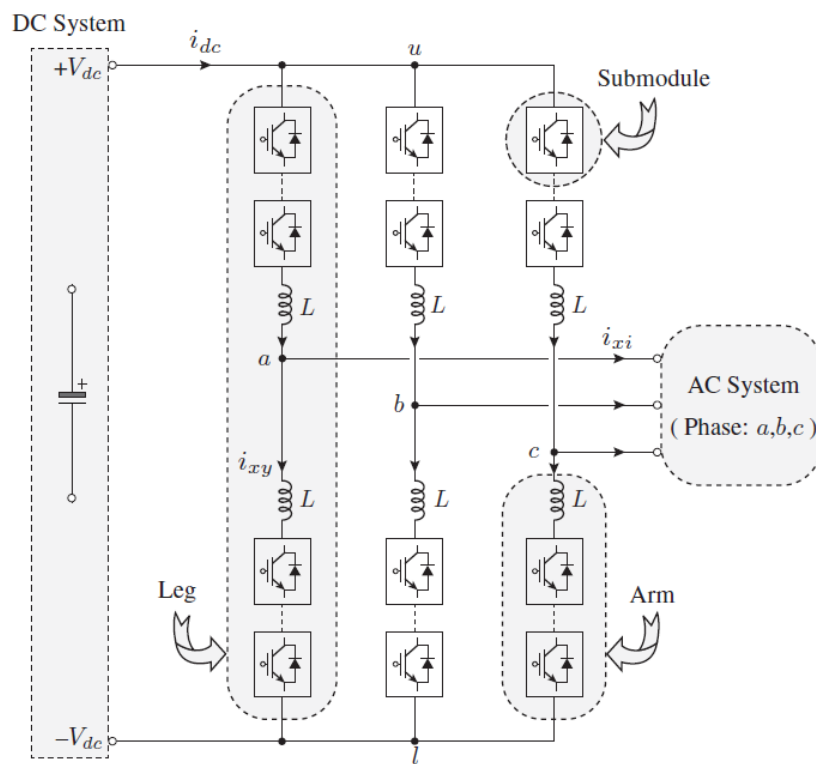


Fig. 2.5 Estructura de potencia de la topología MMC
(Fuente: Referencia [5])

En esta topología, cada submódulo puede ser un módulo puente H completo o un módulo medio puente H tal como se muestra en la figura 2.6. Una de las ventajas más relevantes del convertidor MMC con módulos puente H completo respecto del convertidor MMC con módulos medio puente H es que los módulos puente H completo tiene la capacidad de bloquear las fallas que ocurran en el lado DC del convertidor [5].

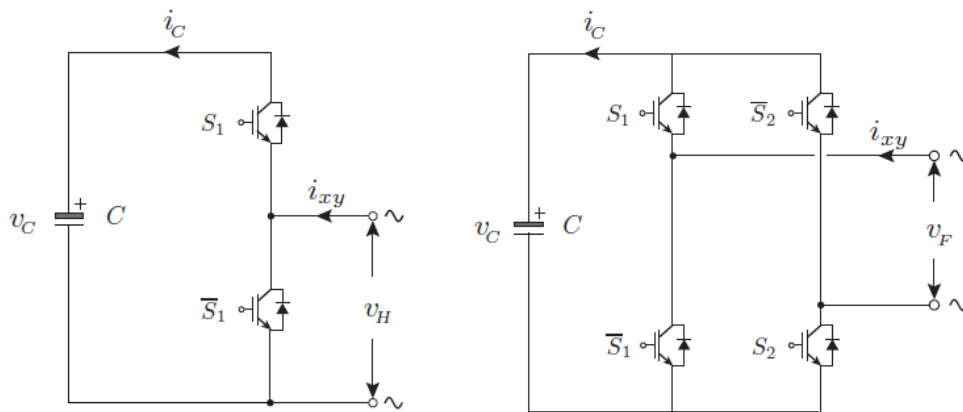


Fig. 2.6 Modulo medio puente H y modulo puente H completo
(Fuente: Referencia [5])

Dependiendo del nivel de tensión que se desea alcanzar con la topología MMC, el convertidor requerirá más módulos en serie. Usualmente, las llaves IGBT así como el capacitor usado para la construcción de un submódulo son capaces de manejar tensiones que están entre 1200V y 1700V, de esta manera, para aplicaciones en variadores de velocidad de media tensión con voltajes de operación que van desde los 2.3kV a los 13.8kV se requieren entre 5 a 20 módulos por brazo. Aplicaciones que requieren tensiones mucho más altas como HVDC, requieren de entre 200 a 400 módulos por brazo para lograr $\pm 320\text{kV}$ en el lado DC [5].

2.2 Técnicas de conmutación

Las técnicas de modulación para convertidores multinivel han sido de interés para la comunidad de investigadores durante los últimos años. Uno de los mayores retos ha consistido en extender las técnicas de modulación tradicionales a los convertidores multinivel ya que al tener más dispositivos que controlar se incrementa la dificultad, así como la exigencia del hardware que ejecuta la técnica, sin embargo, esto trae consigo ventajas que deben ser aprovechadas de la manera más eficiente como los grados de libertad adicionales generados por los estados de conmutación redundante. A fin de hacerle frente a este desafío, se han desarrollado múltiples algoritmos de modulación, cada uno de ellos con ventajas y desventajas únicas que las hace propicias para diferentes aplicaciones. Las técnicas de modulación más relevantes para convertidores multinivel pueden clasificarse de diversas formas, tal vez las dos formas más comunes de clasificación son: según la frecuencia de conmutación y según el dominio de operación (dominio de vectores espaciales y dominio del tiempo), en la figura 2.7 se puede observar la clasificación de las técnicas de modulación más importantes [8].

Las técnicas de conmutación también pueden ser clasificadas según la frecuencia de conmutación promedio a la cual operan, en términos generales, los métodos de baja frecuencia de conmutación son recomendados para aplicaciones de alta potencia, esto con el objetivo de tener menos pérdidas por conmutación, sin embargo, para lograr un adecuado desempeño armónico se requiere que el convertidor cuente con muchos niveles, por otro lado, las técnicas de conmutación de alta frecuencia son preferidas para aplicaciones que requieren de alto desempeño dinámico y mejor calidad de ondas de corriente y tensión con un convertidor con una cantidad reducida de niveles. El concepto de si una técnica de conmutación es considerada de alta o baja frecuencia depende del nivel de potencia requerida en la aplicación, de esta forma, para aplicaciones de alta potencia se consideran técnicas de conmutación de alta frecuencia aquellas por encima de 1kHz [16].

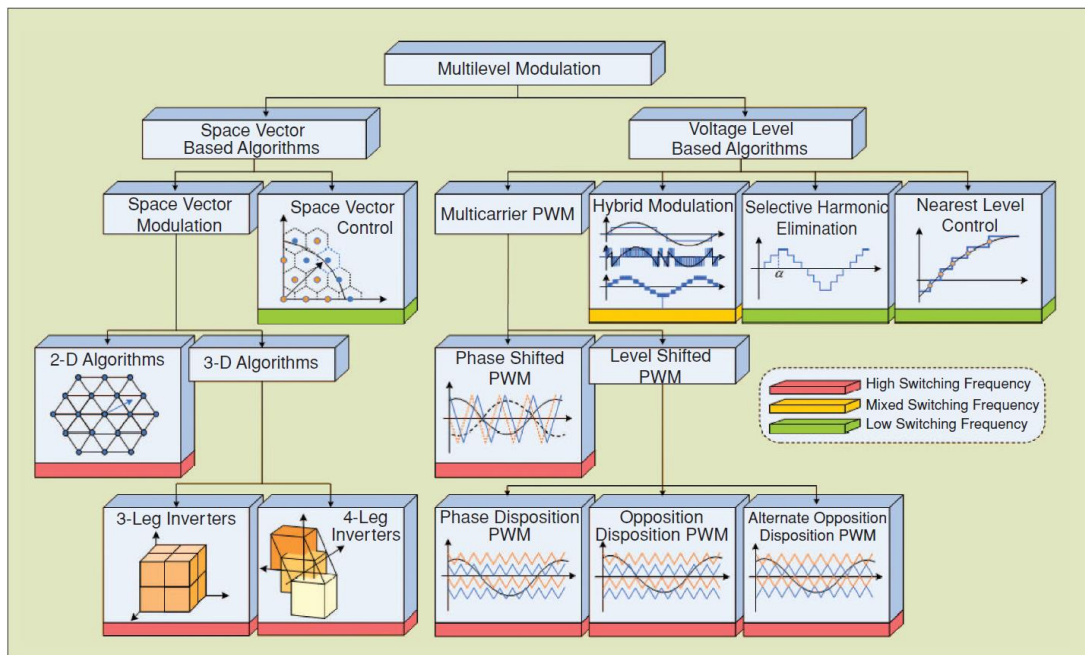


Fig. 2.7 Clasificación de técnicas de modulación para convertidores multinivel
(Fuente: Referencia [8])

De todas estas técnicas se dan mayores detalles de la técnica de control de vector más cercano (NVC) o control de vector espacial como se muestra en la Figura 2.7 ya que esta es la técnica que se implementa en la presente tesis para el control del convertidor. Se elige esta técnica por presentar un buen desempeño dinámico y su implementación en simulación es relativamente simple.

2.2.1 Técnica de control de vector más cercano (NVC)

La técnica de control de vector más cercano fue propuesta en [17], está inspirada en la técnica SVM, de esta manera hereda el alto desempeño dinámico de la técnica SVM pero con la particularidad de ser una técnica de modulación de baja frecuencia, por otro lado, debido a que es una técnica de baja frecuencia requiere que el convertidor contenga un alto número de niveles (generalmente por encima de 7) para ofrecer un contenido armónico adecuado [16].

La idea básica consiste en aprovechar el alto número de vectores de estado que puede ofrecer el convertidor multinivel de tal manera que el vector de estado seleccionado durante todo el periodo de muestreo sea aquel que se encuentre más cerca al vector de referencia y pueda ser formado con un estado de conmutación cuya componente de modo común sea cero. A diferencia de la técnica SVM en donde se realiza la conmutación entre los vectores que forman el triángulo en donde se encontraba el vector de referencia y además inyecta de manera natural tensión de modo común con la finalidad de poder lograr una mayor amplitud en la componente fundamental, en la técnica NVC solo se requiere encontrar el estado de conmutación cuyo modo común sea nulo y cuyo vector de estado este lo más cerca posible del vector de referencia, el convertidor mantendrá el estado de conmutación durante todo el periodo de conmutación.

Para un mayor entendimiento, en la figura 2.8 se muestra el principio de operación de esta técnica. En la figura se ilustran los vectores de estado de un inversor de 11 niveles, además, se puede apreciar el recorrido del vector de referencia, note el lector que se pintan de azul aquellos vectores de estado del convertidor que tienen la mejor aproximación a la trayectoria del vector de referencia y cuya componente de modo común es cero, de esta manera, el convertidor ira conmutando entre estos estados para estar lo más cerca posible del vector de referencia en todo instante. En la misma figura se puede observar la ampliación de una porción de la trayectoria del vector de referencia para mayor entendimiento del lector. Con esta explicación, queda claro que esta técnica requiere que el convertidor tenga un gran número de niveles para que pueda seguir la trayectoria del vector de referencia con un bajo error, de hecho, mientras más niveles tenga el convertidor, más fino será el seguimiento al vector de referencia y la trayectoria seguida por el convertidor se ajustara cada vez más a la trayectoria seguida por el vector de referencia. Otro punto importante que se asegura con un alto número de niveles por parte del convertidor es un bajo contenido armónico de la onda de tensión de salida, a diferencia de la técnica de eliminación selectiva de armónicos (SHE) que con una baja cantidad de

niveles puede eliminar armónicos de bajo orden como el quinto y el séptimo lo cual reduce considerablemente el nivel de distorsión de la señal de salida, la técnica NVC no tiene por objetivo reducir algún orden armónico en particular, sino que requiere de un alto número de niveles para ofrecer un bajo contenido armónico [16].

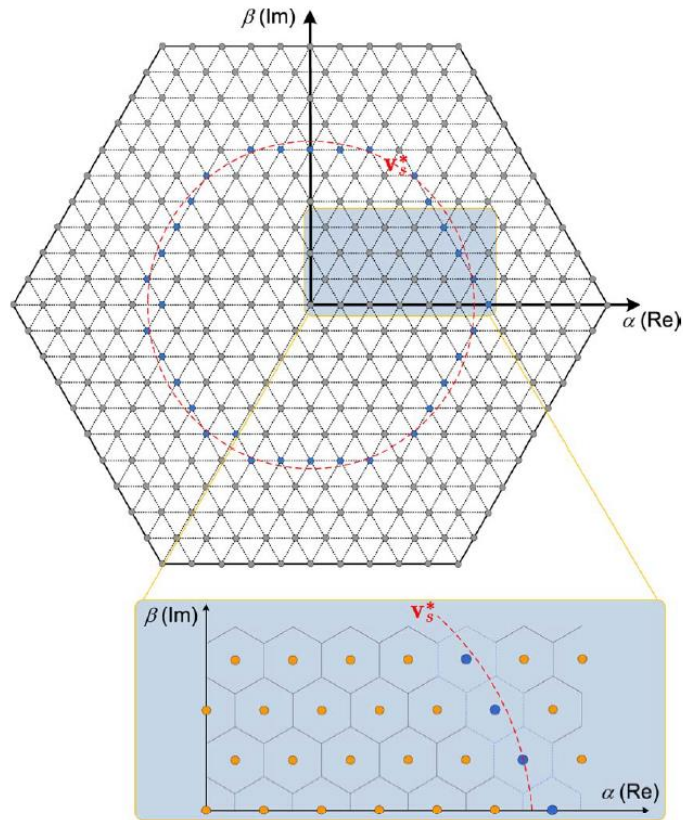


Fig. 2.8 Vectores de estado de un convertidor de 11 niveles
(Fuente: Referencia [16])

2.3 El fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS)

2.3.1 Descripción general del fenómeno

La conexión de capacitores serie puede proveer múltiples beneficios al sistema de transmisión tales como incrementar la capacidad de transporte, incrementar los márgenes de estabilidad del sistema, entre otros, sin embargo, en 1971 se descubrió que la conexión de capacitores serie podría ocasionar efectos adversos significativos sobre las unidades de generación térmica. Luego de estos hallazgos, el fenómeno de resonancia subsíncrona se define como una condición en el sistema eléctrico donde, a raíz de una perturbación, la red eléctrica intercambia energía en cantidades significativas con el sistema mecánico giratorio de una unidad de generación térmica a una o más de sus frecuencias naturales que se encuentren por debajo de la frecuencia síncrona [12], está excluida de este grupo

la frecuencia natural del modo inercial del sistema turbina – generador, este tipo de oscilaciones de muy baja frecuencia correspondientes al modo inercial se encuentran en el campo de estudio de la estabilidad permanente. Entonces, el fenómeno se produce cuando existe un intercambio oscilatorio de energía pobremente amortiguado o amortiguado negativamente entre el sistema mecánico del grupo de generación y la red de transmisión a través del generador.

Este fenómeno presenta tres formas posibles en las que aparece, estas son: el efecto de generador de inducción, interacción torsional y la amplificación del par transitorio. El primero de ellos es un fenómeno netamente eléctrico, es decir, no involucra al sistema mecánico turbina – generador, este se presenta cuando a una determinada frecuencia en el rango subsíncrono se cumple que la impedancia vista desde el neutro de la unidad bajo análisis contiene reactancia nula y resistencia negativa, esta condición resulta en la amortiguación negativa de las corrientes a dicha frecuencia. Es importante recordar que para llevar a cabo el análisis de este fenómeno es necesario considerar el modelo asíncrono de la maquina síncrona ya que, en este rango de frecuencias, la maquina asíncrona se comporta como un generador de inducción y es el único elemento en el sistema que contiene en su modelamiento eléctrico una resistencia negativa.

A raíz del evento ocurrido en la central térmica de Mohave, la comunidad investigadora dejó de ver el fenómeno de resonancia subsíncrona como un fenómeno netamente eléctrico (Generador de inducción), sino que nació el concepto que se maneja actualmente. A raíz de nuevas investigaciones se definen el fenómeno de interacción torsional y la amplificación de par transitorio. El primero de ellos puede ocurrir si se tiene en el sistema de transmisión una frecuencia de resonancia que se encuentra cerca del complemento con respecto a la frecuencia síncrona de una de las frecuencias naturales torsionales del sistema Turbina – Generador, en esta condición, aparecen oscilaciones en el rotor que se superponen al movimiento giratorio a la velocidad síncrona y originan pequeñas tensiones en el inducido a frecuencias subsíncronas y supersíncronas que son aplicadas al sistema de transmisión, luego, estas tensiones impulsan corrientes a las frecuencias correspondientes a través del sistema eléctrico cuyas amplitudes y fases dependerán de las características de la red eléctrica vista desde el punto neutro del generador, al ingresar estas corrientes en el estator de la unidad generan un campo magnético que produce en la unidad un par oscilatorio que incrementa la amplitud de las oscilaciones del rotor, cuando el efecto de dicho par es mayor que el amortiguamiento mecánico de la unidad, se producirán oscilaciones crecientes en el sistema Turbina – Generador.

Por último, en la amplificación del par transitorio se estudia la respuesta del sistema Turbina – Generador ante perturbaciones de gran amplitud tales como cortocircuitos en el sistema de transmisión, la característica más importante de este fenómeno es la aparición súbita de pares de torsión de gran amplitud que pueden dañar de manera severa la parte mecánica de la unidad muy rápidamente.

2.3.2 Medidas de mitigación para el fenómeno

A lo largo del tiempo, las propuestas de mitigación para este fenómeno han ido evolucionando con la tecnología, en los años 80 se tenían múltiples medidas de mitigación con elementos pasivos, entre las más destacadas tenemos los filtros de bloqueo estático, los filtros de línea y los filtros dinámicos [9], la idea básica de este tipo de tecnología es proveer una desintonización de las frecuencias en el sistema de transmisión de tal manera que la amortiguación eléctrica ofrecida por la red para las oscilaciones torsionales se incremente y tener un amortiguamiento neto positivo.

Con el tiempo, apareció el compensador estático de vars (SVC), este equipo de conexión shunt, cuya función principal es el control de tensión en el nodo de conexión mediante la inyección de potencia reactiva, fue propuesta una modificación en su sistema de control con el fin de lograr un efecto mitigador del fenómeno de resonancia subsíncrona [21]. La idea básica para lograr un efecto amortiguante sobre las oscilaciones subsíncronas mediante este equipo consiste en inyectar en su regulador de tensión una señal que dependa de la desviación de velocidad con respecto de la velocidad síncrona de la unidad de interés, de esta manera, el SVC modula la inyección de reactivos al sistema en función de la desviación de velocidad de la unidad logrando un efecto amortiguante sobre las oscilaciones subsíncronas.

La contraparte serie del SVC, el TCSC, es una propuesta de compensación en serie variable basada en tiristores y elementos pasivos, este equipamiento operado en modo vernier evita la participación de su propio capacitor en la resonancia eléctrica de la red [23], de esta manera, se tenía una propuesta de compensación en serie neutra desde el punto de vista de resonancia. Incluso es posible tener una compensación serie híbrida, es decir, una porción que sea capacitor serie fijo y la otra porción variable con TCSC, bajo estas condiciones el TCSC aún es capaz evitar una nueva frecuencia de resonancia en la red por la conexión de esta compensación en serie híbrida, de esta manera, evita la aparición del fenómeno de RSS [15]. Se tiene experiencias como el caso del TCSC de la subestación

de Slatt en Estados Unidos [15], donde se desarrolló mucha investigación relacionada con el impacto del TCSC sobre el fenómeno de resonancia subsíncrona.

En los años 90 fue desarrollado el STATCOM, que a diferencia del SVC y el TCSC está basado en dispositivos de conmutación como el GTO o el IGBT en donde se puede controlar tanto el encendido como el apagado. El STATCOM ofrece ventajas sobre el SVC tales como reducción significativa en el tamaño, tiempos de respuesta mayores y la habilidad de mantener la inyección de la potencia reactiva requerida aun a bajas tensiones en la barra de conexión. Este nuevo equipamiento, al igual que el SVC también fue propuesto para la mitigación del fenómeno de resonancia subsíncrona con un esquema similar al expuesto para el SVC [14].

Aparecieron también dispositivos FACTS VSC como el STATCOM pero de conexión serie como el SSSC o el UPFC, estas alternativas de compensación en serie no contienen elementos pasivos en el lado de alta tensión por lo que no agregan frecuencias de resonancia a la red en el rango subsíncrono. El comportamiento de estos equipos es comparable al de una fuente de tensión en serie con la línea, el efecto de compensación en serie se efectúa inyectando en serie con la línea una tensión que corresponde a la caída de tensión que aparecería en un capacitor en serie por el paso de la corriente, de esta manera, no se tiene la necesidad de agregar ningún elemento pasivo a la red de alta tensión. Además de cumplir las funciones de una compensación en serie, proveen otros modos de control ya que el voltaje inyectado en serie con la línea es controlable, de esta manera, es posible limitar sobrecargas en la línea de transmisión o controlar el nivel de potencia activa que se desea sobre esa línea. Adicional a estos beneficios, existen publicaciones en donde se proponen estos dispositivos para la mitigación del fenómeno de RSS, una de estas propuestas consiste en incluir en el convertidor en serie un esquema de control que suprima las corrientes a frecuencias subsíncronas que circulan por el sistema, el efecto de realizar esto es una amortiguación adicional sobre las oscilaciones subsíncronas en las unidades [18].

CAPÍTULO III DESARROLLO DEL TRABAJO DE LA TESIS

En el presente capítulo, se explican la metodología y los algoritmos que se han utilizado para lograr el modelo final del cual se obtendrán los resultados. Se debe destacar que todas las imágenes mostradas en este capítulo son de elaboración propia, sin embargo, algunas de ellas están basadas en algunas referencias las cuales serán debidamente citadas.

3.1 Metodología del desarrollo del trabajo

A continuación, se detalla una lista de pasos que se seguirá para cumplir con los objetivos de la tesis:

- Implementación en Simulink del segundo modelo benchmark de resonancia subsíncrona de la IEEE (sistema de prueba) [11].
- Implementación en Simulink de la técnica de conmutación NVC que servirá para controlar el SSSC el cual será modelado como un convertidor multinivel de topología CHB.
- Implementación en Simulink de la técnica de balanceo de tensión en capacitores aplicada al convertidor CHB que trabajara en conjunto con la técnica de conmutación NVC.
- Implementación en Simulink de la estructura de control del SSSC y ajuste de las ganancias de los controladores para asegurar una respuesta dinámica adecuada en su interacción con el sistema de prueba en sus diversos modos de control.
- Definir la estrategia de control que se aplicara sobre el convertidor para que tenga un efecto mitigador sobre el fenómeno de RSS.
- Definir los escenarios de estudio en los cuales se evaluará el desempeño del modelo de convertidor implementado como alternativa a una compensación en serie convencional desde el punto de vista de operación normal.
- Definir los escenarios de estudio en los cuales se evaluará el desempeño de la estrategia de control para la mitigación del fenómeno de RSS.

Conectar el modelo de convertidor implementado en el sistema de prueba y estudiar la interacción entre ambos ante perturbaciones mediante simulaciones en el dominio del tiempo en los escenarios de estudio definidos.

3.2 Análisis matemático e implementación computacional del sistema de prueba

Ya que el fenómeno de resonancia subsíncrona está estrechamente ligado con la parte mecánica de la turbina, es necesario conocer a fondo su dinámica desde el punto de vista torsional, por ello, en el presente apartado se presenta el análisis torsional de la turbina del sistema de prueba y la implementación del sistema de prueba en Simulink.

3.2.1 Análisis torsional de la turbina

La red que será utilizada como sistema de prueba es el segundo modelo benchmark de resonancia subsíncrona propuesto por la IEEE en [11], cuya topología se muestra en la figura 3.1.

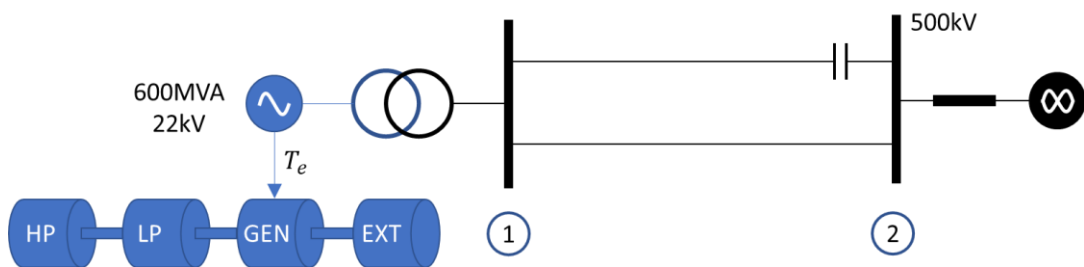


Fig. 3.1 Sistema de prueba [11]

Para implementar este sistema en Simulink se utilizarán modelos predefinidos en el software para las líneas de transmisión, el transformador, el capacitor serie, el generador y el equivalente Thévenin, por otro lado, el modelamiento de la turbina se desarrolla en función de bloques básicos como integradores y sumadores. Además, se deducen las ecuaciones para la inicialización de las variables de estado del modelo de turbina.

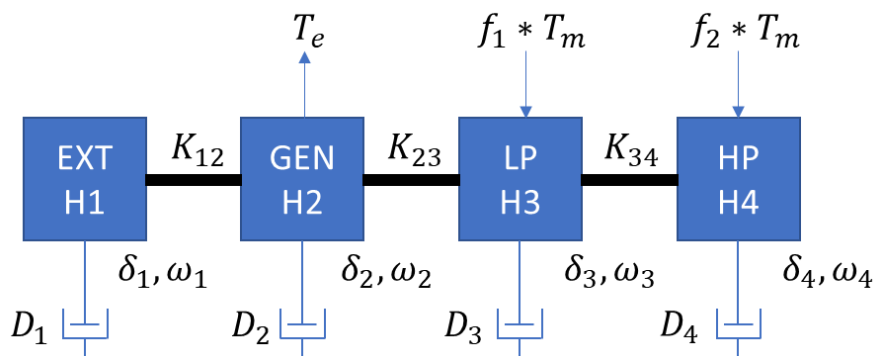


Fig. 3.2 Modelo masa resorte de la turbina del generador del sistema de prueba

En la figura 3.2 se muestra el esquema masa resorte de la turbina que se desea modelar, los datos referentes al sistema mecánico son proporcionados en la referencia [11] en unidades del sistema americano, estos mismos datos se presentan en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Datos mecánicos de la turbina del sistema de prueba [11]

Numero de masa	Nombre de la masa	Fracción de torque (%)	Inercia (lb-ft ²)	Amortiguamiento (lbf-ft-sec/rad)	Rigidez torsional (lbf-ft/rad)
1	Excitatriz mecánica (EXT)	0	1383	4.3	
					4390000
2	Generador (GEN)	0	176204	547.9	
					97970000
3	Turbina de baja presión (LP)	50	310729	966.2	
					50120000
4	Turbina de alta presión (HP)	50	49912	155.2	

Los datos mostrados en la tabla 3.1 se expresan en p.u. para ser utilizados en el sistema de ecuaciones diferenciales que describe la dinámica en tiempo de la turbina. En la tabla 3.2 se muestran los mismos parámetros de la tabla 3.1 pero los coeficientes de amortiguamiento mecánico y rigidez torsional se encuentran en p.u., mientras que la inercia se encuentra en segundos. Se debe tomar en cuenta que para la transformación a p.u. se requiere conocer la tensión nominal en kV, la potencia nominal en MVA y la velocidad nominal del generador en rpm, todos estos datos se encuentran en la referencia [11].

Tabla 3.2 Datos mecánicos de la turbina del sistema de prueba en p.u. y seg

Numero de masa	Nombre de la masa	Fracción de torque (%)	Inercia (seg)	Amortiguamiento (p.u.)	Rigidez torsional (p.u.)
1	Excitatriz mecánica (EXT)	0	0.006898	0.001381145	
					3.740279682
2	Generador (GEN)	0	0.878821	0.175983511	
					83.47043291
3	Turbina de baja presión (LP)	50	1.549768	0.310339967	
					42.70223637
4	Turbina de alta presión (HP)	50	0.248937	0.049849682	

Considerando los datos de la tabla 3.2 se presentan las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento dinámico de la turbina.

$$\begin{cases} \left(\frac{1}{\omega_B}\right)(2H_1\ddot{\delta}_1) + D_1\dot{\delta}_1 + K_{12}(\delta_1 - \delta_2) = 0 \\ \left(\frac{1}{\omega_B}\right)(2H_2\ddot{\delta}_2) + D_2\dot{\delta}_2 + K_{23}(\delta_2 - \delta_3) + K_{12}(\delta_2 - \delta_1) = -T_e \\ \left(\frac{1}{\omega_B}\right)(2H_3\ddot{\delta}_3) + D_3\dot{\delta}_3 + K_{34}(\delta_3 - \delta_4) + K_{23}(\delta_3 - \delta_2) = f_1T_m \\ \left(\frac{1}{\omega_B}\right)(2H_4\ddot{\delta}_4) + D_4\dot{\delta}_4 + K_{34}(\delta_4 - \delta_3) = f_2T_m \end{cases} \quad (3.1)$$

A partir de las ecuaciones diferenciales que gobiernan la dinámica de la turbina es posible realizar el análisis torsional de la misma, con este análisis se obtienen parámetros tales como: las frecuencias naturales de oscilación, inercias modales, tasas de decaimiento modal, las formas modales, etc. Los parámetros mencionados son necesarios para analizar el fenómeno de resonancia subsíncrona y permiten identificar los modos de oscilación torsional que tiene la turbina en el rango subsíncrono y entender el comportamiento que tendrá la turbina cuando alguno de sus modos torsionales es excitado.

Para realizar el análisis torsional de la turbina se debe obtener el modelo modal masa resorte de misma, el modelo modal masa resorte es una representación matemática donde los modos de oscilación se aíslan unos de otros, de esta manera, es posible observar las características de cada modo de manera independiente. En este modelo, la dinámica de cada modo queda representado por una masa con su respectivo resorte y su amortiguador.

Para obtener el modelo modal masa resorte de una turbina se debe utilizar una transformación lineal que permita trasladar el sistema original a un espacio donde los modos están completamente desacoplados entre ellos. Para lograr el modelo modal masa resorte primero se escribe el sistema de ecuaciones (3.1) en forma matricial.

$$\left(\frac{1}{\omega_B}\right)(2H\ddot{\delta}) + D\dot{\delta} + K\delta = T \quad (3.2)$$

Siendo:

$$\underline{\delta} = [\delta_1 \quad \delta_2 \quad \delta_3 \quad \delta_4]^t \quad (3.2a)$$

$$\underline{T} = [0 \quad -T_e \quad f_1T_m \quad f_2T_m]^t \quad (3.2b)$$

$$\underline{H} = \begin{bmatrix} H_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & H_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & H_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & H_4 \end{bmatrix} \quad (3.2c)$$

$$\underline{K} = \begin{bmatrix} K_{12} & -K_{12} & 0 & 0 \\ -K_{12} & (K_{12} + K_{23}) & -K_{23} & 0 \\ 0 & -K_{23} & (K_{23} + K_{34}) & -K_{34} \\ 0 & 0 & -K_{34} & K_{34} \end{bmatrix} \quad (3.2d)$$

$$\underline{D} = \begin{bmatrix} D_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & D_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & D_3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & D_4 \end{bmatrix} \quad (3.2e)$$

Como se mencionó, para lograr el modelo modal masa resorte se debe aplicar una transformación lineal tal como se muestra en la ecuación (3.3).

$$\underline{\delta} = \underline{Q}\underline{\delta}_m \quad (3.3)$$

Donde Q es la matriz de transformación y está compuesta por los vectores propios derechos de la matriz $H^{-1}K$ en forma de columnas, cabe mencionar que estos vectores propios son las formas modales de cada modo de la turbina, además, a partir de los valores propios de la matriz $H^{-1}K$ se pueden obtener las frecuencias naturales de oscilación torsional de la turbina.

Reemplazando (3.3) en (3.2) se obtiene

$$\left(\frac{1}{\omega_B}\right) \left(2\underline{Q}^t\underline{H}\underline{Q}\underline{\delta}_m\right) + \underline{Q}^t\underline{D}\underline{Q}\underline{\delta}_m + \underline{Q}^t\underline{K}\underline{Q}\underline{\delta}_m = \underline{Q}^t\underline{T} \quad (3.4)$$

Siendo:

$H_m = \underline{Q}^t\underline{H}\underline{Q}$; Matriz Diagonal que contiene las inercias modales

$K_m = \underline{Q}^t\underline{K}\underline{Q}$; Matriz Diagonal que contiene las constantes de rigidez torsionales modales

$D_m = \underline{Q}^t\underline{D}\underline{Q}$; Matriz Diagonal que contiene los amortiguamientos modales

$T_m = \underline{Q}^t\underline{T}$; Matriz Columna

Considerando los datos de la tabla 3.2 se obtienen los vectores y valores propios de la matriz $H^{-1}K$, en consecuencia, la matriz de transformación Q y las frecuencias naturales de oscilación torsional F_n se presentan.

$$\underline{Q} = \begin{bmatrix} -1 & -0.5 & 0.6026 & 0.3147 \\ 0.0097 & -0.5 & 0.4612 & 0.1872 \\ -0.0012 & -0.5 & -0.1629 & -0.2515 \\ 0.0005 & -0.5 & -0.6306 & 0.8960 \end{bmatrix} \quad (3.4a)$$

$$F_n = [51.1288 \quad 0 \quad 24.6467 \quad 32.3868] \quad (3.4b)$$

El vector F_n contiene las frecuencias naturales de oscilación torsional en Hercios mientras que la matriz Q contiene las formas modales en forma de columnas en el mismo orden en que el vector F_n contiene las frecuencias naturales.

Cualquier columna de la matriz Q puede multiplicarse por una constante sin alterar su validez como matriz de transformación. En análisis de sistemas de potencia, es una práctica común referir las formas modales a la masa del rotor, esto se logra haciendo que todos los elementos de la fila 2 de Q sean iguales a la unidad. Entonces la nueva matriz de transformación Q será como se presenta.

$$\underline{Q} = \begin{bmatrix} -102.6762 & 1 & 1.3066 & 1.6811 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \\ -0.1188 & 1 & -0.3532 & -1.3434 \\ 0.0542 & 1 & -1.3674 & 4.7868 \end{bmatrix} \quad (3.4c)$$

Con esta nueva matriz de transformación se pueden obtener los valores de las inercias modales, las constantes de rigidez modales y los amortiguamientos modales.

$$H_m = \underline{Q}^t \underline{H} \underline{Q} = \begin{bmatrix} 73.6229 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 2.6844 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1.5494 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 9.3994 \end{bmatrix} \quad (3.4d)$$

$$K_m = \underline{Q}^t \underline{K} \underline{Q} = \begin{bmatrix} 40309.08 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 197.1280 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2064.9 \end{bmatrix} \quad (3.4e)$$

$$D_m = \underline{Q}^t \underline{D} \underline{Q} = \begin{bmatrix} 14.7411 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.5376 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.3103 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1.8822 \end{bmatrix} \quad (3.4f)$$

Para calcular las tasas de decaimiento modal aplicamos la ecuación (3.5).

$$\sigma_m = \frac{D_m}{4H_m} \quad (3.5)$$

Entonces:

$$\sigma_m = [0.05 \quad 0.05 \quad 0.05 \quad 0.05] \quad (3.5a)$$

Del resultado anterior se observa que las tasas de decaimiento modal coinciden con las que se presentan en la referencia [11].

De los resultados obtenidos, se observa que la turbina bajo análisis tiene 3 modos torsionales en el rango subsíncrono siendo el menos amortiguado el de 24.65Hz, por otro lado, cuando este modo es excitado es posible saber que porción de eje sufre un mayor par de torsión si observamos las formas modales. Como se mencionó, las columnas de la matriz Q son las formas modales, es decir, la posición angular relativa de cada una de las masas cuando un modo es excitado. En la figura 3.3 se muestran de manera gráfica las formas modales.

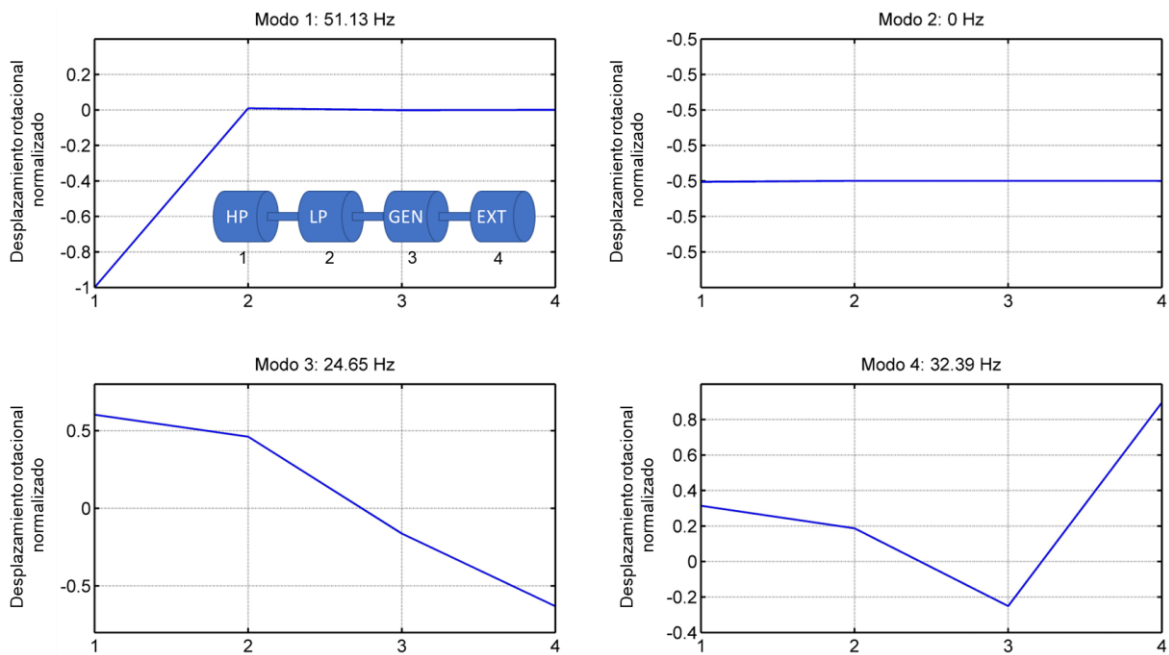


Fig. 3.3 Formas modales de la turbina del sistema de prueba

En las formas modales se puede observar que en el eje X se indica el número de masa de la turbina según la numeración que se muestra en las tablas 3.1 y 3.2, por otro lado, en el eje Y se muestra la posición angular relativa que tiene cada masa cuando el respectivo modo es excitado, de esta manera, considerando las constantes de rigidez de cada eje y las posiciones angulares de cada masa se puede calcular cuál de los ejes es sometido a

un mayor par de torsión cuando determinado modo es excitado. De la figura 3.3 se puede observar que cuando el modo de 24.65 Hz es excitado, la mayor diferencia entre posiciones angulares se da entre la masa del rotor (masa 2) y la turbina de baja presión (masa 3), adicionalmente, de las tablas 3.1 y 3.2 se puede observar que la porción de eje que une la masa del rotor y la turbina de baja presión es la de mayor rigidez torsional por lo que esta sección es sometida a un mayor par de torsión cuando el modo de 24.65 Hz es excitado.

Además del análisis torsional, es necesario obtener las ecuaciones que permitan la inicialización del modelo dinámico. Del sistema de ecuaciones (3.1) se obtienen las ecuaciones para calcular las condiciones iniciales del tren de masas, para ello, se asume que la turbina se encuentra en estado estacionario, además, la posición angular del rotor (δ_2) y el torque electromagnético (T_e) se obtienen de la inicialización del modelo eléctrico, es decir, del flujo de carga, por lo que para fines de la inicialización del modelo de la turbina estos serán datos de entrada. En la ecuación (3.6) se muestran las expresiones para inicializar las posiciones angulares de cada masa.

$$\left\{ \begin{array}{l} \delta_{10} = \delta_{20} \\ \delta_{30} = \frac{T_e}{K_{12}} + \delta_{20} \\ \delta_{40} = \frac{T_e - f_1 T_{in}}{K_{34}} + \frac{T_e}{K_{12}} + \delta_{20} \end{array} \right. \quad (3.6)$$

3.2.2 Implementación a nivel de simulación del sistema de prueba

Se implementa en Simulink/Matlab el sistema que se muestra en la figura 3.1, el sistema implementado en Simulink se muestra en la figura 3.4.

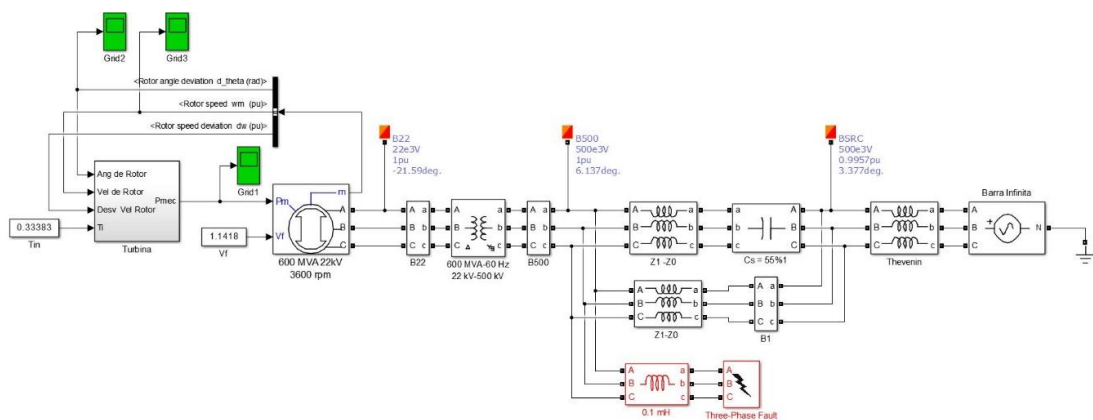


Fig. 3.4 Modelo Benchmark de RSS de la referencia [11]

En la referencia [11] se muestran 3 simulaciones para tres casos operativos distintos, las condiciones generales de los 3 casos son las siguientes:

- Se aplica una falla trifásica en los terminales de alta tensión del transformador del generador a través de una inductancia de 0.1mHr.
- La falla se aplica en el instante en que la tensión del terminal A del generador alcanza su pico máximo.
- El generador se encuentra inyectando 0MW al sistema cuando se aplica la falla.

