



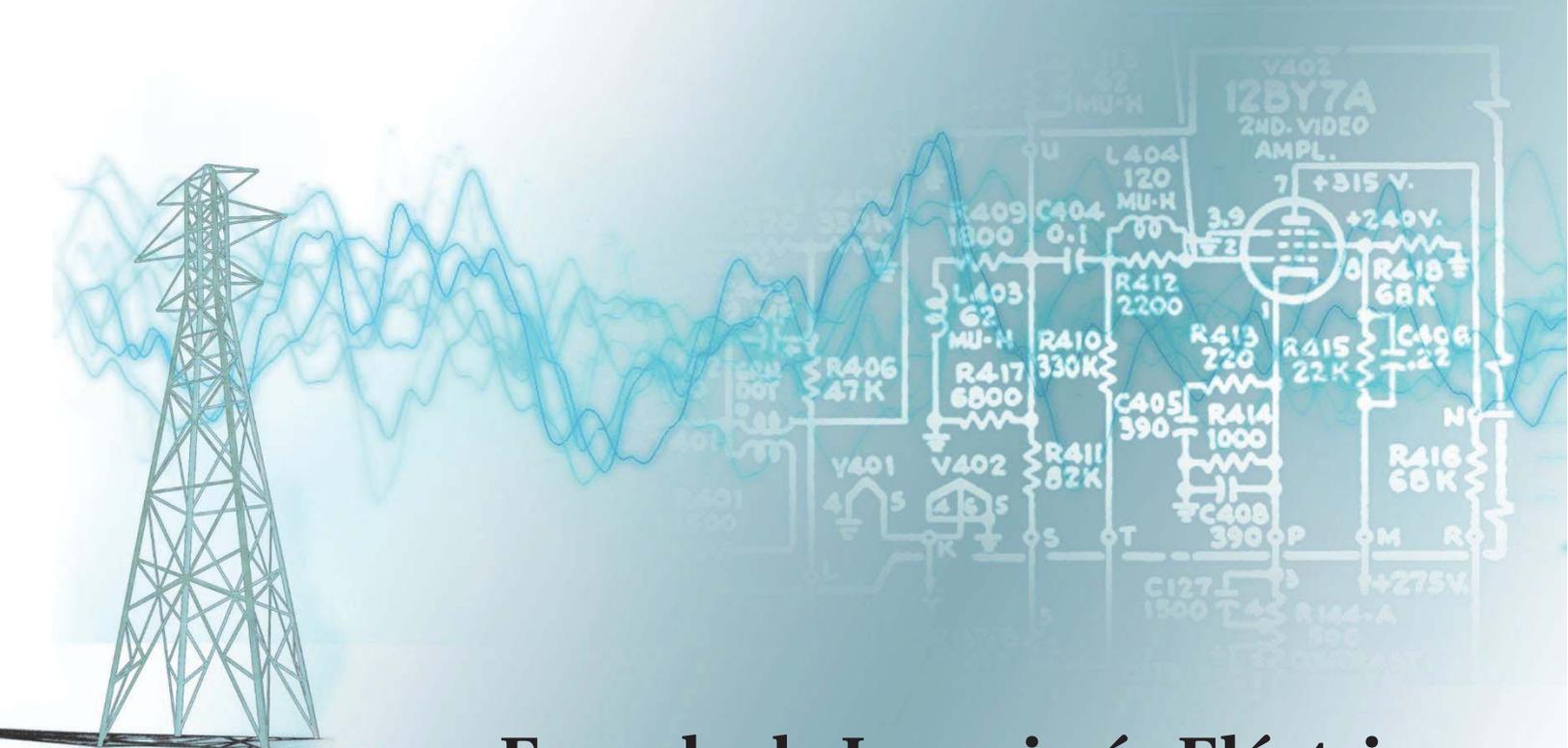
PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATOLICA
DE VALPARAISO



Felipe Ignacio Cabrera Ibacache

Amortiguación de Oscilaciones Pequeñas Usando Sincrofasores y Compensadores Estáticos Reactivos

Informe Proyecto de Título de Ingeniero Civil Eléctrico



Escuela de Ingeniería Eléctrica



PONTIFICIA UNIVERSIDAD
CATOLICA
DE VALPARAISO

Amortiguación de Oscilaciones Pequeñas Usando Sincrofasores y Compensadores Estáticos Reactivos

Felipe Ignacio Cabrera Ibacache

Informe Final para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,

aprobada por la comisión de la

Escuela de Ingeniería Eléctrica de la

Pontificia Universidad Católica de Valparaíso

conformada por

Sr. Jaime Peralta Rodríguez

Profesor Guía

Sr. Patricio Robles Calderón

Segundo Revisor

Sr. Sebastián Fingerhuth Massmann

Secretario Académico

Valparaíso, 23 de Junio de 2017

Agradecimientos

Para comenzar quiero agradecer a mi familia y en especial a mis padres y hermana, por darme todo su apoyo, esfuerzo y cariño durante este proceso, a mi pareja por su apoyo y cariño incondicional. Gracias a ustedes y a todo lo que me han dado he logrado superar esta etapa de mi vida.

Agradecer a todos los que de alguna u otra manera estuvieron acompañándome durante este proceso, a mis amigos, familiares y conocidos que tomaron parte de este proceso con su apoyo, a los compañeros de laboratorio, con quienes compartí y trabajé para sacar adelante nuestros proyectos.

Agradecer a mi profesor guía, Jaime Peralta por tomarse el tiempo de responder las consultas que fueron surgiendo a lo largo del proyecto al igual que sus consejos y sugerencias. También agradezco a mi profesor co-referente, Patricio Robles por todo su apoyo brindado durante el proceso.

Valparaíso, 23 de Junio de 2017

F.C

Resumen

La interconexión entre el SIC (Sistema interconectado Central) y el SING (Sistema interconectado Norte Grande) es el centro de atención en el ámbito de la energía, debido a la magnitud del proyecto y su importancia para el país. El proyecto de interconexión es motivo de variados estudios debido a que el enlace HVAC de 500 kV no está ajeno a perturbaciones importantes que podrían producir inestabilidad angular, de frecuencia y de tensión en el sistema eléctrico.

En este trabajo se propone una alternativa para mitigar el problema de amortiguamiento de pequeñas oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico nacional (SEN). Dentro de las actividades desarrolladas en este proyecto se tiene: el desarrollo de un modelo reducido que represente el comportamiento del sistema interconectado SIC-SING proyectado al año 2021; el estudio del uso de la tecnología FACTS (Flexible AC Transmission System, por sus siglas en inglés) y en especial la tecnología SVC (Static Var Compensator, por sus siglas en inglés); el desarrollo e implementación de los dispositivos SVC, PMU (Phasor Measurement Unit, por sus siglas en inglés), y POD (Power Oscillation Damper, por sus siglas en inglés) en el sistema reducido que representa la dinámica del sistema interconectado nacional proyectado al año 2021.

Para la implementación de las redes fasoriales se analizó el comportamiento dinámico de la red para encontrar los puntos críticos para ubicar los medidores PMU, dispositivos que registran la magnitud y ángulo de la tensión en los puntos de interés. Las mediciones obtenidas por los PMU fueron utilizadas posteriormente para determinar las variables de entrada del amortiguador de oscilaciones de potencia, con el fin de aumentar el rendimiento del compensador SVC.