Luego, se muestra de manera gráfica la evolución en el tiempo del torque en la sección del eje que une las masas del rotor y de la turbina de baja presión para tres escenarios de operación distintos, estos son:

- 55% de compensación serie y 0.017 segundos de tiempo aplicación de la falla.
- 55% de compensación serie y 0.04 segundos de tiempo aplicación de la falla.
- 0% de compensación serie y 0.017 segundos de tiempo de aplicación de la falla.

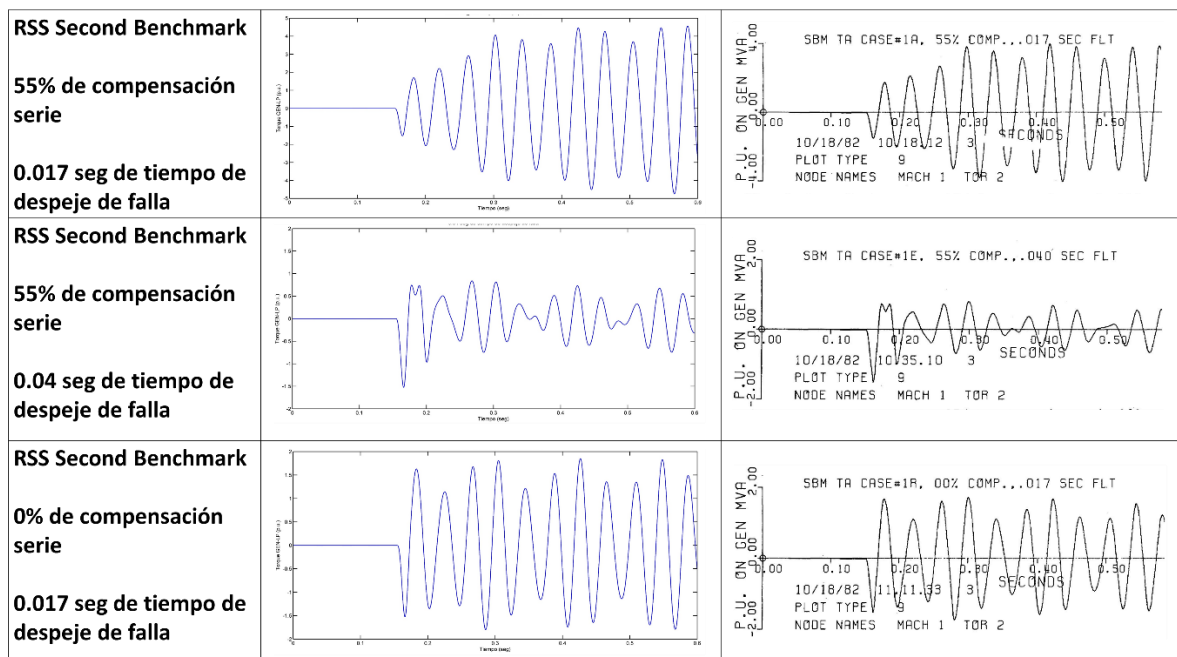


Fig. 3.5 Comparación entre los resultados obtenidos con el modelo implementado en Simulink y el presentado en la referencia [11]

Para validar el modelo implementado se debe realizar una comparación de los resultados obtenidos con el modelo implementado en Simulink al replicar los tres casos mencionados y los resultados que se muestran en la referencia [11]. En la figura 3.5 se muestran los resultados obtenidos mediante simulaciones con el modelo implementado en

Simulink y el resultado que se observa en la referencia [11] para cada uno de los 3 casos y se observa que ambos resultados son muy similares, lo cual indica que el modelo implementado en Simulink es correcto.

3.3 Técnicas de control del convertidor

En el presente apartado se describen los algoritmos de la técnica de conmutación de vector más cercano o NVC, por sus siglas en inglés, y la técnica de balanceo de tensión en los capacitores que permitirán controlar el convertidor multinivel CHB, además, se presenta la implementación en Simulink de ambas técnicas.

La técnica de conmutación NVC que se explica en este apartado está basada en la referencia [22], donde el autor plantea el algoritmo para la técnica SVM, por otro lado, la técnica de balanceo de tensión en condensadores que se presente en este capítulo está basada en la referencia [1], sin embargo, se proponen ciertas modificaciones que logran un mejor desempeño.

3.3.1 Algoritmo de la técnica NVC

Con respecto a convertidores multinivel, se denomina vector de estado a la representación de una posible combinación de tensiones de fase que el convertidor puede obtener en su salida en el espacio xy. Si se grafican en el plano xy todos los posibles vectores de estado que se pueden obtener con un convertidor multinivel, obtendremos un gráfico como el que se muestra en la figura 3.6, en donde cada vértice de la figura representa un posible vector de estado del convertidor multinivel.

Cualquier juego de tensiones de fase puede ser representado en el espacio xy mediante el sistema de ecuaciones (3.7).

$$\begin{bmatrix} V_x \\ V_y \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

Entonces, en el sistema coordenado xy se puede representar mediante un solo vector la tensión trifásica de referencia que se desea a la salida del convertidor multinivel, de esta manera, la técnica NVC consiste en elegir aquel vector de estado que se aproxime más al vector de referencia en el periodo de conmutación actual.

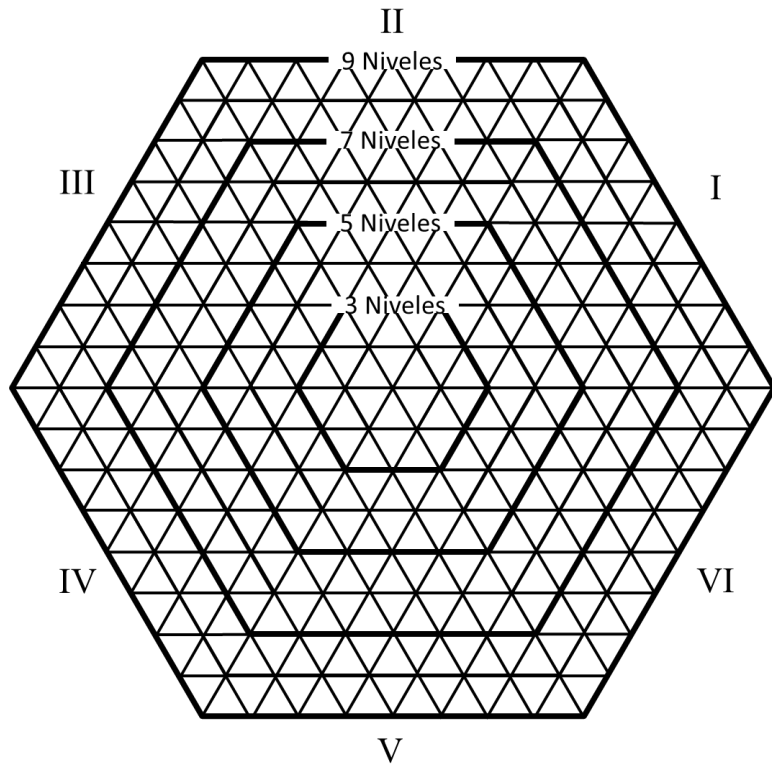


Fig. 3.6 Diagrama de vectores de estado de un inversor multinivel [22]

Una forma de ubicar el vector de estado más cercano al vector de referencia es ubicando primero el triángulo en donde se ubica el vector de referencia, para ello se utilizará un sistema coordenado de 60° como se muestra en la figura 3.7.

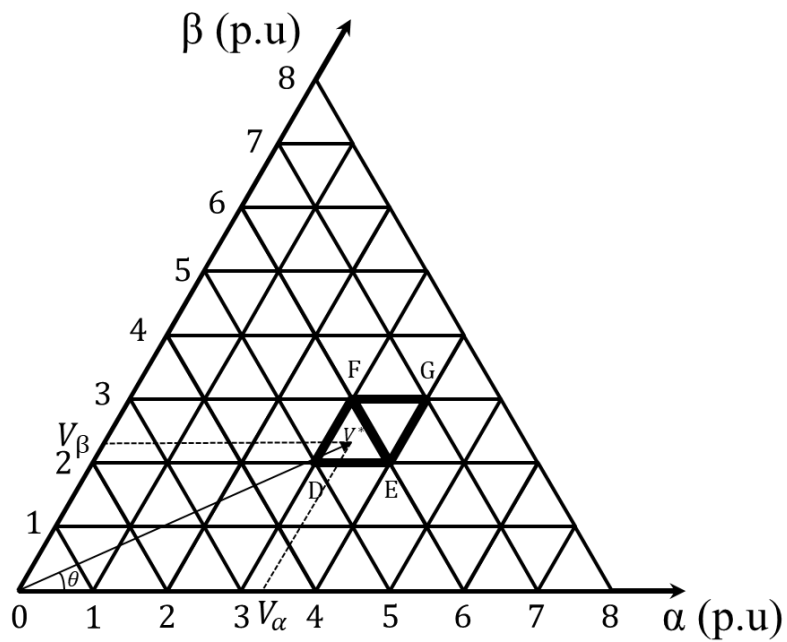


Fig. 3.7 Primer sextante en el sistema coordenado de 60° [22]

En este sistema coordenado, los vectores de estado se expresan de manera general por sus componentes α y β , donde α y β pueden tomar valores enteros desde 1 hasta $2m$, siendo m el número de módulos H por fase del convertidor CHB cuyas fases se conectan en estrella. Cabe mencionar que los valores que se muestran en los ejes α y β están en por unidad, siendo el voltaje base V_{DC} , que corresponde a la tensión de referencia elegida para la carga de los condensadores de los módulos H del convertidor. En la ecuación (3.8) se presenta la relación entre el número de niveles de tensión del convertidor (n), el cual siempre es impar para inversores multinivel CHB, y el número de módulos H por fase del convertidor (m).

$$m = \frac{n - 1}{2} \quad (3.8)$$

Así como los vectores de estado, el vector de referencia también puede expresarse mediante sus componentes V_α y V_β las cuales se pueden calcular a partir de su representación en el espacio xy mediante la ecuación (3.9).

$$\begin{cases} V_\alpha = \frac{2\sqrt{3}}{3} V \text{Sen}(60 - \theta) \\ V_\beta = \frac{2\sqrt{3}}{3} V \text{Sen}(\theta) \end{cases} \quad (3.9)$$

Donde V y θ representan el módulo y ángulo del vector de referencia en el sistema xy y se pueden calcular mediante la ecuación (3.10).

$$\begin{cases} V = \sqrt{V_x^2 + V_y^2} \\ \theta = \tan^{-1}\left(\frac{V_y}{V_x}\right) \end{cases} \quad (3.10)$$

En el sistema coordenado de 60° se pueden calcular las coordenadas α y β del vértice D del rombo DFGE donde se encuentra ubicado el vector de referencia mediante la ecuación (3.11).

$$\begin{cases} V_{D\alpha} = \text{int}(V_\alpha) \\ V_{D\beta} = \text{int}(V_\beta) \end{cases} \quad (3.11)$$

Siendo int es la función máximo entero.

El hecho de ubicar el vértice D indica que el vector de referencia tiene que estar en alguno de los dos triángulos que conforman el rombo DFGE, además, contando con las coordenadas del vértice D es posible obtener las coordenadas de los otros vértices del rombo DFGE mediante la ecuación (3.12).

$$\begin{cases} (V_{E\alpha}, V_{E\beta}) = (V_{D\alpha} + 1, V_{D\beta}) \\ (V_{F\alpha}, V_{F\beta}) = (V_{D\alpha}, V_{D\beta} + 1) \\ (V_{G\alpha}, V_{G\beta}) = (V_{D\alpha} + 1, V_{D\beta} + 1) \end{cases} \quad (3.12)$$

Para determinar si el vector de referencia está en ΔDEF o ΔEFG se aplica la ecuación (3.13).

$$\begin{cases} \text{Si } (V_{\alpha} + V_{\beta}) \geq (V_{E\alpha} + V_{E\beta}) \rightarrow V \in \Delta EFG \\ \text{Si } (V_{\alpha} + V_{\beta}) < (V_{E\alpha} + V_{E\beta}) \rightarrow V \in \Delta DEF \end{cases} \quad (3.13)$$

Cuando se determina en que triángulo se ubica el vector de referencia, el convertidor debe conmutar al vértice de dicho triángulo que se encuentre más próximo al vector de referencia.

Una vez obtenido el vector de estado que el convertidor debe lograr, se puede obtener el estado de conmutación, este indica las tensiones por fase que debe lograr el convertidor en términos de V_{DC} que corresponden al vector de estado requerido, en convertidores multinivel obtener el estado de conmutación puede tener cierto grado de dificultad ya que existen múltiples estados de conmutación que corresponden a un mismo vector de estados, sin embargo, en este caso en particular, el convertidor estará conectado en un sistema de transmisión de 500kV que está puesto a tierra, por ello, el estado de conmutación que se elija además de corresponder al vector de estado requerido no debe contener tensión de secuencia cero, caso contrario, el convertidor inyectará tensión de secuencia cero en un sistema sólidamente aterrizado y generará circulación de corriente de secuencia cero.

Para ubicar el estado de conmutación con nulo contenido de secuencia cero, se consideran los vectores de estado que forman los vértices del triángulo donde se encuentra el vector de referencia, luego, para cada uno de esos puntos se tiene un cierto número de estados de conmutación redundantes que pueden calcularse mediante la ecuación (3.13).

$$\begin{cases} V_a = \alpha + \beta - m, \alpha + \beta - m + 1, \alpha + \beta - m + 2, \dots, m \\ V_b = V_a - \alpha \\ V_c = V_a - \alpha - \beta \end{cases} \quad (3.13)$$

Para que el estado de conmutación elegido tenga nulo contenido de secuencia cero, se debe cumplir que la suma de las tensiones de fase es cero, en ese sentido, se debe cumplir la ecuación (3.14).

$$\begin{cases} V_a = \frac{2\alpha + \beta}{3} \\ V_b = V_a - \alpha = \frac{-\alpha + \beta}{3} \\ V_c = V_a - \alpha - \beta = \frac{-\alpha - 2\beta}{3} \end{cases} \quad (3.14)$$

Como V_a solo puede tomar valores enteros, de entre los 3 vectores de estado que forman el triángulo donde se encuentra el vector de referencia, se debe elegir aquel vector de estado cuyas coordenadas (α, β) en el sistema coordenado de 60° cumplan que $(2\alpha + \beta)$ sea múltiplo de 3. Una vez que se haya elegido el vector de estado que cumpla con las condiciones antes descritas, el estado de conmutación se elige utilizando la ecuación (3.14).

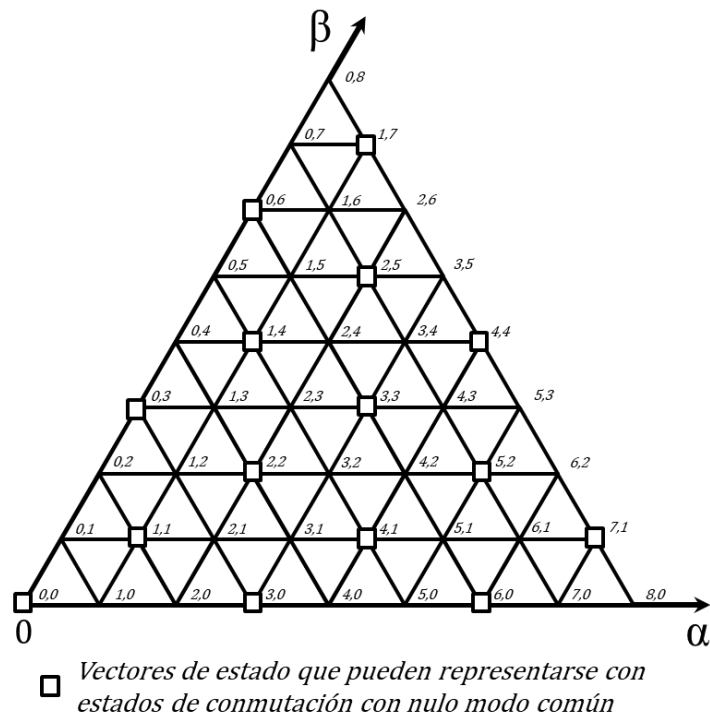


Fig. 3.8 Vectores de estado que pueden representarse con estados de conmutación con nulo modo común

Considerando que solo pueden ser elegibles aquellos vectores de estado que cumplan que $(2\alpha+\beta)$ sea múltiplo de 3, en la figura 3.8 se muestra el primer sextante en el sistema coordenado de 60° con los vectores de estado que cumplen dicha condición.

En la figura 3.8 se observa que todos los triángulos del primer sextante tienen solo un vector de estado que cumple que la condición, en ese sentido, sin importar en que triángulo se ubique el vector de referencia, siempre se podrá lograr un estado de conmutación con nulo contenido de secuencia cero, además, dicho estado de conmutación será único por lo que la selección del estado de conmutación se simplifica.

Para resumir lo explicado a lo largo del presente apartado, en la figura 3.9 se presenta el diagrama de flujo del algoritmo correspondiente a la técnica de conmutación de vector más cercano (NVC).

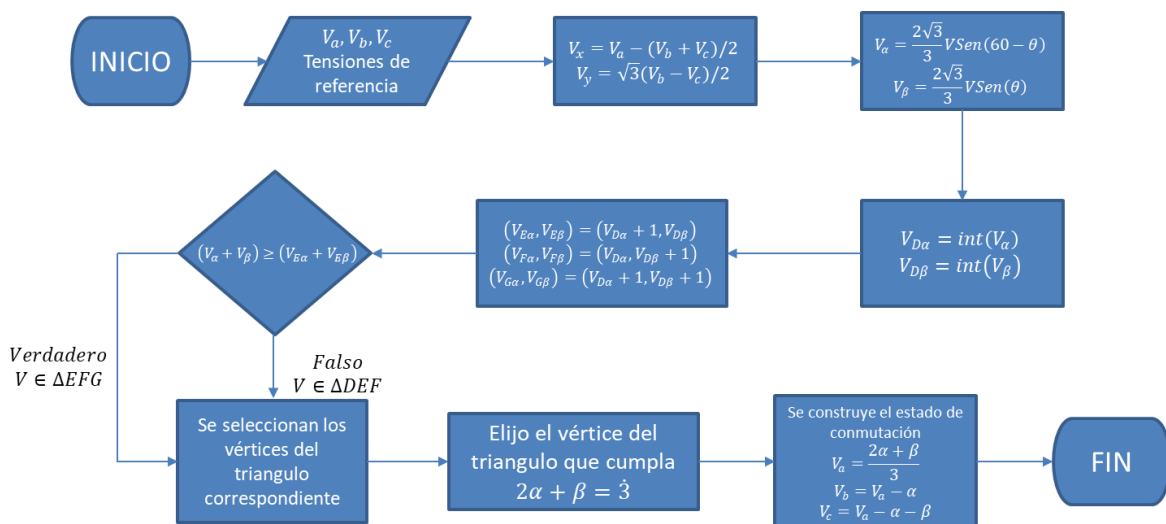


Fig. 3.9 Diagrama de flujo del algoritmo de conmutación NVC

3.3.2 Algoritmo de la técnica de balanceo de tensión en los capacitores

Con el estado de conmutación, la técnica de conmutación NVC le indica al convertidor las tensiones por fase que debe lograr en sus terminales de salida en términos de V_{DC} , sin embargo, dado que cada módulo H puede conmutar entre $+V_{DC}$, 0 y $-V_{DC}$, existen múltiples formas de lograr la tensión de fase establecidas por la técnica NVC. Por otro lado, dependiendo del estado de conmutación de cada módulo H del convertidor, cuando circula corriente a través del convertidor, esta corriente ingresara o no en los condensadores de los módulos H y cargara o descargara el condensador dependiendo del sentido de la corriente, en ese sentido, la técnica de balanceo de tensión en los capacitores será la

encargada de indicar el estado de conmutación de cada módulo H a fin de lograr lo requerido por la técnica de conmutación de tal manera que se mantengan las tensiones en los condensadores lo más cerca posible del nivel de referencia.

Como primer paso se evalúa la necesidad de cargar o descargar el condensador de cada uno de los módulos, esta necesidad se cuantifica con un número. En la Tabla 3.3 se muestran los posibles estados para la necesidad de carga (NC).

Tabla 3.3 Necesidad de carga o descarga

NC	Descripción
+1	Necesidad de carga, voltaje por debajo de la referencia
-1	Necesidad de descarga, voltaje por encima de la referencia

Luego, se utilizará el sentido de la corriente de fase, la corriente entrando en el módulo se considera positiva, caso contrario, se considera negativa. En la Tabla 3.4 se muestran los posibles estados para el sentido de la corriente.

Tabla 3.4 Dirección de corriente en el módulo puente H

I_{fase}	Descripción
+1	Corriente entrando en el modulo
-1	Corriente saliendo del modulo.

Tabla 3.5 Estados de conmutación que requiere cada modulo

NC	I_{fase}	SS
+1	+1	+1
+1	-1	-1
-1	+1	-1
-1	-1	+1

Teniendo en cuenta la necesidad de carga y la dirección de la corriente de fase se puede calcular el estado de conmutación que necesita cada módulo para acercarse a la tensión de referencia. En la tabla 3.5 se muestran todos los posibles de estado de conmutación que podría requerir un módulo.

La relación que existe entre estas tres variables se puede escribir de mediante la ecuación (3.15).

$$NC_{(n)} * I_{fase(n)} = SS_n \quad (3.15)$$

Donde el índice n significa que el cálculo se realiza para el módulo n-ésimo en una fase determinada.

Mediante la ecuación (3.16) se obtiene la tensión que tendría una fase en términos de V_{DC} si todos los módulos H que conforman dicha fase adoptaran el estado de conmutación que requieren para acercarse a la tensión de referencia.

$$VO_T = \sum_{n=1}^N SS_n \quad (3.16)$$

El convertidor debe lograr en cada una de sus fases el voltaje de salida indicado por la técnica de conmutación, mas no el voltaje VO_T , por ello, VO_T se compara con la salida la técnica de conmutación (VO_{ref}) para la fase en la cual se realiza el cálculo y en caso de que VO_T y VO_{ref} sean iguales, se consideran los estados de conmutación calculados para cada módulo (SS_n) y se repite el procedimiento con la siguiente fase.

En caso de que VO_T y VO_{ref} sean diferentes, se define la variable M que se calcula mediante la ecuación (3.17).

$$M = sgn(VO_{ref} - VO_T) \quad (3.17)$$

Siendo sgn la función signo.

M puede tomar +1 o -1 dependiendo de si VO_{ref} es mayor o menor que VO_T , en cualquier caso, se deben cambiar los estados de conmutación (SS_n) calculados para cada

módulo sumándoles M uno a uno y verificando en cada cambio si se logra la igualdad entre VO_{ref} y VO_T , de esta forma, siempre se respetara lo solicitado por la técnica de conmutación.

La alteración de los estados de conmutación de los módulos se realiza en orden de prioridad, dicho orden dependerá del estado de conmutación actual de cada módulo, del sentido de la corriente y de que tan lejos se encuentra la tensión de cada módulo con respecto a la tensión de referencia. La tendencia es comenzar el cambio de estado por el módulo H cuya tensión actual esté más cerca del valor de referencia y dejar para el final el cambio de estado del módulo H cuya tensión actual este más alejada del valor de referencia.

En primera instancia se adicionará M a los estados de conmutación que cumplan la condición ($SS_n \neq M$), el cambio se realiza módulo por módulo siguiendo el orden de prioridad establecido. Cuando se cumple la igualdad entre VO_{ref} y VO_T el algoritmo termina y se analiza la siguiente fase. Cuando por primera vez se adiciona M al estado de conmutación de un módulo, el nuevo estado de conmutación es 0, de esta manera no se produce cambios en la tensión del condensador de dicho modulo durante el periodo actual. En caso se cambie a 0 el estado de conmutación de todos los módulos que cumplan la condición ($SS_n \neq M$) y aun así no se logre la igualdad entre VO_{ref} y VO_T , nuevamente se debe adicionar M a los estados de conmutación que sean cero, al igual que en el caso anterior, dicha adición debe ser modulo por modulo en el orden establecido, cuando se cumple la igualdad entre VO_{ref} y VO_T el algoritmo termina y se analiza la siguiente fase. Siguiendo el algoritmo anterior se respeta lo solicitado por la técnica de conmutación y se mantiene lo más cerca posible la tensión de los condensadores al valor de referencia.

Para resumir lo explicado a lo largo del presente apartado, en la figura 3.10 se presenta el diagrama de flujo del algoritmo correspondiente a la técnica de conmutación de vector más cercano (NVC).

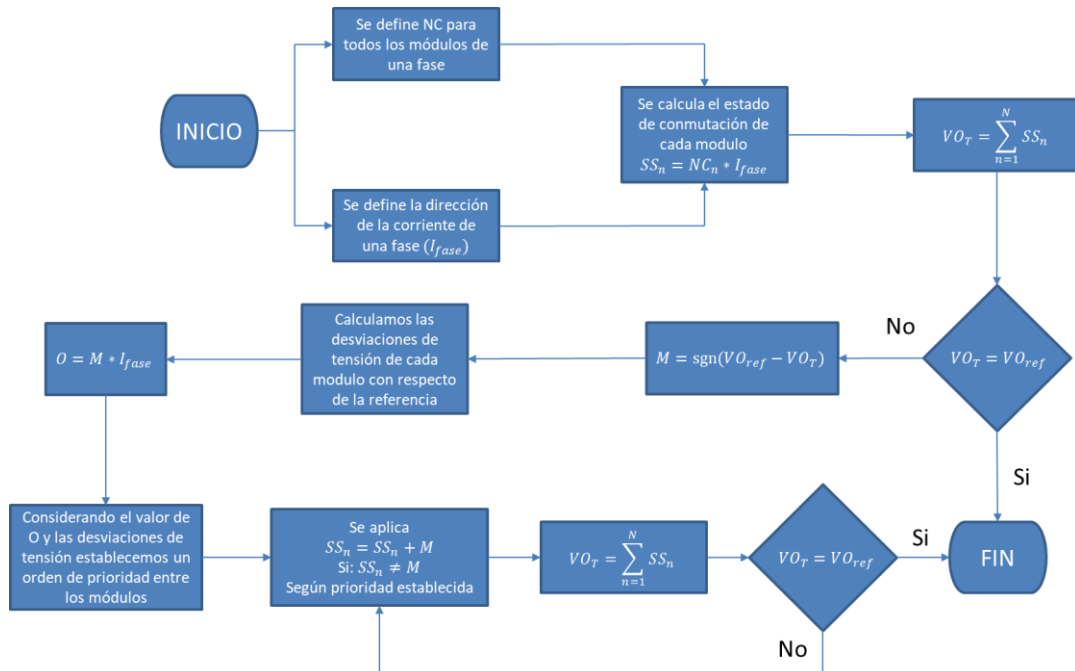


Fig. 3.10 Diagrama de flujo del algoritmo de balanceo de tensión en condensadores

3.3.3 Implementación en Simulink de la técnica de conmutación NVC

En la figura 3.11 se muestra la comparación entre la señal de referencia de la fase A y la señal de salida de la fase A de un convertidor CHB de 10 módulos H por fase controlado con la técnica NVC, además, el contenido armónico de la señal de salida del convertidor.

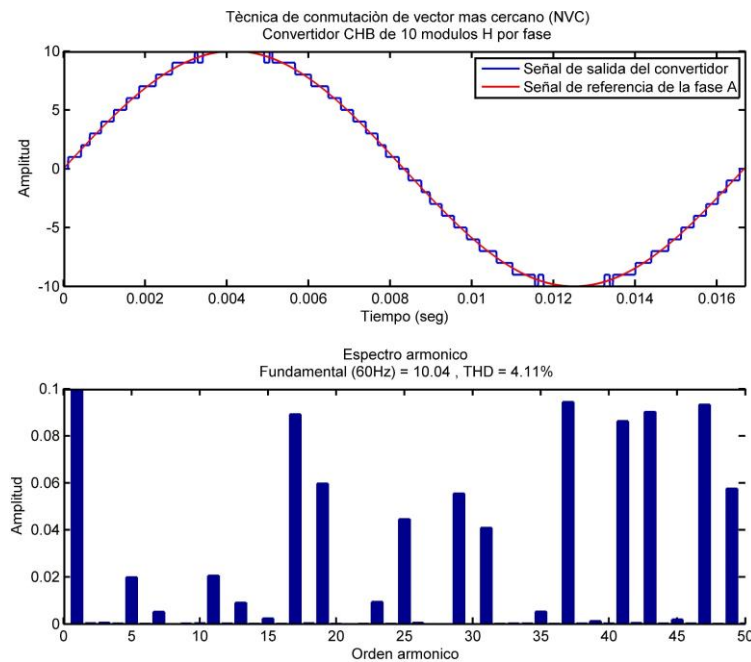


Fig. 3.11 Señal de salida de la fase A de un convertidor CHB de 10 módulos H por fase y su espectro armónico

Se observa que la técnica de conmutación hace un adecuado seguimiento de la señal de referencia y logra la misma magnitud y fase de la componente fundamental. Por otro lado, a diferencia de la técnica de modulación de vector espacial SVM que agrega una componente de tercer armónico a la señal de salida, se observa que la técnica NVC no inyecta tercer armónico, esto porque la elección de los estados de conmutación se realiza bajo la premisa de nula componente de secuencia cero.

Se observa que con una onda de 21 niveles la cual fue obtenida con un convertidor CHB de 10 módulos H por fase, el nivel de distorsión armónica es de 4.11%, además, se espera que mientras más niveles tenga la onda de tensión menor será su distorsión armónica, en la figura 3.12 se observan ondas de tensión obtenidas con convertidores de 20 y 30 módulos H con sus respectivos espectros armónicos.

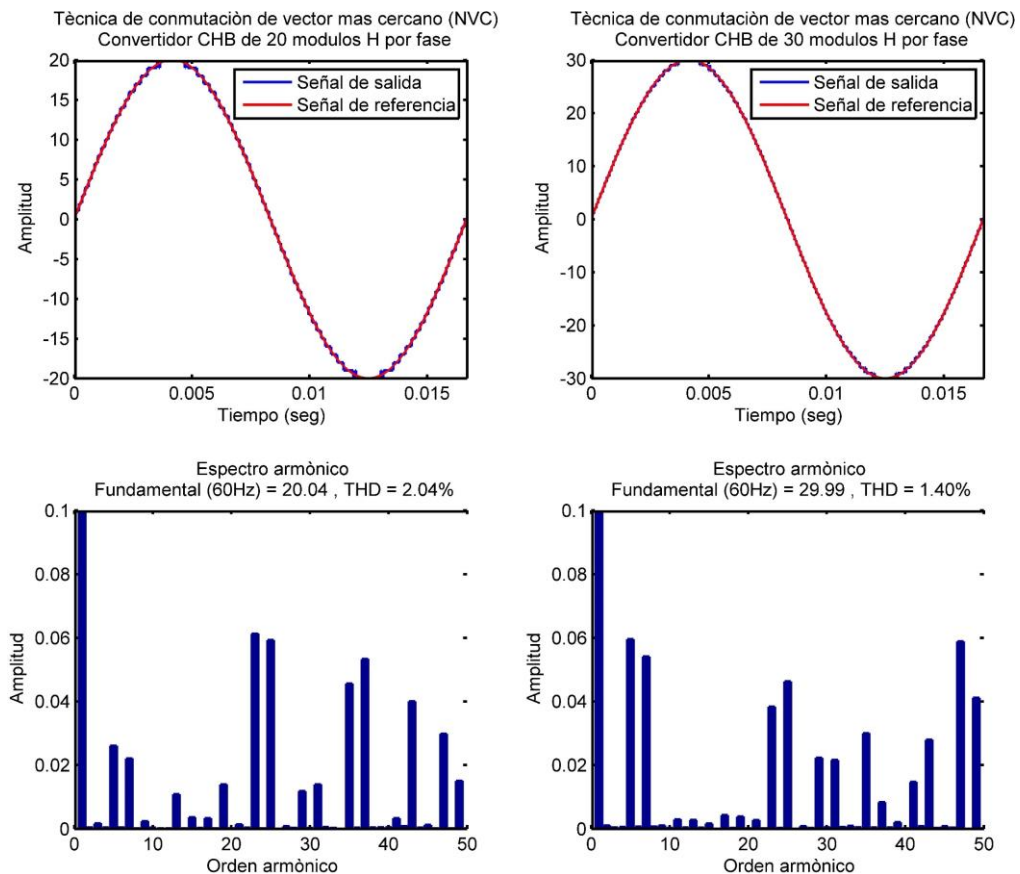


Fig. 3.12 Señales de salida de la fase A de un convertidor CHB de 20 y 30 módulos H por fase y su espectro armónico

De la figura 3.12 se observa que a medida que la señal de tensión tiene más niveles la distorsión armónica es menor, en el caso de la señal de tensión de 41 niveles (convertidor

CHB de 20 módulos H) el nivel de distorsión es de 2.04% mientras que en el caso de la señal de tensión de 61niveles (convertidor CHB de 30 módulos H) el nivel de distorsión es de 1.40%. En ambos casos, al igual que en caso del convertidor CHB de 10 módulos H, se observa que la técnica NVC realiza un adecuado seguimiento de la señal de referencia y no agrega tercer armónico ni alguna otra componente de secuencia cero.

3.3.4 Implementación en Simulink de la técnica de balanceo de tensión en los condensadores

Se implementan en Simulink/Matlab la técnica de balanceo de tensión en los condensadores según el algoritmo explicado en el apartado 3.3.2. Una vez implementadas las técnicas de conmutación y de balanceo se implementa el circuito de prueba como el que se muestra en la figura 3.13 a fin de verificar el desempeño de ambas técnicas trabajando en conjunto.

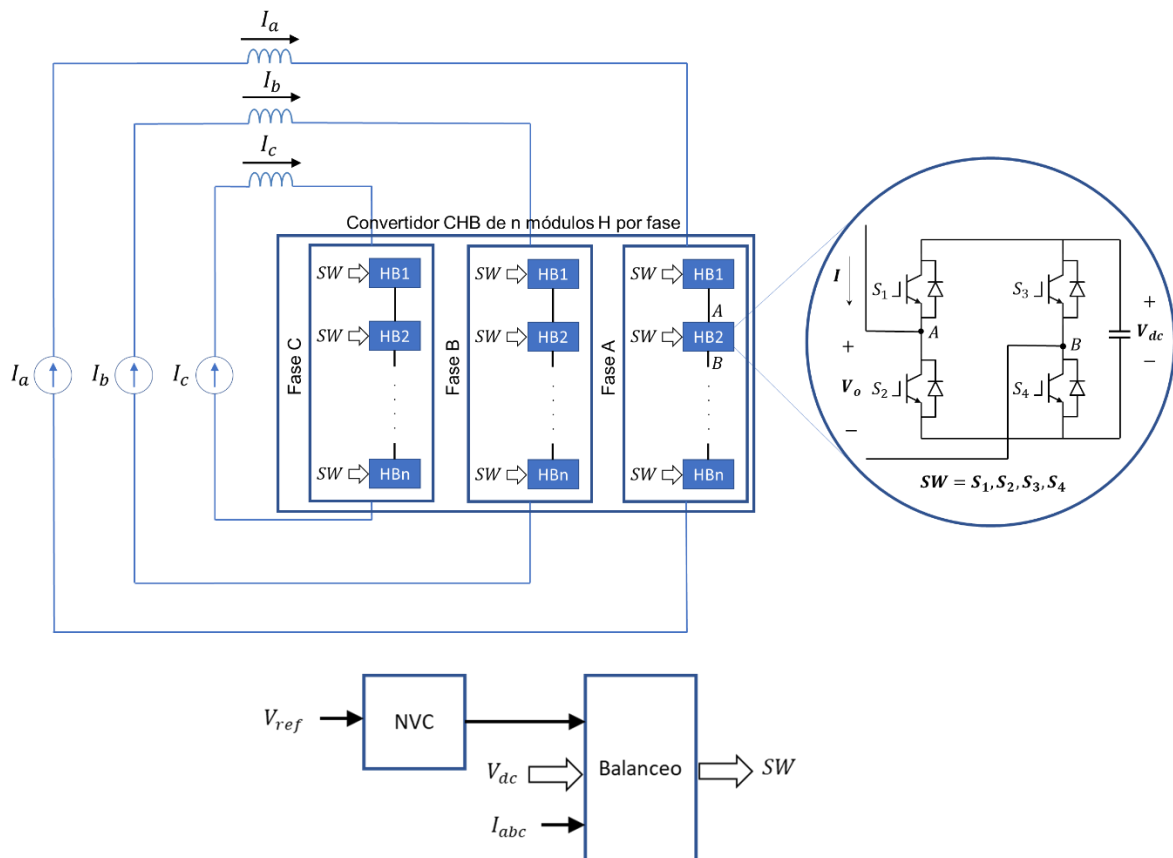


Fig. 3.13 Circuito de prueba para evaluar el desempeño de la técnica de conmutación y la técnica de balanceo de tensión en capacitores

El circuito que se muestra en la figura 3.13 se construye en Simulink, como caso base se considera un convertidor CHB de 10 módulos por fase con capacitores de 9.2mF cuya

tensión de referencia es de 1000V y la fuente de corriente es de 600A. En la figura 3.14 se muestran la corriente de la fase A del convertidor, la tensión de salida de la fase A del convertidor y las tensiones de los capacitores de los módulos H que conforman la fase A del convertidor.

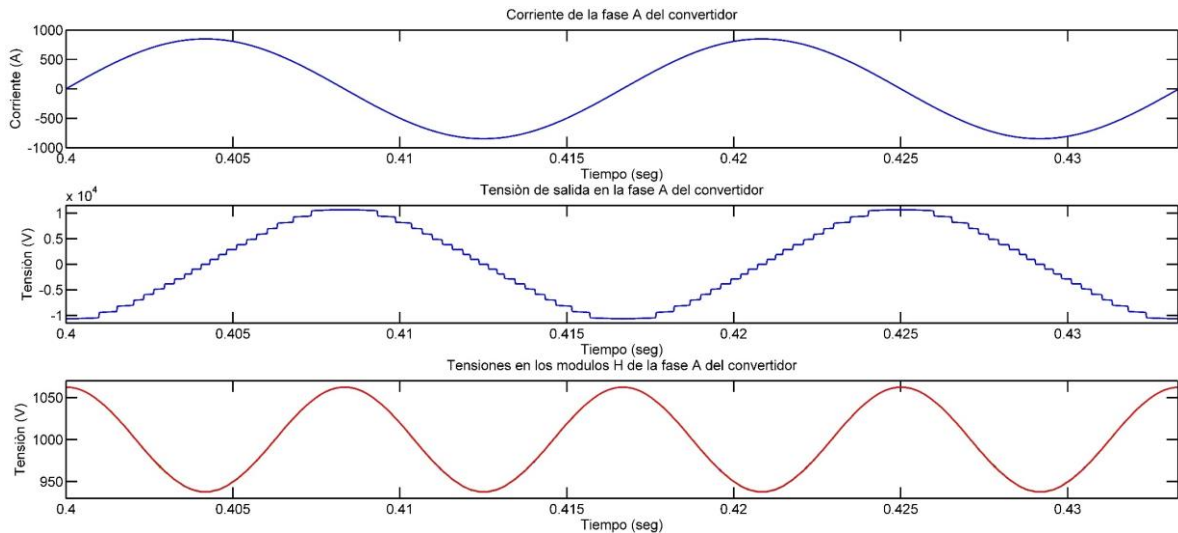


Fig. 3.14 Corriente de fase, tensión de fase y tensiones en los capacitores de los módulos de la fase A del convertidor

En la figura 3.14 se observa que todas las tensiones de los condensadores de los módulos H que conforman la fase A tienen la misma tensión, dicha tensión está compuesta de una componente continua y una componente oscilatoria, la componente continua es de 1000V que es la tensión de referencia para los condensadores mientras que la componente oscilatoria tiene un valor pico a pico de 124.2V, esta componente oscilatoria se produce debido a la circulación de corriente por los condensadores cuando las llaves IGBT del convertidor conmutan.

A fin de que la técnica de conmutación NVC tenga un desempeño más próximo a lo ideal, es deseable que la amplitud de la componente oscilatoria en la tensión en los condensadores sea lo más baja posible, en ese sentido, la amplitud de la componente oscilatoria depende de tres variables, de la magnitud de la corriente que circula por las fases del convertidor, de la capacitancia de los condensadores y de la cantidad de módulos H redundantes con los que cuente el convertidor. Con respecto a la corriente de fase, mientras mayor sea la corriente que circule por las fases del convertidor, mayor será el valor pico a pico de componente oscilatoria en la tensión de los condensadores. En el caso de la capacitancia de los condensadores, mientras más alta sea, menor será el valor pico

a pico de componente oscilatoria en la tensión de los condensadores. Por último, mientras más módulos H redundantes tenga el convertidor, la técnica de balanceo de tensión en los condensadores propuesta logrará una menor amplitud en la componente oscilatoria de la tensión de los condensadores.

Para confirmar las hipótesis planteadas se presentan 3 casos de simulación bajo las siguientes condiciones:

- Caso a: Convertidor CHB de 10 módulos por fase con capacitores de 9.2mF cuya tensión de referencia es de 1000V y la fuente de corriente es de 400A.
- Caso b: Convertidor CHB de 10 módulos por fase con capacitores de 8mF cuya tensión de referencia es de 1000V y la fuente de corriente es de 400A.
- Caso c: Convertidor CHB de 12 módulos por fase con capacitores de 9.2mF cuya tensión de referencia es de 1000V y la fuente de corriente es de 400A.

En la figura 3.15 se muestran los resultados de los casos planteados.

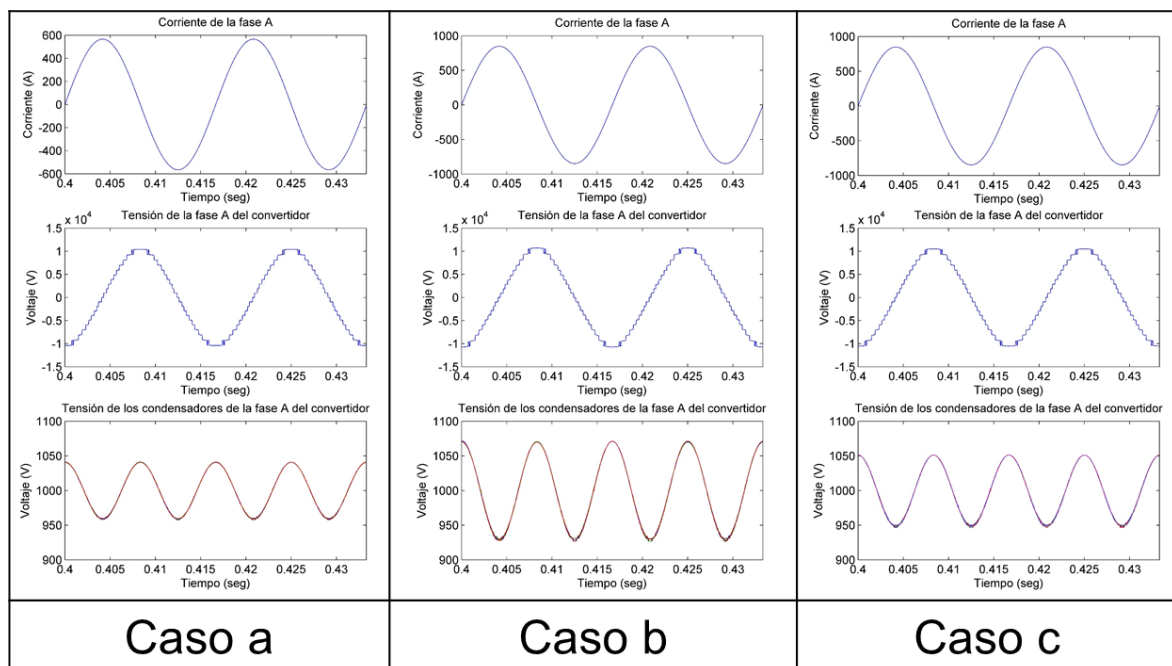


Fig. 3.15 Corriente de fase, tensión de fase y tensiones en los capacitores de los módulos de la fase A del convertidor para los casos planteados

En el caso a se observa que la componente oscilatoria de la tensión de los condensadores tiene un valor pico a pico de 81.9V, un valor menor a los 124.2V observados en el caso base donde la corriente de fase es de 600A. En el caso b se observa que la

componente oscilatoria de la tensión de los condensadores tiene un valor pico a pico de 141.3V, la cual es mayor a los 124.2V observados en el caso base, por último, en el caso c se observa que la componente oscilatoria de la tensión de los condensadores tiene un valor pico a pico de 102.4V, la cual es menor a los 124.2V observados en el caso base.

3.4 Estructura de control del convertidor

Conectar un equipo de compensación serie convencional (reactor serie o capacitor serie) a una línea de transmisión permite reducir o incrementar la reactancia del enlace de conexión (línea de transmisión más equipo de compensación serie), en consecuencia, se tiene efectos sobre la capacidad de transporte de potencia activa del enlace y sobre la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Por otro lado, un convertidor VSC puede simular el comportamiento de un equipo de compensación serie convencional si se controla para generar en sus bornes un voltaje igual a la caída de tensión que se produce en un equipo de compensación serie convencional debido al paso de la corriente, sin embargo, dado que un convertidor VSC puede generar en sus terminales una onda de tensión de amplitud y fase variable, esto le permite ofrecer otras funcionalidades tales como control de potencia activa.

En la figura 3.16 se presenta el esquema de control del convertidor para sus distintos modos de control, cabe mencionar que el control mitigador de RSS, por su complejidad, se analiza por separado en el apartado 3.5.

El primer controlador que se ajusta es el lazo cerrado de fase (PLL) el cual permite obtener el ángulo de referencia síncrono de manera dinámica en todo instante, una vez establecido el marco de referencia, el convertidor VSC puede inyectar tensión en el eje directo y en el eje de cuadratura. Con respecto al control de la componente de tensión en el eje de cuadratura se consideran dos modos de operación, estos son el control de flujo de potencia activa constante (Modo P) que permita mantener constante el flujo de potencia activa por la línea y el control de reactancia constante (Modo X) que permite mantener constante el cociente entre la magnitud de voltaje inyectado por el convertidor y la magnitud de corriente de fase a fin de simular ser una inductancia o capacitancia constante conectada en serie.

Por otro lado, el control de la componente de tensión en el eje directo se utiliza para absorber la potencia activa necesaria para cargar los condensadores de los módulos H al nivel de referencia y mantenerlos en ese valor.

En los apartados siguientes se realiza el análisis detallado del PLL, el lazo de control de voltaje en el eje directo y el lazo de control de voltaje en el eje de cuadratura, así como la selección de las ganancias de los controladores involucrados.

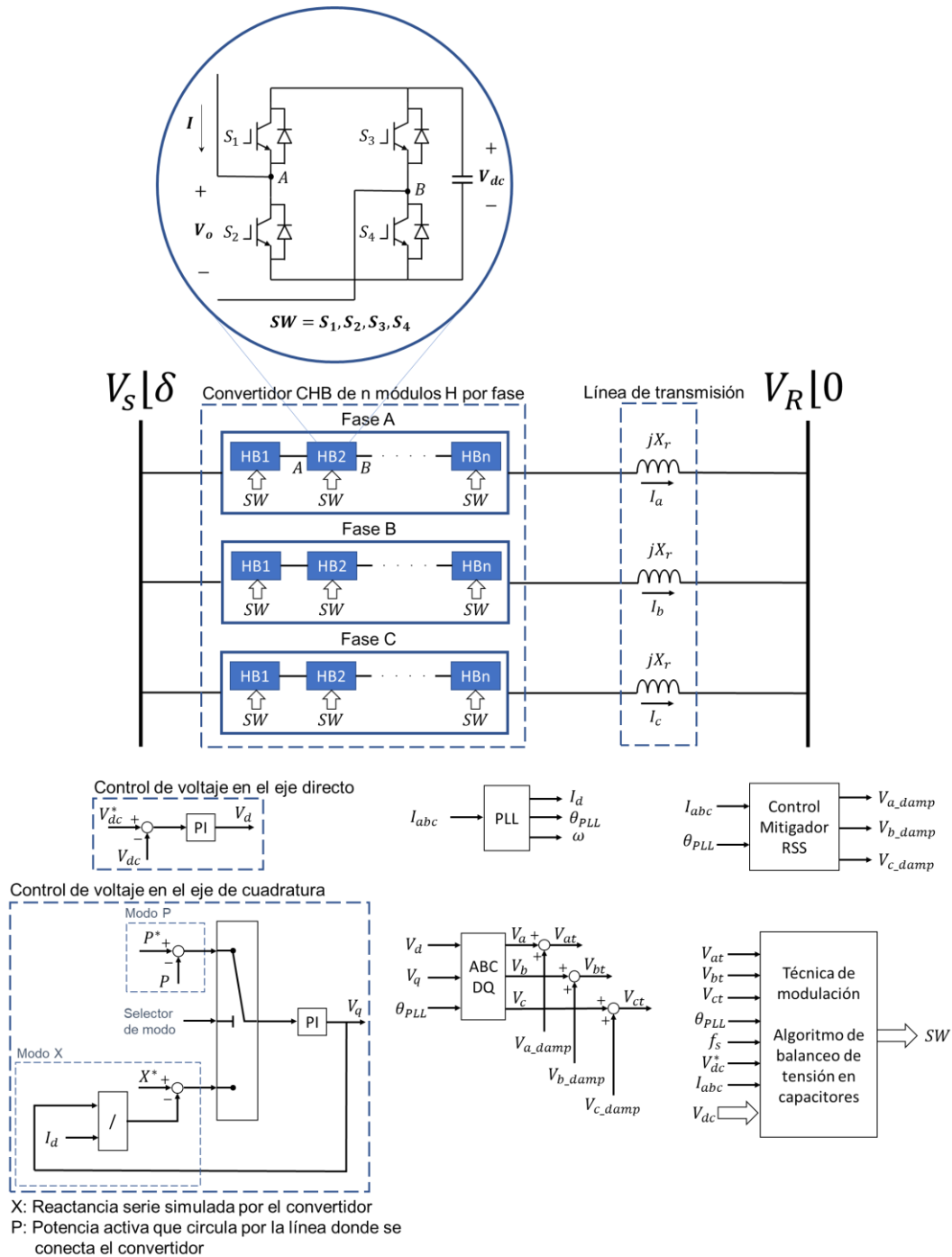


Fig. 3.16 Esquema de control del convertidor

3.4.1 Esquema de control del lazo cerrado de fase (PLL)

El lazo cerrado de fase es una parte fundamental del sistema de control que permite el correcto funcionamiento y desempeño del convertidor, este sistema permite obtener el

ángulo que define el marco de referencia sobre el cual se realiza el control del convertidor, dicho ángulo se elige de manera estratégica a fin de simplificar la estrategia de control del convertidor.

Cualquier convertidor, ya sea que se conecte en serie o en derivación, tiene asociado valores de tensiones y corrientes trifásicas, si dichos valores se llevan a un marco de referencia giratorio dq se obtiene lo que se muestra en la figura 3.17.

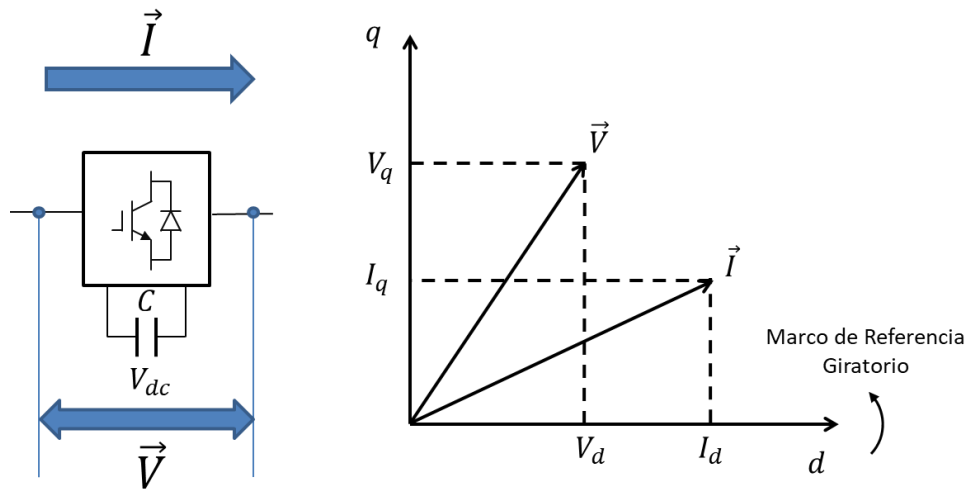


Fig. 3.17 Vectores de tensión y corriente asociados a un convertidor conectado en serie en un marco de referencia giratorio dq

Si bien las tensiones y corrientes asociadas al convertidor además de la componente fundamental podrían contener componentes transitorias, armónicas, subarmónicas, etc, para fines de este análisis y del control del PLL, los vectores de tensión (\vec{V}) y de corriente (\vec{I}) que se muestran en la figura 3.17 se obtienen a partir de las componentes fundamentales de las tensiones y corrientes de fase asociadas al convertidor.

La expresión de la potencia aparente que consume el convertidor se muestra en la ecuación (3.18).

$$\vec{S} = \frac{3}{2}(V_d I_d + V_q I_q) + j \frac{3}{2}(V_q I_d - V_d I_q) \quad (3.18)$$

De la ecuación (3.18) se observa que controlar la potencia activa o reactiva que consume el convertidor resulta una tarea complicada ya que las componentes dq tanto de la tensión como de la corriente se encuentran acopladas. Es posible simplificar la ecuación (3.18) si se elige apropiadamente el marco de referencia, en el caso del convertidor conectado en serie, se logra simplificar la ecuación si se elige un marco de referencia cuyo

eje directo este alineado con el vector de corriente. En la figura 3.18 se observa de manera gráfica lo enunciado.

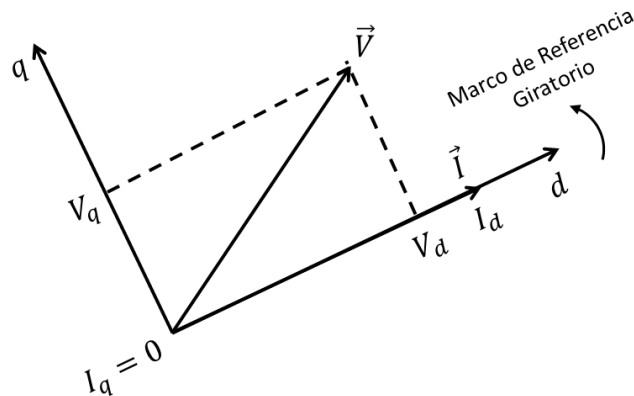


Fig. 3.18 Vectores de tensión y corriente asociados al convertidor en el nuevo marco de referencia

En el marco de referencia que se muestra en la figura 3.18, la componente en cuadratura de la corriente es cero mientras que la componente del eje directo corresponde a la magnitud de la corriente de fase que circula a través del convertidor, con ello, la nueva expresión para la potencia consume el convertidor se muestra en la ecuación (3.19).

$$\vec{S} = \frac{3}{2}(V_d I_d) + j \frac{3}{2}(V_q I_d) \quad (3.19)$$

Dado que la componente del eje directo de la corriente se obtiene de manera directa a partir de las corrientes de fase y el ángulo del marco de referencia, entonces, el control de las potencias activa y reactiva consumidas por el convertidor se logra al controlar las componentes directa y cuadratura del voltaje en terminales del convertidor respectivamente.

De lo expuesto, el PLL será el encargado de encontrar el ángulo del vector de la componente fundamental de la corriente de línea trifásica que circula a través del convertidor. En la figura 3.19 se propone el esquema de control del PLL que será utilizado en esta aplicación.

El esquema de control de PLL propuesto está compuesto por cuatro etapas, una etapa de filtrado inicial, una transformación de Park, una etapa de filtrado de la componente subsíncrona y el control dq. La primera etapa consiste en filtrar cada una de las corrientes

de fase con un integrador generalizado de segundo orden (SOGI), este filtro funciona como un filtro pasabanda cuya frecuencia central varía de acuerdo con la salida del control dq, esto es requerido ya que la frecuencia de la red puede presentar variaciones, por otra parte, este filtro atenúa eficazmente componentes transitorias de alta frecuencia, incluso componentes armónicas de frecuencias altas. La segunda etapa consiste en una transformación dq que permite obtener las componentes d y q de las corrientes trifásicas.

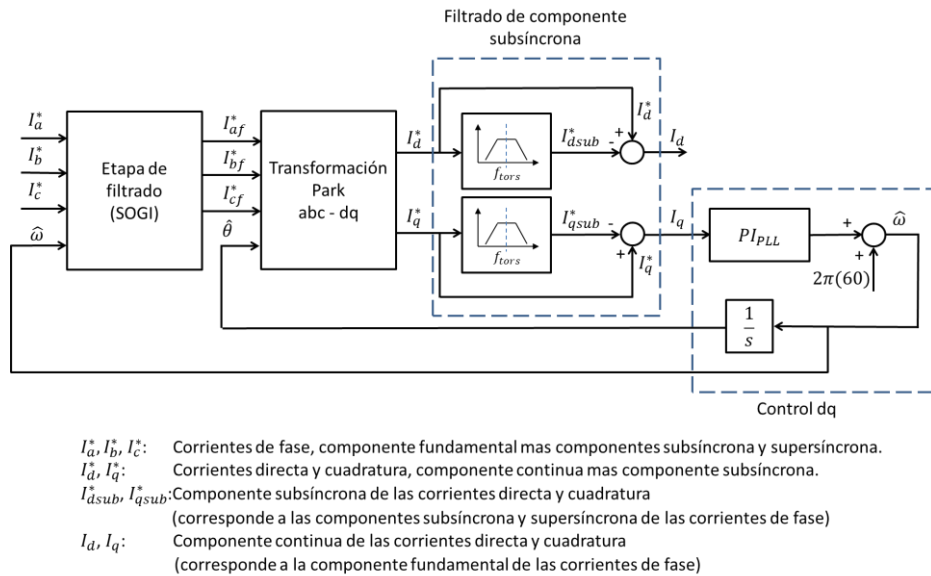


Fig. 3.19 Esquema de control del PLL

Dado que el SOGI no ofrece una atenuación suficiente sobre las componentes subsíncronas y supersíncronas de la corriente (ya que las frecuencias de estas componentes son cercanas a la frecuencia síncrona), se considera una tercera etapa en el PLL que filtre estas componentes. En el apartado 3.5.1 se demuestra que cuando ocurren oscilaciones torsionales en la turbina, aparecen componentes subsíncronas y supersíncronas en la corriente que circula por la red, por otra parte, cuando las corrientes trifásicas a frecuencia síncrona con componentes subsíncrona y supersíncrona se lleva a un marco de referencia síncrono dq, las componentes d y q están compuestas por una componente continua (que corresponde a la componente fundamental de la corriente) y por una componente oscilatoria cuya frecuencia es igual a la frecuencia de oscilación torsional de la turbina (que corresponde a las componentes subsíncrona y supersíncrona). Por lo expuesto, se utilizan filtros pasabanda cuya frecuencia central sea la frecuencia torsional de interés, para obtener la componente oscilatoria manteniendo su amplitud y fase y restarla de las señales originales a fin de obtener solo las componentes continuas de las componentes directo y cuadratura.

Por último, las componentes continuas de las componentes dq de la corriente ingresan a la cuarta etapa del PLL, el control dq, este se encargará de encontrar el ángulo del marco de referencia cuyo eje d se encuentre alineado con el vector de la componente fundamental de la corriente de línea trifásica que circula a través del convertidor

Una característica importante del PLL es la velocidad de respuesta, se debe considerar que para que el control del convertidor funcione correctamente debe encontrarse establecido el ángulo del marco de referencia, por ello, el PLL debe encontrar el ángulo de referencia rápidamente.

Como se mencionó, para el filtrado inicial de cada una de las corrientes de fase se emplea un SOGI, cuyo esquema se muestra en la figura 3.20.

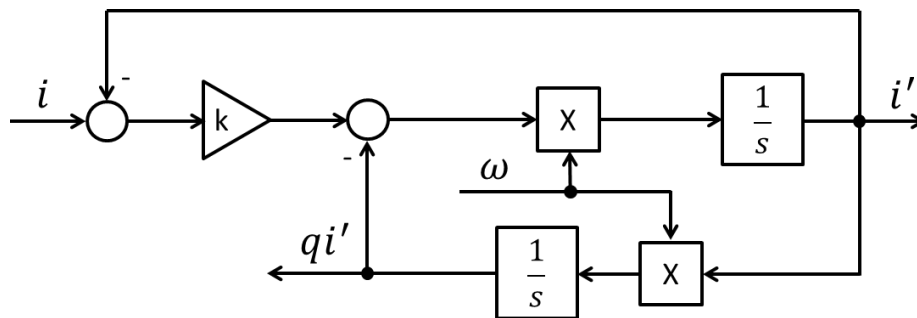


Fig. 3.20 Esquema de control del SOGI

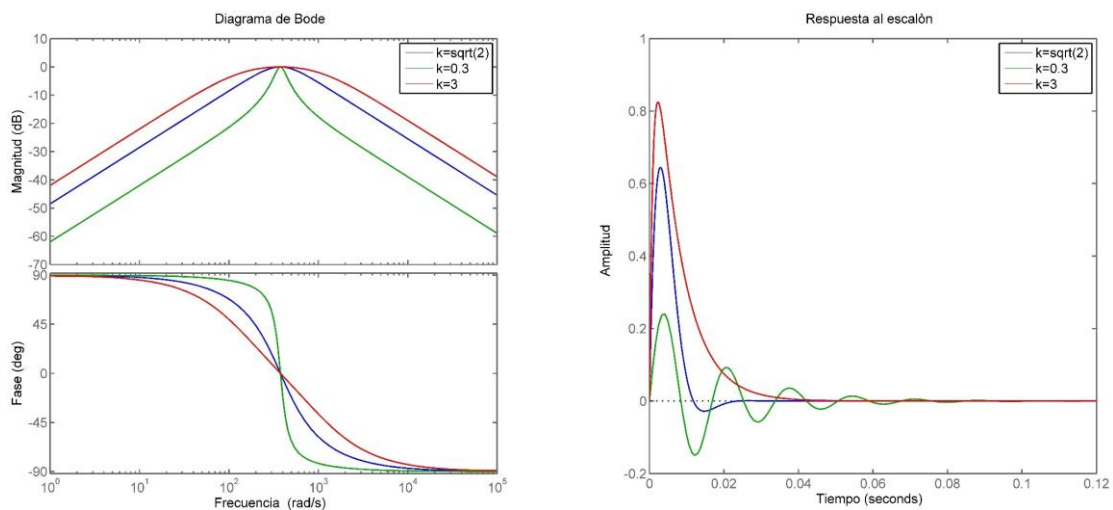


Fig. 3.21 Respuesta en frecuencia y al escalón del SOGI para 3 valores de k

La función de transferencia entre i e i' se muestra en la ecuación (3.20).

$$G_{SOGI}(s) = \frac{i'(s)}{i(s)} = \frac{k\omega s}{s^2 + k\omega s + \omega^2} \quad (3.20)$$

Si bien la frecuencia es una entrada externa al SOGI, para este caso dicho valor estará alrededor de 377 rad/s que corresponde a 60Hz, en ese sentido, se debe elegir la ganancia que ofrezca una respuesta en frecuencia selectiva y una rápida respuesta temporal, en la figura 3.21 se muestra la respuesta en frecuencia y al escalón de la función de transferencia descrita por la ecuación (3.20) para tres casos, cuando la ganancia k es 0.3, $\sqrt{2}$ y 3.

De los resultados mostrados en la figura 3.21 se elige $k = \sqrt{2}$, porque este valor ofrece un factor de calidad intermedio comparado con los casos donde k es igual a 0.3 y 3, por otro lado, ofrece el menor tiempo de establecimiento al escalón y un sobrepico intermedio comparado con los casos donde k es igual a 0.3 y 3.

Para los filtros pasabanda cuya frecuencia central es la frecuencia torsional de interés, se elige un filtro de segundo orden con una función de transferencia similar a la que se muestra en la ecuación (3.20), debido a que el filtro de segundo orden con k igual a $\sqrt{2}$ ofrece una rápida respuesta temporal y cumple los objetivos de filtrar por completo la componente continua y dejar pasar la componente oscilatoria a la frecuencia torsional de interés manteniendo su fase y amplitud. Por lo expuesto, la ecuación (3.21) corresponde a la función de transferencia de los filtros pasabanda.

$$G_{Sub}(s) = \frac{\sqrt{2}\omega_{tors} s}{s^2 + \sqrt{2}\omega_{tors} s + \omega_{tors}^2} \quad (3.21)$$

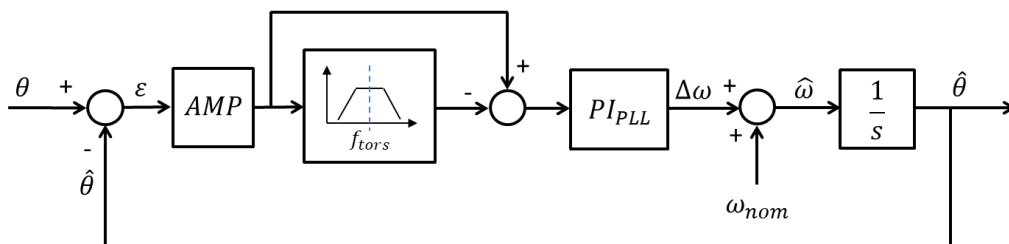


Fig. 3.22 Esquema de control para sintonizar el controlador del PLL

Con respecto al control dq, se deben elegir las ganancias del controlador PI que se muestra en la figura 3.19, para ello se utiliza el esquema de control que se muestra en la figura 3.22, donde AMP es la amplitud de las corrientes de fase.

Se debe notar que según se muestra en la figura 3.19, en el instante inicial, la etapa de filtrado funcionara con una frecuencia central de 60Hz, luego, el control dq será el encargado de encontrar la desviación de frecuencia con respecto de 60Hz, en ese sentido, el control dq debe responder más lentamente que la etapa de filtrado a fin de que el control dq obtenga la desviación de frecuencia en base a señales de entrada ya establecidas.

Tomando en cuenta lo anterior, se adopta como criterio para la selección de ganancias para el controlador PI del control dq que el tiempo de subida obtenido en el lazo de control de la figura 3.22 sea mayor que el tiempo de establecimiento de la etapa de filtrado.

Para obtener unas ganancias para el controlador PI, se considera una amplitud de corriente de 200A, una frecuencia torsional de 24.65Hz (ver análisis torsional de la unidad bajo análisis en el apartado 3.2.1) y el criterio planteado. Por lo anterior se eligen para el controlador PI del control dq la expresión que se muestra en la ecuación (3.22).

$$PI_{PLL} = 0.2 + \frac{3}{s} \quad (3.22)$$

En la figura 3.23 se muestra la respuesta de lazo cerrado del esquema de control que se muestra en la figura 3.22.

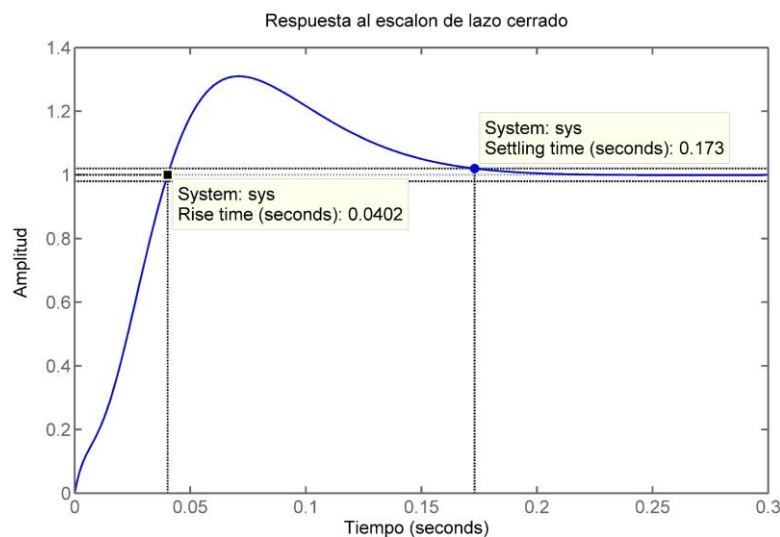


Fig. 3.23 Respuesta al escalón del esquema para sintonizar el controlador del PLL

En la figura 3.23 se muestra un tiempo de subida de 40.2ms y un tiempo de establecimiento de 173ms, lo cual cumple con el criterio planteado anteriormente.

Para verificar el desempeño de los controladores elegidos se elige caso base considerar en la entrada para el PLL un juego de corrientes trifásicas balanceadas que contienen una componente fundamental de 60Hz de 200A de amplitud y ángulo de fase 0°, una componente subsíncrona de 35.35Hz de 30A de amplitud y ángulo de fase 40° y una componente supersíncrona de 84.65Hz de 20A de amplitud y ángulo de fase 80°, luego, se consideran los siguientes casos.

- Caso 1: Con respecto al caso base se aplica un cambio súbito de frecuencia de la componente fundamental de 60Hz a 61Hz. Este cambio trae consigo el cambio de las frecuencias de las componentes subsíncrona y supersíncrona a 36.35Hz y 85.65Hz respectivamente.
- Caso 2: Con respecto al caso base se aplica un cambio súbito en la amplitud de las corrientes trifásicas de 200A a 400A manteniendo las amplitudes de las componentes subsíncrona y supersíncrona.
- Caso 3: Con respecto al caso base se aplica un cambio súbito en la fase de las componentes fundamentales de la corriente de 0° a 10°.

En la figura 3.24 se muestra la respuesta del PLL en el caso base.

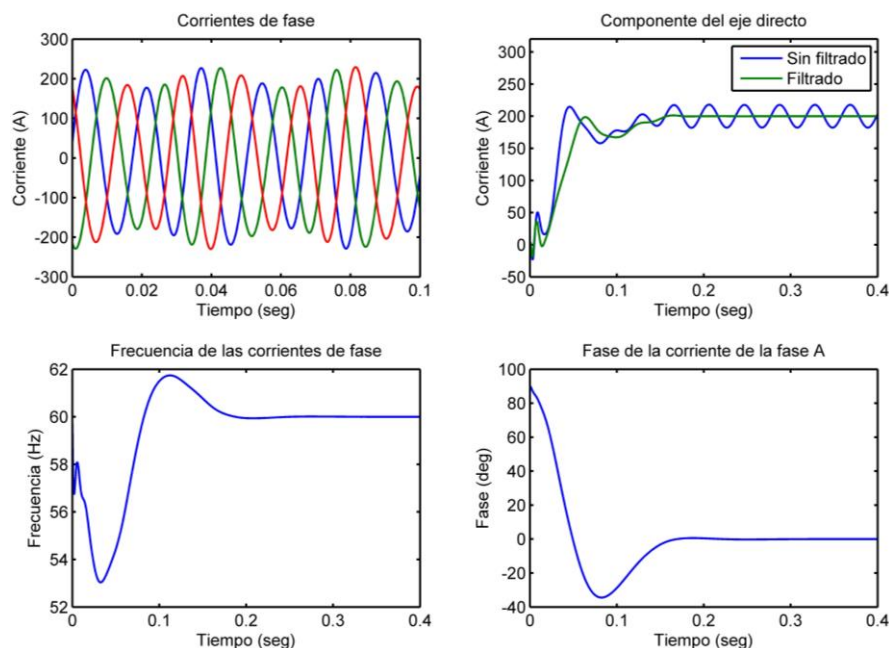


Fig. 3.24 Respuesta del PLL en el caso base

En la figura 3.24 se muestra la respuesta del PLL en el caso base, se observa que, ante el ingreso súbito de corrientes trifásicas, la frecuencia y el ángulo se establecen en los valores correctos en aproximadamente 200ms, mientras que el tiempo de establecimiento

de la amplitud es aproximadamente 150ms, ambos tiempos de establecimiento están en el orden de tiempo obtenido con el lazo de control de prueba que se muestra en la figura 3.22.

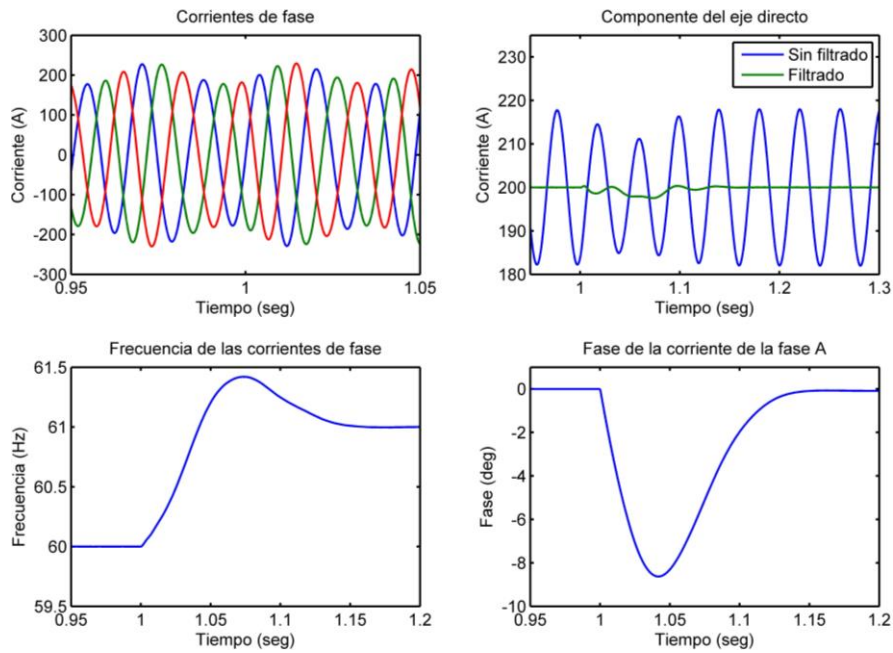


Fig. 3.25 Respuesta del PLL en el caso 1

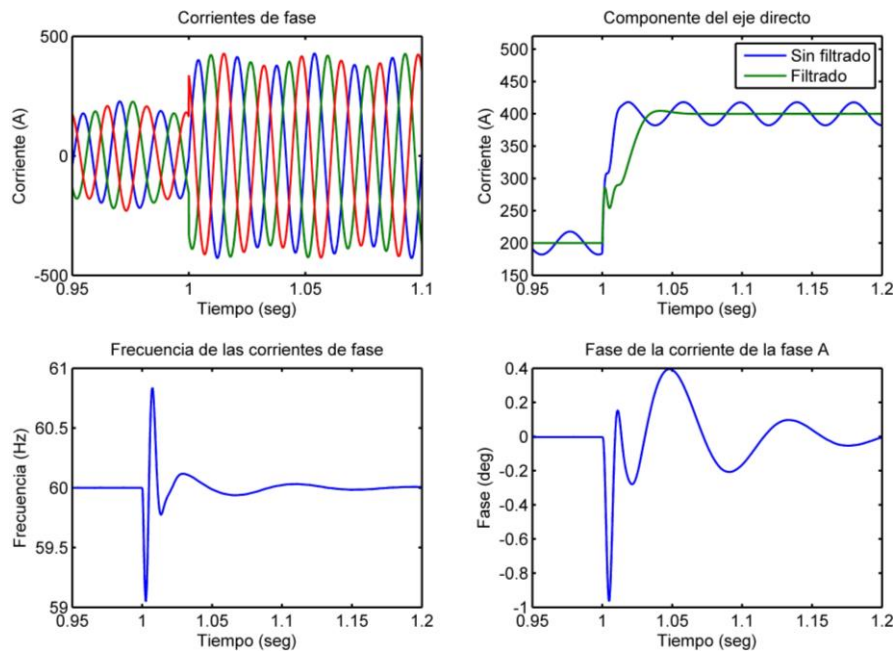


Fig. 3.26 Respuesta del PLL en el caso 2

En la figura 3.25 se muestra el desempeño del PLL ante el caso 1, se observa que, ante el cambio súbito de frecuencia, el PLL establece su nuevo valor de frecuencia y el

valor del ángulo en aproximadamente 150ms, por otro lado, en la amplitud no se producen cambios que superen el 2% del valor actual.

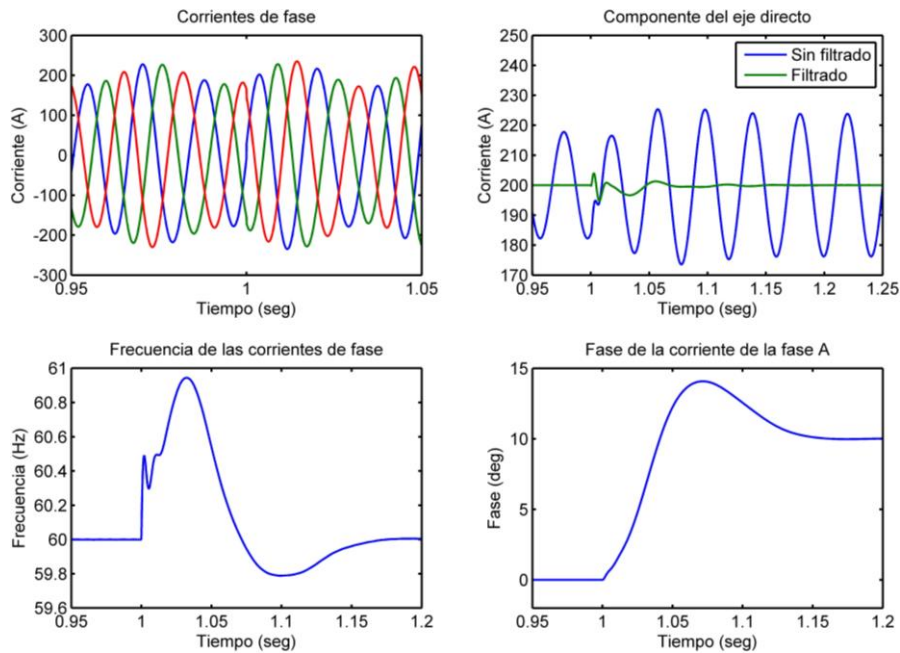


Fig. 3.27 Respuesta del PLL en el caso 3

En la figura 3.26 se muestra el desempeño del PLL en el caso 2, se observa que, ante el cambio súbito de amplitud, el PLL establece los valores de frecuencia y el ángulo en aproximadamente 150ms, por otro lado, la amplitud se establece en un valor aún menor, aproximadamente 34ms.

En la figura 3.27 se muestra el desempeño del PLL en el caso 3, se observa que, ante el cambio súbito de fase, el PLL establece los valores de frecuencia y ángulo en aproximadamente 180ms, por otro lado, la amplitud se establece en 50ms aproximadamente.

De los resultados de las pruebas que se muestran en las figuras de la 3.24 a 3.27 se concluye que tanto el esquema de control del PLL como las ganancias elegidas para los controles logran que el PLL presente un desempeño apropiado.

3.4.2 Lazo de control de voltaje en el eje directo

Tal como se mencionó en el apartado 3.4.1, el PLL encuentra un marco de referencia cuyo eje d está alineado con el vector de corriente, en ese sentido, la expresión para la componente activa de la potencia que absorbe el convertidor se presenta en (3.23).

$$P = \frac{3}{2}(V_d I_d) \quad (3.23)$$

De la ecuación (3.23), I_d corresponde a la magnitud de corriente que pasa por el convertidor, mientras que V_d es la tensión en el eje directo que el convertidor forma en sus terminales, en ese sentido, si la magnitud de corriente que circula por el convertidor fuera constante, el convertidor puede variar la magnitud de la tensión en el eje directo que forma en sus bornes a fin de controlar la cantidad de potencia activa que absorbe el convertidor y en consecuencia controlar el nivel de tensión continua en los condensadores.

Por lo expuesto y si se ignoran las pérdidas, la potencia activa que el convertidor absorbe de la red se absorbe en los capacitores, entonces, se cumple la ecuación (3.24).

$$\frac{3}{2}(V_d I_d) = N * V_{dc} * I_{dc} \quad (3.24)$$

Donde V_{dc} es la tensión de uno de los condensadores que forman el bus DC, I_{dc} es la corriente que circula por uno de los condensadores y N es el número total de condensadores que tiene el convertidor.

Además, la corriente y el voltaje en un condensador están relacionados por la ecuación (3.25).

$$I_{dc} = C * \frac{dV_{dc}}{dt} \quad (3.25)$$

Combinando (3.23) y (3.24) y considerando que la amplitud de la corriente que circula por las fases del convertidor es constante, es decir, I_d es constante, obtenemos (3.26).

$$V_{dc} = \sqrt{\frac{3I_d}{NC} * \int V_d dt} \quad (3.26)$$

La ecuación obtenida relaciona la tensión en un capacitor con la tensión en el eje directo que el convertidor forma en sus terminales de salida cuando la corriente que circula por el convertidor tiene amplitud constante. Se utiliza la ecuación (3.24) para obtener las ganancias de los controladores que logran controlar la tensión en los condensadores al

valor de referencia, debe notarse, que al ser no lineal la ecuación, debe evaluarse el desempeño del controlador elegido para diversas condiciones, esto es: diferentes valores de referencia, diferentes valores de número de módulos, diferentes valores de corriente de cuadratura. En la figura 3.28 se muestra el esquema de control de prueba que se utilizara para encontrar las ganancias del controlador del lazo de voltaje en el eje directo.

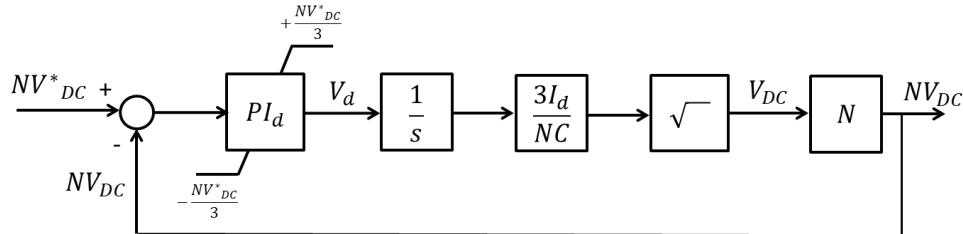


Fig. 3.28 Esquema de control para sintonizar el controlador de voltaje en el eje directo

Utilizando el esquema de control que se muestra en la figura 3.28 se eligen las ganancias para el controlador PI anti-windup del control de voltaje del eje directo. Para la selección de ganancias se debe considerar el tiempo de establecimiento de la tensión en los condensadores (V_{DC}), sin embargo, se debe tomar en cuenta que un tiempo de establecimiento menor implica un mayor valor alcanzado por V_d , en ese sentido, será más probable que el controlador PI alcance su máximo y limite la respuesta.