Posteriormente, se realizaron análisis para distintas contingencias con el fin de evaluar el desempeño de los dispositivos SVC, considerando un escenario de demanda alta para las hidrologías húmeda y seca.

Este trabajo se realizó utilizando la herramienta de análisis EMTP-RV.

Los resultados obtenidos permiten concluir que la tecnología FACTS (SVC) es una buena opción para mitigar oscilaciones de potencia en sistemas extensos y, en particular, para la interconexión de los sistemas interconectados más importantes de Chile.

Palabras claves: Estabilidad, sincrofasor, interconexión, FACTS, SVC, POD, EMTP-RV.

Abstract

The interconnection between the SIC (Central Interconnected System) and SING (Norte Grande Interconnected System) is the center of attention in the energy industry due to the magnitude of the project and its importance for the country. The interconnection project is the subject of several studies because the 500 kV HVAC link may be subject to important disturbances that may produce angular, frequency and voltage instability.

This paper proposes an alternative to mitigate the problem of damping small oscillations in the national electrical power system. Among the activities realized in this project are: the development of a reduced model that represents the behavior of the interconnected SIC-SING system projected to the year 2021; the study of the use of Flexible AC Transmission System (FACTS) technology and in particular the Static Var Compensator (SVC) technology; and the development and implementation of the SVC, PMU (Phasor Measurement Unit), and POD (Power Oscillation Damper) devices in the reduced system that represents the dynamics of the national interconnected system projected to year 2021.

For the implementation of the phasor networks the dynamic behavior of the network was analyzed to find the critical points to locate PMU meters, devices that record the magnitude and angle of the voltage at the points of interest. The measurements obtained by the PMUs were subsequently used to determine the input variables of the power swing absorber, in order to increase the performance of the SVC compensator.

Subsequently, analyzes were performed for different contingencies in order to evaluate the performance of the SVC devices, considering a scenario of high demand for wet and dry hydrological systems.

This work was performed using the simulation tool EMTP-RV.

The results obtained allow to conclude that the FACTS (SVC) technology is a good option to mitigate power oscillations in extensive power systems and, in particular, for the Chilean interconnected systems.

Key words: Stability, synchrophasor, interconnection, FACTS, SVC, POD, EMPT-RV.

Índice general

Introducción.....	1
Objetivo General	2
Objetivos Específicos	2
1 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	3
1.1 Estabilidad de voltaje.....	4
1.2 Estabilidad de frecuencia	5
1.3 Estabilidad angular	5
1.4 Estabilidad transitoria.	6
1.5 Estabilidad de pequeña señal.	6
1.6 Inestabilidad oscilatoria.....	6
2 Sistemas de Compensación Reactiva (FACTS)	10
2.1 Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS).....	10
2.2 Compensador Estático Reactivo	14
2.2.1 Curvas de operación.....	19
2.2.2 Reactor Controlado por Tiristores (TCR)	21
2.2.3 Capacitor Conmutado por Tiristores (TSC)	23
2.2.4 Filtro Sintonizado simple	24
2.2.5 Transformador de poder.....	26
2.2.6 Unidad de control principal SVC	26
2.3 Amortiguador de oscilaciones de potencia(POD).....	32
2.3.1 Estructura básica del POD	33
2.3.2 Rangos de operación del POD.....	34
3 Sincrofasores	35
3.1 Generalidades.....	35
3.2 Sincrofasor.....	36
3.3 Sistemas de medición fasorial	37
3.4 Unidad de medición fasorial (PMU)	38
3.5 Concentrador de datos.	39
3.6 Canales de comunicación	40

3.7 Representacion PMU en EMTP-RV	40
4 Modelo Reducido de la Red Chilena Proyectada al Año 2021	42
4.1 Proyecto de Interconexión SIC – SING	42
4.1.1 Líneas de Transmisión y Subestaciones	43
4.2 Criterios de diseño para el modelo dinámico reducido	44
4.2.1 Reducción Dinámica del Sistema Interconectado Nacional	45
4.2.2 Modelo para las cargas del Sistema Interconectado Nacional.....	45
4.3 Modelo Sistema interconectado Nacional	46
4.3.1 Proyecciones de demanda y futuras ampliaciones	49
4.3.2 Escenarios basados en la hidrología	52
5 Calibración de Modelos y Análisis de Contingencias	53
5.1 Ubicación del sistema de compensación	53
5.2 Ubicación de sincrofasores en la red	54
5.3 Selección de señales auxiliares del controlador POD	59
5.4 Determinación empírica de parámetros del controlador POD	59
5.5 Casos Analizados.....	62
5.6 Simulaciones y Resultados.....	63
5.6.1 Resultados Escenario Seco	63
5.6.2 Resultados Escenario Húmedo	67
6 Discusión y conclusiones.....	73
Bibliografía	76

Introducción

La interconexión SIC-SING ha sido un tema ampliamente discutido en el acontecer eléctrico nacional, especialmente en los últimos años. Antes se veía imposible, utópico e innecesario. Gracias a la mejora en tecnologías y al crecimiento del sistema, ya será una realidad. Sin embargo, un proyecto de esta envergadura requiere de mucho análisis, ya sea respecto a la estabilidad del sistema como también a la mejor alternativa técnico/económica para realizar dicha interconexión.

En el debate, existen dos alternativas de desarrollo: una conexión en corriente continua (HVDC, del inglés “High Voltage Direct Current”), abogando por un sistema más estable y una conexión en corriente alterna (HVAC, del inglés “High Voltage Alternate Current”), que es considerada más económica y además abre la posibilidad de permitir interconexiones intermedias y seccionamientos que es parte importante para potenciar el uso de recursos ERNC que se encuentran a lo largo de esta interconexión. Por esta última razón, se seleccionó la alternativa en HVAC.

La interconexión HVAC podría generar distintos tipos de fenómenos oscilatorios, con amplitudes importantes y perjudiciales para el sistema, lo que podría provocar fallas o incluso llevar al sistema a inestabilidad en algunos escenarios. Estos fenómenos podrían ser oscilaciones de potencia de baja frecuencia con modos interárea.

Este trabajo propone la incorporación de tecnología FACTS (SVC) basada en electrónica de potencia para mitigar oscilaciones de potencia mediante el uso de PMU, dispositivos que se utilizan para obtener las variables de entrada del amortiguador de oscilaciones de potencia POD, con el fin de aumentar el rendimiento del compensador SVC frente a posibles fenómenos oscilatorios.

Primeramente, se estudiará la literatura sobre estabilidad dinámica y estática, tecnología FACTS, controladores suplementarios POD y, sincrofasores.

Luego, se propone la introducción de compensación paralela controlada por tiristores SVC, el cual será complementado con un sistema de control suplementario llamado POD que tiene la capacidad de amortiguar oscilaciones de potencia para modos interárea.

Adicionalmente, se abarcará la implementación de medidores fasoriales en puntos clave, a modo de definir las señales de entrada (ángulos) al sistema de control suplementario del sistema de compensación mediante la transmisión de datos en tiempo real.

El modelo será desarrollado en la herramienta EMTP-RV, la cual puede ejecutar simulaciones en el dominio del tiempo. Este software tiene muchas cualidades necesarias para el desarrollo de este tipo de proyectos e incluye un potente visualizador de resultados llamado ScopeView, el cual facilita los análisis mediante comparaciones gráficas.

Los resultados del análisis del nivel de amortiguamiento introducido por el compensador permitirán conocer si el uso de la tecnología FACTS (SVC) es una buena opción para mitigar oscilaciones de potencia en sistemas extensos y en particular para la interconexión SIC-SING.

Objetivo General

Estudiar el comportamiento dinámico de las oscilaciones de potencia del sistema interconectado SIC-SING y su mitigación a través de compensadores estáticos reactivos utilizando mediciones angulares provenientes de sincrofasores.

Objetivos Específicos

- Desarrollar un modelo reducido que represente el comportamiento dinámico de los sistemas interconectados SIC – SING, proyectados al año 2021, utilizando el software EMTP – RV.
- Desarrollar modelos de sincrofasores (PMU), compensador estático reactivo (SVC) y, el modelo de un amortiguador de oscilaciones de potencia (POD).
- Definir las variables de entrada del amortiguador de oscilaciones de potencia para aumentar el rendimiento del compensador estático.
- Analizar los niveles de amortiguamiento introducidos por el compensador y verificar su efectividad.

1 Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La estabilidad en los sistemas de potencia refleja la aptitud que tiene un sistema de potencia para recobrar el estado de equilibrio luego de ser sujeto a una perturbación, logrando fijar un nuevo punto de equilibrio en donde las variables eléctricas se encuentren dentro de un rango aceptable.

La inestabilidad en un sistema de potencia se puede manifestar de diferentes formas dependiendo de la configuración del sistema y la forma en la cual se encuentra operando. A lo largo del tiempo, el problema de la estabilidad ha sido mantener el estado de sincronismo entre los elementos que deban operar en conjunto. Los sistemas de potencia convencionales dependen de las máquinas sincrónicas para la generación de la potencia eléctrica, lo que hace de esto una condición necesaria para la operación. Esta característica se ve influenciada por la dinámica de los ángulos del rotor de cada generador y la relación ángulo-potencia [1], [2].

En estudios de estabilidad es de interés el comportamiento del sistema cuando se ve sujeto a perturbaciones transitorias. Estas perturbaciones pueden ser pequeñas como grandes. Perturbaciones pequeñas en forma de variaciones de carga, que tendrán lugar continuamente y el sistema se ajustará a sí mismo a estas condiciones variantes. El sistema debe ser capaz de operar satisfactoriamente bajo estas condiciones y suplir exitosamente el máximo valor de aumento de carga. También debe ser capaz de resistir a numerosas perturbaciones de carácter grave, tal como un cortocircuito en una línea de transmisión, la pérdida de carga considerable o de un generador de gran potencia, o la pérdida de un enlace entre dos subsistemas.

La inestabilidad en los sistemas de potencia se puede manifestar de diferentes formas y está influenciado por una amplia gama de factores. El análisis de estabilidad, la identificación de los factores influyentes y los métodos de corrección se facilita mediante la clasificación de la estabilidad en diferentes categorías basado en lo siguiente [2]:

- Naturaleza física de la inestabilidad resultante, relacionada con el parámetro en el cual se puede observar la inestabilidad.
- La magnitud de la perturbación. Esta da origen a los conceptos de estabilidad de pequeña y gran perturbación.

- Los dispositivos, procesos e intervalos de tiempo que deberán ser considerados para determinar la condición de estabilidad, dando origen a los conceptos de estabilidad de corto y largo plazo.

La Figura 1-1 representa un mapa conceptual para esta basta área de estudio.

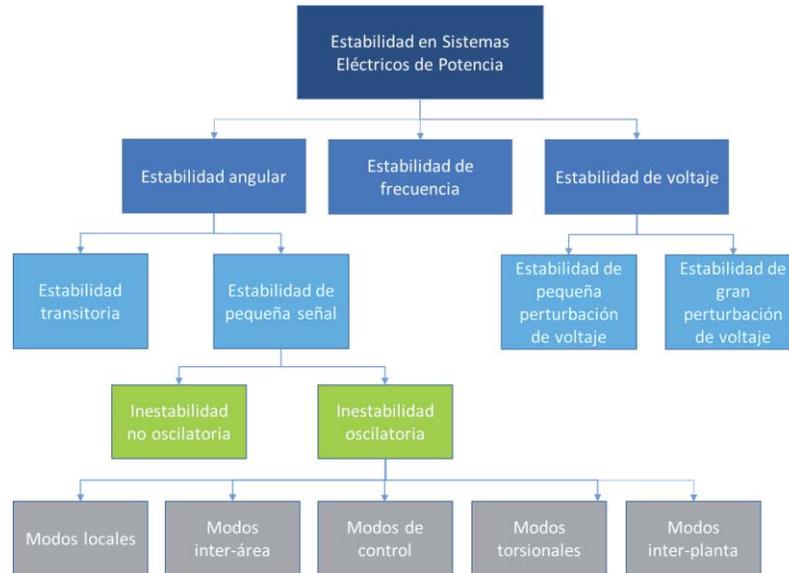


Figura 1-1: Clasificación de estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

1.1 Estabilidad de voltaje

La estabilidad de voltaje se refiere a la capacidad del sistema para mantener la tensión constante en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación partiendo de una condición inicial de operación dada. En este caso la estabilidad depende de la capacidad de restaurar el equilibrio entre la carga y la generación del sistema. La inestabilidad que podría ocurrir ocasionaría una progresiva disminución o incremento de tensión en algunos nodos, provocando pérdida de carga en un área o la actuación de protecciones. Lo que se puede derivar en la pérdida del sincronismo de algunos generadores.

Normalmente las cargas desempeñan un papel determinante en la inestabilidad de tensión. Después de una perturbación que origine una caída de tensión en parte del sistema, la eventual corrección de la potencia consumida por las cargas puede incrementar el consumo de potencia reactiva y causar una reducción adicional de la tensión [1], [3], [4].

A continuación, se describen las subdivisiones en las cuales la tensión es la variable clave para comprender los fenómenos que afectan la estabilidad y sus causas.

Estabilidad de voltaje ante grandes disturbios. Se refiere a la capacidad del sistema para mantener los voltajes constantes después de disturbios grandes, tales como las fallas que se presenten en el sistema de transmisión, aumentos importantes en la carga, funcionamiento próximo al límite de transmisión de potencia, generación alejada de la carga e insuficiencia de los medios de compensación de potencia reactiva [2].

Estabilidad de voltaje ante pequeños disturbios. Se refiere a la capacidad del sistema para mantener la tensión constante después de pequeños disturbios, tales como cambios incrementales en la carga del sistema. Este concepto es útil para determinar los voltajes cuando ocurren pequeños cambios en el consumo [2].

Estabilidad de voltaje a largo plazo. Se refiere al análisis del comportamiento del sistema durante varios minutos, a fin de conocer, por ejemplo, la respuesta del sistema ante un crecimiento sostenido de la demanda. Este análisis resulta de mucha importancia para modelar fielmente la dinámica de las cargas y la dinámica de los elementos de la red con respuesta más lenta, como, por ejemplo, los transformadores con cambio de Tap, el control de la sobrecitación de los generadores, compensación Shunt, entre otros [2].