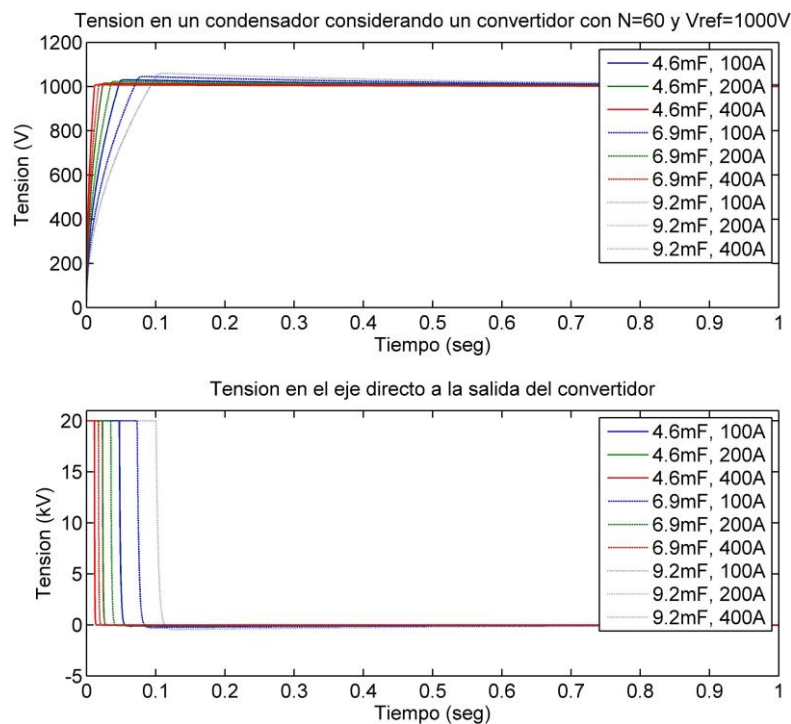


Fig. 3.29 Respuesta al escalón del esquema para sintonizar el controlador de voltaje en el eje directo

La función de transferencia seleccionada para el controlador de voltaje en el eje directo se muestra en la ecuación (3.27).

$$PI_d = 20 + \frac{40}{s} \quad (3.27)$$

En la figura 3.29 se muestra la respuesta al escalón del esquema de control de la figura 3.28 con el controlador PI considerando un convertidor de 60 módulos H (20 por fase) y una tensión de referencia para los condensadores de 1000 voltios. Se han simulado diversos casos donde se han considerado diferentes valores de capacitancia para los condensadores y distintos valores de amplitud para las corrientes que circulan por las fases del convertidor, así mismo, se muestra el voltaje en el eje de cuadratura a la salida del controlador para cada uno de los casos considerados. En la figura 3.29 se observa que el controlador propuesto ofrece una respuesta temporal apropiada para todos los casos evaluados.

3.4.3 Lazo de control de voltaje en el eje de cuadratura

Con el eje d del marco de referencia alineado con el vector de corriente, la expresión para la potencia reactiva absorbida por el convertido se presenta en (3.28).

$$Q = \frac{3}{2}(V_q I_d) \quad (3.28)$$

A diferencia del control en el eje directo en donde el objetivo es controlar la potencia activa absorbida para mantener la tensión en los condensadores en el valor de referencia, en el control en el eje de cuadratura el objetivo no es controlar la potencia reactiva absorbida por el convertidor propiamente, sino utilizar el voltaje de cuadratura para controlar la potencia activa que fluye por la línea de transmisión o para simular ser un reactor o un capacitor serie. Debido a lo anterior, para encontrar las ganancias del controlador de voltaje en cuadratura se debe encontrar una función de transferencia que relacione la inyección de voltaje en el eje de cuadratura por parte del convertidor con la variación del flujo de la potencia en la línea donde el convertidor está instalado, es sencillo notar, que dicha función de transferencia dependerá de las características de la red de transmisión (impedancias y topología) donde esté conectado el convertidor.

Como se mencionó en el apartado 3.2.1, para el desarrollo del presente trabajo se utiliza el segundo modelo benchmark de resonancia subsíncrona propuesto por la IEEE, en la figura 3.30 se muestra un diagrama unifilar de la red de transmisión de dicho sistema considerando en lugar del generador un equivalente Thévenin que ofrezca el mismo nivel de cortocircuito.

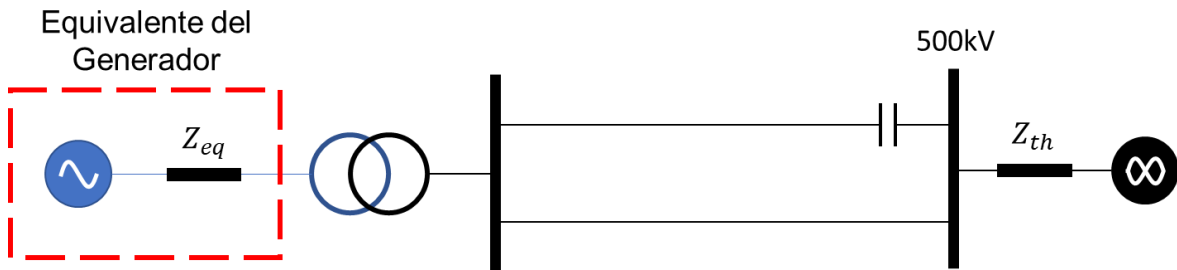


Fig. 3.30 Red de transmisión del sistema de prueba

La ubicación del convertidor en la red de transmisión es un factor que influye en la selección de las ganancias del controlador de voltaje en el eje de cuadratura, sin embargo, en este caso la red de prueba las líneas de transmisión tienen impedancias similares, por ello es posible considerar el mismo controlador sin importar en cuál de las líneas de transmisión se conecte el convertidor sin presentar variaciones significativas en el desempeño dinámico.

En la figura 3.31, se muestra la red de transmisión del sistema de prueba, pero considerando el convertidor serie en lugar de la compensación serie convencional.

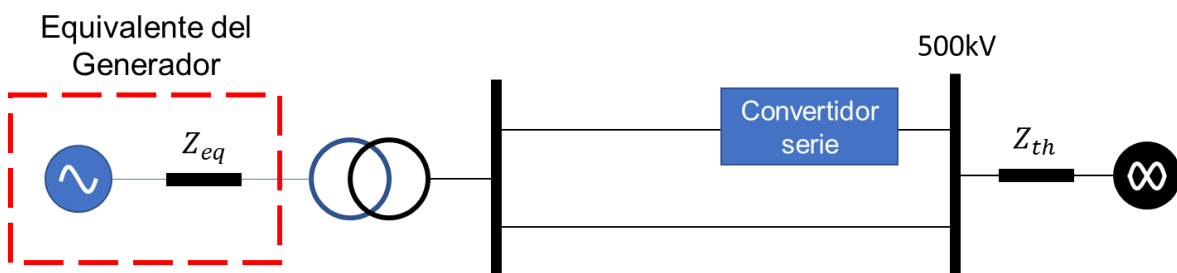


Fig. 3.31 Red de transmisión del sistema de prueba considerando el convertidor serie

Como se mencionó, para ajustar el controlador de voltaje de cuadratura del convertidor es necesario obtener una función de transferencia que relacione la inyección de voltaje en cuadratura por parte del convertidor con la variación en el flujo de potencia activa por la línea, obtener dicha función de manera analítica podría ser una tarea sencilla para este caso en particular dado que la red de transmisión es pequeña, sin embargo, para redes de transmisión más grandes podría resultar una tarea complicada obtener dicha función de

transferencia, por ello, se propone la obtención de la función de transferencia a través los resultados obtenidos en una simulación, esta consiste en inyectar tensión en cuadratura con la corriente en forma de escalón con el convertidor (entrada) y capturar la respuesta transitoria de la potencia activa que circula por la línea (salida), con ambas señales, se puede utilizar el identificador de modelos de MATLAB para obtener una función de transferencia que las relacione, cabe mencionar que para inyectar el voltaje en cuadratura con la corriente se requiere del PLL, por ello, el identificador de modelos obtendrá una función de transferencia que considere la dinámica del PLL. En la figura 3.32 se observa la tensión en cuadratura inyectada por el convertidor y la evolución de la potencia eléctrica en el tiempo.

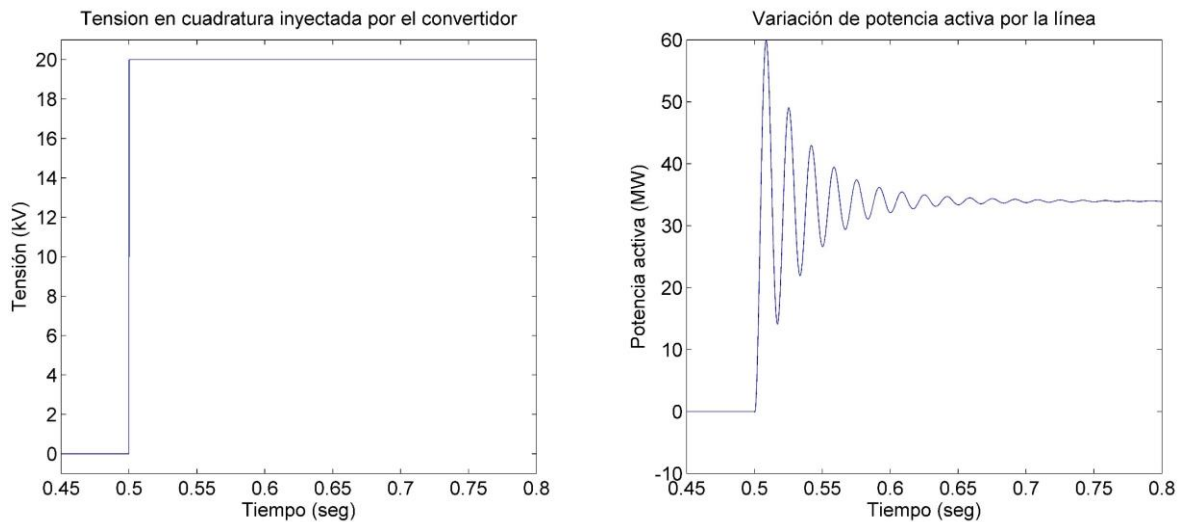


Fig. 3.32 Variación de la potencia activa en la línea y tensión en cuadratura inyectada por el convertidor serie

Introduciendo las señales que se muestran en la figura 3.32 como entrada y salida en el identificador de modelos es posible estimar una función de transferencia, adicional a ello, el identificador de modelos calculará el grado de similitud que tendrían la señal de salida ingresada y la señal de salida que se obtendría si inyectamos la entrada ingresada en la función de transferencia estimada.

En la figura 3.33 se muestra en una misma grafica la señal de salida del sistema original y la señal de salida obtenida con la función de transferencia estimada.

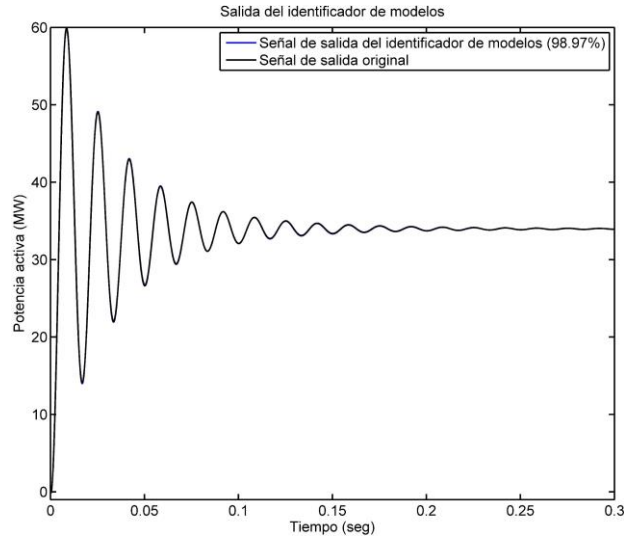


Fig. 3.33 Señal de salida original y señal de salida obtenida con la función de transferencia estimada

Con el identificador de modelos se encuentra una función de transferencia de 5 polos y 4 ceros que logra grado de similitud del 98.97% entre la señal de salida original y la señal que se obtiene a la salida de la función de transferencia estimada. La función de transferencia estimada se muestra en la ecuación (3.29).

$$G(s) = \frac{-0.0572s^4 + 239.4s^3 + 2392s^2 + 3.406 * 10^7s + 3.185 * 10^8}{s^5 + 108.3s^4 + 2.868 * 10^5s^3 + 1.669 * 10^7s^2 + 2.027 * 10^{10}s + 1.875 * 10^{11}} \quad (3.29)$$

Como se observa en la figura 3.32, la respuesta temporal de la potencia que se obtiene para una entrada de voltaje de cuadratura del tipo escalón es del tipo oscilatoria, esto podría generar inconvenientes en el sistema eléctrico, por ello, se recomienda que la potencia tenga una respuesta transitoria sin sobreimpulsos ni oscilaciones, para ello, se debe diseñar un controlador que regule la inyección de la tensión en cuadratura. En la figura 3.34 se muestra el lazo de control en donde se encuentra la función de transferencia $G(s)$ y el controlador que se debe diseñar.

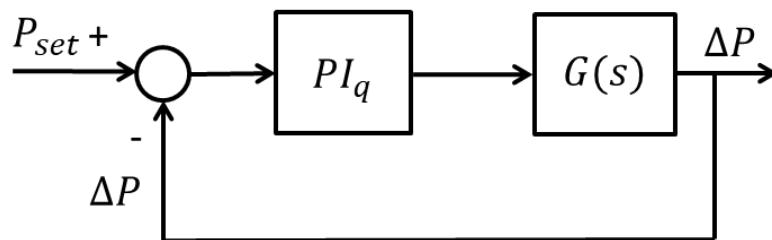


Fig. 3.34 Esquema de control para sintonizar el controlador de voltaje en cuadratura

En este caso, se obtiene una respuesta temporal adecuada considerando un integrador con una ganancia de 17000.

$$PI_q = \frac{17000}{s} \quad (3.30)$$

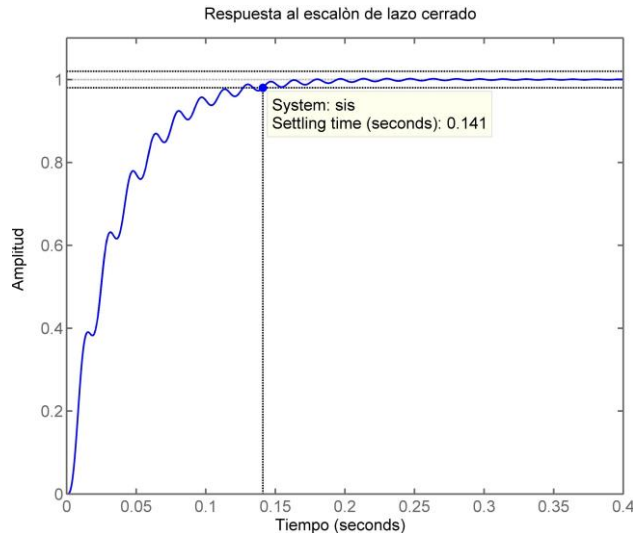


Fig. 3.35 Respuesta al escalón del esquema para sintonizar el controlador de voltaje en cuadratura

En la figura 3.35 se muestra la respuesta al escalón del esquema de control que se muestra en la figura 3.34 considerando el controlador propuesto, se observa que, el controlador propuesto logra una adecuada respuesta temporal para el control de voltaje en el eje de cuadratura con un tiempo de establecimiento de 141ms. Por otra parte, se puede observar que la respuesta transitoria de la potencia presenta una ligera oscilación al inicio que se atenúa rápidamente, sin embargo, se observa que predomina una respuesta del tipo exponencial

3.5 Estrategia de control para mitigación del fenómeno de RSS

Cuando se producen oscilaciones torsionales en la turbina estas se transmiten al rotor que contiene el devanado de excitación, en consecuencia, se producen voltajes inducidos en el estator del generador, estos voltajes inducidos impulsan corrientes a través de la red eléctrica cuyas magnitudes y fases están en función de la impedancia de la red eléctrica que se observa desde el nodo interno de la maquina síncrona. Al ingresar estas corrientes en los devanados del estator de la unidad, generan campos magnéticos que, al interactuar con el campo magnético generado por la excitatriz, producen torques electromagnéticos

sobre el rotor que pueden amortiguar o amplificar las oscilaciones torsionales, por lo expuesto, la impedancia de red que ve el generador desde su nodo interno es un factor clave que determina si el fenómeno de RSS se desarrolla de manera estable o inestable.

Según la explicación anterior, la estrategia para mitigar el fenómeno de RSS que se adoptara en el presente trabajo será controlar el SSSC para que se comporte como una reactancia a determinada frecuencia tal que la corriente que ingrese a la maquina produzca un torque electromagnético sobre el rotor que amortigüe las oscilaciones torsionales. Para definir el esquema de control de mitigación del fenómeno de RSS que incluirá el SSSC y sus parámetros se debe encontrar lo siguiente:

- La relación matemática que existe entre la impedancia de la red y el amortiguamiento sobre las oscilaciones torsionales en la máquina.
- Esquema de medición de las componentes de la corriente a las frecuencias de interés que fluyen a través del SSSC
- Encontrar la reactancia que debe simular ser el SSSC a fin de tener un efecto positivo sobre la amortiguación de las oscilaciones torsionales en la máquina.
- Esquema de control de reactancia sobre el SSSC

En los siguientes apartados se desarrollarán los temas antes mencionados.

3.5.1 Relación entre la impedancia de red y el factor de amortiguamiento sobre las oscilaciones subsíncronas

Cuando se produce cualquier perturbación ya sea en el sistema eléctrico o mecánico, se excitan los modos torsionales del sistema turbina - generador y se producen las oscilaciones torsionales en la turbina, en consecuencia, se producen tensiones inducidas en el estator debido al movimiento del rotor que contiene a la excitatriz.

Para obtener la expresión del voltaje inducido en los bornes del estator debido a la oscilación torsional que se produce en la turbina, se asume en el rotor un movimiento oscilatorio de pequeña amplitud a la frecuencia natural de algún modo torsional subsíncrono, dicho movimiento estará superpuesto al movimiento giratorio a la velocidad síncrona. En la figura 3.36 se ilustra el devanado trifásico del estator del generador y el marco de referencia dq donde el eje d se encuentra fijado al rotor, además, se muestra el movimiento oscilatorio de pequeña amplitud explicado anteriormente.

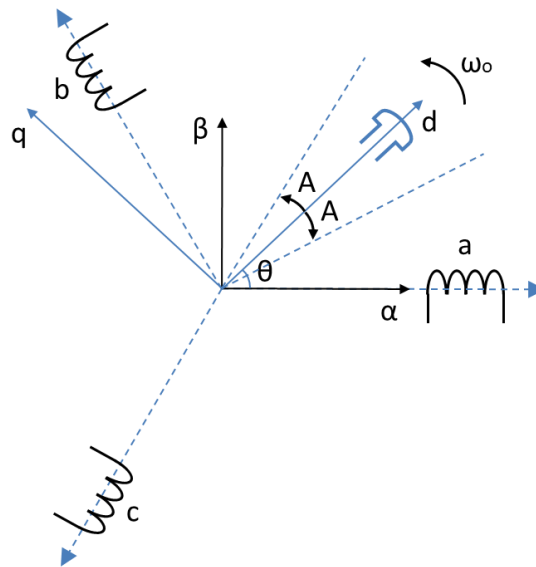


Fig. 3.36 Devanado del estator y marco de referencia dq de la unidad bajo análisis

Entonces el movimiento del rotor estará compuesto por dos movimientos, el primero consiste en el movimiento giratorio a velocidad síncrona (ω_o). El segundo movimiento consiste en oscilaciones de pequeña amplitud a la frecuencia natural de algún modo torsional subsíncrono (μ), entonces, la posición del rotor y del eje d del marco de referencia dq con respecto del marco de referencia $\alpha\beta$ se puede expresar según la ecuación (3.31), mientras que la velocidad se obtiene al derivar la posición y su expresión se muestra en la ecuación (3.32).

$$\theta = \omega_o t + A * \text{sen}(\mu t) \quad (3.31)$$

$$\omega = \omega_o + A\mu * \text{cos}(\mu t) \quad (3.32)$$

Por otro lado, se considera el flujo magnético producido por la excitatriz, el cual es un vector cuya dirección está definida por la posición de la excitatriz y se calcula mediante la ecuación (3.33).

$$\varphi_{ext} = \frac{N_f i_f}{R_d} \quad (3.33)$$

Siendo:

N_f : Numero de espiras del devanado de excitación

i_f : Corriente en el devanado de excitación (para fines del análisis se considera constante)

R_d : Reluctancia del circuito magnético visto por el devanado de excitación.

La tensión inducida en el devanado de la fase A del estator se calcula en función de la componente del flujo magnético generado por el devanado de excitación que se alinea en la dirección del devanado de la fase A, para ello se aplica la ley de Faraday y se consideran las ecuaciones (3.31), (3.32) y (3.33).

$$FEM_A = -N_s * \frac{d}{dt} \left(\frac{N_f i_f}{R_d} \cos(\theta) \right) = \frac{N_s N_f i_f}{R_d} \text{sen}(\theta) * \frac{d(\theta)}{dt} \quad (3.34a)$$

$$FEM_A = K * (\text{sen}(\omega_o t) * \cos(A \text{sen}(\mu t)) + \cos(\omega_o t) * \text{sen}(A \text{sen}(\mu t))) * (\omega_o + A \mu \cos(\mu t)) \quad (3.34b)$$

Siendo:

N_s : Numero de espiras de los devanados del estator.

K : Constante que es igual a $\frac{N_s N_f i_f}{R_d}$.

Como A es un valor pequeño, la expresión " $\cos(A \text{sen}(\mu t))$ " se aproxima a 1 mientras que la expresión " $\text{sen}(A \text{sen}(\mu t))$ " se aproxima a " $A \text{sen}(\mu t)$ ". Reemplazando y operando se obtiene la siguiente expresión.

$$FEM_A = K * \left(\omega_o \text{sen}(\omega_o t) + \frac{A \omega_o}{2} \text{sen}((\omega_o + \mu)t) - \frac{A \omega_o}{2} \text{sen}((\omega_o - \mu)t) + A \mu * \text{sen}(\omega_o t) * \cos(\mu t) + \frac{A^2 \mu}{2} \cos(\mu t) * \text{sen}((\omega_o + \mu)t) - \frac{A^2 \mu}{2} \cos(\mu t) * \text{sen}((\omega_o - \mu)t) \right) \quad (3.34c)$$

De la ecuación anterior podemos despreciar los términos que contienen el factor A^2 dado que tendrán un valor despreciable comparado a los otros términos por ser A un valor pequeño, luego de simplificar, se agrupan términos y se obtiene la expresión que muestra la ecuación (3.34).

$$FEM_A = K * \left(\omega_o * \text{sen}(\omega_o t) + \frac{A}{2} (\omega_o + \mu) * \text{sen}((\omega_o + \mu)t) - \frac{A}{2} (\omega_o - \mu) * \text{sen}((\omega_o - \mu)t) \right) \quad (3.34)$$

De la ecuación (3.34) se observa que el hecho que exista un movimiento oscilatorio de pequeña amplitud a la frecuencia torsional en el rotor ocasiona en la tensión inducida de la fase A la aparición de dos componentes de voltaje adicionales a la componente fundamental, la primera a la frecuencia $(\omega_o + \mu)$ que es conocida como la frecuencia supersíncrona y la segunda a la frecuencia $(\omega_o - \mu)$ que es conocida como la frecuencia subsíncrona.

De manera similar se pueden deducir las expresiones para las tensiones inducidas para la fase B y la fase C, las cuales se muestran en las ecuaciones (3.35) y (3.36).

$$FEM_B = K * \left(\omega_o * \text{sen}(\omega_o t - 120^\circ) + \frac{A}{2} (\omega_o + \mu) * \text{sen}((\omega_o + \mu)t - 120^\circ) - \frac{A}{2} (\omega_o - \mu) * \text{sen}((\omega_o - \mu)t - 120^\circ) \right) \quad (3.35)$$

$$FEM_C = K * \left(\omega_o * \text{sen}(\omega_o t + 120^\circ) + \frac{A}{2} (\omega_o + \mu) * \text{sen}((\omega_o + \mu)t + 120^\circ) - \frac{A}{2} (\omega_o - \mu) * \text{sen}((\omega_o - \mu)t + 120^\circ) \right) \quad (3.36)$$

Como se observa, las tensiones inducidas en las tres fases tienen expresiones similares, sin embargo, se observa que todas las componentes de la tensión en la fase B presentan 120° de atraso con respecto a la fase A y en la fase C se observa 120° de adelanto respecto de la fase A, esto quiere decir, las componentes síncrona, subsíncrona y supersíncrona del voltaje trifásico que genera el devanado de excitación son de secuencia positiva.

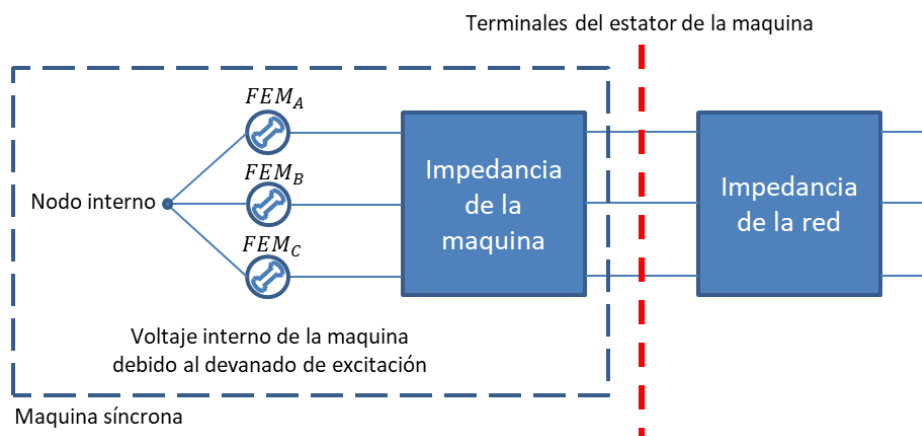


Fig. 3.37 Diagrama de la maquina síncrona bajo análisis conectada a la red

Por otro lado, se debe tener en cuenta que las ecuaciones (3.34), (3.35) y (3.36) corresponden a las tensiones internas de la máquina en voltios, es decir, son las tensiones inducidas debido al devanado de excitación sin considerar la reacción de armadura. En la figura 3.37 se muestra que la impedancia a través de la cual las tensiones internas de la máquina impulsarán la corriente está compuesta por la impedancia de la máquina conectada en serie con la impedancia de la red vista desde los bornes del estator de la máquina, estas impedancias tendrán cierto modulo y ángulo dependiendo de la frecuencia en cuestión (síncrona, subsíncrona o supersíncrona).

Para cada una de las componentes del voltaje inducido tanto la impedancia de la máquina como la impedancia de la red tendrán valores diferentes, en el caso de la máquina, a la frecuencia síncrona se calculará su impedancia utilizando la teoría de las dos reacciones, por otro lado, a la frecuencia subsíncrona y supersíncrona, la impedancia de la máquina puede aproximarse a la resistencia estática en serie con la inductancia subtransitoria en el eje directo o con la inductancia de secuencia negativa. Con respecto a la red, la impedancia cambiara debido al cambio de la frecuencia.

Para el cálculo de la corriente por fase que sale de la máquina es posible aplicar el principio de superposición tal y como se muestra en la figura 3.38.

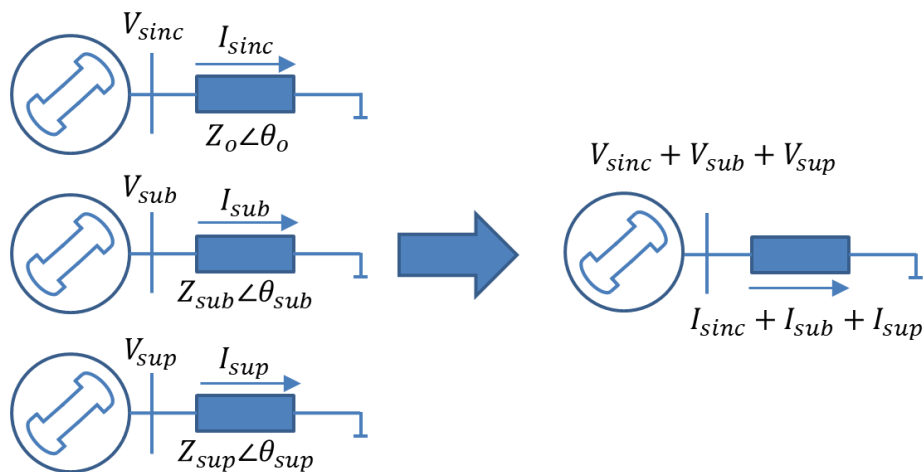


Fig. 3.38 Principio de superposición aplicado al cálculo de la corriente que sale de la fuente interna de la máquina bajo análisis

De la figura 3.38 se puede deducir las expresiones para las corrientes de fase en función de las tensiones de fase. En las ecuaciones (3.37), (3.38) y (3.39) se presenta las

expresiones para las corrientes de fase en amperios de la maquina bajo análisis. Se debe considerar que las variables que corresponden a impedancias están en ohmios.

$$I_A = \frac{K\omega_o}{|Z_o|} * \text{sen}(\omega_o t - \theta_o) + \frac{KA(\omega_o + \mu)}{2|Z_{sup}|} * \text{sen}((\omega_o + \mu)t - \theta_{sup}) - \frac{KA(\omega_o - \mu)}{2|Z_{sub}|} * \text{sen}((\omega_o - \mu)t - \theta_{sub}) \quad (3.37)$$

$$I_B = \frac{K\omega_o}{|Z_o|} * \text{sen}(\omega_o t - 120^\circ - \theta_o) + \frac{KA(\omega_o + \mu)}{2|Z_{sup}|} * \text{sen}((\omega_o + \mu)t - 120^\circ - \theta_{sup}) - \frac{KA(\omega_o - \mu)}{2|Z_{sub}|} * \text{sen}((\omega_o - \mu)t - 120^\circ - \theta_{sub}) \quad (3.38)$$

$$I_C = \frac{K\omega_o}{|Z_o|} * \text{sen}(\omega_o t + 120^\circ - \theta_o) + \frac{KA(\omega_o + \mu)}{2|Z_{sup}|} * \text{sen}((\omega_o + \mu)t + 120^\circ - \theta_{sup}) - \frac{KA(\omega_o - \mu)}{2|Z_{sub}|} * \text{sen}((\omega_o - \mu)t + 120^\circ - \theta_{sub}) \quad (3.39)$$

Con las tensiones y las corrientes de fase es posible obtener la potencia eléctrica mediante la ecuación (3.40) para posteriormente obtener la expresión de torque electromagnético.

$$P_e = FMM_A * I_A + FMM_B * I_B + FMM_C * I_C \quad (3.40)$$

Reemplazando las ecuaciones de la (3.34) a la (3.39) en la ecuación (3.40) obtenemos la ecuación (3.41) que muestra una expresión para la potencia eléctrica que sale de las fuentes internas del generador.

$$P_e = \frac{3K^2\omega_o}{2|Z_o|} [\cos(\theta_o) * (\omega_o + A\mu * \cos(\mu t)) - A\omega_o * \text{sen}(\mu t) * \text{sen}(\theta_o)] + \frac{3K^2A(\omega_o + \mu)}{4|Z_{sup}|} [\cos(\mu t - \theta_{sup}) * (\omega_o + A\mu * \cos(\mu t)) + A\omega_o * \text{sen}(\mu t) * \text{sen}(\mu t - \theta_{sup})] - \frac{3K^2A(\omega_o - \mu)}{4|Z_{sub}|} [\cos(\mu t + \theta_{sub}) * (\omega_o + A\mu * \cos(\mu t)) - A\omega_o * \text{sen}(\mu t) * \text{sen}(\mu t + \theta_{sub})] \quad (3.41)$$

A partir de la expresión de la potencia eléctrica es posible obtener una expresión para el torque electromagnético mediante la ecuación (3.42).

$$T_e = \frac{P_e}{\omega} \quad (3.42)$$

Reemplazando las ecuaciones (3.41) y (3.32) en la ecuación (3.42) y considerando que A es un valor pequeño, es posible obtener la expresión que se muestra en (3.43).

$$T_e = \frac{3K^2\omega_o}{2|Z_o|} [\cos(\theta_o)] + \frac{3K^2A(\omega_o + \mu)}{4|Z_{sup}|} [\cos(\mu t - \theta_{sup})] - \frac{3K^2A(\omega_o - \mu)}{4|Z_{sub}|} [\cos(\mu t + \theta_{sub})] \quad (3.43)$$

De la ecuación (3.43), se observa que el torque electromagnético está compuesto por una componente constante, que corresponde a la potencia activa entregada por las fuentes internas de la máquina, y por dos componentes oscilatorias a la frecuencia torsional que aparecen debido a la oscilación que ocurre en el rotor.

La desviación del torque electromagnético que aparece debido a la oscilación mecánica se presenta en la ecuación (3.44).

$$\Delta T_e = \frac{3K^2A(\omega_o + \mu)}{4|Z_{sup}|} [\cos(\mu t - \theta_{sup})] - \frac{3K^2A(\omega_o - \mu)}{4|Z_{sub}|} [\cos(\mu t + \theta_{sub})] \quad (3.44)$$

Al extender la ecuación (3.44) se obtiene la ecuación (3.45).

$$\Delta T_e = \left[\frac{3K^2A(\omega_o + \mu)}{4|Z_{sup}|} \cos(\theta_{sup}) - \frac{3K^2A(\omega_o - \mu)}{4|Z_{sub}|} \cos(\theta_{sub}) \right] [\cos(\mu t)] + \left[\frac{3K^2A(\omega_o + \mu)}{4|Z_{sup}|} \text{sen}(\theta_{sup}) + \frac{3K^2A(\omega_o - \mu)}{4|Z_{sub}|} \text{sen}(\theta_{sub}) \right] [\text{sen}(\mu t)] \quad (3.45)$$

De la ecuación (3.32) se tiene que la desviación de velocidad se puede expresar mediante la ecuación (3.46).

$$\Delta\omega = A\mu[\cos(\mu t)] \quad (3.46)$$

De las ecuaciones (3.45) y (3.46) se puede notar que la desviación de torque electromagnético ΔT_e tiene dos componentes, una de ellas está en fase con las desviaciones de velocidad mientras que la otra componente está en cuadratura a las variaciones de velocidad, a estas componentes de las desviaciones de torque electromagnético se les denomina componente amortiguante ($\Delta T_{e,damp}$) y componente sincronizante ($\Delta T_{e,sinc}$) respectivamente [2], de esta manera, el amortiguamiento provisto por la red eléctrica (D_e) sobre las oscilaciones que ocurren en el rotor, se puede calcular como el cociente entre la componente amortiguante de la desviación del torque electromagnético y la desviación de velocidad.

$$D_e = \frac{\Delta T_{e,damp}}{\Delta \omega} = \frac{3K^2(\omega_o + \mu)}{4\mu|Z_{sup}|} \cos(\theta_{sup}) - \frac{3K^2(\omega_o - \mu)}{4\mu|Z_{sub}|} \cos(\theta_{sub}) \quad (3.47)$$

De la ecuación (3.47) se puede observar que el amortiguamiento ofrecido por la red eléctrica a las oscilaciones subsíncronas (amortiguamiento eléctrico) tiene dos componentes, la primera componente está en función de la impedancia vista desde el nodo interno del generador a la frecuencia supersíncrona, esta componente es positiva, es decir, la circulación de corriente a frecuencia supersíncrona genera amortiguamiento positivo sobre las oscilaciones subsíncronas en el rotor, por otro lado, la segunda componente está en función de la impedancia vista desde el nodo interno del generador a la frecuencia subsíncrona, a diferencia de la componente supersíncrona, la componente subsíncrona es negativa, es decir, la corriente a frecuencia subsíncrona genera amortiguamiento negativo sobre las oscilaciones subsíncronas en el rotor.

Usualmente, en sistemas de potencia se suele trabajar en por unidad, en este caso, tomaremos como valores base las características nominales del generador bajo análisis, estas expresiones se muestran en la ecuación (3.48).

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{basegen} = \sqrt{3} \left(\frac{K\omega_o}{\sqrt{2}} \right) \\ S_{basegen} = \frac{(V_{basegen})^2}{Z_{basegen}} = \frac{3K^2\omega_o^2}{2Z_{basegen}} \\ D_{base} = \frac{S_{basegen}}{\omega_o^2} = \frac{3K^2}{2Z_{basegen}} \end{array} \right. \quad (3.48)$$

De la ecuación (3.47) y (3.48) obtenemos el amortiguamiento eléctrico en por unidad, cuya expresión se muestra en la ecuación (3.49).

$$D_{e\ p.u.} = \frac{D_e}{D_{base}} = \left[\frac{(\omega_o + \mu)}{2\mu(|Z_{sup}|)} \cos(\theta_{sup}) - \frac{(\omega_o - \mu)}{2\mu(|Z_{sub}|)} \cos(\theta_{sub}) \right] * Z_{basegen} \quad (3.49)$$

Las expresiones $\cos(\theta_{sup})$, $\cos(\theta_{sub})$, $|Z_{sup}|$ y $|Z_{sub}|$ hacen referencia a los factores de potencia y los módulos de las impedancias vistas desde el nodo interno de la maquina a las frecuencias supersíncrona y subsíncrona en ohmios, estas mismas expresiones pueden escribirse en función de las componentes real e imaginaria de las respectivas impedancias según las ecuaciones (3.50), (3.51), (3.52) y (3.53).

$$\cos(\theta_{sup}) = \frac{R_{sup}}{\sqrt{R_{sup}^2 + X_{sup}^2}} \quad (3.50)$$

$$\cos(\theta_{sub}) = \frac{R_{sub}}{\sqrt{R_{sub}^2 + X_{sub}^2}} \quad (3.51)$$

$$|Z_{sup}| = \sqrt{R_{sup}^2 + X_{sup}^2} \quad (3.52)$$

$$|Z_{sub}| = \sqrt{R_{sub}^2 + X_{sub}^2} \quad (3.53)$$

Reemplazando (3.50), (3.51), (3.52) y (3.53) en (3.49) obtenemos la ecuación (3.54).

$$D_{e\ p.u.} = \left[\frac{(\omega_o + \mu)}{2\mu} \left[\frac{R_{sup}}{R_{sup}^2 + X_{sup}^2} \right] - \frac{(\omega_o - \mu)}{2\mu} \left[\frac{R_{sub}}{R_{sub}^2 + X_{sub}^2} \right] \right] * Z_{basegen} \quad (3.54)$$

La ecuación (3.54) presenta al amortiguamiento sobre las oscilaciones subsíncronas en la unidad provisto por la red eléctrica en función de las componentes real e imaginaria de las impedancias equivalentes vistas desde el nodo interno de la maquina a las frecuencias subsíncrona y supersíncrona, en ese sentido, el cálculo del amortiguamiento eléctrico se puede realizar de una forma simple y rápida haciendo un análisis red. La ecuación (3.54) será utilizada para el cálculo del amortiguamiento eléctrico a lo largo de la presente tesis.

3.5.2 Medición de las componentes subsíncrona y supersíncrona de las corrientes de fase

En el apartado 3.5.1 se encontró la ecuación (3.54) que permite calcular el amortiguamiento sobre las oscilaciones subsíncronas en el rotor que provee la red eléctrica, la cual está en función de la frecuencia de la oscilación torsional y de la impedancia vista desde el nodo interno del generador a las frecuencias subsíncrona y supersíncrona. Se entiende que, si la suma del amortiguamiento provisto por la red eléctrica y del amortiguamiento mecánico propio de la unidad es menor que cero, entonces las oscilaciones en el rotor serán de amplitud creciente, caso contrario, las oscilaciones en el rotor serán de amplitud decreciente.

Dado que el SSSC solo tiene acceso a mediciones de voltaje y corriente en la línea de transmisión donde este instalado y tomando en cuenta lo explicado en el párrafo anterior, para lograr que el SSSC tenga un efecto positivo sobre la amortiguación de las oscilaciones subsíncronas, este debe ser controlado para que se comporte como una reactancia a la frecuencia subsíncrona y/o a la frecuencia supersíncrona cuyos valores permitan lograr que la suma del amortiguamiento provisto por la red eléctrica más el amortiguamiento mecánico sea mayor que cero.