1.2 Estabilidad de frecuencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante tras una severa perturbación, que resulta en un desequilibrio significativo entre la generación y la carga. Cuando el sistema se somete a perturbaciones severas puede aparecer una inestabilidad en forma de oscilaciones de frecuencia, provocando el disparo de unidades de generación y/o cargas. En sistemas interconectados muy grandes, los problemas de estabilidad de frecuencia se asocian con respuestas inadecuadas del equipo, deficiente coordinación del control y equipo de protección, o una reserva de generación insuficiente.

La estabilidad de frecuencia puede ser un fenómeno a corto plazo o a largo plazo, dependiendo de las características de los procesos y dispositivos que se activan, que van desde fracciones de segundos (esquema de alivio de carga debido a bajas frecuencias) hasta varios minutos (respuesta de dispositivos como una turbina y reguladores de tensión de carga). Las variaciones de frecuencia generan cambios significativos en las magnitudes de tensión, que a su vez afectan al desequilibrio carga-generación [1], [3].

1.3 Estabilidad angular

La estabilidad angular es la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de permanecer en sincronismo en condiciones normales de operación y después de estar sujetas a una perturbación. La habilidad de la máquina síncrona depende de la facilidad para mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina. Si este equilibrio no se manifiesta, la inestabilidad resultante ocurre en forma de aumento de oscilaciones angulares de algún generador llevando a la pérdida del sincronismo con otros generadores. Dentro de la estabilidad angular existen dos tipos de estabilidad, la estabilidad transitoria y la estabilidad de pequeña señal [1], [2].

1.4 Estabilidad transitoria.

Es la capacidad del sistema de mantener el sincronismo después de un disturbio transitorio severo. Por este disturbio se generan grandes variaciones del ángulo del rotor del generador, variación que se genera debido a la relación no-lineal entre la potencia y el ángulo. La estabilidad transitoria de un SEP depende de la condición inicial de operación, de la severidad del disturbio y de la robustez de la red de transmisión en el periodo después de la falla [1].

1.5 Estabilidad de pequeña señal.

La estabilidad del ángulo del rotor en pequeña señal (perturbación pequeña) se refiere a la capacidad del sistema para mantener el sincronismo bajo pequeñas perturbaciones. Una perturbación se considera pequeña si es posible linealizar las ecuaciones del sistema para fines analíticos [1], [2].

La inestabilidad puede aparecer de dos formas:

- Como un incremento en el ángulo del rotor a través de un modo aperiódico debido a la falta de par sincronizante.
- Como oscilaciones del rotor de amplitud creciente debido a la falta de par amortiguador o acción de control inestable.

La inestabilidad de pequeña señal se separa en inestabilidad oscilatoria y no oscilatoria, para el caso que se trabajara en este estudio se profundizara en cuanto a la inestabilidad oscilatoria y los modos de oscilación que serán presentados a continuación.

1.6 Inestabilidad oscilatoria

La frecuencia nominal de operación de un sistema eléctrico de potencia es de 50 Hz o 60 Hz, dependiendo exclusivamente de los estándares utilizados en las regiones o país en donde se emplace el sistema origen del sistema.

Cuando ocurren perturbaciones en el sistema se originan oscilaciones de potencia, tensión y corriente indeseadas, las que presentan frecuencias de oscilación diferentes a la frecuencia nominal de operación. Normalmente estas oscilaciones poseen una frecuencia mucho más baja que la frecuencia nominal del sistema. Típicamente oscilan entre los 0,05Hz y los 3Hz.

Las oscilaciones que no superan frecuencias de 1 Hz pueden causar más daño a un sistema de potencia, debido a que estas oscilaciones pueden no tener amortiguamiento o incluso pueden tener amortiguamiento negativo, auto-sustentándose y creciendo gradualmente en tamaño hasta alcanzar una amplitud tal que el sistema no sea capaz de resistir, ocasionando un colapso del mismo. Las frecuencias típicas de oscilación se clasifican en modos de oscilación, a continuación, se describen los modos que representan mayor interés en el problema de estabilidad de sistemas de potencia [1], [5]:

- Modo local. Estas oscilaciones involucran una máquina oscilando contra las restantes de la misma área. El término local se utiliza debido a que las oscilaciones están localizadas en una máquina en una pequeña parte del sistema. La Figura 1-2 ejemplifica esquemáticamente la configuración del sistema cuando se presentan oscilaciones entre una pequeña porción de generación respecto a la red. Estas oscilaciones se sitúan entre los 1 y 2 Hz.

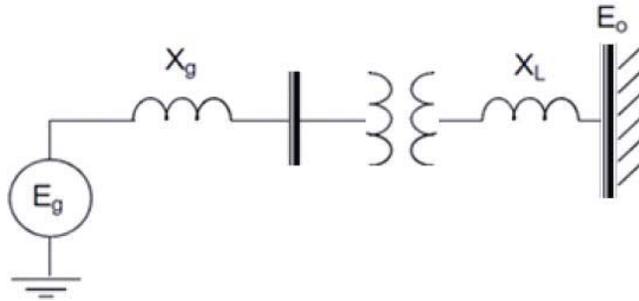


Figura 1-2: Modo local de oscilación.

- Modo interárea. Estas oscilaciones involucran a un grupo de máquinas en un área, las que tienen un comportamiento coherente entre si y oscilan en oposición frente a un grupo de generadores en otra área del sistema. La Figura 1-3 ejemplifica esquemáticamente la configuración del sistema. Esta es una indicación de división del sistema para efectos de reducirlo. Las distintas áreas están interconectadas por una línea de transmisión que constituye un enlace débil. La frecuencia de este tipo de oscilaciones está entre 0,1 y 1 Hz.

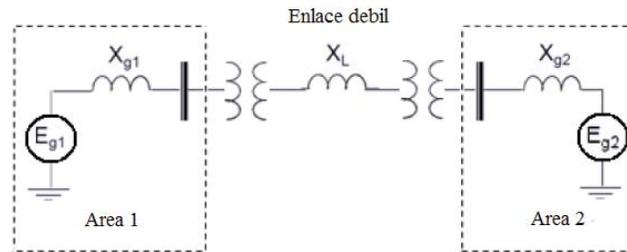


Figura 1-3: Modo interárea.

- Modo de control. Corresponden a inestabilidades generadas en los propios controladores, tales como reguladores de tensión, reguladores de velocidad y control de tensión en la red. Sus frecuencias de oscilación son mayores de 4 Hz. Ver Figura 1-4.

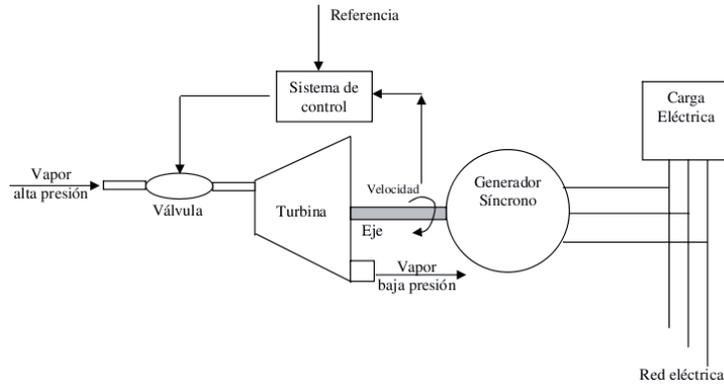


Figura 1-4: Modo de control.