Para controlar el SSSC como una reactancia a la frecuencia subsíncrona y/o a la frecuencia supersíncrona, es necesario contar con una medición precisa de estas componentes de la corriente. Al igual que las corrientes de fase de la maquina síncrona bajo análisis, cuyas expresiones se presentan en las ecuaciones (3.37), (3.38) y (3.39), las ecuaciones de las corrientes de fase que circulen por la línea donde está instalado el SSSC tendrán las mismas componentes, por ello, en la ecuación (3.55) se muestran las expresiones para las corrientes de fase del SSSC.

$$\begin{cases} I_a = A_o \cos(\theta_o) + A_{sup} \cos(\theta_{sup}) + A_{sub} \cos(\theta_{sub}) \\ I_b = A_o \cos(\theta_o - 120) + A_{sup} \cos(\theta_{sup} - 120) + A_{sub} \cos(\theta_{sub} - 120) \\ I_c = A_o \cos(\theta_o + 120) + A_{sup} \cos(\theta_{sup} + 120) + A_{sub} \cos(\theta_{sub} + 120) \end{cases} \quad (3.55)$$

Siendo:

$$\begin{cases} \theta_o = \omega_o t + \alpha_o \\ \theta_{sup} = (\omega_o + \mu)t + \alpha_{sup} \\ \theta_{sub} = (\omega_o - \mu)t + \alpha_{sub} \end{cases} \quad (3.55a)$$

Del PLL se obtiene el ángulo de la componente fundamental de la corriente (θ_o), con este ángulo se lleva la corriente que circula por la línea al marco de referencia síncrono utilizando la transformada de Park.

$$\begin{bmatrix} I_d \\ I_q \\ I_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta_o) & \cos(\theta_o - 120) & \cos(\theta_o + 120) \\ -\text{sen}(\theta_o) & -\text{sen}(\theta_o - 120) & -\text{sen}(\theta_o + 120) \\ 1/2 & 1/2 & 1/2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

Reemplazando la ecuación (3.55) en (3.56) se obtienen las componentes directa y cuadratura de las corrientes de fase del SSSC cuyas expresiones se muestran en la ecuación (3.57) respectivamente.

$$\begin{cases} I_d = A_o + A_{sup} \cos(-\mu t + \alpha_o - \alpha_{sup}) + A_{sub} \cos(\mu t + \alpha_o - \alpha_{sub}) \\ I_q = -A_{sup} \text{sen}(-\mu t + \alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\mu t + \alpha_o - \alpha_{sub}) \end{cases} \quad (3.57)$$

De la ecuación (3.57) se observa que las componentes I_d e I_q están compuestas por una componente continua y componentes oscilatorias a la frecuencia torsional de oscilación (μ).

Dado que las variables de interés son A_{sup} , A_{sub} , α_{sup} y α_{sub} , se aplica un filtro de segundo orden con frecuencia central igual a la frecuencia torsional de oscilación sobre I_d e I_q de manera tal que se elimina cualquier componente continua y se mantienen las componentes oscilatorias con sus amplitudes y fases originales. Luego de pasar por el filtro, se obtienen las componentes en el eje directo y cuadratura filtradas cuyas expresiones se muestran en las ecuaciones (3.58) y (3.59).

$$I_{df} = A_{sup} \cos(-\mu t + \alpha_o - \alpha_{sup}) + A_{sub} \cos(\mu t + \alpha_o - \alpha_{sub}) \quad (3.58)$$

$$I_{qf} = -A_{sup} \text{sen}(-\mu t + \alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\mu t + \alpha_o - \alpha_{sub}) \quad (3.59)$$

Se expanden las ecuaciones (3.58) y (3.59) utilizando las identidades de seno y coseno suma y se obtienen las expresiones que se muestran en las ecuaciones (3.60) y (3.61).

$$\begin{aligned} I_{df} = \cos(\mu t) * [A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) + A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub})] + \text{sen}(\mu t) \\ * [A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub})] \end{aligned} \quad (3.60)$$

$$I_{qf} = \cos(\mu t) * [-A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub})] + \text{sen}(\mu t) * [A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub})] \quad (3.61)$$

Se multiplican las ecuaciones (3.60) y (3.61) por $\cos(\mu t)$ y por $\text{sen}(\mu t)$ y se obtienen las ecuaciones (3.62), (3.63), (3.64) y (3.65).

$$I_{df} * \cos(\mu t) = \frac{1}{2} * [A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) + A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub})] + \frac{1}{2} * \cos(2\mu t) * [A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) + A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub})] + \frac{1}{2} * \text{sen}(2\mu t) * [A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub})] \quad (3.62)$$

$$I_{df} * \text{sen}(\mu t) = \frac{1}{2} * [A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub})] - \frac{1}{2} * \cos(2\mu t) * [A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub})] + \frac{1}{2} * \text{sen}(2\mu t) * [A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) + A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub})] \quad (3.63)$$

$$I_{qf} * \cos(\mu t) = \frac{1}{2} * [-A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub})] + \frac{1}{2} * \cos(2\mu t) * [-A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub})] + \frac{1}{2} * \text{sen}(2\mu t) * [A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub})] \quad (3.64)$$

$$I_{qf} * \text{sen}(\mu t) = \frac{1}{2} * [A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub})] - \frac{1}{2} * \cos(2\mu t) * [A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub})] + \frac{1}{2} * \text{sen}(2\mu t) * [-A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) - A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub})] \quad (3.65)$$

Las cuatro ecuaciones anteriores están compuestas por una componente continua y por componentes oscilatorias al doble de la frecuencia torsional de oscilación. Se aísla la componente continua de las ecuaciones anteriores calculando el valor medio y se definen las variables a, b, c y d cuyas expresiones se muestran en las ecuaciones (3.66), (3.67), (3.68) y (3.69).

$$a = \text{Mean}(I_{df} * \cos(\mu t)) + \text{Mean}(I_{qf} * \text{sen}(\mu t)) = A_{sup} \cos(\alpha_o - \alpha_{sup}) \quad (3.66)$$

$$b = \text{Mean}(I_{df} * \text{sen}(\mu t)) - \text{Mean}(I_{qf} * \cos(\mu t)) = A_{sup} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sup}) \quad (3.67)$$

$$c = \text{Mean}(I_{df} * \cos(\mu t)) - \text{Mean}(I_{qf} * \text{sen}(\mu t)) = A_{sub} \cos(\alpha_o - \alpha_{sub}) \quad (3.68)$$

$$d = -\text{Mean}(I_{df} * \text{sen}(\mu t)) - \text{Mean}(I_{qf} * \text{cos}(\mu t)) = A_{sub} \text{sen}(\alpha_o - \alpha_{sub}) \quad (3.69)$$

De las variables a, b, c y d es posible obtener A_{sup} , A_{sub} , $\alpha_o - \alpha_{sup}$ y $\alpha_o - \alpha_{sub}$ mediante las ecuaciones (3.70), (3.71), (3.72) y (3.73).

$$A_{sup} = \text{modulo}(a, b) \quad (3.70)$$

$$A_{sub} = \text{modulo}(c, d) \quad (3.71)$$

$$\alpha_o - \alpha_{sup} = \text{angulo}(a, b) \quad (3.72)$$

$$\alpha_o - \alpha_{sub} = \text{angulo}(c, d) \quad (3.73)$$

Conociendo $(\alpha_o - \alpha_{sup})$ y $(\alpha_o - \alpha_{sub})$ es posible obtener los ángulos de las componentes subsíncrona y supersíncrona como se muestra en las ecuaciones (3.74) y (3.75).

$$\theta_{sup} = \theta_o - \text{angulo}(a, b) + \int (\omega_o + \mu) dt \quad (3.74)$$

$$\theta_{sub} = \theta_o - \text{angulo}(c, d) + \int (\omega_o - \mu) dt \quad (3.75)$$

De las ecuaciones (3.70), (3.71), (3.74) y (3.75) se obtienen las amplitudes y los ángulos de las componentes subsíncronas y supersíncronas de las corrientes de fase, con estos datos, es posible indicarle al SSSC que inyecte un voltaje cuya magnitud y fase se calculen a partir de las magnitudes y fases de las componentes subsíncrona o supersíncrona de las corrientes de fase del SSSC, de esta manera, se logra que el SSSC se comporte como una determinada reactancia a la frecuencia subsíncrona y/o a la frecuencia supersíncrona.

3.5.3 Cálculo de la reactancia subsíncrona y supersíncrona de referencia para el control de mitigación de RSS del SSSC

Como se mencionó en el apartado 3.5.1, para el desarrollo del presente trabajo se utiliza el segundo modelo benchmark de resonancia subsíncrona propuesto por la IEEE, en este modelo, una de las líneas de transmisión cuenta con un capacitor en serie cuyo nivel de reactancia se expresa como un porcentaje de la impedancia de la línea y varía desde el 10% hasta el 90%, por otro lado, en el análisis torsional presentado en el apartado 3.5.1 se encontró que el modo torsional con menor tasa de amortiguamiento es el de 24.65Hz.

Tomando en cuenta lo anterior, se selecciona un valor de reactancia para el capacitor serie que logre que la red eléctrica provea un amortiguamiento eléctrico negativo superior al amortiguamiento mecánico calculado en el análisis torsional para el modo torsional de 24.65Hz, para ello, se calcula el amortiguamiento provisto por la red en todo el rango subsíncrono para diferentes niveles de compensación serie utilizando la ecuación (3.54).

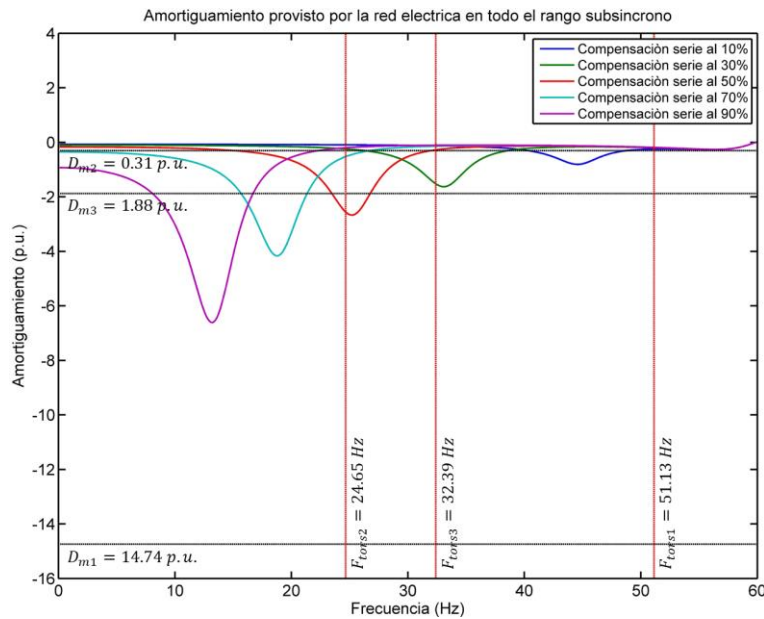


Fig. 3.39 Amortiguamiento eléctrico en todo el rango subsíncrono para diferentes niveles de compensación serie

En la figura 3.39 se muestra el amortiguamiento provisto por la red eléctrica en todo el rango subsíncrono para diferentes niveles de compensación, además, se presentan las frecuencias torsionales y los amortiguamientos mecánicos de la unidad bajo análisis en p.u. mediante líneas verticales en rojo y líneas horizontales en negro respectivamente, se debe tomar en cuenta que a pesar de que el amortiguamiento mecánico es positivo, se ha dibujado como negativo en el gráfico solo para fines de visualización, además, dibujando el amortiguamiento mecánico como negativo se puede identificar un caso de inestabilidad torsional de manera gráfica cuando se observe que la curva del amortiguamiento eléctrico se ubique por debajo del amortiguamiento mecánico a alguna de las frecuencias torsionales del tren de masas. Por ejemplo, se observa que para la frecuencia torsional de 24.65Hz, el menor nivel de amortiguamiento eléctrico se obtiene con un nivel de compensación del 50%, el valor de amortiguamiento eléctrico obtenido para este nivel de compensación es de -2.55 p.u., por otra parte, el amortiguamiento mecánico es de 0.31 p.u., de esta manera, dado que el amortiguamiento resultante es negativo, si se opera con

un nivel de compensación serie del 50%, se esperan oscilaciones torsionales crecientes a 24.65Hz en la unidad bajo análisis.

Del análisis anterior, se elige un nivel de compensación del 50% para todos los análisis posteriores y para evidenciar la efectividad del control de mitigación de RSS por parte del SSSC.

Una vez elegido el porcentaje de compensación, en la tabla 3.6 se presentan todos los casos propuestos para los cuales se debe calcular la reactancia que debe de simular ser el convertidor (reactancia de referencia), se debe tomar en cuenta que se han considerado dos modos de control, el primero se ha designado como “Sub”, en este modo de control el convertidor simula ser una reactancia a la frecuencia subsíncrona ($f_o - f_{tors}$), por otro lado, el segundo se ha designado como “Sub + Sup”, en este modo de control el convertidor simula ser un valor de reactancia a la frecuencia subsíncrona ($f_o - f_{tors}$) y de manera independiente otro valor de reactancia a la frecuencia supersíncrona ($f_o + f_{tors}$) de manera simultánea.

Tabla 3.6 Casos de análisis para el cálculo de la impedancia de referencia

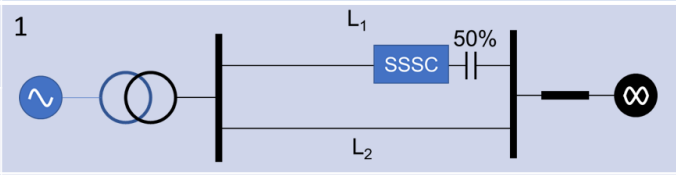

Caso	Modo de control	Topología de red
1	Sub	
2	Sub + Sup	
3	Sub	
4	Sub + Sup	

Tabla 3.7 Reactancias de referencia para los casos planteados

Caso	Topología de red	Modo de control	Reactancia de referencia	
1	1	Sub	Sub 75Ω (ind)	
2		Sub + Sup	Sub 75Ω (ind)	Sup 320Ω (cap)
3	2	Sub	Sub 110Ω (cap)	
4		Sub + Sup	Sub 110Ω (cap)	Sup 360Ω (cap)

En la tabla 3.7 se muestran los valores elegidos para las reactancias de referencia para todos los casos planteados en la tabla 3.6, en los posteriores apartados se presenta el cálculo justificativo de las reactancias de referencia que se muestran en la tabla 3.7.

3.5.3.1 Cálculo de la reactancia de referencia para los casos 1 y 3

En este apartado se presentan los cálculos de la reactancia de referencia para los casos que consideran el modo Sub, la metodología consiste en calcular el amortiguamiento eléctrico a la frecuencia torsional de interés considerando diferentes valores de reactancia (entre inductiva y capacitiva) para el SSSC y elegir aquel valor que logre hacer que la suma de los amortiguamientos mecánico y eléctrico (amortiguamiento total) sea positiva. Tomar en cuenta que el análisis explicado anteriormente se realiza para las dos topologías de red consideradas en la tabla 3.6 considerando que la frecuencia torsional de interés es de 24.65Hz, el amortiguamiento mecánico de dicho modo es de 0.31 p.u., el porcentaje de compensación para el capacitor serie de la línea L1 es del 50% y que el SSSC funcionara como una reactancia ya sea inductiva o capacitiva a la frecuencia subsíncrona, es decir a 35.35Hz. En la figura 3.40 se presenta el amortiguamiento eléctrico para diferentes valores de reactancia del SSSC para los casos 1 y 3.

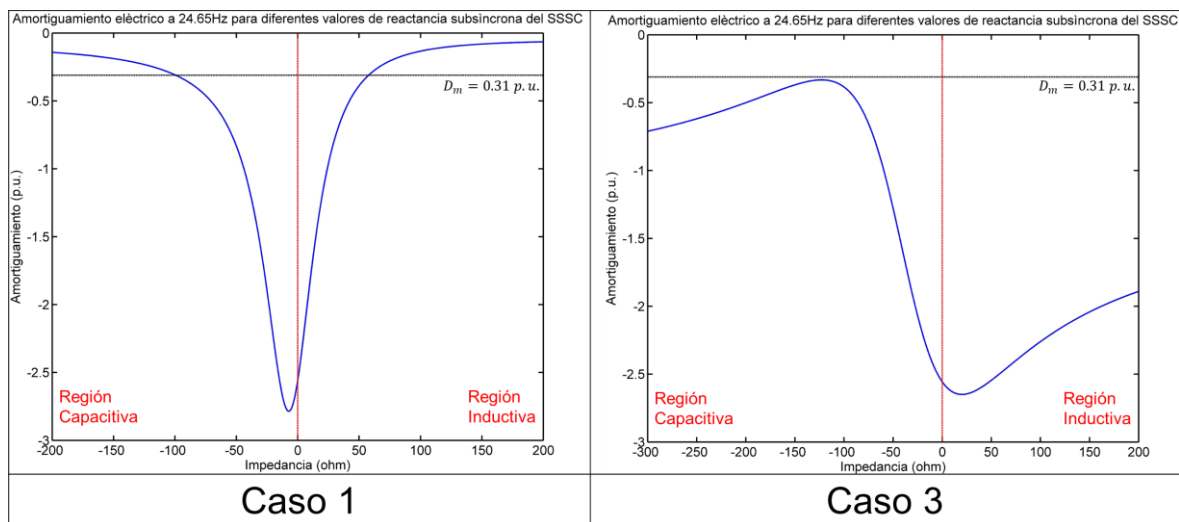


Fig. 3.40 Amortiguamiento eléctrico a 24.65Hz para diferentes valores de reactancia subsíncrona del SSSC para los casos 1 y 3

Con respecto al caso 1, se observa que existen múltiples opciones de reactancia de referencia para el SSSC tanto inductiva como capacitiva que logran el amortiguamiento total sea mayor que cero, sin embargo, para fines del presente trabajo se elige una reactancia inductiva de 75 ohms, en este caso, se prefiere una impedancia inductiva ya

que para lograr que el amortiguamiento total sea positivo utilizando una reactancia capacitiva como impedancia de referencia, esta tendría que ser de mayor modulo.

Con respecto al caso 3, se observa que, según el cálculo realizado no existe valor de impedancia que pueda lograr hacer positivo el amortiguamiento total, sin embargo, si es posible incrementar el valor del amortiguamiento eléctrico. Para fines de este trabajo, se elige una reactancia capacitiva de 110 ohms.

3.5.3.2 Cálculo de la impedancia de referencia para los casos 2 y 4

En este apartado se presentan los cálculos de la reactancia de referencia para los casos que consideran el modo Sub + Sup, al igual que en el apartado anterior, la metodología consiste en calcular el amortiguamiento eléctrico a la frecuencia torsional de interés considerando diferentes valores de reactancia (entre inductiva y capacitiva) para el SSSC y elegir aquel valor que logre hacer que el amortiguamiento total sea positivo.

Tomando en cuenta la forma de cálculo del amortiguamiento eléctrico (ecuación (3.54)) y que el SSSC puede comportarse como una reactancia a la frecuencia subsíncrona y a la frecuencia supersíncrona de manera independiente, para los valores de referencia de la reactancia subsíncrona se toman los valores de referencia obtenidos en el apartado 3.5.3.1 ya que se observa que estos valores incrementan el amortiguamiento eléctrico, por otro parte, las referencias para la reactancia subsíncrona se calculan con el fin de incrementar aún más el amortiguamiento eléctrico. Considerando lo explicado, para las topologías de red que se muestran en la tabla 3.6 se realiza el cálculo del amortiguamiento eléctrico para diversos valores de reactancia supersíncrona para el SSSC manteniendo constante el valor de reactancia subsíncrona para el SSSC según los valores obtenidos en el apartado 3.5.3.1, además, se debe tomar en cuenta que la frecuencia torsional de interés es de 24.65Hz, el amortiguamiento mecánico de del modo es de 0.31 p.u., el porcentaje de compensación para el capacitor serie de la línea L1 es del 50% y que el SSSC funcionara de manera simultánea como reactancia a la frecuencia subsíncrona (35.35Hz) y de manera independiente como una reactancia a la frecuencia supersíncrona (84.65Hz).

En la figura 3.41 se muestra el amortiguamiento eléctrico calculado para diferentes valores de reactancia supersíncrona del SSSC manteniendo la reactancia subsíncrona en 75 ohmios inductivos para la topología 1 y de 110 ohmios capacitivos para la topología 2. Con respecto al caso 2 se observa que el amortiguamiento total es positivo en todo el rango, esto ya que cuando el SSSC funciona solo como reactancia subsíncrona logra hacer

positivo el amortiguamiento total, sin embargo, cuando simultáneamente el SSSC funciona como reactancia supersíncrona puede incrementar significativamente el amortiguamiento total para valores de reactancia entre los 300 y 400 ohms capacitivos, debido a lo anterior, para este caso se elige un valor de 320 ohms capacitivos.

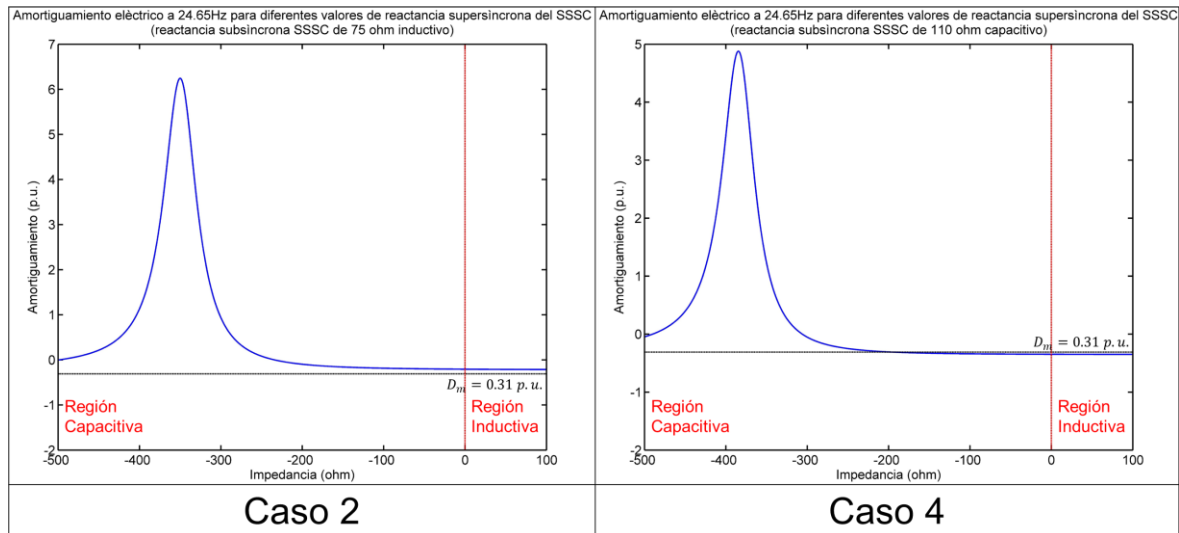


Fig. 3.41 Amortiguamiento eléctrico a 24.65Hz para diferentes valores de reactancia supersíncrona del SSSC manteniendo constante la reactancia subsíncrona para los casos 2 y 4

Con respecto al caso 4, el amortiguamiento total es ligeramente negativo en la región inductiva, esto se espera ya que cuando el SSSC funciona solo como reactancia subsíncrona no logra hacer positivo el amortiguamiento total, sin embargo, cuando simultáneamente el SSSC funciona como reactancia supersíncrona, puede incrementar significativamente el amortiguamiento total para valores de reactancia entre los 300 y 450 ohms capacitivos, debido a lo anterior, para este caso se elige un valor de 360 ohms capacitivos.

3.5.4 Esquema de control para mitigación del fenómeno de RSS

El esquema de control que se presenta en este apartado se ubica al interior del bloque “Control mitigador RSS” que se presenta en la figura 3.16, este esquema de control consolida todo lo presentado en el apartado 3.5. El esquema de control propuesto para la mitigación del fenómeno de RSS se muestra en la figura 3.42.

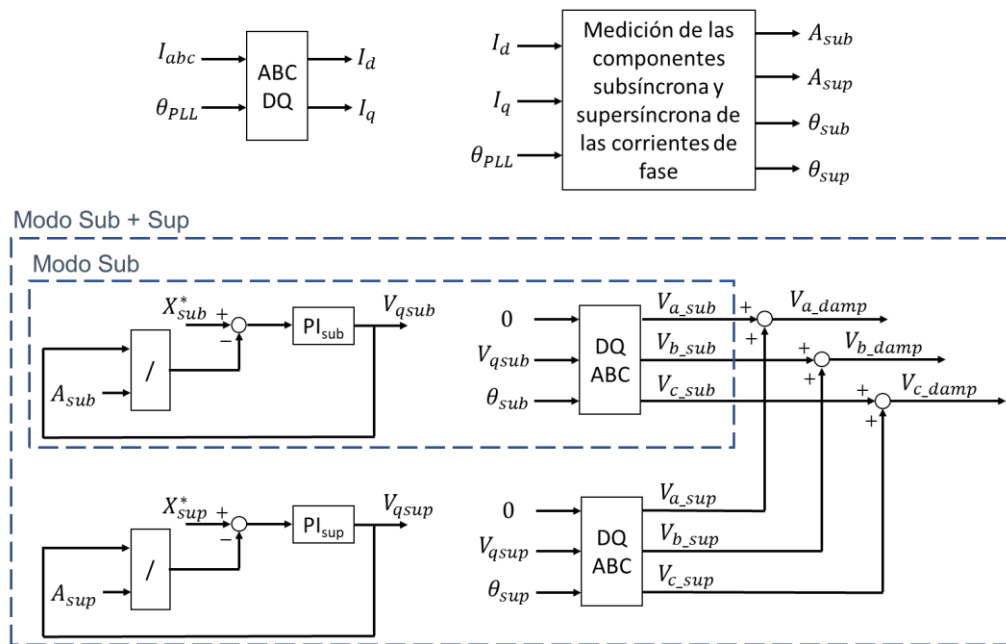


Fig. 3.42 Esquema de control propuesto para la mitigación del fenómeno de RSS


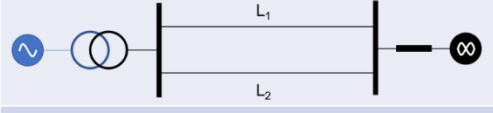
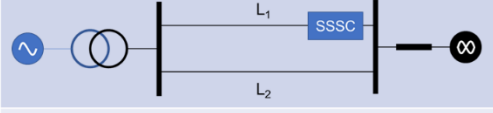
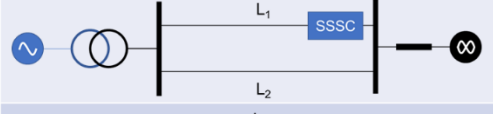
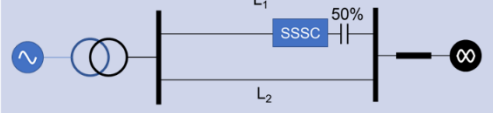

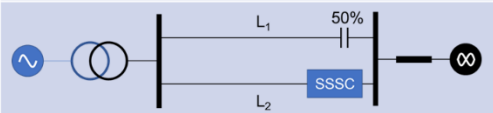
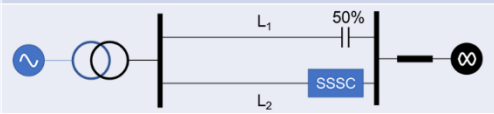
Para lograr que el convertidor se comporte como una reactancia a la frecuencia subsíncrona y a la frecuencia supersíncrona se utiliza un esquema de control similar al utilizado en el control de voltaje en el eje de cuadratura en modo X (ver figura 3.16), sin embargo, las ganancias de los controles PI considerados (PI_{sub} y PI_{sup}) son diferentes a las ganancias del controlador de voltaje en cuadratura. Para proponer las ganancias de los controladores PI del esquema de mitigación de RSS se debe tomar en cuenta que a medida que el convertidor inyecta voltaje subsíncrono y supersíncrono, las corrientes a estas frecuencias también sufrirán cambios, por ello, el convertidor debe inyectar los voltajes subsíncrono y supersíncrono a una velocidad tal que permitan al sistema de medición estabilizarse. Por otro lado, se debe tomar en cuenta que inyectar voltajes a frecuencias subsíncronas o supersíncronas genera circulación de corriente por la red a las frecuencias correspondientes cuya dinámica está definida por factores como las características de la red eléctrica y de la unidad, por ello, estas características deben tomarse en cuenta al ajustar las ganancias de los controles PI_{sub} y PI_{sup} .

CAPÍTULO IV ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 Definición de casos de análisis

Luego de considerar en un mismo modelo Simulink todos los cálculos, esquemas de control propuestos y ganancias de controladores definidos en el capítulo 3, continua la etapa de verificación del diseño propuesto, para ello, se presenta una lista de casos a ser analizados.

Tabla 4.1 Lista de casos propuestos

Caso	Modo de control (Síncrono)	Modo de control (RSS)	Topología de red
1	--	--	
2	--	--	
3	Modo P	--	
4	Modo X	--	
5	Modo X	Sub	
6	Modo X	Sub + Sup	
7	Modo X	Sub	
8	Modo X	Sub + Sup	

La lista de casos propuestos tiene por objetivo verificar el desempeño del convertidor y su efecto sobre el fenómeno de RSS operando en sus modos de control P y X y también verificar el desempeño del esquema de control mitigador del fenómeno de RSS en sus modos de control “Sub” y “Sub + Sup”. En la tabla 4.1 se muestra la lista de casos a ser analizados en el presente capítulo.

En los casos 1 y 2 se evalúa la respuesta de la maquina sin presencia de convertidor en la red, en el primer caso se considera la red eléctrica del sistema original, es decir, del segundo modelo benchmark de resonancia subsíncrona de la IEEE con un capacitor serie cuya reactancia es el 50% de la reactancia de la línea L1, por otro lado, en el segundo caso se considera la misma red que en el primer caso, pero sin capacitor serie.

En los casos 3 y 4 se evalúa el desempeño del convertidor conectado en serie con la línea L1, se considera el convertidor en lugar del capacitor serie convencional y se verifica el desempeño en los modos de control de potencia (P) y reactancia (X), además, se verifica cual es el efecto del convertidor sobre el fenómeno de RSS.

En los casos del 5 al 8 se evalúa el desempeño del control mitigador de RSS del convertidor en sus modos de control “Sub” y “Sub + Sup”, se considera la red de transmisión del sistema original y el convertidor se conecta en la línea L1 en los casos 5 y 6, mientras que en los casos 7 y 8 se conecta en la línea L2.

En todos los casos planteados, el convertidor constara de 35 módulos H por fase y la tensión de referencia para los condensadores de los módulos H sera de 1000 voltios, además, como medida de protección ante cortocircuitos para el convertidor, se considera un interruptor de bypass conectado en paralelo con el convertidor que al cerrar deja fuera de servicio el convertidor. Se considera que el interruptor de bypass cierra luego de 8ms de iniciada la falla y reinserta el convertidor al abrir luego de 450ms de despejada la falla.

4.2 Resultados de los casos propuestos

En el presente apartado se presentan los resultados de cada uno de los casos planteados en la tabla 4.1. Cabe mencionar que todas las gráficas mostradas en este apartado son de elaboración propia.

4.2.1 Caso 1 – Sistema de prueba con compensación serie de 50%

Se realiza la simulación del sistema de prueba según lo que se muestra en la tabla 4.1, se considera una compensación serie del 50% de la reactancia de la línea L1. Se considera al generador síncrono inyectando 200MW al sistema y la suficiente cantidad de potencia reactiva para controlar la tensión en terminales del generador a 1p.u. Para desencadenar el fenómeno de RSS, un segundo después de iniciada la simulación se aplica súbitamente una falla trifásica en los terminales del lado de alta tensión del transformador a través de una inductancia de 0.1mHr durante 50ms y luego la falla es liberada.

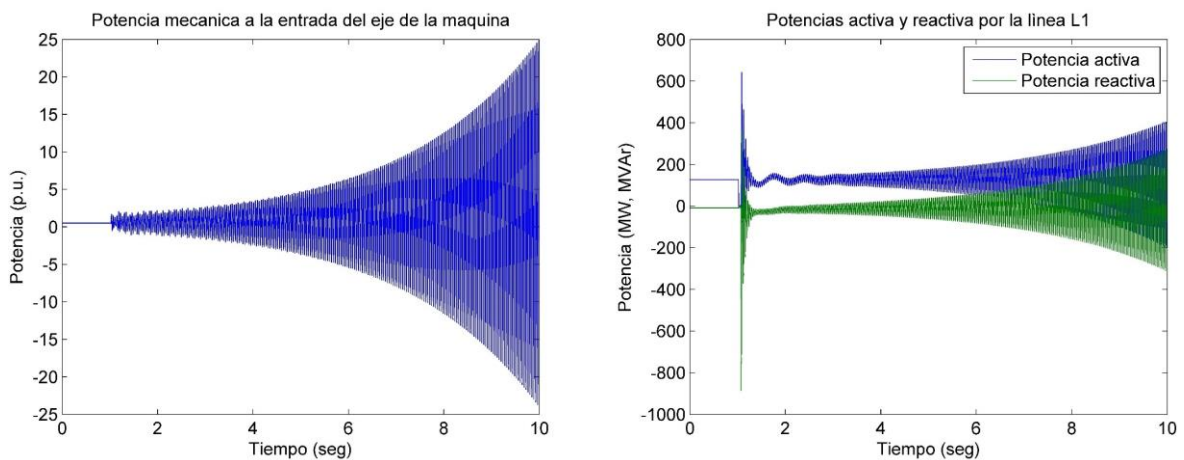


Fig. 4.1 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 1

En la figura 4.1 se muestra la potencia mecánica que ingresa al rotor de la unidad de generación y las potencias activa y reactiva que circulan por la línea L1, es decir, aquella que cuenta con la compensación en serie. En esta figura se puede observar la aparición del fenómeno de RSS posterior a la aplicación de la falla ya que la amplitud de las oscilaciones son crecientes, además, se observa que el periodo de las oscilaciones en la potencia mecánica es de 40.6ms aproximadamente, lo cual corrobora que el modo que participa en la resonancia es el de 24.65Hz, esto último está acorde con lo presentado en la figura 3.39 donde se evidencia que para una compensación serie del 50% en la línea L1, el amortiguamiento total sobre las oscilaciones subsíncronas en la unidad es negativo para la frecuencia de 24.65Hz.

En base a la figura 4.1 se concluye que el caso es torsionalmente inestable y que el modo torsional involucrado es el de 24.65Hz.

4.2.2 Caso 2 – Sistema de prueba sin compensación serie

Se realiza la simulación del sistema de prueba según lo que se muestra en la tabla 4.1, en este caso a diferencia del caso 1 no se considera la compensación en serie en la línea L1. Se considera que el generador inyecta 200MW al sistema y controla tensión en sus terminales a 1 p.u. Para desencadenar el fenómeno de RSS, un segundo después de iniciada la simulación se aplica súbitamente una falla trifásica en los terminales de alta tensión del transformador a través de una inductancia de 0.1mHr que desaparece luego de 50ms.

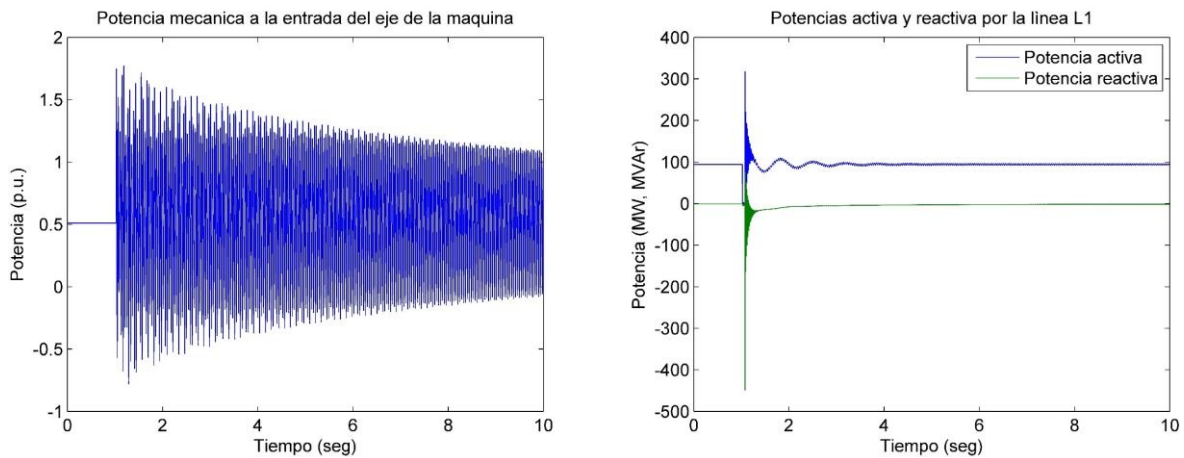


Fig. 4.2 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 2

En la figura 4.2 se muestra la potencia mecánica que ingresa al rotor de la unidad de generación y las potencias activa y reactiva que circulan por la línea L1, además, se observa que la aplicación de la falla ocasiona oscilaciones torsionales en la turbina, sin embargo, no se produce el fenómeno de RSS ya que las oscilaciones que se observan en la potencia mecánica son amortiguadas. Adicionalmente, luego de la liberación de la falla, se observan oscilaciones de baja frecuencia en la potencia activa que circula por la línea L1, esto corresponde a la excitación del modo local de oscilación, sin embargo, dichas oscilaciones son amortiguadas positivamente.

De la figura 4.2 se concluye que el caso es torsionalmente estable, esta respuesta es esperada ya que la red de transmisión está compuesta solo por elementos inductivos, en ese sentido, no se producen frecuencias de resonancia en la red.

4.2.3 Caso 3 – Sistema de prueba con SSSC en modo P en lugar de capacitor serie

Se realiza la simulación del sistema de prueba según lo que se muestra en la tabla 4.1 para el caso 3, el generador inyecta 200MW al sistema y controla tensión en sus terminales a 1 p.u., bajo estas condiciones se aplica un cambio en la referencia de potencia del control del SSSC en forma de escalón a 130MW a los 500ms de iniciada la simulación. Luego, a los 6 segundos de iniciada la simulación se aplica súbitamente una falla trifásica en los terminales de alta tensión del transformador a través de una inductancia de 0.1mHr durante 50ms, así mismo, la protección del convertidor detecta la falla y a los 8ms de iniciada la falla cierra el interruptor de bypass del convertidor dejándolo fuera de servicio, luego, a los 6.5 segundos de iniciada la simulación, el interruptor de bypass del convertidor abre, insertando nuevamente al convertidor en la red.

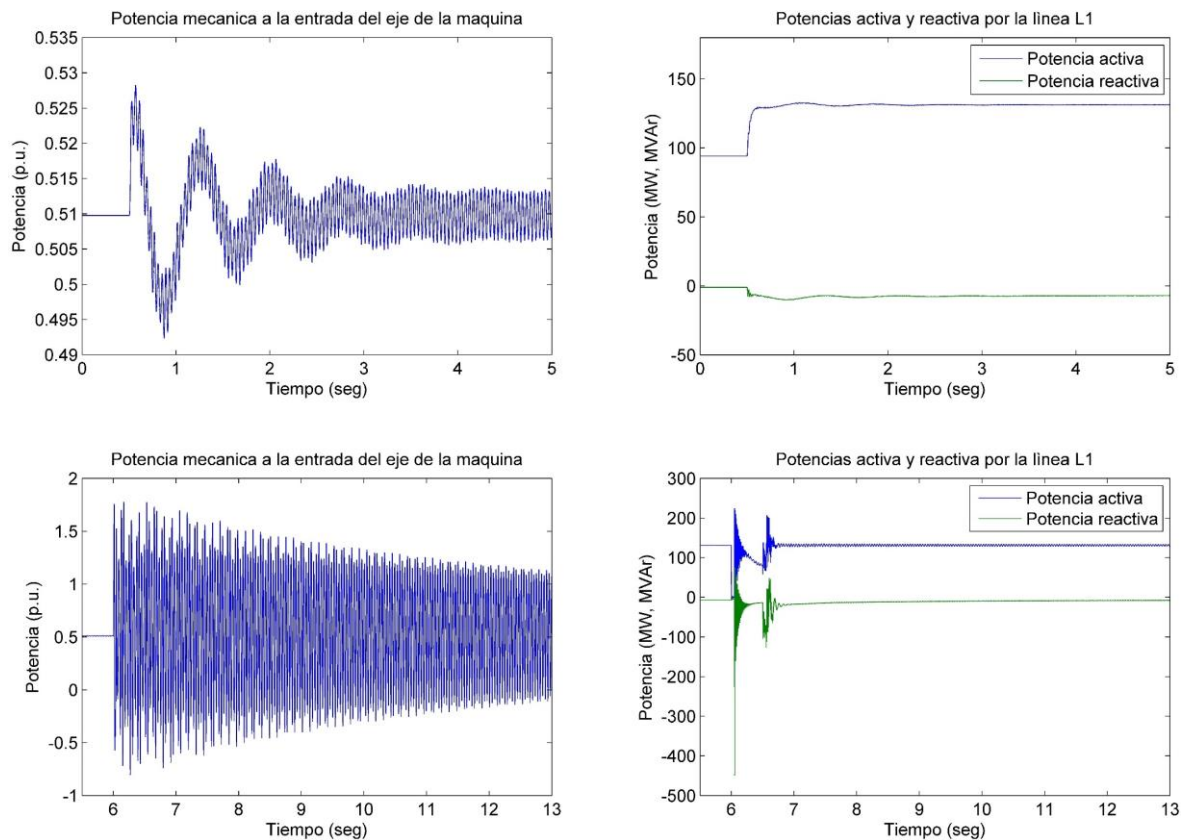


Fig. 4.3 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 3

En la figura 4.3 se muestra la potencia mecánica que ingresa al rotor de la unidad de generación y las potencias activa y reactiva que circulan por la línea L1 tanto en la parte inicial de la simulación como en la parte final, se observa que el cambio de referencia de potencia en escalón en el control del convertidor genera una perturbación en la red que

logra excitar diversos modos de la turbina, entre ellos, el que presenta mayor amplitud en sus oscilaciones es el modo inercial o modo local, sin embargo, las oscilaciones que se presentan son amortiguadas, por otro lado, se observan variaciones tanto en la potencia activa como reactiva que fluyen por la línea L1. Luego, a los 6 segundos, se observa que la potencia activa se reduce a casi 0 MW, lo cual es efecto de la aplicación de una falla trifásica. Luego, a los 6.5 segundos, cuando se produce la inserción del convertidor, se observa que este retoma el control de la potencia activa y la lleva al valor de la referencia, por otro lado, con respecto a la potencia mecánica que ingresa a la máquina, se observa un comportamiento amortiguado y torsionalmente estable, similar al que se muestra en la figura 4.2, que corresponde al caso 2. Según lo mencionado, se puede concluir que el SSSC operando en modo P tiene control sobre la potencia activa en la línea donde está instalado y tiene un efecto casi nulo sobre el fenómeno de RSS.