- Modo interplanta. Estas oscilaciones ocurren cuando las unidades de una central eléctrica oscilan una contra la otra. Su rango de frecuencias está entre 1 y 3Hz. Estas oscilaciones son una consecuencia de las interacciones de los controladores de las unidades y no de los límites de estabilidad de la transferencia de potencia. En esta clasificación también puede incluirse las oscilaciones entre centrales de generación muy cercanas (ver Figura 1-5).

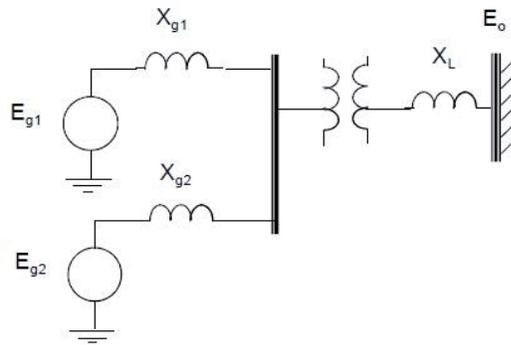


Figura 1-5: Modo inter-planta.

- Modo torsional. Corresponden a inestabilidades generadas por interacción de elementos de potencia de la red (compensadores en serie), o elementos de control de la red (controles de sistemas HVDC) con los modos naturales mecánicos de las turbinas. Su rango de frecuencias está entre 10 y 46 Hz. Un ejemplo de modo torsional se muestra en la Figura 1-6.

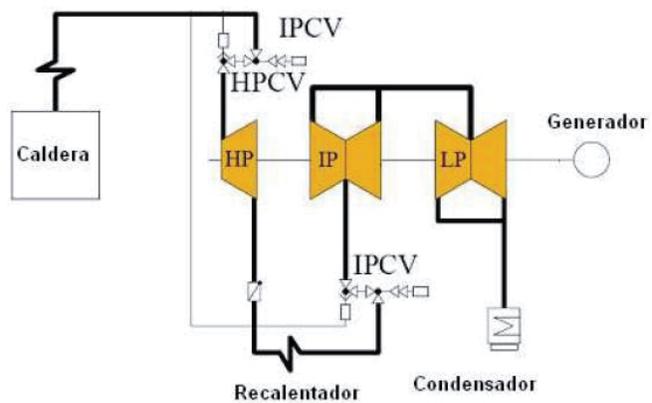


Figura 1-6: Modo torsional.

2 Sistemas de Compensación Reactiva (FACTS)

En este capítulo se describen los principales componentes del tipo FACTS (del inglés Flexible AC Transmission System) estudiados para cumplir el objetivo del presente estudio. En particular, se describe el compensador estático reactivo SVC (del inglés Static VAR Compensator) y el dispositivo de control auxiliar POD (del inglés Power Oscillation Damper).

2.1 Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS).

Como resultado del crecimiento de los sistemas y el aumento de las exigencias regulatorias de seguridad y calidad de servicio, se han generado requerimientos adicionales para el control de las variables eléctricas con el objetivo de mantener los niveles de seguridad y confiabilidad en todo el sistema. Esto ha impulsado la incorporación de equipos de control y protección contra inestabilidades en sistemas eléctricos de potencia (SEP), optimizando sus transferencias de potencia bajo distintas condiciones e incrementando sus propiedades de amortiguamiento como, por ejemplo, evitar que contingencias simples, como una falla de una línea operando bajo condición N-1, conlleven a una falla de carácter mayor que interrumpa el suministro de electricidad [6], [7].

Existen diferentes dispositivos de control utilizados para garantizar la operación estable de los SEP. Los controles convencionales, utilizados para estos efectos, hacen uso de teorías avanzadas de control que actúan sobre variables críticas de los generadores o barras del sistema y que permiten, bajo ciertas circunstancias, incrementar los límites de calidad de servicio y estabilidad, por lo tanto, controlar el amortiguamiento de las oscilaciones que puedan aparecer en el sistema. Sin embargo, este tipo de controladores son relativamente lentos y por si solos no permiten manejar la congestión del sistema de transmisión, situación que se agudiza con el incremento en el suministro de energía a grandes distancias y el aumento sostenido en el crecimiento de la demanda, condiciones bajo las cuales estos controladores convencionales no son lo suficientemente adecuados para los requerimientos sistémicos bajo eventuales condiciones críticas, como por ejemplo los cambiadores de Taps bajo carga de los transformadores.

Con el objetivo de superar estos eventos e incrementar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, además de potenciar otros objetivos de control en la operación de una red, son necesarios otros tipos de equipos efectivos como apoyo auxiliar a los sistemas convencionales.

Los dispositivos FACTS, por sus características de versatilidad de control y de velocidad de respuesta ante las perturbaciones, destacan como uno de los mejores dispositivos adicionales de control en un SEP [6], [7].

En su expresión más general, el concepto de FACTS está basado en la incorporación de dispositivos de electrónica de potencia en el lado de alta tensión de los sistemas eléctricos, con la idea de hacerlos electrónicamente controlables. Los dispositivos FACTS, surgieron en la década de los 80's en el EPRI (Electrical Power Research Institute) y fueron desarrollados conceptualmente por Hignorani y Gyugy [8]. La manera en la que los dispositivos son capaces de alterar las variables eléctricas, como magnitudes de tensión, flujos de potencia etc., ha ido cambiando el diseño de los equipos del sistema de potencia, así como los procedimientos para la operación y planeación.

De acuerdo al IEEE la definición de estos dispositivos es la siguiente [8].

“Sistemas de transmisión de corriente alterna que incorpora controladores estáticos basados en la electrónica de potencia para mejorar el control de las variables eléctricas de un SEP, incrementando su capacidad de transferencia de potencia”

Los dispositivos FACTS pueden proporcionar un control rápido y continuo del flujo de potencia en los sistemas de transmisión controlando los voltajes de los nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de fase al final de las líneas [8]. La tecnología FACTS se ha implementado gracias a los grandes desarrollos realizados en términos de capacidad de manejo de corriente de los semiconductores y de la velocidad de respuesta en dispositivos de electrónica de potencia que permiten la construcción de los equipos que se pueden adicionar con altos niveles de seguridad y eficiencia a los sistemas eléctricos.

Gracia al desarrollo de esta tecnología y las ventajas de su uso en los sistemas de potencia, esto queda reflejado en:

- Regularización de corriente y de potencia activa a través del control de impedancia de línea.
- Control de ángulo para regular flujos de corriente.
- Aumento o disminución de la magnitud de flujo de corriente que para por una línea mediante la inyección de tensión en serie y ortogonal a la corriente.
- Control de potencia activa y reactiva de línea por medio de la inyección de tensión serie con la línea y con diferentes ángulos de fase, con el fin de regular magnitud y fase de la corriente de línea y por consecuencia potencia activa y reactiva.
- Mejor control de flujo de potencia activa y reactiva entre 2 subsistemas (logrado por la combinación del control de impedancia de línea y la regulación de tensión).

El flujo de potencia entre dos puntos a través de una línea de transmisión está dado por (2-1):

$$P_{ij} = V_i * V_j * \left[\frac{\sin(\vartheta_i - \vartheta_j)}{X_{ij}} \right] \quad (2-1)$$

De esta expresión se desprende que la potencia que fluye por una línea no depende de los propietarios, de los contratos ni de los límites térmicos, sino más bien de los parámetros físicos de la red: voltaje en los extremos de la línea (V_i , V_j), impedancia de la línea (X_{ij}) y ángulos de fase de tensión y corriente (ϑ_i , ϑ_j) que se presenta al comienzo y al final de cada línea. La posibilidad de manipular estas variables agrega una serie de ventajas como, por ejemplo:

- Permiten bloquear flujos en anillo indeseados. Esto posibilita aumentar la capacidad de las líneas en un 20-40%.
- Posibilitan la operación de las líneas a valores cercanos a sus límites térmicos, manteniendo o mejorando la seguridad y confiabilidad en el sistema.
- Facilitan responder rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real.

Esta gama de dispositivos se puede separar en dos grupos, dependiendo del tipo de semiconductor que se utilice [9].

- Dispositivos que funcionan como una impedancia variable, los cuales emplean reactancias que modifican su magnitud mediante la utilización de tiristores como elementos de control. Los dispositivos principales de este tipo son:
 - Compensador estático reactivo o SVC (del inglés Static Var Compensator).
 - Condensador en serie controlado por tiristores o TCSC (del inglés Thyristor-Controlled Series Compensation).
 - Transformador de desplazamiento de fase o PST (del inglés Phase Shifting Transformer) y PST asistido o APST (del inglés Assisted Phase Shifting Transformer).
- Dispositivos que operan como una fuente de tensión sintética. Este tipo de sistema utiliza convertidores estáticos autoconmutados (mediante IGBT o GTO) como fuentes de tensión controladas. Los dispositivos principales de este grupo son:
 - Compensador estático síncrono o STATCOM (del inglés Static Synchronous Compensator).
 - Compensador en serie estático síncrono o SSSC (del inglés Static Synchronous Series Compensator).
 - Controlador de flujo de potencia unificado o UPFC (del inglés Unified Power Flow Controller).

En cada una de estos grupos se encuentran diferentes tipos de configuraciones, dependiendo del tipo de tecnología que se utilice y las características de las impedancias variables. Para este

estudio se implementó un compensador estático reactivo basado bancos de condensadores conmutados por tiristor (TSC) y un reactor controlado por tiristor (TCR).

Algunos tipos de FACTS más utilizados son los siguientes:

- Condensador controlado por tiristores (TCSC). Los condensadores en serie se han utilizado con éxito durante muchos años para mejorar la estabilidad y la capacidad de carga de las redes de transmisión de alta tensión. Funcionan introduciendo tensión capacitiva para compensar la caída de tensión inductiva en la línea, es decir, reducen la reactancia eficaz de la línea de transmisión [10].

Principio de funcionamiento. La configuración de los TCSC comprende varias reactancias controladas, en paralelo, con secciones de una batería de condensadores. Esta combinación hace posible un control uniforme de la reactancia capacitiva de frecuencia fundamental en un amplio intervalo. La batería de condensadores de cada una de las fases está montada sobre una plataforma para asegurar un completo aislamiento contra tierra. La válvula incluye una serie de tiristores de gran potencia conectados en serie. El inductor es del tipo sin núcleo magnético. Un varistor de óxido metálico MOV (del inglés Metal-Oxide Varistor) está conectado a través del condensador para impedir que se produzcan sobretensiones.

- Compensador estático síncrono (STATCOM). Los condensadores estáticos síncronos desarrollados en los años 80's con el fin de mejorar la estabilidad y la capacidad de carga de las redes de transmisión de alta tensión. Este dispositivo de compensación estática tiene un funcionamiento basado en un convertidor que modula una fuente de tensión sintética de la amplitud, fase y frecuencia deseada [10].

Principio de funcionamiento. A través del control del convertidor, esta fuente se construye de manera que genera o consume la potencia reactiva requerida. Consta de un convertidor conectado entre la red y una etapa de corriente continua. El sistema de control mide la tensión y la corriente alternas en la red para regular el intercambio de reactivos, y la tensión en la etapa de continua para mantenerla a un nivel constante. El resultado es un dispositivo capaz de aportar corriente reactiva, dentro de los límites térmicos de los semiconductores, independientemente del nivel de tensión en la red.

- Compensador estático reactivo (SVC). A lo largo de los años se han construido diferentes diseños de compensadores estáticos. Sin embargo, la mayoría de ellos tienen elementos controlables similares. Los más comunes son [8]:
 - Reactancia controlada por tiristores o TCR (del inglés Thyristor Controlled Reactor).
 - Condensador conmutado por tiristores o TSC (del inglés Thyristor Switched Capacitor).
 - Condensador conmutado mecánicamente o MSC (del inglés Mechanical Switched Capacitor).

Principio de funcionamiento.

- Reactancia controlada por tiristores (TCR). Este dispositivo utiliza una bobina de reactancia fija, habitualmente del tipo sin núcleo magnético, que está conectada en serie a un arreglo de tiristores bidireccional. La corriente de frecuencia fundamental varía mediante el control de la fase del arreglo de tiristores lo que genera una inductancia variable [8].
- Condensador conmutado por tiristores (TSC). Este dispositivo comprende un condensador en serie con una válvula de tiristores bidireccional y una reactancia amortiguadora. La función del conmutador de tiristores es conectar o desconectar el condensador para un número entero de semiciclos de la tensión aplicada. El condensador no es de control por fase, sino que simplemente está conectado o desconectado. La reactancia del circuito del TSC sirve para limitar la corriente en condiciones anormales y para ajustar el circuito a la frecuencia deseada [8].
- La reactancia conmutada por tiristor es un TCR sin control de fase de la corriente, que se conecta o se desconecta como un TSC [8].
- Condensador conmutado mecánicamente (MSC). El MSC es una derivación sintonizada que comprende una batería de condensadores y una reactancia. Está diseñado para ser conmutado sólo unas pocas veces al día, ya que la conmutación se realiza por disyuntores. La misión del MSC es satisfacer la demanda de potencia reactiva en régimen permanente [8].

La configuración del SVC puede variar dependiendo de los requerimientos de la red y la variable que se desee controlar. De acuerdo a estos requerimientos, se puede utilizar uno o más de los dispositivos mencionados anteriormente. Habitualmente, los SVC se dimensionan de modo que puedan variar la tensión del sistema $\pm 5\%$ como mínimo. Esto significa que, normalmente, la gama de funcionamiento dinámico está entre el 10% y el 20% aproximadamente de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión común. Los SVC pueden ubicarse en tres posiciones diferentes: junto a centros de carga importantes como son las grandes áreas urbanas, en subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red, y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción.

2.2 Compensador Estático Reactivo

La combinación de TSC y TCR conforma un SVC que permite la posibilidad de compensación tanto capacitiva como inductiva. Esta configuración usualmente se compone de “n” cantidad de bancos de TSC y un solo TCR conectados en paralelo. Los dispositivos TSC y TCR se caracterizan por su control continuo, baja generación de armónicas y transitorios, además de su flexibilidad en operación y control. El reactor se dimensiona para ser “n” veces menor que la capacidad nominal del TSC-TCR. El SVC se conecta generalmente a la línea de transmisión a través de un transformador para evitar que los componentes electrónicos estén sometidos a altas tensiones [10].

La potencia reactiva entregada o absorbida por el TSC-TCR decae en función del voltaje ($Q=V_T^2/X_{eq}$), la Figura 1-1 muestra esta característica [10].