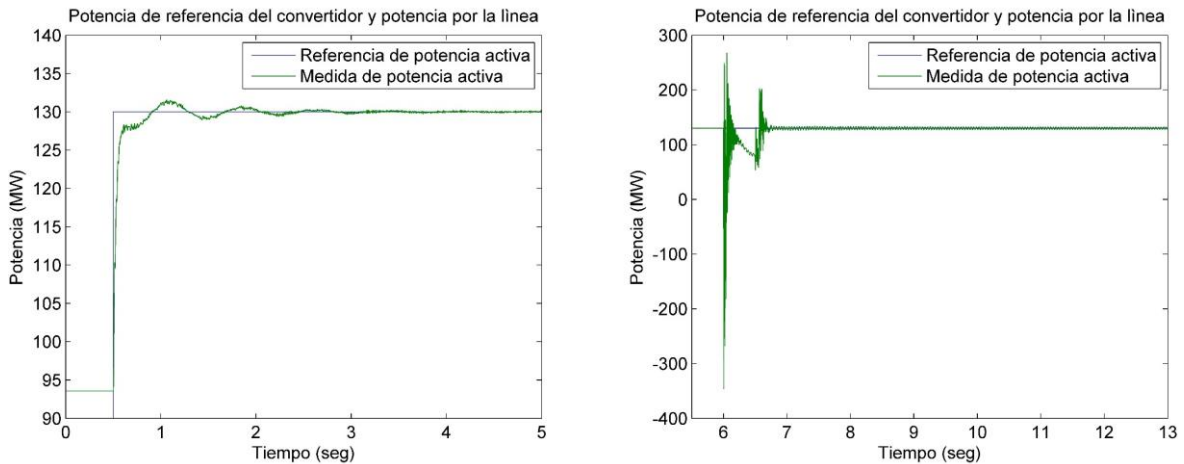


Fig. 4.4 Potencia activa por la línea L1 y valor de referencia del control – Caso 3

En la figura 4.4 se muestra la potencia activa que fluye por la línea y la señal de referencia aplicada al control de potencia del convertidor, en esta figura se puede observar que el convertidor logra llevar la potencia activa que fluye por la línea al valor de referencia en aproximadamente 1.5 segundos, sin embargo, este tiempo prolongado es debido a las oscilaciones mecánicas que ocurren en la máquina síncrona. Por otro lado, en la figura de la derecha se muestra que la potencia activa que fluye por la línea logra alcanzar el valor de referencia en aproximadamente 300ms luego de que el convertidor es insertado en la línea.

En la figura 4.5 se muestran las tensiones en serie que inyecta el convertidor en cada fase, además, las tensiones en los condensadores de todos los módulos H del convertidor.

Se puede observar que luego de aplicado el cambio de referencia, el convertidor inyecta tensiones en serie cuyas amplitudes presentan una oscilación que desaparece luego de 3 segundos aproximadamente, luego de ello, las tensiones de fase se estabilizan en 23kV pico aproximadamente, lo cual se obtiene conmutando 23 módulos H por fase, por otro lado, cuando el convertidor comienza a inyectar tensión, las tensiones en los condensadores de los módulos H empiezan a oscilar, esto debido al paso de la corriente a través de los condensadores, en ese momento, empieza a funcionar la técnica de balanceo de tensión en los condensadores que logra que las tensiones sean muy similares en todos los condensadores que pertenecen a una misma fase. Para las tensiones en todos los condensadores, el nivel de rizado es de aproximadamente 20 voltios. Posteriormente se observa que al cerrarse el interruptor de bypass, el convertidor deja de inyectar tensiones en serie con la línea, además, dado que las corrientes de falla fluyen a través del convertidor durante 8ms antes de que el interruptor de bypass cierre, las tensiones en los condensadores se desvían rápidamente y mantienen su valor final mientras el interruptor de bypass está cerrado, luego, cuando el interruptor de bypass abre y el convertidor es reinsertado, automáticamente el control de voltaje en el eje directo del convertidor detecta la desviación de las tensiones en los condensadores con respecto del nivel de referencia y lleva las tensiones en los condensadores nuevamente al valor de referencia en 250ms aproximadamente.

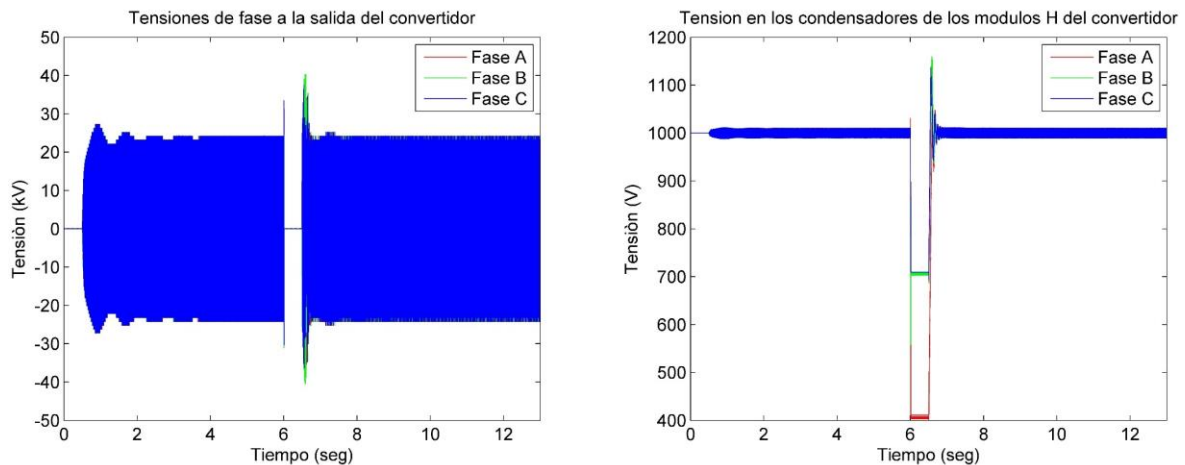


Fig. 4.5 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 3

En las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 se muestra una ampliación de la parte inicial de la simulación, del momento cuando el interruptor de bypass cierra y cuando el convertidor es reinsertado en la línea.

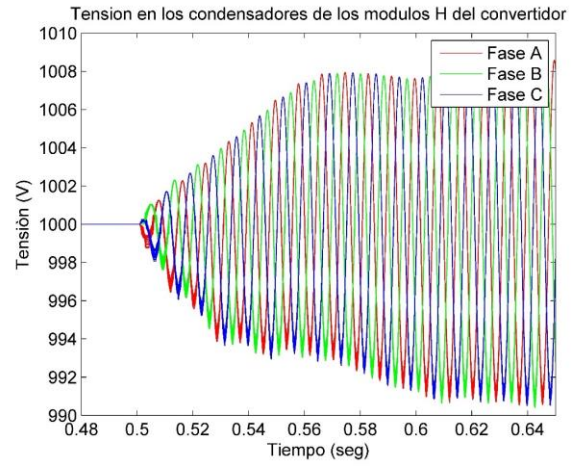
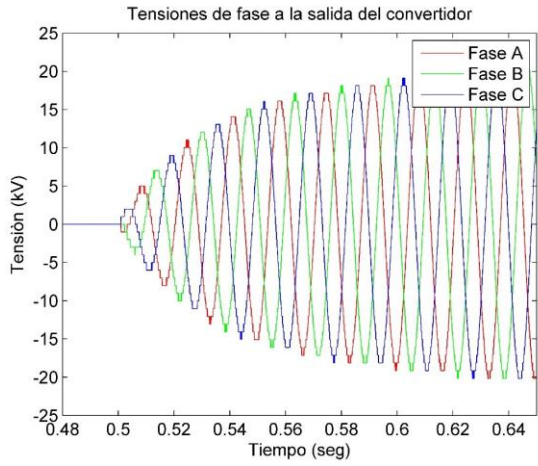


Fig. 4.6 Ampliación figura 4.5 – Caso 3

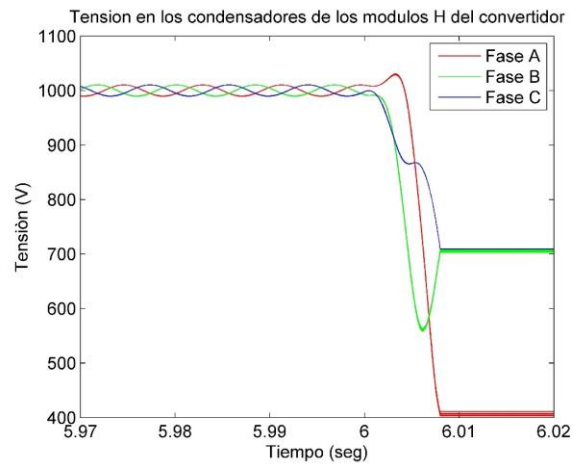
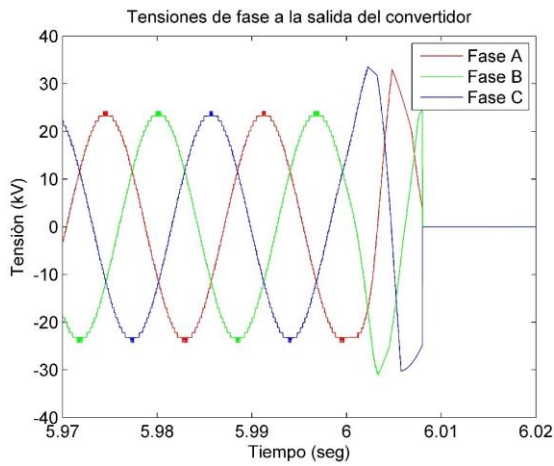


Fig. 4.7 Ampliación figura 4.5 – Caso 3

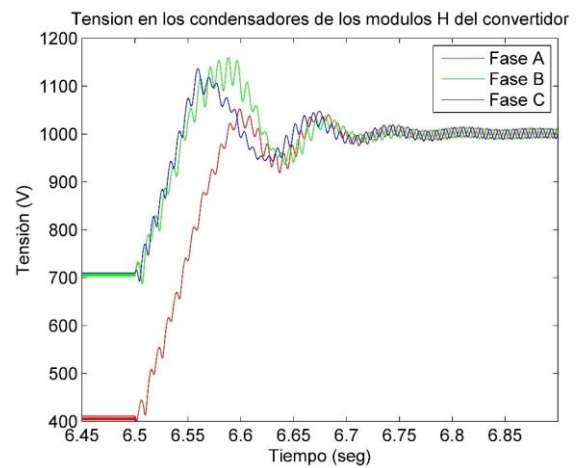
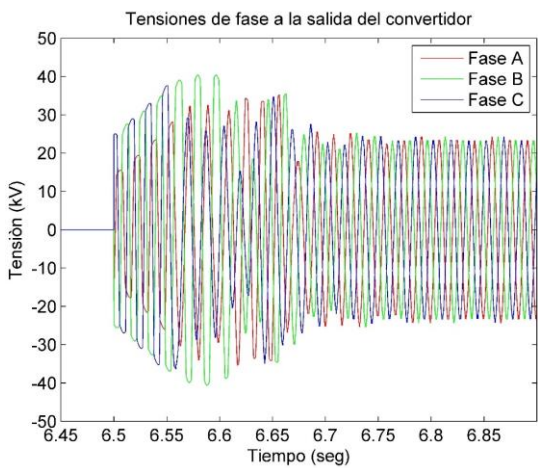


Fig. 4.8 Ampliación figura 4.5 – Caso 3

4.2.4 Caso 4 – Sistema de prueba con SSSC en modo X en lugar de capacitor serie

Se realiza la simulación del sistema de prueba según lo que se muestra en la tabla 4.1 para el caso 4, el generador inyecta 200MW al sistema y controla tensión en sus terminales a 1 p.u., bajo estas condiciones se aplica un cambio en la referencia de reactancia del control del SSSC en forma de escalón a 100Ω capacitivos (50% de la reactancia de la línea L1) a los 500ms de iniciada la simulación. Luego, a los 6 segundos de iniciada la simulación se aplica súbitamente una falla trifásica en los terminales de alta tensión del transformador a través de una inductancia de 0.1mHr durante 50ms, así mismo, la protección del convertidor detecta la falla y a los 8ms de iniciada la falla cierra el interruptor de bypass del convertidor dejándolo fuera de servicio, luego, a los 6.5 segundos de iniciada la simulación, el interruptor de bypass del convertidor abre, insertando nuevamente al convertidor en la red.

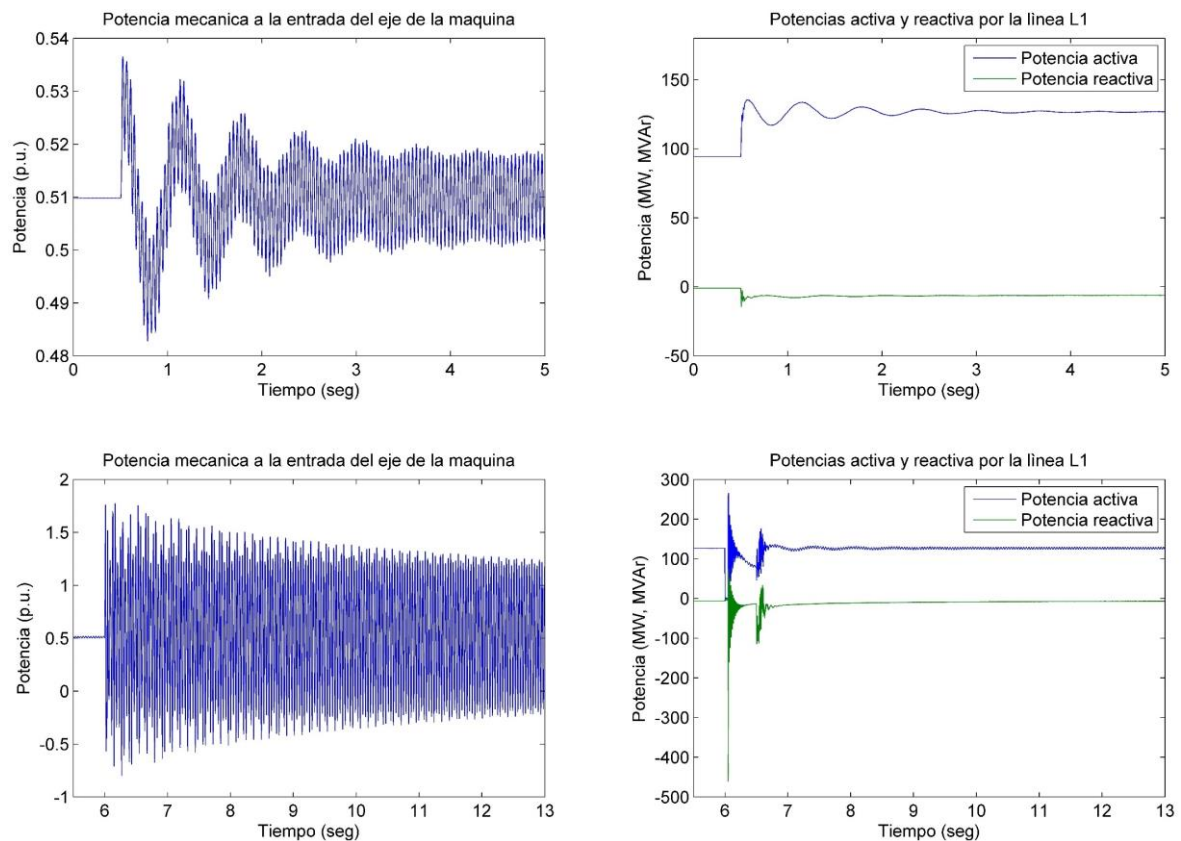


Fig. 4.9 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 4

En la figura 4.9 se muestra la potencia mecánica que ingresa al rotor de la unidad de generación y las potencias activa y reactiva que circulan por la línea L1, en ella se observa que el cambio de referencia de reactancia en escalón en el control del convertidor genera

un comportamiento en la potencia mecánica similar al observado en la figura 4.3, donde el convertidor trabaja en modo P, por otro lado, luego de una serie de oscilaciones amortiguadas, la potencia activa se establece en un valor mayor que el valor inicial, esto debido a que el convertidor simula ser un capacitor serie de 100Ω , lo cual tiende a incrementar el flujo de potencia activa por la línea. Luego, a los 6 segundos, se observa que la potencia activa se reduce a casi 0 MW, lo cual es efecto de la aplicación de una falla trifásica. Luego de la inserción del convertidor, se puede observar que este retoma el control de reactancia logrando estabilizar el flujo de potencia activa a un valor similar al que se observa antes de la falla, por otro lado, se observa un comportamiento amortiguado y torsionalmente estable en la potencia mecánica que ingresa a la máquina, similar al que se muestra en la figura 4.2, que corresponde al caso 2. Según lo mencionado, se puede concluir que el SSSC operando en modo X funciona como una reactancia constante a frecuencia sincrona que se conecta en serie con la línea de manera similar a un capacitor serie, pero no provoca ningún efecto negativo sobre el fenómeno de RSS.

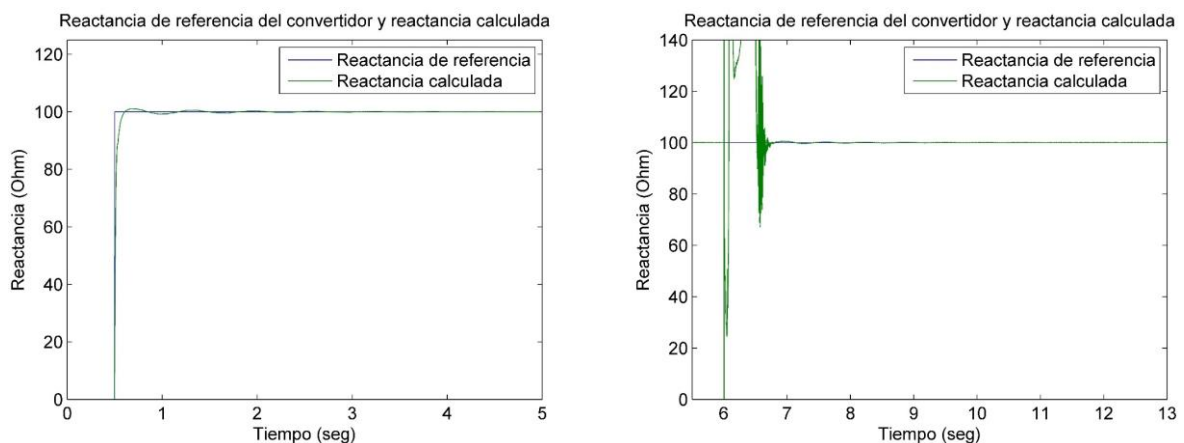


Fig. 4.10 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 4

En la figura 4.10 se muestra la comparación de la señal de referencia que ingresa al control comparado con la reactancia calculada realizando la división entre el voltaje del eje de cuadratura que sale del convertidor y la corriente del eje directo obtenida del PLL. En esta figura se puede observar que el convertidor alcanza el valor de referencia en aproximadamente 300ms. Además, en la figura de la derecha se muestra que la reactancia calculada alcanza el valor de referencia en aproximadamente 300ms luego de que el convertidor es reinsertado en la línea.

En la figura 4.11 se muestran las tensiones en serie que inyecta el convertidor en cada fase, además, las tensiones en los condensadores de todos los módulos H del convertidor.

Se puede observar que luego de aplicado el cambio de referencia, el convertidor inyecta tensiones en serie cuyas amplitudes presentan una oscilación que desaparece al cabo de un 1.5 segundos, luego de ello, las tensiones de fase se estabilizan en 21kV pico aproximadamente, lo cual se obtiene conmutando 21 módulos H por fase, por otro lado, cuando el convertidor comienza a inyectar tensión, las tensiones en los condensadores de los módulos H empiezan a oscilar, esto debido al paso de la corriente a través de los condensadores, en ese momento, empieza a funcionar la técnica de balanceo de tensión en los condensadores que logra que las tensiones sean idénticas en todos los condensadores que pertenecen a una misma fase. Para las tensiones en todos los condensadores, el nivel de rizado es de aproximadamente 19 voltios. Posteriormente, se observa que al cerrarse el interruptor de bypass, el convertidor deja de inyectar tensiones en serie con la línea, además, dado que las corrientes de falla fluyen a través del convertidor durante 8ms antes de que el interruptor de bypass cierre, las tensiones en los condensadores se desvían rápidamente y mantienen su valor final mientras el interruptor de bypass está cerrado, luego, cuando el interruptor de bypass abre y el convertidor es reinsertado, automáticamente el control de voltaje en el eje directo del convertidor detecta la desviación de las tensiones en los condensadores con respecto del nivel de referencia y lleva las tensiones en los condensadores nuevamente al valor de referencia en 200ms aproximadamente.

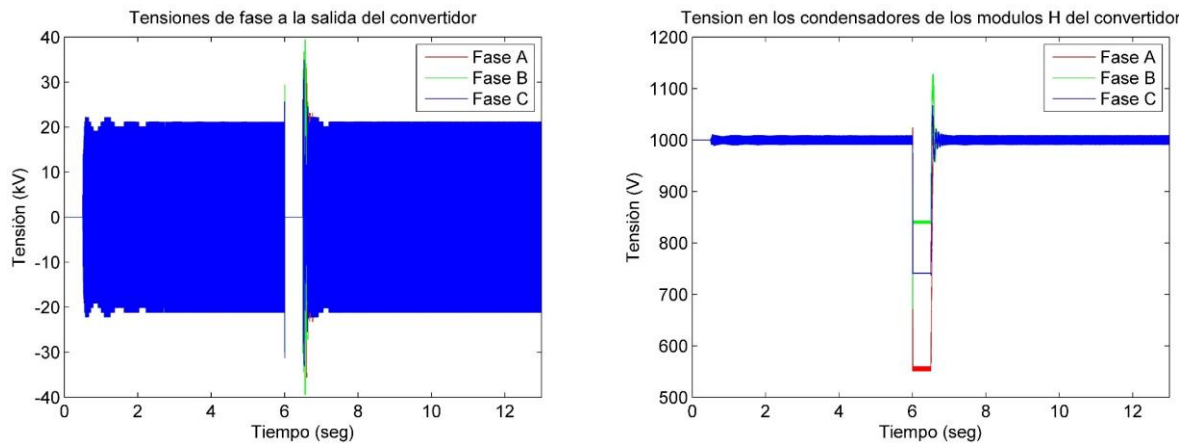


Fig. 4.11 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 4

En la figura 4.12, 4.13 y 4.14 se muestra una ampliación de la parte inicial de la simulación, del momento cuando el interruptor de bypass cierra y cuando el convertidor es reinsertado en la línea.

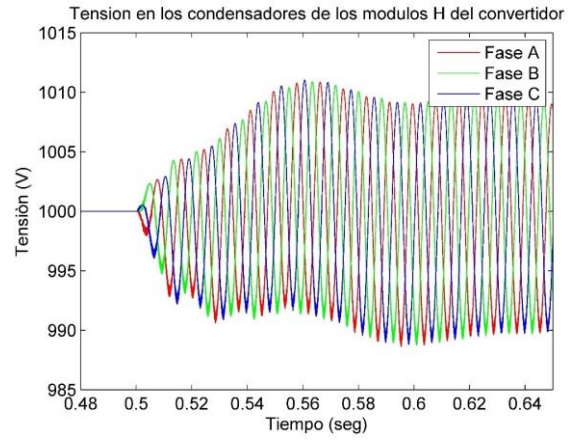
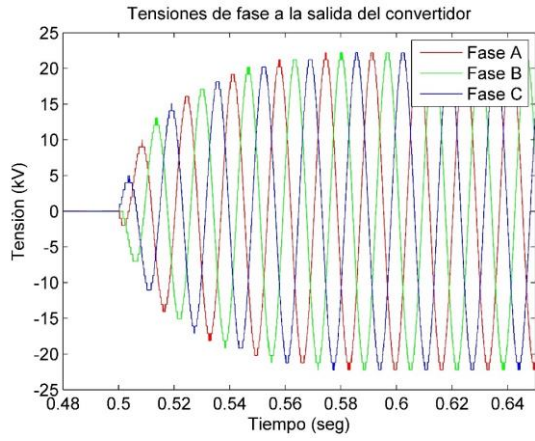


Fig. 4.12 Ampliación figura 4.11 – Caso 4

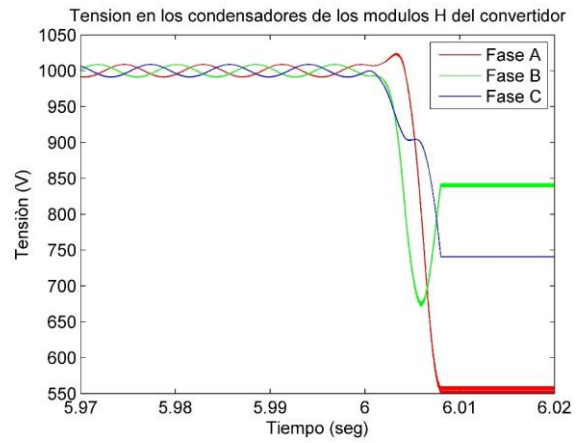
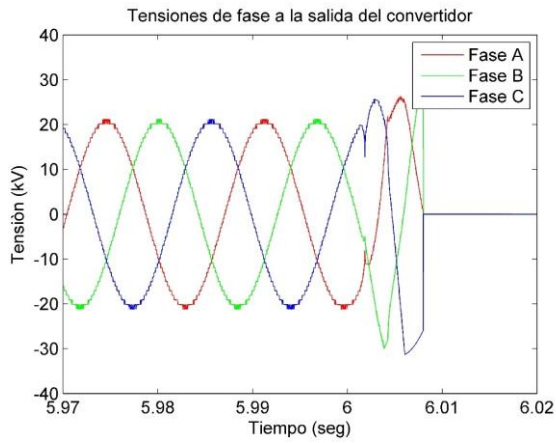


Fig. 4.13 Ampliación figura 4.11 – Caso 4

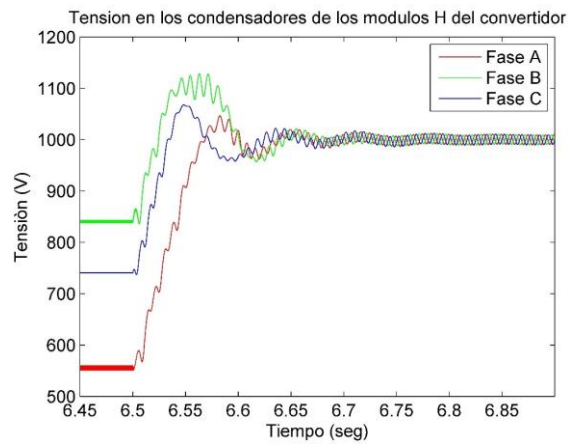
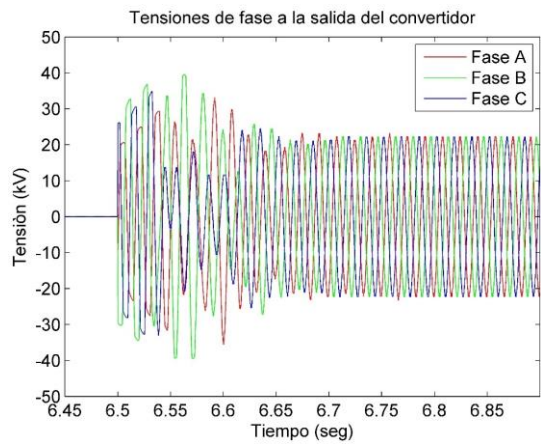


Fig. 4.14 Ampliación figura 4.11 – Caso 4

4.2.5 Caso 5 – Sistema de prueba con SSSC en modo X con esquema de control de RSS en modo Sub en serie con capacitor serie

Se realiza la simulación del sistema de prueba según lo que se muestra en la tabla 4.1, para la línea L1 se considera una compensación serie del 50% de la reactancia de la línea conectada en serie con un convertidor. Se considera al generador síncrono inyectando 200MW al sistema y la suficiente cantidad de potencia reactiva para controlar la tensión en terminales del generador a 1p.u.

Se aplica en el convertidor un cambio de referencia de reactancia de 40Ω capacitivos (20% de la reactancia de la línea L1) en forma de escalón a los 500ms de iniciada la simulación y a los 1.5 segundos de iniciada la simulación se aplica súbitamente una falla trifásica en los terminales de alta tensión del transformador a través de una inductancia de 0.1mHr durante 50ms, así mismo, la protección del convertidor detecta la falla y a los 8ms de iniciada la falla cierra el interruptor de bypass del convertidor dejándolo fuera de servicio, luego, a los 2 segundos de iniciada la simulación, el interruptor de bypass del convertidor abre, insertando nuevamente al convertidor en la red. Debido a la presencia del capacitor serie y a que el convertidor no tiene participación significativa sobre el fenómeno de RSS, se espera un comportamiento similar al observado en el caso 1, donde se presentan oscilaciones torsionales crecientes en la unidad, por ello, para mitigar el fenómeno, a los 3.5 segundos de iniciada la simulación se activa el esquema de control de mitigación de RSS del convertidor en modo Sub y se aplica un cambio de referencia de reactancia subsíncrona en forma de rampa hasta llegar a 75Ω inductivos a los 4.5 segundos de iniciada la simulación.

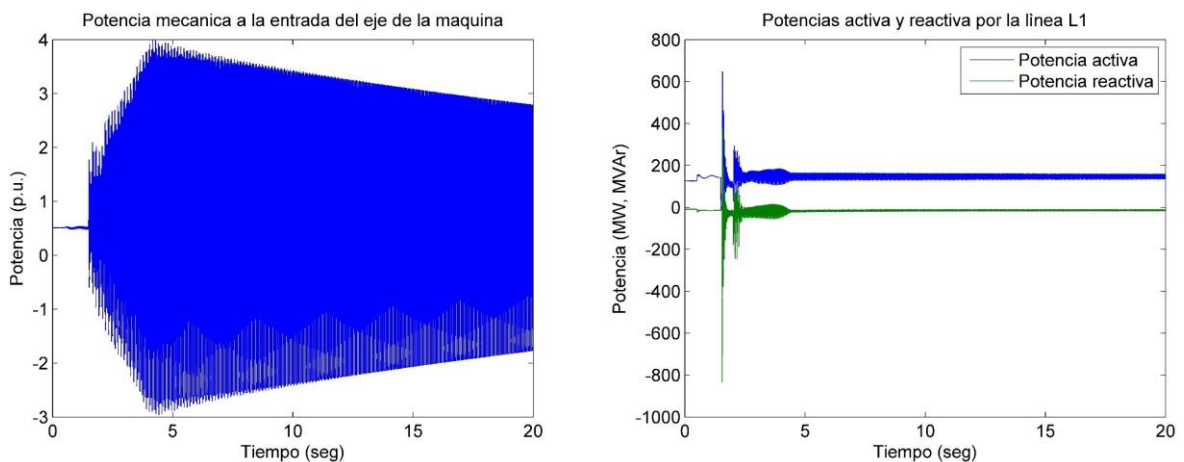


Fig. 4.15 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 5

En la figura 4.15 se muestra la potencia mecánica que ingresa al rotor de la unidad de generación y las potencias activa y reactiva que circulan por la línea L1, se observa que cuando se aplica la falla, se detona el fenómeno de RSS y las oscilaciones en la potencia mecánica se vuelven crecientes, luego, cuando se activa el esquema de control mitigador de RSS del SSSC, las oscilaciones mecánicas empiezan a decrecer a medida que el convertidor alcanza el valor de referencia de reactancia subsíncrona, esto último confirma que la estrategia de control para mitigación de RSS propuesta en el presente trabajo es efectiva para mitigar el fenómeno de RSS, además, se corrobora lo analizado en el apartado 3.5.3.1, donde se indica que con el convertidor trabajando en modo Sub y simulando ser una reactancia subsíncrona inductiva de 75Ω logra que el amortiguamiento total sobre las oscilaciones torsionales sea positivo. Por otra parte, en la potencia activa por la línea se observa que luego de la inserción del convertidor este retoma el control de reactancia logrando estabilizar el flujo de potencia activa a un valor mayor que el inicial.

En la figura 4.16 se muestra que la reactancia calculada alcanza el valor de referencia luego de aproximadamente 500ms que el convertidor es reinsertado en la línea, por otra parte, no se observa cambio significativo en la reactancia calculada entre los 3.5 segundos y los 4.5 segundos que es cuando el convertidor está en proceso de incrementar la inyección de voltaje subsíncrono, por lo que, los comportamientos como reactancia a frecuencia síncrona y a frecuencia subsíncrona son independientes en el convertidor.

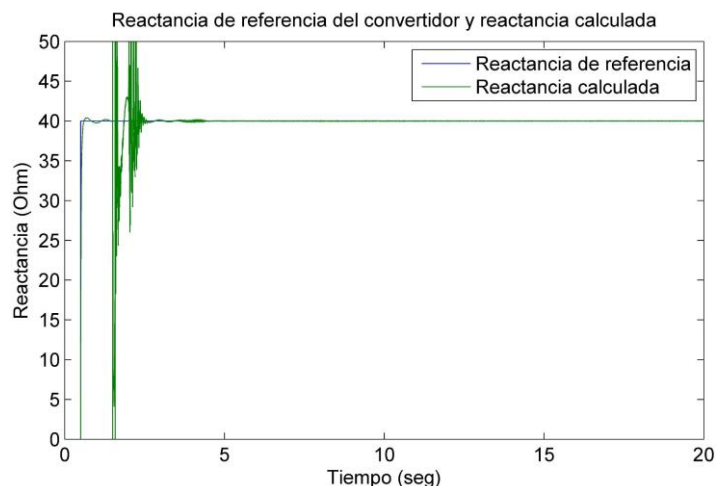


Fig. 4.16 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 5

En la figura 4.17 se muestran las tensiones en serie que inyecta el convertidor en cada fase y las tensiones en los condensadores de todos los módulos del convertidor. Se observa el bypass y la posterior inserción del convertidor, además, debido a las corrientes

de cortocircuito las tensiones en los condensadores del convertidor se desvían del valor de referencia, luego de la inserción del convertidor, este detecta dicha desviación y automáticamente el control de voltaje en el eje directo lleva las tensiones en los condensadores nuevamente al valor de referencia en 350ms aproximadamente, por otro lado, el controlador de voltaje en el eje de cuadratura cumple la referencia de reactancia solicitada. Cuando se activa el control de mitigación de RSS se aplica un cambio de referencia de reactancia subsíncrona, esto se logra a través de inyección de voltaje a frecuencia subsíncrona que va superpuesto al voltaje a frecuencia fundamental.

En las figuras 4.18, 4.19, 4.20 y 4.21 se muestra una ampliación de la figura 4.30 en diversos momentos.

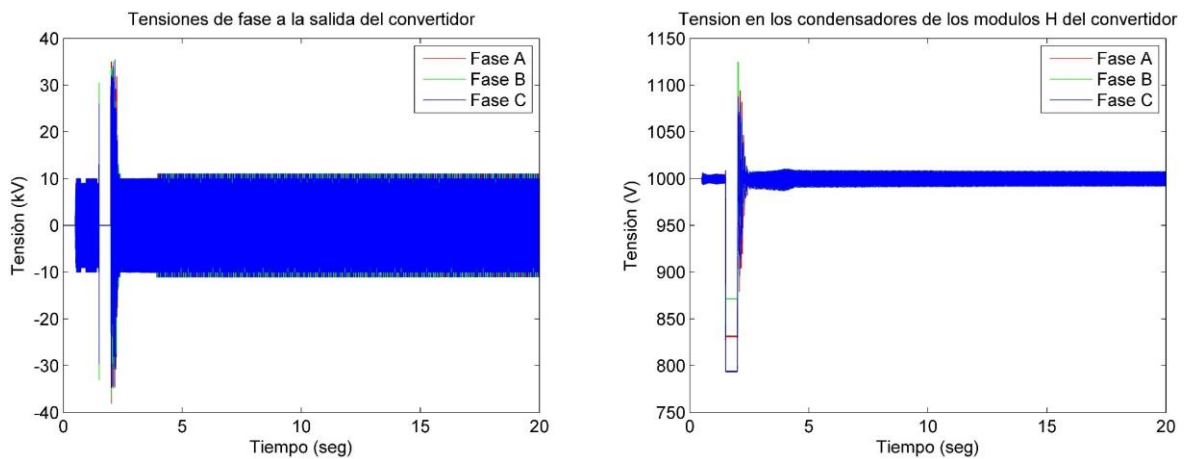


Fig. 4.17 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 5

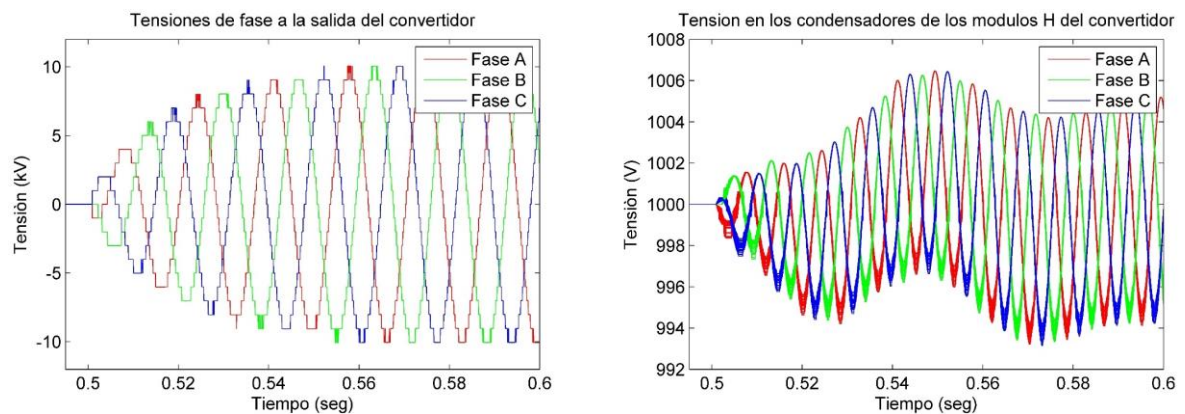


Fig. 4.18 Ampliación figura 4.17 – Caso 5

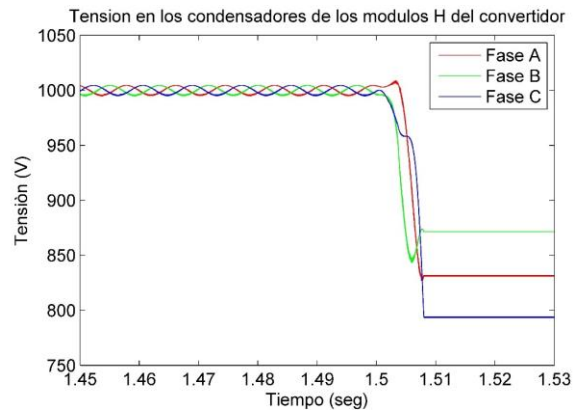
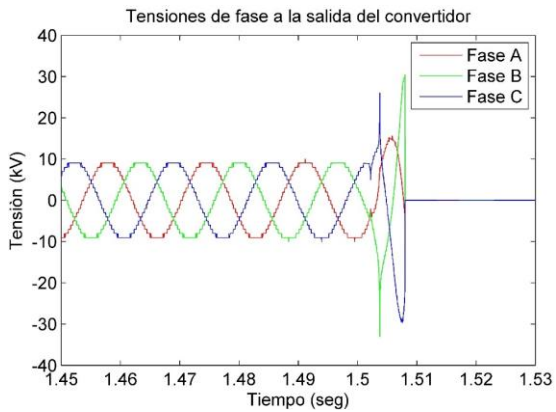


Fig. 4.19 Ampliación figura 4.17 – Caso 5

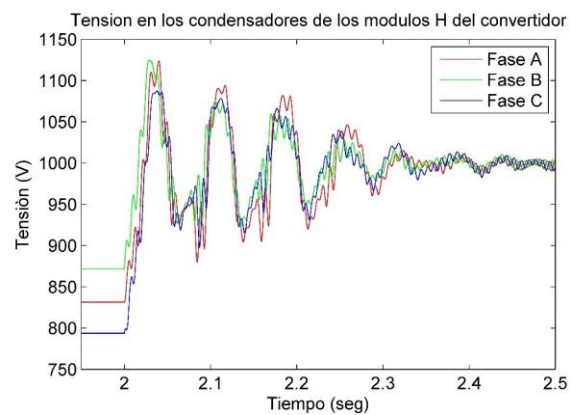
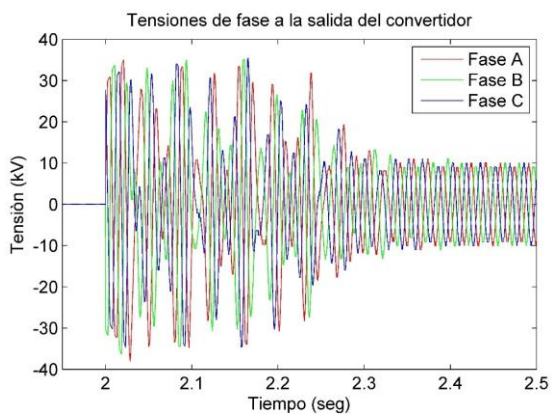


Fig. 4.20 Ampliación figura 4.17 – Caso 5

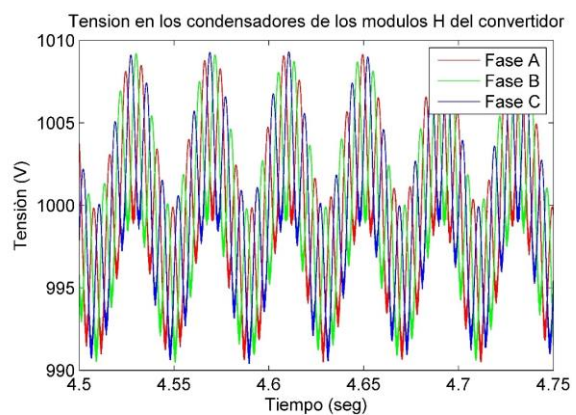
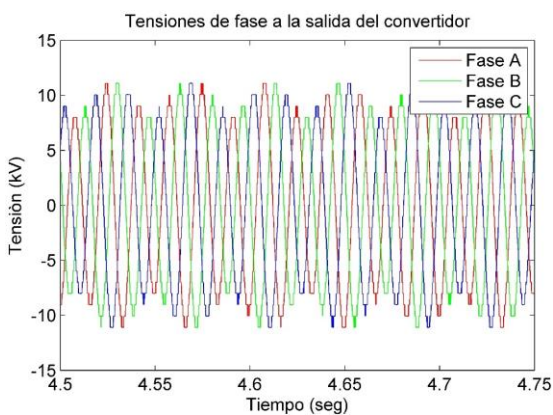


Fig. 4.21 Ampliación figura 4.17 – Caso 5

En la figura 4.22 se muestran las tensiones de fase que se obtiene a la salida del controlador mitigador de RSS, este juego de tensiones trifásicas balanceadas a frecuencia subsíncrona se suman a las tensiones a frecuencia fundamental que se obtienen a la salida del control dq y el resultado ingresa como señales de referencia al control del convertidor que será el encargado de conmutar los diversos módulos H a fin de formar las tensiones

en los terminales de salida. Se observa que la amplitud de las tensiones de referencia a frecuencia subsíncrona disminuye con el tiempo, esto ocurre ya que el control mitigador de RSS funciona en modo reactancia y que el fenómeno de RSS se mitiga en el tiempo (ver figura 4.15).

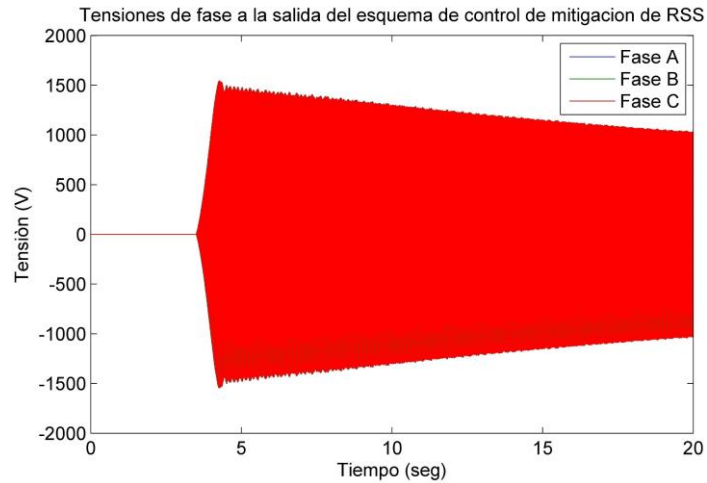


Fig. 4.22 Tensiones de fase a la salida del control de mitigación de RSS – Caso 5

En la figura 4.23 se muestra la señal de referencia de reactancia subsíncrona y la reactancia subsíncrona calculada a partir de las mediciones de voltaje a frecuencia subsíncrona inyectado y corriente a frecuencia subsíncrona que circula por la línea.

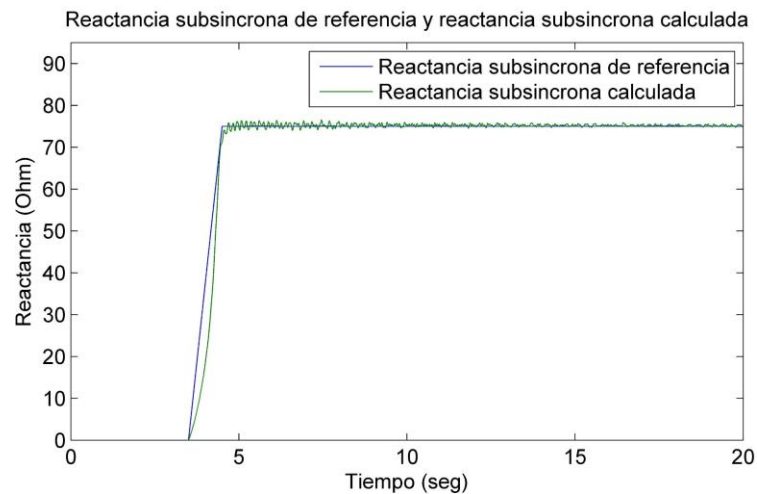


Fig. 4.23 Reactancia subsíncrona calculada y de referencia del convertidor – Caso 5

4.2.6 Caso 6 – Sistema de prueba con SSSC en modo X con esquema de control de RSS en modo Sub + Sup en serie con capacitor serie

Se realiza la simulación del sistema de prueba según lo que se muestra en la tabla 4.1, para la línea L1 se considera una compensación serie del 50% de la reactancia de la línea en serie con un convertidor. Se considera al generador síncrono inyectando 200MW al sistema y la suficiente cantidad de potencia reactiva para controlar la tensión en terminales del generador a 1p.u.

Se aplica en el convertidor un cambio de referencia de reactancia de 40Ω capacitivos (20% de la reactancia de la línea L1) en forma de escalón a los 500ms de iniciada la simulación y a los 1.5 segundos de iniciada la simulación se aplica súbitamente una falla trifásica en los terminales de alta tensión del transformador a través de una inductancia de 0.1mHr durante 50ms, así mismo, la protección del convertidor detecta la falla y a los 8ms de iniciada la falla cierra el interruptor de bypass del convertidor dejándolo fuera de servicio, luego, a los 2 segundos de iniciada la simulación, el interruptor de bypass del convertidor abre, insertando nuevamente al convertidor en la red. Debido a la presencia del capacitor serie y a que el convertidor no tiene participación significativa sobre el fenómeno de RSS, se espera un comportamiento similar al observado en el caso 1, donde se presentan oscilaciones torsionales crecientes en la unidad, por ello, para mitigar el fenómeno, a los 3.5 segundos de iniciada la simulación se activa el esquema de control de mitigación de RSS del convertidor en modo Sub + Sup y se aplica un cambio de referencia de reactancia subsíncrona en forma de rampa hasta llegar a 75Ω inductivos a los 4.5 segundos de iniciada la simulación, luego, a los 6.5 segundos de iniciada la simulación se aplica un cambio de referencia de reactancia supersíncrona en forma de rampa hasta llegar a 320Ω capacitivos a los 7.5 segundos de iniciada la simulación.

En la figura 4.24 se muestra la potencia mecánica que ingresa al rotor de la unidad de generación y las potencias activa y reactiva que circulan por la línea L1, se observa que cuando se aplica la falla, se detona el fenómeno de RSS y las oscilaciones en la potencia mecánica se vuelven crecientes, luego, cuando se activa el esquema de control mitigador de RSS del SSSC, las oscilaciones mecánicas empiezan a decrecer a medida que el convertidor alcanza el valor de referencia de reactancia subsíncrona, luego, cuando el convertidor alcanza el valor de referencia de reactancia supersíncrona, la tasa de amortiguamiento sobre las oscilaciones mecánicas se incrementa aún más, esto último confirma que la estrategia de control para mitigación de RSS propuesta en el presente trabajo es efectiva para mitigar el fenómeno de RSS, por otro lado, se corrobora lo

analizado en el apartado 3.5.3.2 donde se observa que la tasa de amortiguamiento sobre las oscilaciones mecánicas obtenida cuando el convertidor opera en el modo Sub + Sup es mayor que cuando el convertidor opera en el modo Sub. Por otra parte, en la potencia activa por la línea se observa que luego de la inserción del convertidor este retoma el control de reactancia logrando estabilizar el flujo de potencia activa.

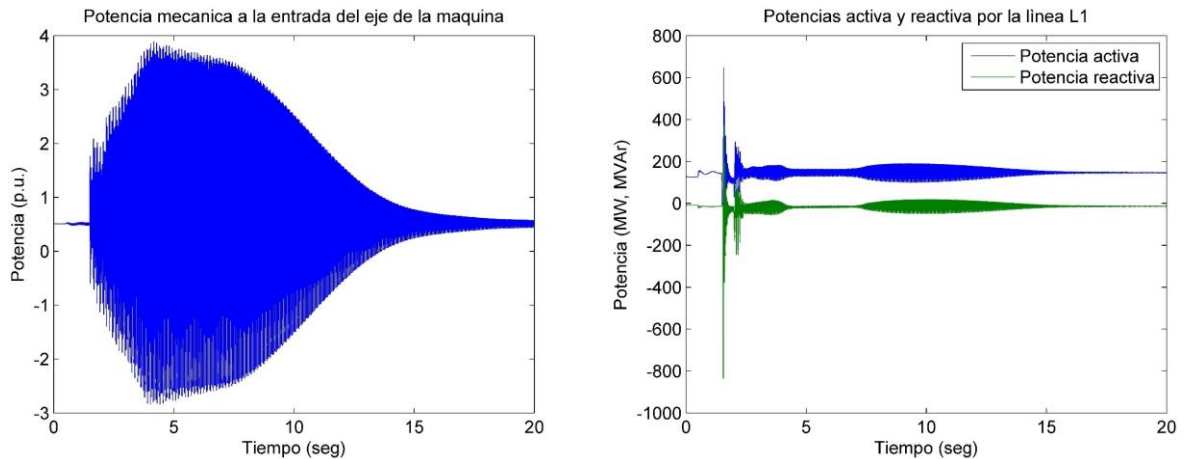


Fig. 4.24 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L1 – Caso 6

En la figura 4.25 se muestra que la reactancia calculada alcanza el valor de referencia en aproximadamente 500ms luego de que el convertidor es reinsertado en la línea, por otra parte, no se observa cambio significativo en la reactancia calculada ni cuando el convertidor empieza a inyectar un voltaje subsíncrono ni cuando inicia la inyección de voltaje supersíncrono, por lo que, los comportamientos como reactancia a frecuencia síncrona, a frecuencia subsíncrona y a frecuencia supersíncrona son independientes en el convertidor.

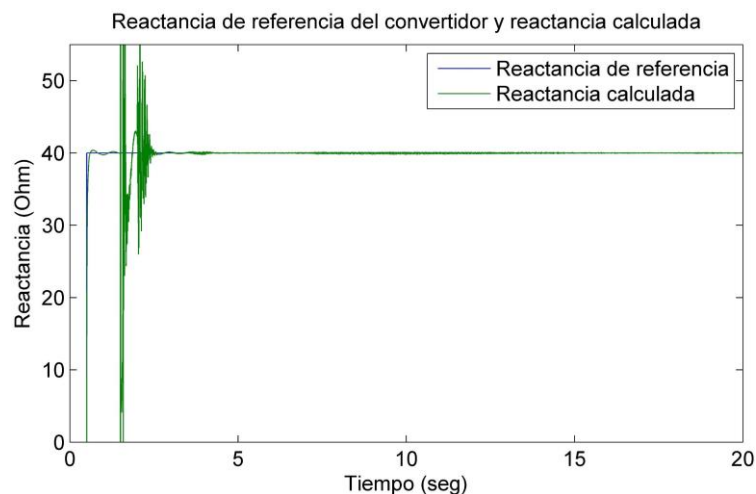


Fig. 4.25 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 6

En la figura 4.26 se muestran las tensiones en serie que inyecta el convertidor en cada fase y las tensiones en los condensadores de todos los módulos del convertidor. Se observa el bypass y la posterior inserción del convertidor, además, debido a las corrientes de cortocircuito las tensiones en los condensadores del convertidor se desvían del valor de referencia, luego, el lazo de control de voltaje en el eje directo lleva las tensiones en los condensadores nuevamente al valor de referencia en 350ms aproximadamente, por otro lado, el controlador de voltaje en el eje de cuadratura cumple la referencia de reactancia solicitada. Cuando se activa el control de mitigación de RSS se aplican cambios de referencia de reactancia subsíncrona y supersíncrona en los tiempos ya indicados, esto se logra a través de inyección de voltajes a frecuencias subsíncrona y supersíncrona que van superpuestos al voltaje a frecuencia fundamental.

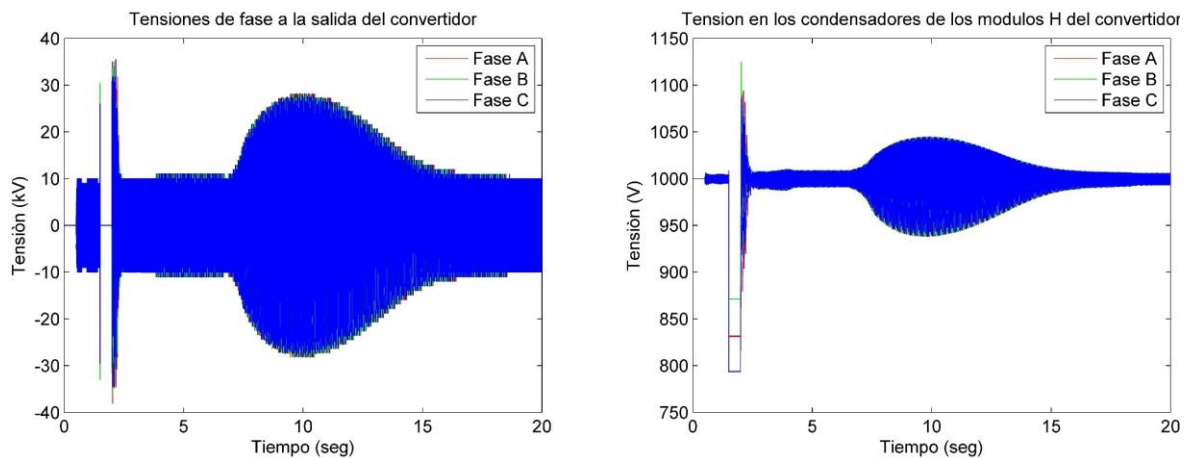


Fig. 4.26 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 6

En las figuras 4.27, 4.28, 4.29, 4.30 y 4.31 se muestra una ampliación de la figura 4.26 en diversos momentos.

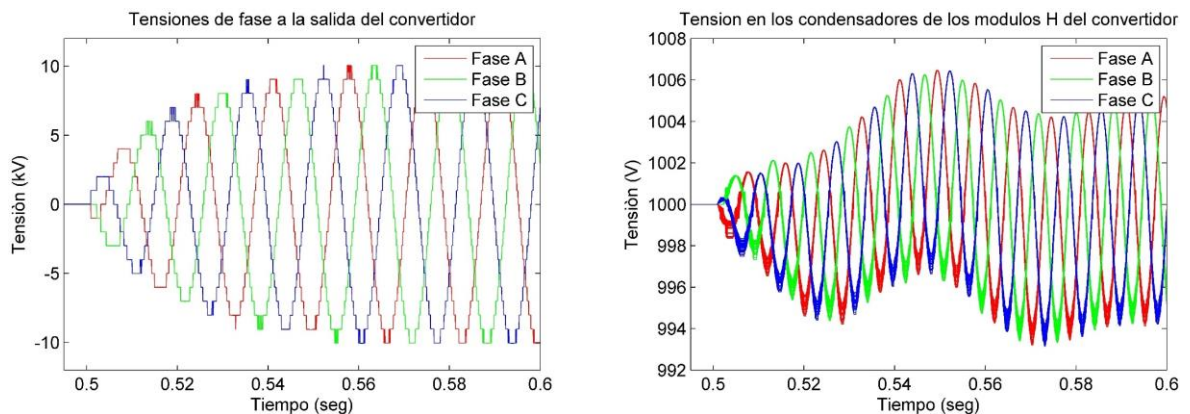


Fig. 4.27 Ampliación figura 4.26 – Caso 6

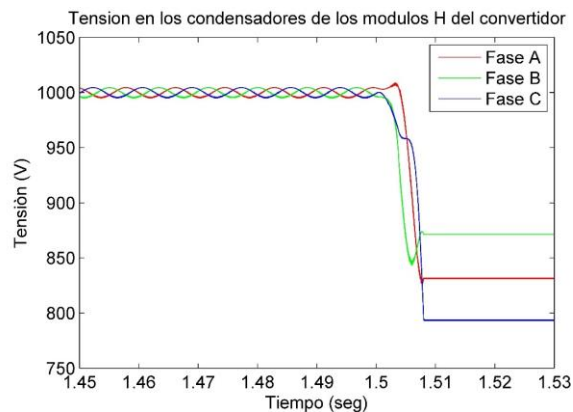
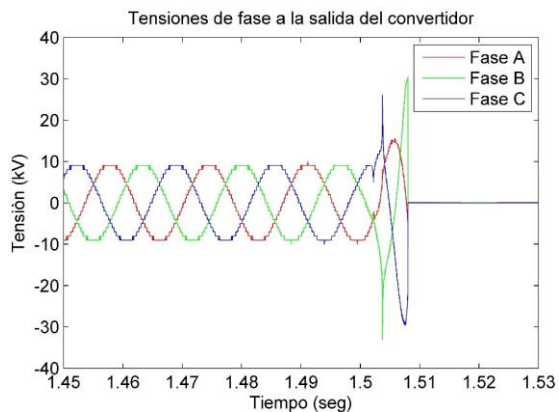


Fig. 4.28 Ampliación figura 4.26 – Caso 6

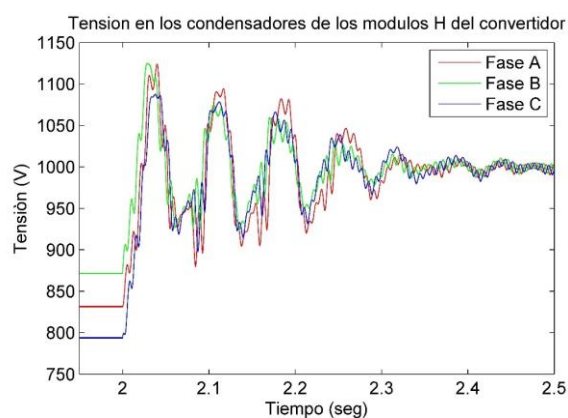
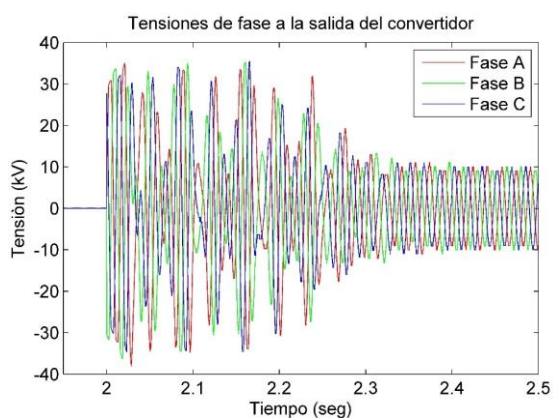


Fig. 4.29 Ampliación figura 4.26 – Caso 6

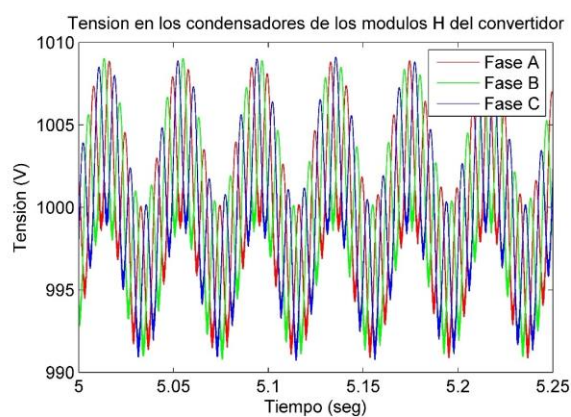
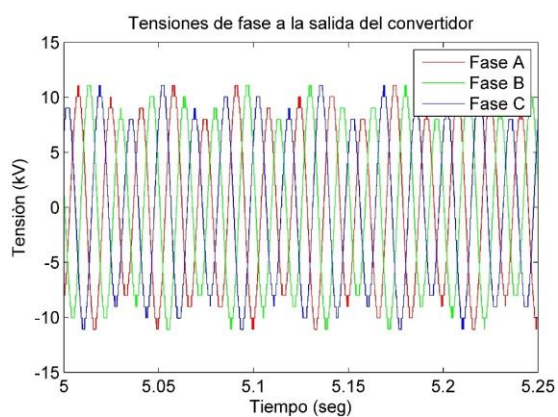


Fig. 4.30 Ampliación figura 4.26 – Caso 6

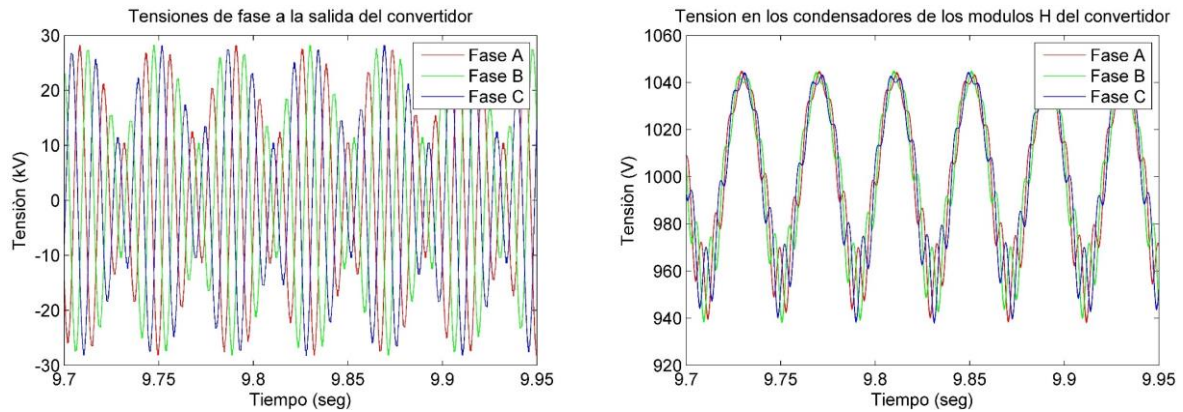


Fig. 4.31 Ampliación figura 4.26 – Caso 6

En la figura 4.27 se puede observar que el rizado de los voltajes de los condensadores es de 10 Voltios aproximadamente cuando el convertidor inyecta voltaje a frecuencia síncrona, luego, en la figura 4.30 se observa que el rizado en los condensadores es de 18 Voltios aproximadamente cuando el convertidor inyecta la máxima amplitud de voltaje a frecuencia subsíncrona y por último, en la figura 4.31 se observa que el rizado se incrementa a 105 Voltios aproximadamente cuando el convertidor inyecta la máxima amplitud de voltaje a frecuencia supersíncrona.

En la figura 4.32 se muestran las tensiones de fase que se obtienen las tensiones de fase a frecuencias subsíncrona y supersíncrona a la salida del controlador mitigador de RSS, este juego de tensiones trifásicas balanceadas a frecuencias subsíncrona y supersíncrona se suman a las tensiones a frecuencia fundamental que se obtienen a la salida del control dq y el resultado ingresa como señales de referencia al control del convertidor que será el encargado de conmutar los diversos módulos H a fin de formar las tensiones en los terminales de salida. Se observa que la amplitud de las tensiones de referencia a frecuencias subsíncrona y supersíncrona disminuyen con el tiempo, esto ocurre ya que el control mitigador de RSS funciona en modo reactancia y que el fenómeno de RSS se mitiga en el tiempo (ver figura 4.24), también, se observa que las tensiones a frecuencia subsíncrona alcanzan un pico cercano a los 1.5kV mientras que las tensiones a frecuencia supersíncrona un pico cercano a los 20kV, esto ocurre básicamente por dos motivos, el primero es que la referencia de reactancia a frecuencia supersíncrona es mayor que la reactancia a frecuencia subsíncrona, el segundo es que cuando el convertidor alcanza la referencia de reactancia a frecuencia subsíncrona, la amplitud de la componente subsíncrona de la corriente que circula por el convertidor disminuye, mientras que cuando el convertidor alcanza la referencia de reactancia a frecuencia supersíncrona, la amplitud

de la componente supersíncrona de la corriente que circula por el convertidor aumenta, eventualmente tanto la componente subsíncrona como supersíncrona de la corriente disminuirán ya que el origen de estas corrientes son los movimientos torsionales en la turbina que se amortiguan con el tiempo debido a la acción del convertidor.

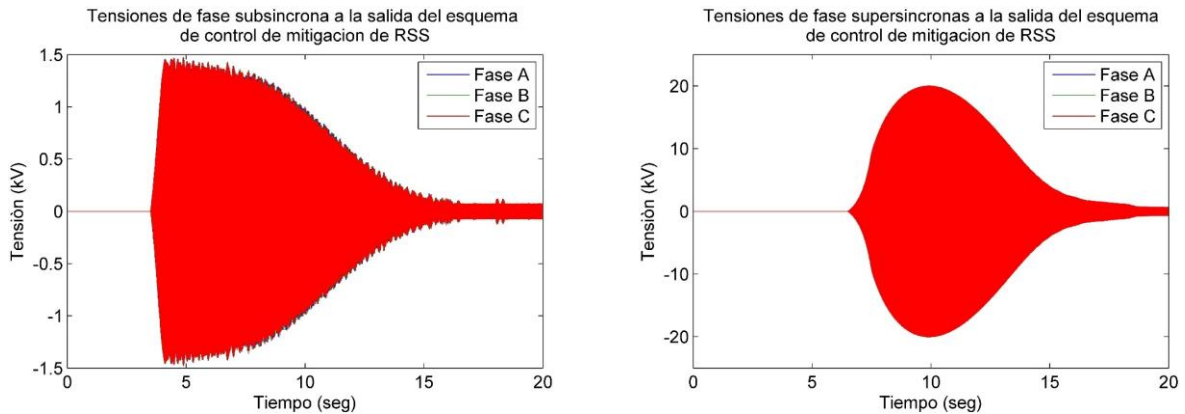


Fig. 4.32 Tensiones de fase a la salida del control de mitigación de RSS – Caso 6

En la figura 4.33 se muestran las señales de referencia de reactancia subsíncrona y supersíncrona y las reactancias subsíncrona y supersíncrona calculadas a partir de las mediciones de voltaje y corriente a las frecuencias correspondientes, se observa que el valor calculado de reactancia a frecuencia subsíncrona alcanza la referencia y cuando inicia la inyección de voltaje a frecuencia supersíncrona se producen ligeras perturbaciones, sin embargo, la tendencia es a mantenerse cerca al valor de referencia. Por otro lado, se observa que el valor calculado de reactancia a frecuencia supersíncrona alcanza el valor de la referencia a aproximadamente 16 segundos de iniciada la simulación, sin embargo, a pesar de no alcanzar rápidamente el valor de la referencia, el efecto mitigador sobre el fenómeno de RSS es apropiado y esto se observa en la figura 4.24.

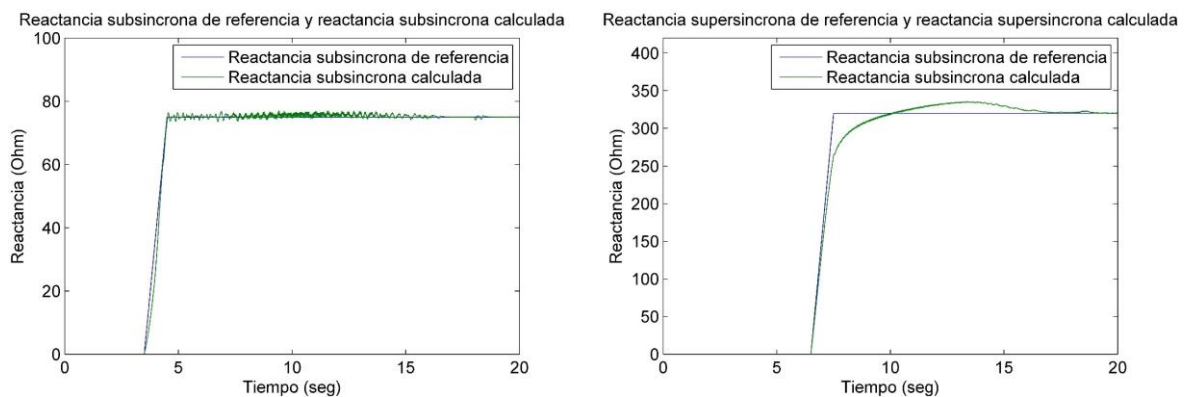


Fig. 4.33 Reactancia subsíncrona calculada y de referencia del convertidor – Caso 6

4.2.7 Caso 7 – Sistema de prueba con SSSC en modo X con esquema de control de RSS en modo Sub con capacitor serie conectado en la línea L2

Se realiza la simulación del sistema de prueba según lo que se muestra en la tabla 4.1, para la línea L1 se considera una compensación serie del 50% de la reactancia mientras que en la línea L2 se conecta el convertidor. Se considera al generador síncrono inyectando 200MW al sistema y la suficiente cantidad de potencia reactiva para controlar la tensión en terminales del generador a 1p.u.

Se aplica en el convertidor un cambio de referencia de reactancia de 55.4Ω capacitivos (30% de la reactancia de la línea L2) en forma de escalón a los 500ms de iniciada la simulación y a los 1.5 segundos de iniciada la simulación se aplica súbitamente una falla trifásica en los terminales de alta tensión del transformador a través de una inductancia de 0.1mHr durante 50ms, así mismo, la protección del convertidor detecta la falla y a los 8ms de iniciada la falla cierra el interruptor de bypass del convertidor dejándolo fuera de servicio, luego, a los 2 segundos de iniciada la simulación, el interruptor de bypass del convertidor abre, insertando nuevamente al convertidor en la red. Debido a la presencia del capacitor serie y a que el convertidor no tiene participación significativa sobre el fenómeno de RSS, se espera un comportamiento similar al observado en el caso 1, donde se presentan oscilaciones torsionales crecientes en la unidad, por ello, para mitigar el fenómeno, a los 3.5 segundos de iniciada la simulación se activa el esquema de control de mitigación de RSS del convertidor en modo Sub y se aplica un cambio de referencia de reactancia subsíncrona en forma de rampa hasta llegar a 110Ω capacitivos a los 4.5 segundos de iniciada la simulación.

En la figura 4.34 se muestra la potencia mecánica que ingresa al rotor de la unidad de generación y las potencias activa y reactiva que circulan por la línea L2, en ella se observa que cuando se aplica la falla, se detona el fenómeno de RSS y las oscilaciones en la potencia mecánica se vuelven crecientes, luego, cuando se activa el esquema de control mitigador de RSS del SSSC, las oscilaciones mecánicas empiezan a decrecer a medida que el convertidor alcanza el valor de referencia de reactancia subsíncrona, esto último confirma que la estrategia de control para mitigación de RSS propuesta en el presente trabajo es efectiva para mitigar el fenómeno de RSS, además, según lo analizado en el apartado 3.5.3.1 y lo observado en la figura 3.40 para este caso en particular, si bien es posible incrementar el amortiguamiento total sobre las oscilaciones torsionales a un valor cercano a cero, no existe un valor de reactancia subsíncrona para el convertidor que logre hacer positivo el amortiguamiento total a la frecuencia subsíncrona de interés, sin embargo,

en la simulación en el dominio del tiempo se evidencia que el caso es torsionalmente estable, esto ocurre ya que el análisis de barrido en frecuencia presenta cierto margen de error ya que para el cálculo del amortiguamiento eléctrico se utiliza una formula aproximada, por otro lado, en la simulación en el dominio del tiempo se consideran de manera detallada y precisa el modelamiento de los diversos componentes del sistema, por esta razón, la simulación en el dominio del tiempo ofrece un resultado más confiable. Por otra parte, en la potencia activa por la línea se observa que luego de la inserción del convertidor este retoma el control de reactancia logrando estabilizar el flujo de potencia activa a un valor mayor que el inicial.

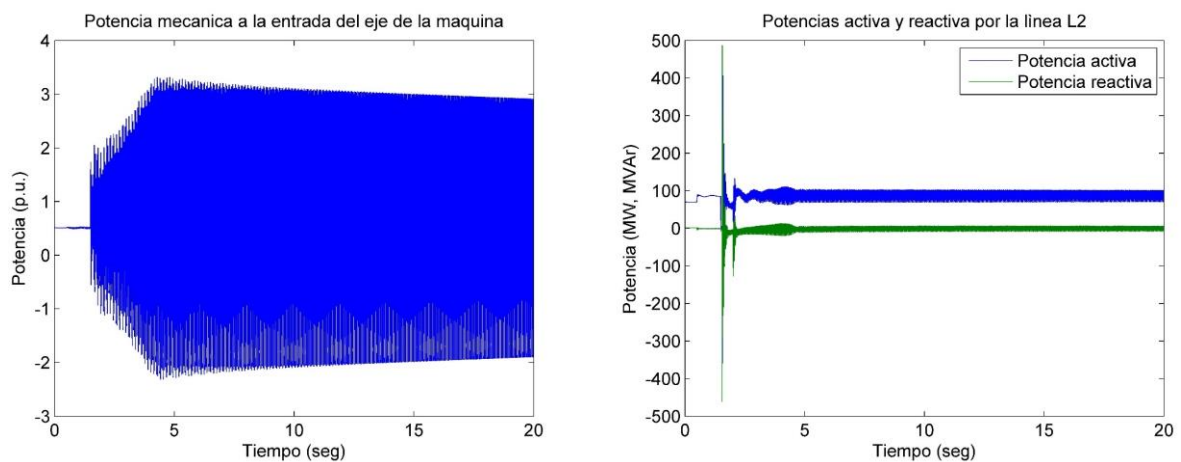


Fig. 4.34 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L2 – Caso 7

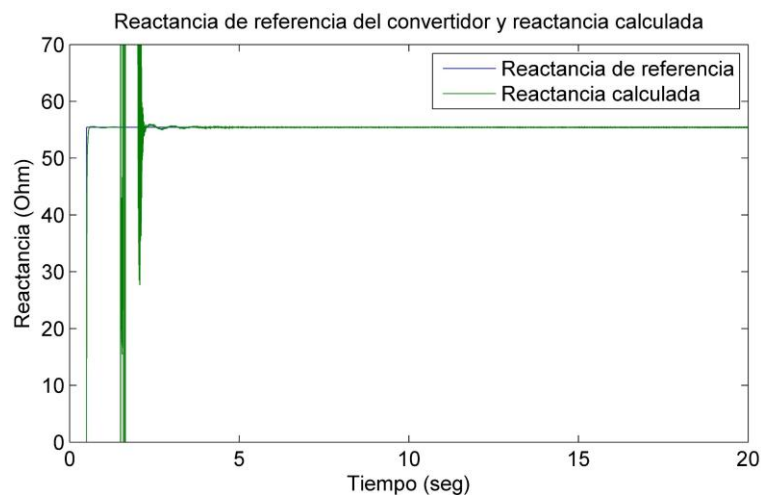


Fig. 4.35 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 7

En la figura 4.35 se muestra que la reactancia calculada alcanza el valor de referencia en aproximadamente 500ms luego de que el convertidor es reinsertado en la línea, por otra parte, no se observa cambio significativo en la reactancia calculada entre los 3.5 segundos y los 4.5 segundos que es cuando el convertidor empieza a inyectar un voltaje subsíncrono, por lo que, los comportamientos como reactancia a frecuencia síncrona y a frecuencia subsíncrona son independientes en el convertidor.

En la figura 4.36 se muestran las tensiones en serie que inyecta el convertidor en cada fase y las tensiones en los condensadores de todos los módulos del convertidor. Se observa el bypass y la posterior inserción del convertidor, además, debido a las corrientes de cortocircuito las tensiones en los condensadores del convertidor se desvían del valor de referencia, luego de la inserción del convertidor, este detecta dicha desviación y automáticamente el control de voltaje en el eje directo lleva las tensiones en los condensadores nuevamente al valor de referencia en 150ms aproximadamente, por otro lado, el controlador de voltaje en el eje de cuadratura cumple la referencia de reactancia solicitada. Cuando se activa el control de mitigación de RSS se aplica un cambio de referencia de reactancia subsíncrona, esto se logra a través de inyección de voltaje a frecuencia subsíncrona que va superpuesto al voltaje a frecuencia fundamental.

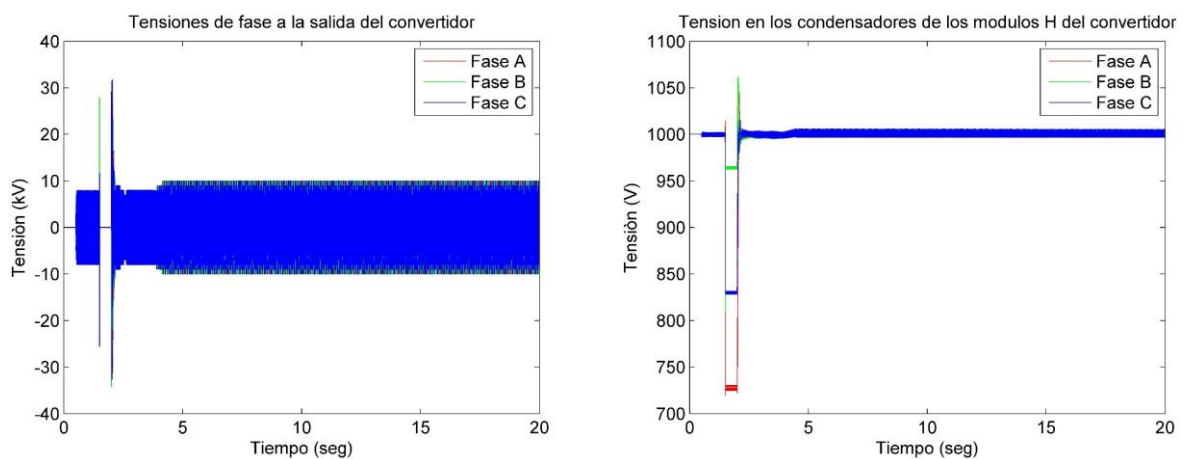


Fig. 4.36 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 7

En las figuras 4.37, 4.38, 4.39 y 4.40 se muestra una ampliación de la figura 4.36 en diversos momentos.