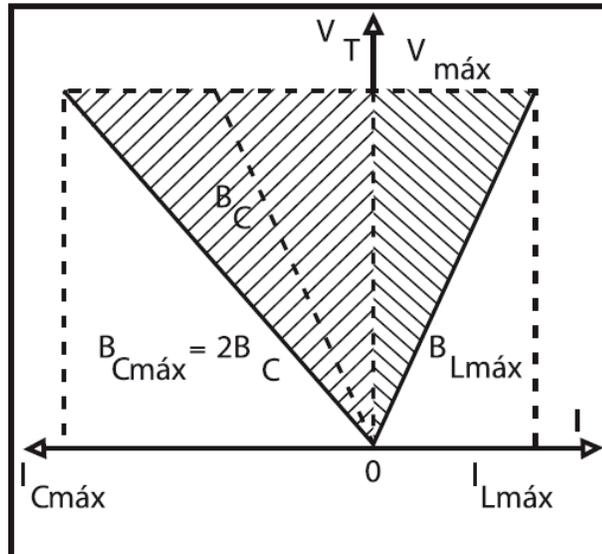


Figura 2-1: Característica V-I de un SVC TSC-TCR.

Para reducir los transitorios y la distorsión armónica los instantes exactos de disparo de los reactores se determinan con un sistema de control. El sistema de control tiene una señal de voltaje que se mide desde un transformador de voltaje conectado al suministro. El sistema de control busca mantener el voltaje en la línea de transmisión en un valor fijo asegurando que el voltaje del compensador permanezca constante a través del ajuste del ángulo de disparo.

En la Figura 2-2 se muestra el esquema principal del modelo entregado por el simulador EMTP-RV que será utilizado en el presente trabajo, el cual representa un compensador estático reactivo de configuración TCR-TSC. De acuerdo a la Figura 2-2, se puede distinguir los siguientes componentes:

1. Reactor controlado por tiristores (TCR)
2. Capacitor conmutando por tiristores (TSC)
3. Filtro de sintonizado simple (5^{ta} y 7^{ma} armónica)
4. Transformador de potencial
5. Unidad de control

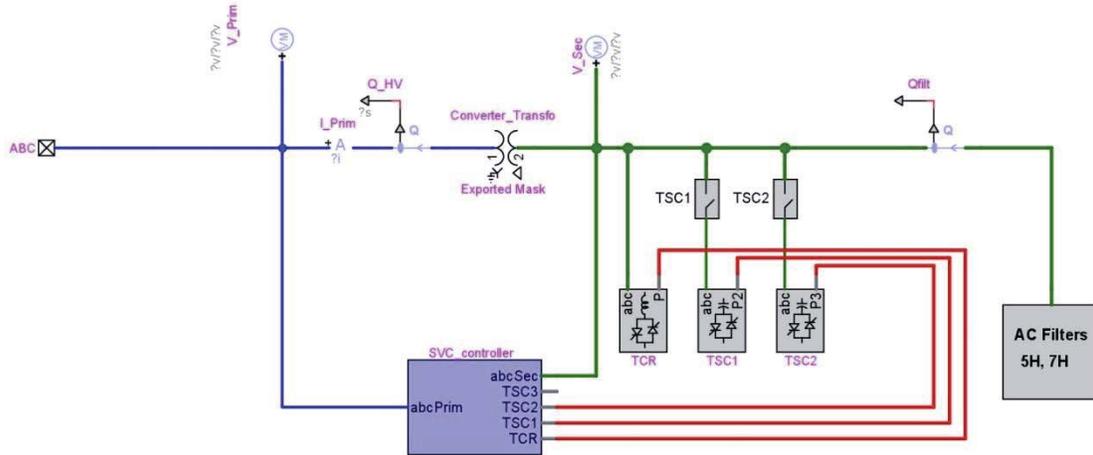


Figura 2-2: Diagrama unilineal SVC modelado en EMTD-RV.

Principio de Funcionamiento. El funcionamiento básico de un SVC puede ser descrito de la siguiente manera:

Un compensador estático reactivo básico consta de “n” ramas capacitivas y una rama inductiva capaz de absorber la totalidad de los reactivos generados por las “n” ramas capacitivas. Para brindar una mejor explicación sobre cómo opera el compensador definiremos como Q_{Cmax} , a la totalidad de reactivos capacitivos que pueden aportar todos los bancos de capacitores en conjunto del compensador. Q_{Cmax} se divide en “n” intervalos que corresponden a los “n” bancos capacitivos.

En el primer intervalo, la salida del SVC es controlable en cero a Q_{Cmax}/n . En este intervalo, un banco de condensadores cambia y simultáneamente, la corriente en el TCR se fija mediante el ángulo de disparo, de modo que la suma de los reactivos del TSC (negativo) y la del TCR (positivo) es igual a los reactivos que requiere el sistema.

En los siguientes intervalos el aporte de reactivos queda expresado como Q_{Cmax}/n a $2Q_{Cmax}/n$, $2Q_{Cmax}/n$ a $3Q_{Cmax}/n$ y $(n-1)Q_{Cmax}/n$ hasta Q_{Cmax} , por lo que por cada intervalo conmuta uno de los bancos hasta llegar al enésimo utilizando los reactivos inductivos aportados por el TCR para absorber el excedente de reactivos capacitivos.

Al ser capaz de cambiar las baterías de condensadores de entrada y salida dentro de un ciclo de la tensión aplicada, el máximo excedente de reactivos producidos por los bancos capacitivos en el rango de salida total puede restringirse por una batería de condensadores, y por lo tanto, en teoría, el TCR deben poder generar la misma cantidad de potencia reactiva inductiva que las ramas TSC, TCR en la práctica debe ser un poco mayor que la de una TSC con el fin de proveer suficiente solapamiento (histéresis) entre “encendido” y “apagado”.

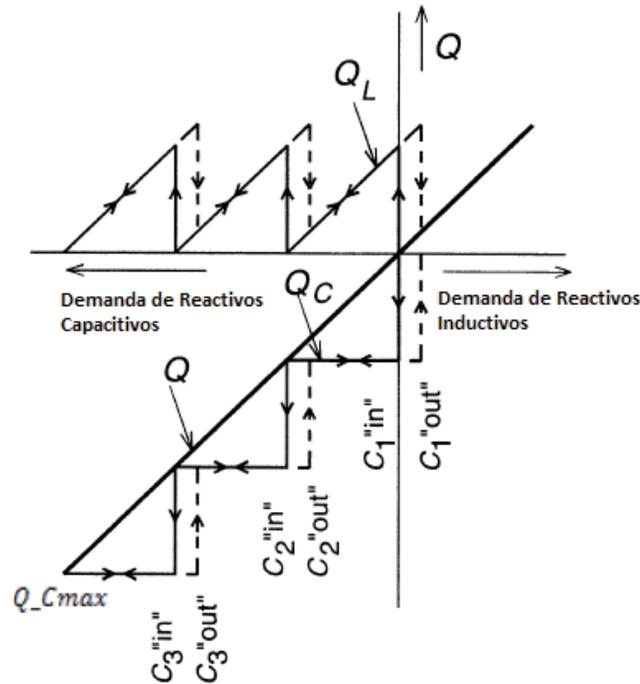


Figura 2-3: Demanda de reactivos versus reactivos aportados por el SVC.