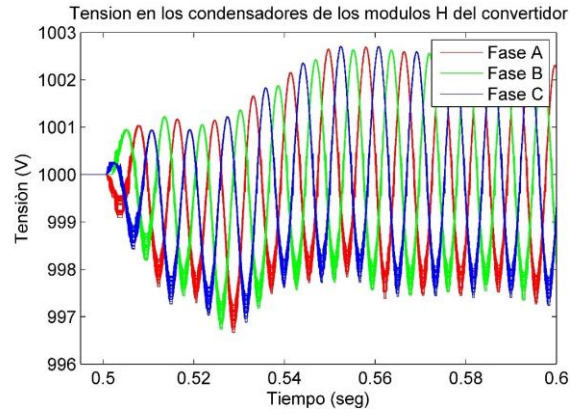
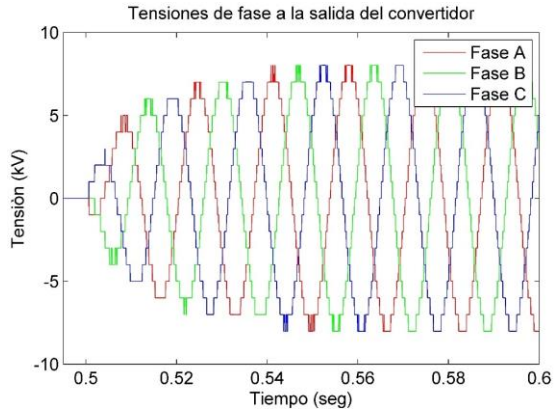


Fig. 4.37 Ampliación figura 4.36 – Caso 7

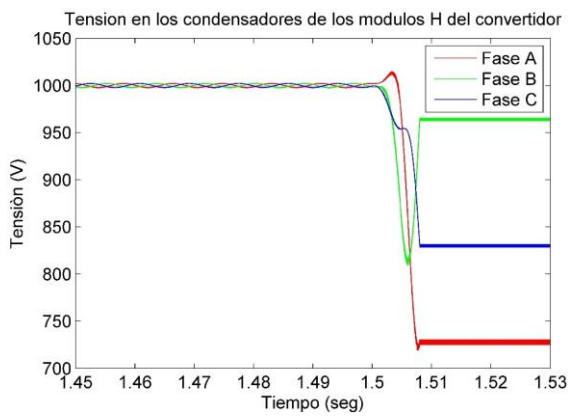
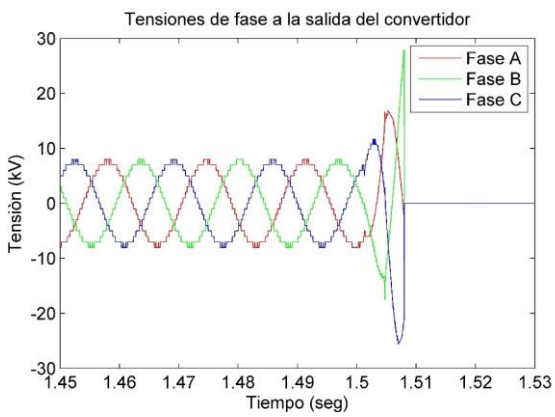


Fig. 4.38 Ampliación figura 4.36 – Caso 7

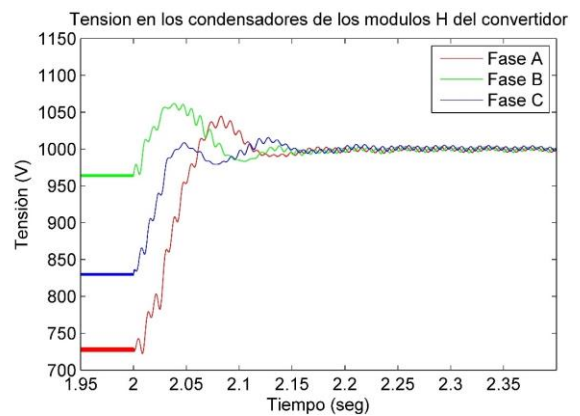
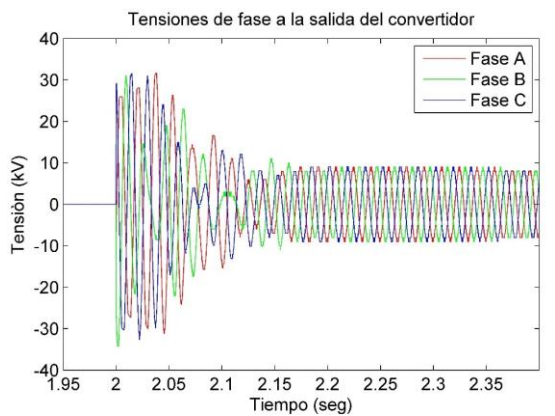


Fig. 4.39 Ampliación figura 4.36 – Caso 7

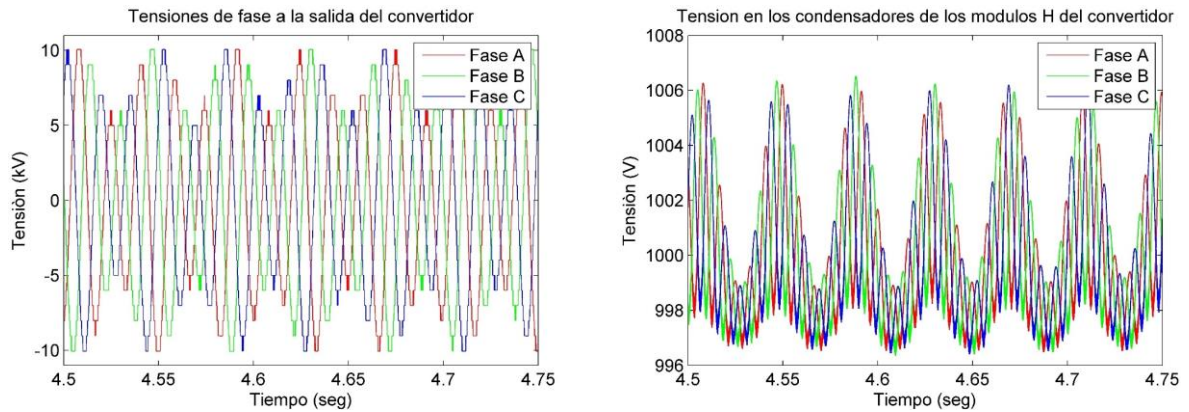


Fig. 4.40 Ampliación figura 4.36 – Caso 7

En la figura 4.41 se muestran las tensiones de fase que se obtiene a la salida del controlador mitigador de RSS, este juego de tensiones trifásicas balanceadas a frecuencia subsíncrona se suman a las tensiones a frecuencia fundamental que se obtienen a la salida del control dq y el resultado ingresa como señales de referencia al control del convertidor que será el encargado de conmutar los diversos módulos H a fin de formar las tensiones en los terminales de salida. Se observa que la amplitud de las tensiones de referencia a frecuencia subsíncrona disminuye con el tiempo, esto ocurre ya que el control mitigador de RSS funciona en modo reactancia y que el fenómeno de RSS se mitiga en el tiempo (ver figura 4.34).

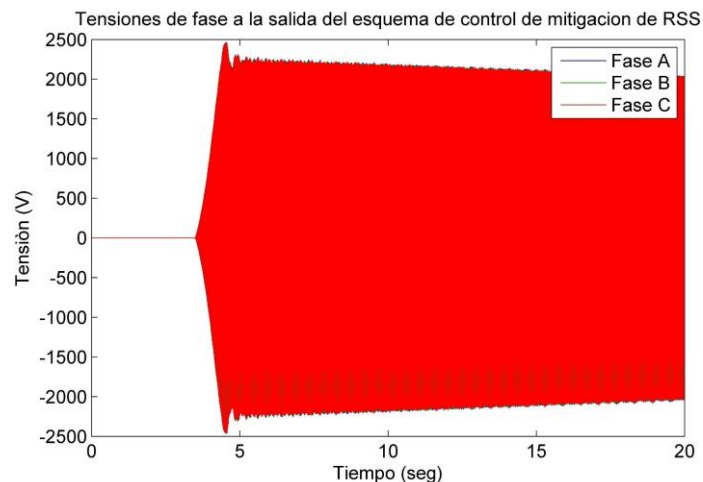


Fig. 4.41 Tensiones de fase a la salida del control de mitigación de RSS – Caso 7

En la figura 4.42 se muestra la señal de referencia de reactancia subsíncrona y la reactancia subsíncrona calculada a partir de las mediciones de voltaje a frecuencia subsíncrona inyectado y corriente a frecuencia subsíncrona que circula por la línea.

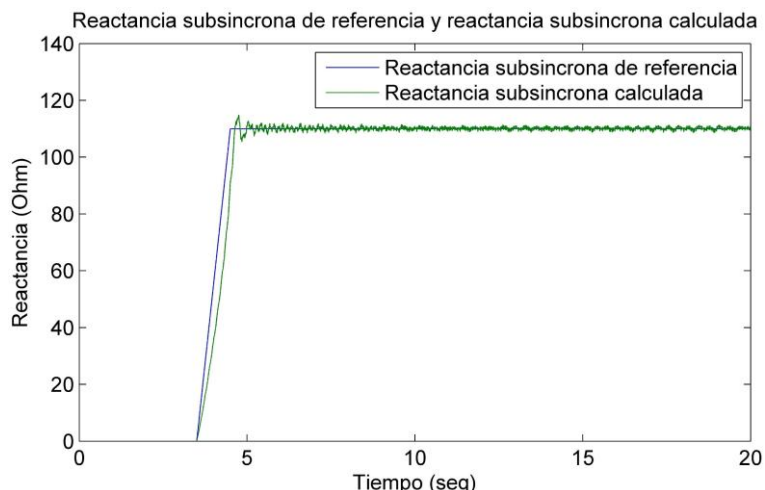


Fig. 4.42 Reactancia subsíncrona calculada y de referencia del convertidor – Caso 7

4.2.8 Caso 8 – Sistema de prueba con SSSC en modo X con esquema de control de RSS en modo Sub + Sup con capacitor serie conectado en la línea L2

Se realiza la simulación del sistema de prueba según lo que se muestra en la tabla 4.1, para la línea L1 se considera una compensación serie del 50% de la reactancia de la línea en serie con un convertidor. Se considera al generador síncrono inyectando 200MW al sistema y la suficiente cantidad de potencia reactiva para controlar la tensión en terminales del generador a 1p.u.

Se aplica en el convertidor un cambio de referencia de reactancia de 55.4Ω capacitivos (30% de la reactancia de la línea L2) en forma de escalón a los 500ms de iniciada la simulación y a los 1.5 segundos de iniciada la simulación se aplica súbitamente una falla trifásica en los terminales de alta tensión del transformador a través de una inductancia de 0.1mHr durante 50ms, así mismo, la protección del convertidor detecta la falla y a los 8ms de iniciada la falla cierra el interruptor de bypass del convertidor dejándolo fuera de servicio, luego, a los 2 segundos de iniciada la simulación, el interruptor de bypass del convertidor abre, insertando nuevamente al convertidor en la red. Debido a la presencia del capacitor serie y a que el convertidor no tiene participación significativa sobre el fenómeno de RSS, se espera un comportamiento similar al observado en el caso 1, donde se presentan oscilaciones torsionales crecientes en la unidad, por ello, para mitigar el fenómeno, a los 3.5 segundos de iniciada la simulación se activa el esquema de control de mitigación de RSS del convertidor en modo Sub + Sup y se aplica un cambio de referencia de reactancia subsíncrona en forma de rampa hasta llegar a 110Ω capacitivos a los 4.5 segundos de iniciada la simulación, luego, a los 6.5 segundos de iniciada la simulación se aplica un

cambio de referencia de reactancia supersíncrona en forma de rampa hasta llegar a 360Ω capacitivos a los 7.5 segundos de iniciada la simulación.

En la figura 4.43 se muestra la potencia mecánica que ingresa al rotor de la unidad de generación y las potencias activa y reactiva que circulan por la línea L2, en ella se observa que cuando se aplica la falla, se detona el fenómeno de RSS y las oscilaciones en la potencia mecánica se vuelven crecientes, luego, cuando se activa el esquema de control mitigador de RSS del SSSC, las oscilaciones mecánicas empiezan a decrecer a medida que el convertidor alcanza el valor de referencia de reactancia subsíncrona, luego, cuando el convertidor alcanza el valor de referencia de reactancia supersíncrona, la tasa de amortiguamiento sobre las oscilaciones mecánicas se incrementa aún más, esto último confirma que la estrategia de control para mitigación de RSS propuesta en el presente trabajo es efectiva para mitigar el fenómeno de RSS, por otro lado, se corrobora lo analizado en el apartado 3.5.3.2 donde se observa que la tasa de amortiguamiento sobre las oscilaciones mecánicas obtenida cuando el convertidor opera en el modo Sub + Sup es mayor que cuando el convertidor opera en el modo Sub. Por otra parte, en la potencia activa por la línea se observa que luego de la inserción del convertidor este retoma el control de reactancia logrando estabilizar el flujo de potencia activa a un valor mayor que el inicial.

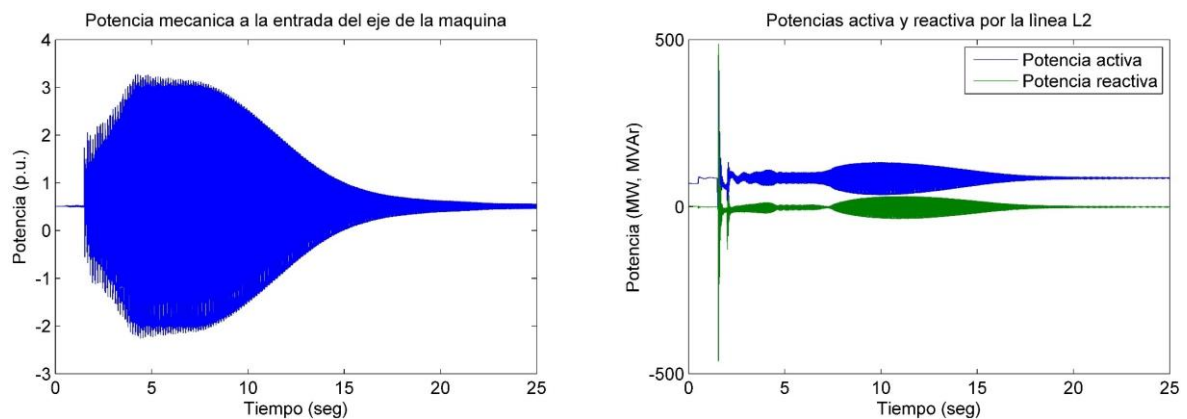


Fig. 4.43 Potencia mecánica a la entrada del rotor y potencias activa y reactiva por la línea L2 – Caso 8

En la figura 4.44 se muestra que la reactancia calculada alcanza el valor de referencia en aproximadamente 500ms luego de que el convertidor es reinsertado en la línea, por otra parte, no se observa cambio significativo en la reactancia calculada ni cuando el convertidor empieza a inyectar un voltaje subsíncrono ni cuando inicia la inyección de voltaje

supersíncrono, por lo que, los comportamientos como reactancia a frecuencia síncrona, a frecuencia subsíncrona y a frecuencia supersíncrona son independientes en el convertidor.

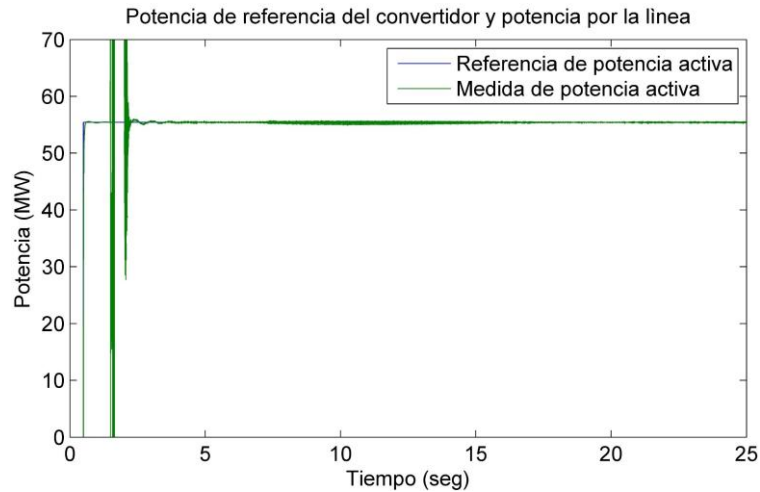


Fig. 4.44 Reactancia calculada y de referencia del convertidor – Caso 8

En la figura 4.45 se muestran las tensiones en serie que inyecta el convertidor en cada fase y las tensiones en los condensadores de todos los módulos del convertidor. Se observa el bypass y la posterior inserción del convertidor, además, debido a las corrientes de cortocircuito las tensiones en los condensadores del convertidor se desvían del valor de referencia, luego, el lazo de control de voltaje en el eje directo lleva las tensiones en los condensadores nuevamente al valor de referencia en 150ms aproximadamente, por otro lado, el controlador de voltaje en el eje de cuadratura cumple la referencia de reactancia solicitada. Cuando se activa el control de mitigación de RSS se aplican cambios de referencia de reactancia subsíncrona y supersíncrona en los tiempos ya indicados, esto se logra a través de inyección de voltajes a frecuencias subsíncrona y supersíncrona que van superpuestos al voltaje a frecuencia fundamental.

En las figuras 4.46, 4.47, 4.48, 4.49 y 4.50 se muestra una ampliación de la figura 4.45 en diversos momentos.

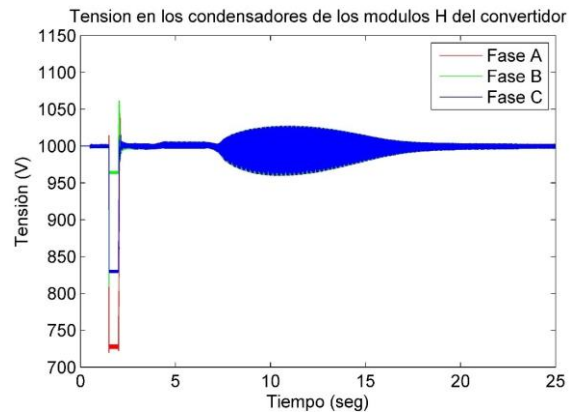
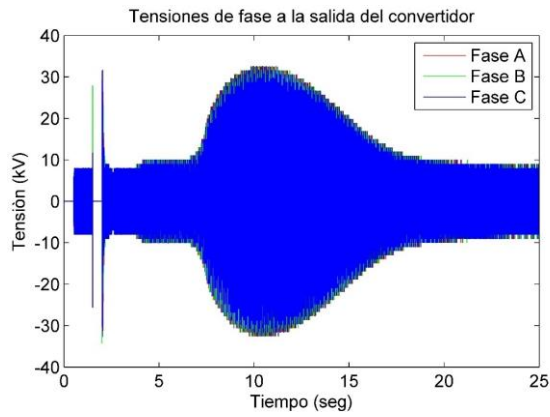


Fig. 4.45 Tensiones de fase y en los condensadores del convertidor – Caso 8

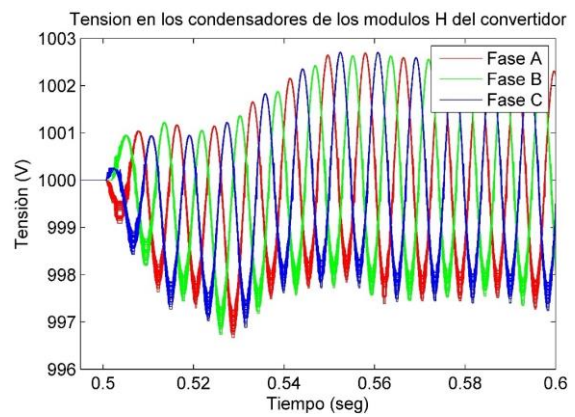
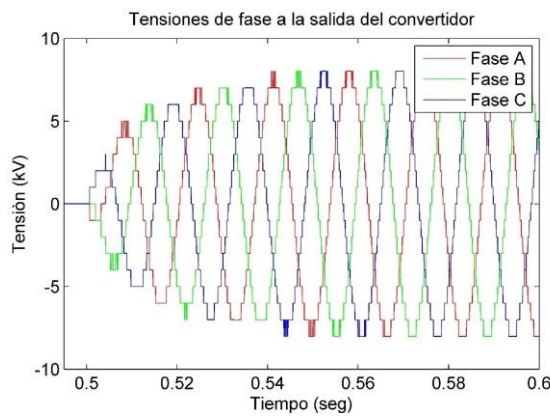


Fig. 4.46 Ampliación figura 4.45 – Caso 8

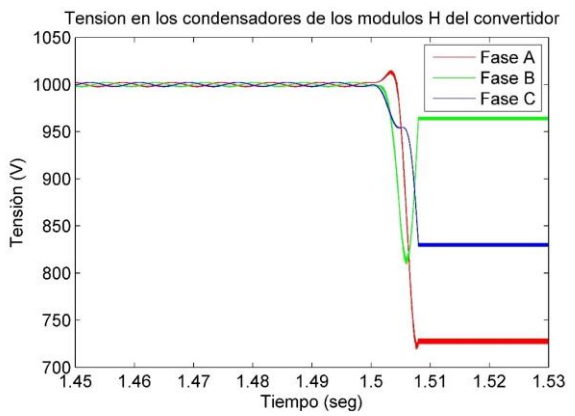
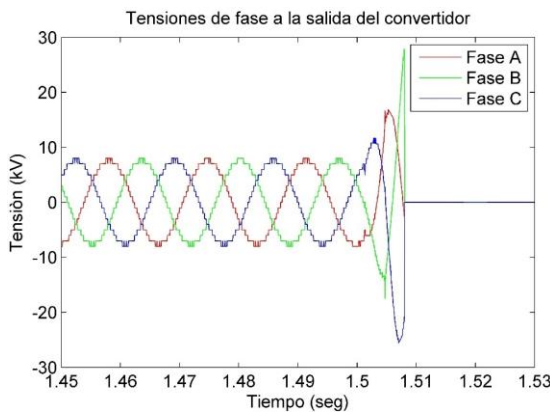


Fig. 4.47 Ampliación figura 4.45 – Caso 8

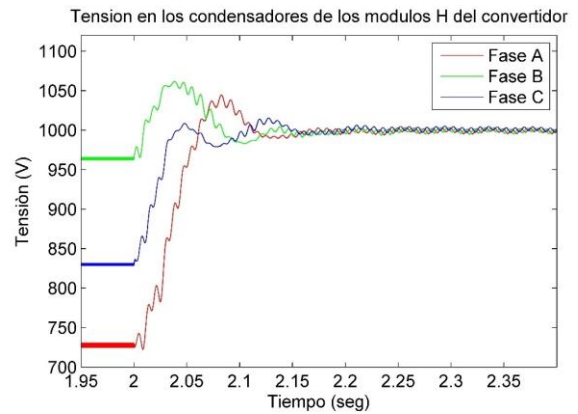
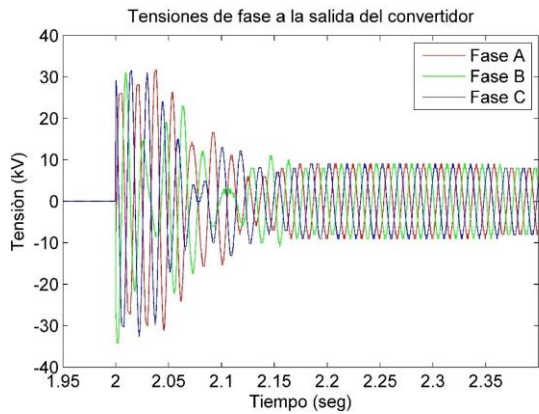


Fig. 4.48 Ampliación figura 4.45 – Caso 8

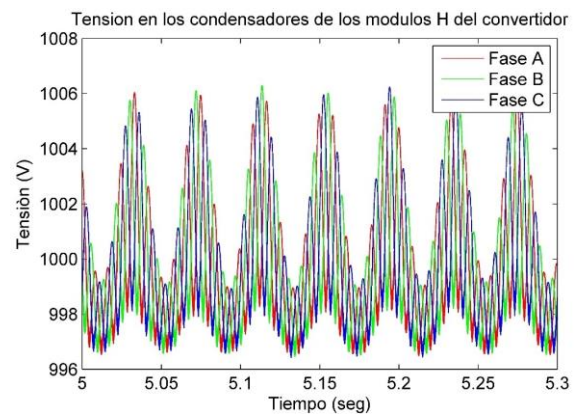
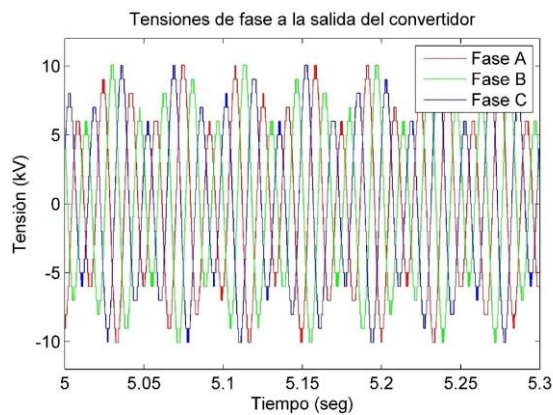


Fig. 4.49 Ampliación figura 4.45 – Caso 8

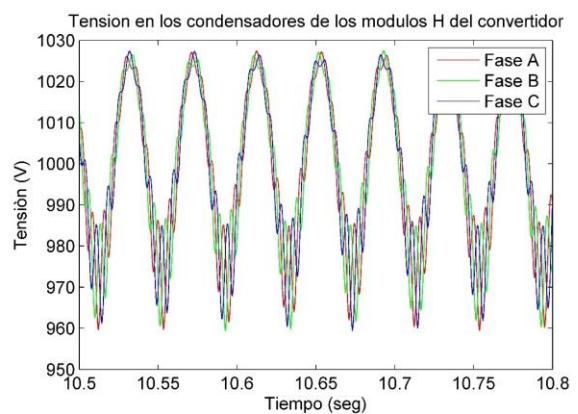
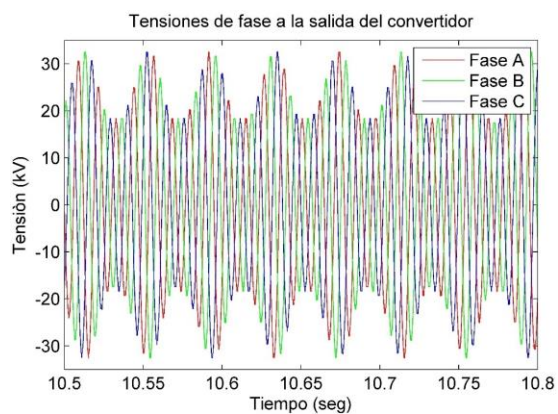


Fig. 4.50 Ampliación figura 4.61 – Caso 8

En la figura 4.46 se puede observar que el rizado de los voltajes de los condensadores es de 5 Voltios aproximadamente cuando el convertidor inyecta voltaje a frecuencia síncrona, luego, en la figura 4.49 se observa que el rizado en los condensadores es de 10 Voltios aproximadamente cuando el convertidor inyecta la máxima amplitud de voltaje a frecuencia subsíncrona y por último, en la figura 4.50 se observa que el rizado se

incrementa a 68 Voltios aproximadamente cuando el convertidor inyecta la máxima amplitud de voltaje a frecuencia supersíncrona.

En la figura 4.51 se muestran las tensiones de fase que se obtienen las tensiones de fase a frecuencias subsíncrona y supersíncrona a la salida del controlador mitigador de RSS, este juego de tensiones trifásicas balanceadas a frecuencias subsíncrona y supersíncrona se suman a las tensiones a frecuencia fundamental que se obtienen a la salida del control dq y el resultado ingresa como señales de referencia al control del convertidor que será el encargado de conmutar los diversos módulos H a fin de formar las tensiones en los terminales de salida. Se observa que la amplitud de las tensiones de referencia a frecuencias subsíncrona y supersíncrona disminuyen con el tiempo, esto ocurre ya que el control mitigador de RSS funciona en modo reactancia y que el fenómeno de RSS se mitiga en el tiempo (ver figura 4.43), también, se observa que las tensiones a frecuencia subsíncrona alcanzan un pico máximo cercano a los 2.5kV mientras que las tensiones a frecuencia supersíncrona un pico cercano a los 22kV, esto ocurre básicamente por dos motivos, el primero es que la referencia de reactancia a frecuencia supersíncrona es mayor que la reactancia a frecuencia subsíncrona, el segundo es que cuando el convertidor alcanza la referencia de reactancia a frecuencia subsíncrona, la amplitud de la componente subsíncrona de la corriente que circula por el convertidor disminuye, mientras que cuando el convertidor alcanza la referencia de reactancia a frecuencia supersíncrona, la amplitud de la componente supersíncrona de la corriente que circula por el convertidor aumenta, eventualmente tanto la componente subsíncrona como supersíncrona de la corriente disminuirán ya que el origen de estas corrientes son los movimientos torsionales en la turbina que se amortiguan con el tiempo debido a la acción del convertidor.

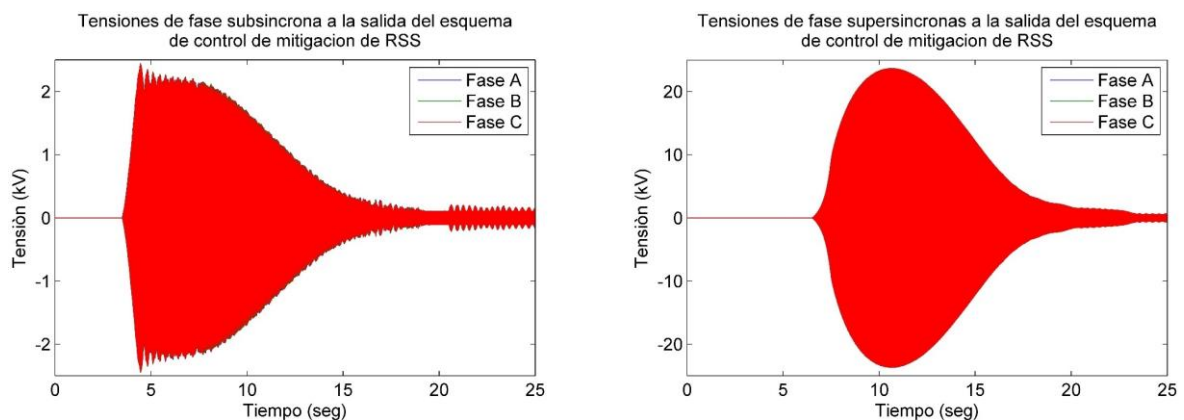


Fig. 4.51 Tensiones de fase a la salida del control de mitigación de RSS – Caso 8

En la figura 4.52 se muestran las señales de referencia de reactancia subsíncrona y supersíncrona y las reactancias subsíncrona y supersíncrona calculadas a partir de las mediciones de voltaje y corriente a las frecuencias correspondientes, se observa que el valor calculado de reactancia a frecuencia subsíncrona alcanza la referencia y cuando inicia la inyección de voltaje a frecuencia supersíncrona se producen perturbaciones, sin embargo, la tendencia es a mantenerse cerca al valor de referencia. Por otro lado, se observa que el valor calculado de reactancia a frecuencia supersíncrona alcanza el valor de la referencia en el segundo 20 aproximadamente, sin embargo, a pesar de no alcanzar rápidamente el valor de la referencia, el efecto mitigador sobre el fenómeno de RSS es apropiado y esto se observa en la figura 4.43.

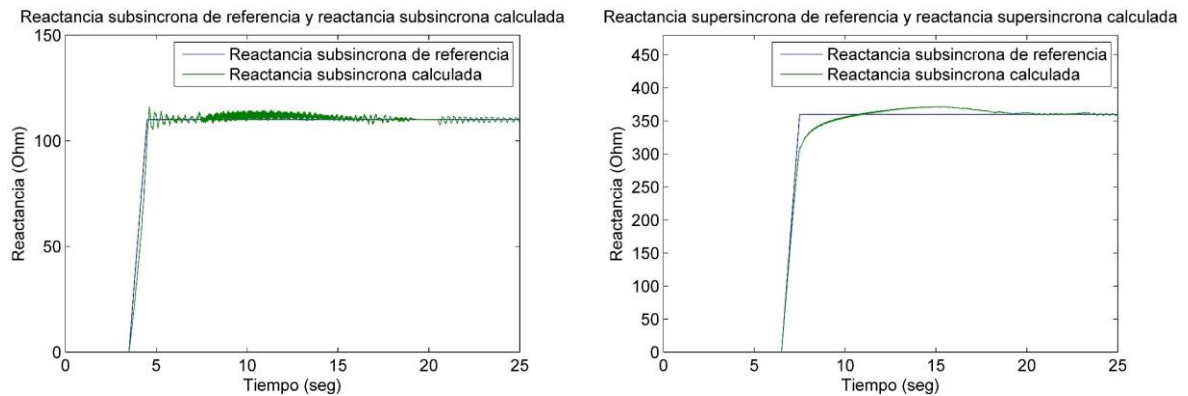


Fig. 4.52 Reactancia subsíncrona calculada y de referencia del convertidor – Caso 8

4.3 Contrastación de la hipótesis

La hipótesis de la presente tesis plantea que si en un sistema de potencia donde el fenómeno de resonancia subsíncrona es existente se instala un dispositivo SSSC que incluya dentro de su estructura de control un controlador debidamente ajustado que tenga por objetivo la mitigación del fenómeno de RSS, entonces, es posible mitigar el fenómeno de resonancia subsíncrona. Al respecto, se puede observar de los casos simulados que cuando el convertidor trabaja en modo Sub logra evitar la inestabilidad torsional, sin embargo, el nivel de amortiguamiento sobre las oscilaciones subsíncronas en la unidad es pequeño, por otro lado, cuando el convertidor trabaja en modo Sub+Sup el efecto amortiguador sobre las oscilaciones subsíncronas en la unidad se incrementa de manera significativa.

Por lo anterior, la hipótesis planteada en el apartado 1.6 queda demostrada por los resultados obtenidos en el apartado 4.2.

CONCLUSIONES

1. Se implementó la técnica de conmutación vectorial NVC y se aplicó al control de un convertidor CHB. De las simulaciones realizadas se observa que la técnica implementada ofrece un adecuado seguimiento de las señales de referencia y no presenta contenido de ningún orden armónico que sea de secuencia homopolar.
2. Se implementa la técnica de balanceo de tensión en los condensadores y se aplica en el control de un convertidor CHB. De las simulaciones realizadas se observa que la técnica implementada logra que los voltajes de en los condensadores de los módulos H que pertenecen a la misma fase sean iguales, característica que es deseable para un mejor desempeño de la técnica de conmutación NVC, por otro lado, se observa que si se incrementa el número de módulos H por fase del convertidor, entonces, el nivel de rizado en el voltaje de los condensadores tiende a disminuir.
3. Se propone una metodología para la selección de las ganancias de los controladores que forman parte del esquema de control del convertidor. De las simulaciones realizadas en el capítulo 4 se observa que las ganancias seleccionadas logran que el convertidor tenga un desempeño apropiado.
4. Se propone un esquema de control para el convertidor que logre la mitigación de oscilaciones subsíncronas en la unidad de generación, así mismo, se propuso el esquema que permite medir el módulo y ángulo de las componentes subsíncrona y supersíncrona de la corriente, así como la metodología para obtener los valores de referencia del esquema de control.
5. Se analizó el desempeño del convertidor como compensación serie en sus modos P y X y se observa un adecuado desempeño dinámico, por otro lado, si se comparan los resultados obtenidos en los casos 2, 3 y 4 presentados en el capítulo 4, se puede observar el efecto del convertidor sobre el fenómeno de RSS es insignificante.
6. Se analizó el desempeño del esquema de control mitigador de RSS del convertidor en sus diversos modos de control. De las simulaciones realizadas en el capítulo 4 se puede observar que el esquema de control propuesto logra de manera efectiva la mitigación de las oscilaciones subsíncronas que se presentan en la unidad.

RECOMENDACIONES

1. En las simulaciones en el dominio del tiempo realizadas en el capítulo 4 con respecto al caso 7 se observa que el caso es torsionalmente estable debido a la operación del convertidor en modo Sub, sin embargo, en el apartado 3.5.3.1 se observa que no hay impedancia subsíncrona que pueda simular el convertidor que permita que el amortiguamiento total sea positivo, en ese sentido, se observa una contradicción entre lo obtenido mediante la simulación en el dominio del tiempo y el cálculo del amortiguamiento eléctrico con la fórmula (3.51). Al respecto se debe tomar en cuenta que el resultado de la simulación en el dominio del tiempo es más preciso ya que considera un modelamiento mucho más detallado, mientras que en el cálculo del amortiguamiento eléctrico se realizan ciertas simplificaciones tales como el modelo de impedancia del generador, aun así, el cálculo del amortiguamiento eléctrico ofrece un diagnóstico rápido del fenómeno y permite seleccionar apropiadamente los valores de referencia del esquema de control de mitigación de RSS del convertidor. Por lo expuesto, se recomienda la verificación mediante simulación EMT en casos donde se observa que el amortiguamiento eléctrico negativo es próximo a cero.
2. En los casos 6 y 8 presentados en el capítulo 4 se observa que la circulación de corriente a frecuencia supersíncrona por el convertidor genera un incremento significativo en la tensión de rizado en los condensadores, al respecto, se recomienda que la selección de la capacitancia de los condensadores de los módulos H se verifique tomando en consideración el máximo nivel de corriente a frecuencia supersíncrona que circulará por el convertidor cuando se active el modo de control Sub+Sup.

PERSPECTIVAS FUTURAS

1. La técnica de conmutación de nivel más cercano (NLC) es una técnica de para el control de inversores CHB y MMC más simple de implementar que la técnica NVC, al respecto, para futuras investigaciones se evaluará el desempeño del convertidor para la aplicación propuesta utilizando la técnica de conmutación NLC en lugar de NVC a fin de comparar desempeños y determinar cual ofrece mayor beneficio.
2. Se ha empleado el SSSC para la mitigación del fenómeno de RSS, al respecto, para futuras investigaciones se evaluará el desempeño de un UPFC para esta misma tarea y verificará que beneficios adicionales se puede obtener al contar con un convertidor adicional en derivación y la posibilidad de tener mayor libertad en el control de la tensión en el eje directo del convertidor en serie.
3. El esquema de control del convertidor y esquema de medición de las componentes síncrona, subsíncrona y supersíncrona de las corrientes de fase propuestos se basan en el control dq, al respecto, para futuras investigaciones se evaluará si existe un beneficio en cuanto al desempeño del convertidor al utilizar controles resonantes en un marco de referencia alfa – beta.
4. El esquema de control propuesto funciona correctamente ante condiciones balanceadas en el sistema eléctrico, al respecto, para futuras investigaciones se modificará el sistema de control propuesto para tener un desempeño apropiado ante perturbaciones desbalanceadas en la red.
5. En la sección 3.4.2 se propone una lazo de control de prueba para sintonizar las ganancias del controlador PI del lazo de control del voltaje del eje directo, al respecto, para futuras investigaciones se evaluará la sintonización de las ganancias de dicho lazo de control considerando la tensión dc de los condensadores al cuadrado como variable controlada en lugar de la tensión dc de los condensadores, esto con el fin de que el lazo de control propuesto sea lineal y evitar la necesidad de verificar el desempeño del controlador propuesto para múltiples condiciones.

GLOSARIO

FACTS	Sistemas de transmisión flexibles de corriente alterna
RSS	Resonancia subsíncrona
SSSC	Compensador serie síncrono estático
NVC	Control de vector más cercano
PLL	Lazo cerrado de fase
TCSC	Capacitor serie controlado por tiristores
STATCOM	Compensador estático
VSC	Convertidor de fuente de tensión
HVDC	Sistema de transmisión de alto voltaje en corriente directa
GTO	Tiristor de apagado por compuerta
IGBT	Transistor bipolar de compuerta aislada
UPFC	Controlador unificado de flujo de potencia

BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Amini, J., Moallem, M.** (2016). A capacitor voltage balancing method for cascaded H-bridge multilevel inverters with application to FACTS. IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 23-26 October 2016.
- [2] **Bongiorno, M., Svensson, J., Angquist, L.** (2008). On Control of Static Synchronous Series Compensator for SSR Mitigation. IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 23, no. 2, pp. 735-743.
- [3] **Bowler, C., Baker, D., Mincer, N., Vandiveer, P.** (1978). Operation and Test of the Navajo SSR Protective Equipment. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, no. 4, pp. 1030-1035.
- [4] **COES SINAC** (2020). Propuesta de Actualización del plan de transmisión 2021 – 2030.
- [5] **Du, S., Dekka, A., Wu, B., Zargari, N.** (2018). Modular Multilevel Converters Analysis, Control, and Applications. Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons.
- [6] **Edris, A.** (1993). Subsynchronous Resonance Countermeasures Using Phase Imbalance. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, no. 4, pp. 1438-1447.
- [7] **Ei-Moursi, M., Bak-Jensen, B., Abdel-Rahman, M.** (2010). Novel STATCOM Controller for Mitigating SSR and Damping Power System Oscillations in a Series Compensated Wind Park. IEEE Transactions On Power Electronics, Vol. 25, no. 2, pp. 429-441.
- [8] **Franquelo, L., Rodriguez, J., Leon, J., Kouro, S., Portillo, R., Prats, M.** (2008). The age of multilevel converters arrives. IEEE Industrial Electronics Magazine, Vol. 2, no 2, pp. 28-39.
- [9] **IEEE** (1980). Contermeasures to Subsynchronous Resonance Problems. IEEE

Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, no. 5, pp. 1810-1818.

[10] **IEEE** (1982). Series Capacitor Controls and Settings as Countermeasures to Subsynchronous Resonance. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, no. 6, pp. 1281-1287.

[11] **IEEE** (1985). Second Benchmark Model for Computer Simulation of Subsynchronous Resonance. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, no. 5, pp. 1057-1066.

[12] **IEEE** (1985). Terms, Definitions and Symbols for Subsynchronous Oscillations. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, no. 6, pp. 1326-1334.

[13] **Padiyar, K., Prabhuc, N.** (2006). Design and Performance Evaluation of Subsynchronous Damping Controller With STATCOM. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 21, no. 3, pp. 1398-1405.

[14] **Patil, K., Senthil, J., Jiang, J., Mathur, R.** (1998). Applications of STATCOM for Damping Torsional Oscillations in Series Compensated AC Systems. IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 13, no. 3, pp. 237-243.

[15] **Piwko, R., Wegner, C., Kinney, S., Eden, J.** (1996). Subsynchronous Resonance Performance Tests of the Slatt Thyristor-Controlled Series Capacitor. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 11, no. 2, pp. 1112-1119.

[16] **Rodríguez, J., Franquelo, L., Kouro, S., Leon, J., Portillo, R., Prats, M., Pérez, M.** (2009). Multilevel Converters: An Enabling Technology for High-Power Applications. Proceedings of the IEEE, Vol 97, No. 11, pp. 1786-1817.

[17] **Rodríguez, J., Morán, L., Correa, P., Silva, C.** (2002). A Vector Control Technique for Medium-Voltage Multilevel Inverters. IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 49, no. 4, pp. 882-888.

[18] **Thirumalaivasan, R., Janaki, M., Prabhuc, N.** (2013). Damping of SSR Using Subsynchronous Current Suppressor With SSSC. IEEE Transactions on Power Systems, Vol 28, no. 1, pp. 64-74.

- [19] **Thirumalaivasan, R., Janaki, M., Yunjian, X.** (2017). Kalman filter based detection and mitigation of subsynchronous resonance with SSSC. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol 32, no. 2, pp. 1400-1409.
- [20] **Walker, D., Bowler, C., Jackson, R., Hodges, D.** (1975). Results of subsynchronous resonance test at Mohave. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 94, No. 5, pp. 1878-1889.
- [21] **Wasynczuk, O.** (1981). Damping Subsynchronous Resonance Using Reactive Power Control. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1096-1104.
- [22] **Wei, S., Wu, B., Li, F., Liu, C.** (2003). A general space vector PWM control algorithm for multilevel inverters. *Eighteenth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2003. APEC '03, 09-13 February 2003.*
- [23] **Zhu, W., Spee, R., Mohler, R., Alexander, G., Mittelstadt, W., Maratukulam, D.** (1995). An EMTP Study of SSR Mitigation Using the Thyristor Controlled Series Capacitor. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 10, no. 3, pp. 1479-1485.
- [24] **Zhu, X., Jin, M., Kong, X., Zhao, J., Liu, J., Zhou, Q.** (2018). Subsynchronous resonance and its mitigation for power system with unified power flow controller. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Vol 6, no. 1, pp. 181-189.