Como se aprecia en la Figura 2-3, la salida de potencia reactiva capacitiva, Q_c , que se encuentra representada en tercer cuadrante, cambia de manera escalonada por la entrada y salida de las ramas TSC para aproximar la demanda de reactivos con una red capacitiva con excedente de reactivos, y la relativamente pequeña salida reactivos inductivos proporcionado por el TCR, Q_l , que se encuentra representado el segundo cuadrante, se utiliza para cancelar los reactivos capacitivos excedentes.

El sistema de control lo que realiza fundamentalmente son 3 acciones:

1. Determina el número de ramas TSC tenga que estar encendido para aproximar la corriente requerida capacitiva de salida (con un excedente positivo), y calcula la amplitud de la corriente inductiva necesario para cancelar la excedente corriente capacitiva.
2. Controla la conmutación de las ramas TSC
3. Varía la corriente en el TCR por el disparo de control del ángulo de retardo.

En la Figura 2-4 se muestran los límites de compensación y las regiones de operación. También se puede notar que dependiendo del tipo de compensación que se desee emplear, el compensador de reactivos puede o no tener una de sus ramas TSC disponibles con la carga deseada en el instante en que se necesite un aumento en la inyección de reactivos.

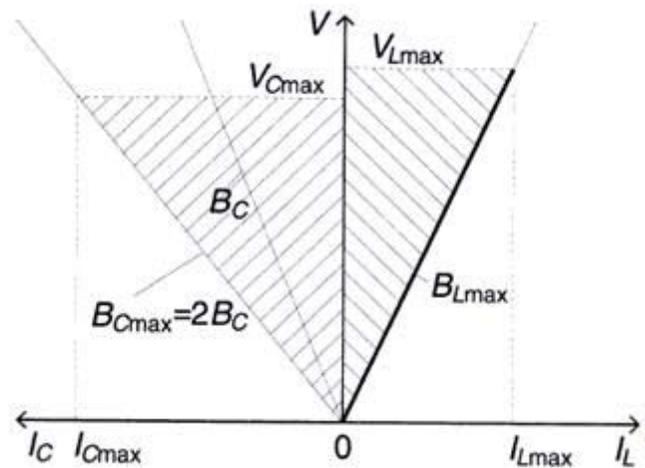


Figura 2-4: Características de compensación SVC con 2 TSC y un TCR

Parámetros

- V_{Cmax} : límite de voltaje TSC
- V_{Lmax} : límite de voltaje TCR
- I_{Cmax} : límite de corriente de las ramas TSC
- I_{Lmax} : límite de corriente de la rama TCR
- B_{cmax} : Susceptancia máxima de la rama TSC
- B_{Lmax} : Susceptancia máxima de la rama TCR
- B_C : Susceptancia de una de las ramas TSC

En el caso las pérdidas del compensador tipo TSC-TCR varían, en proporción con la salida de reactivos (ver Figura 2-5). Este tipo de características de pérdida es claramente ventajoso en aplicaciones en las que se utiliza en compensador para estabilidad dinámica y no está obligado a proporcionar gran cantidad de reactivos continuamente.

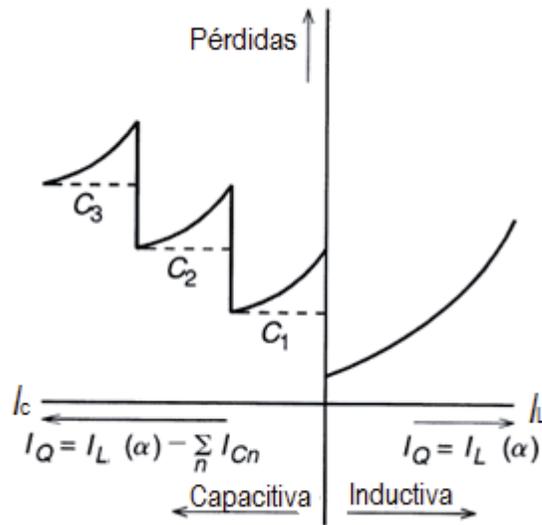


Figura 2-5: Grafica de Pérdidas versus Corrientes en los TSC y TCR

Parámetros

- I_Q : Corriente total del compensador.
- I_L : Corriente de la rama TCR dependiente del ángulo α .
- I_{Cn} : Corriente de las “n” ramas TSC conectadas.

La corriente del SVC para el caso capacitivo, se expresa en función de la corriente que pasa por las ramas TSC utilizadas y de la corriente que pasa por el reactor del TCR.

$$I_Q = I_L(\alpha) - \sum_n I_{Cn} \quad (2-2)$$

La corriente del SVC en el caso de comportamiento inductivo, es igual a la corriente que pasa por el inductor en función del ángulo de disparo α .

2.2.1 Curvas de operación

Dentro de los límites de inyección y absorción de reactivos el SVC es capaz de mantener el voltaje de la barra según el voltaje de referencia. Si se alcanza el límite de inyección de reactivos, a medida que aumenta la demanda de reactivos, el voltaje cae gradualmente junto con la compensación de reactivos ya que los reactivos entregados por los condensadores del TSC son proporcionales al voltaje de conexión. Al contrario, si se alcanza el límite de absorción de reactivos, al aumentar los reactivos el voltaje de conexión sube gradualmente aumentando también la corriente reactiva entregada por el TCR. Estos módulos poseen un límite de sobrecorriente, al alcanzar este límite el control del SVC reacciona controlando el ángulo de disparo para disminuir la corriente por el

TCR. En la Figura 2-6 se muestra la capacidad que tiene el SVC para la regulación de voltaje en una barra de conexión [8], [11].

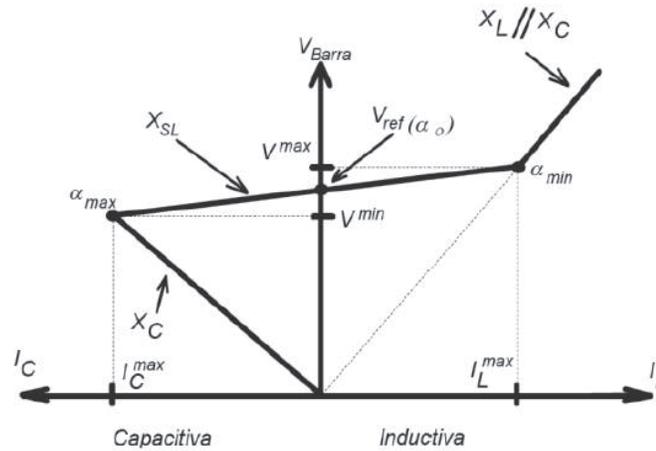


Figura 2-6: Curva de operación de un SVC.

Parámetros

- V_{ref} : Voltaje de referencia.
- V^{max} : Límite de voltaje máximo controlable.
- V^{min} : Límite de voltaje mínimo controlable.
- I_C^{max} : límite de corriente de las n ramas TSC.
- I_L^{max} : límite de corriente de la rama TCR.
- X_C : Reactancia capacitiva de las ramas TSC.
- X_L : Reactancia inductiva de la rama TCR.
- α_{max} : Ángulo de disparo máximo de la rama TCR.
- α_{min} : Ángulo de disparo mínimo de la rama TCR.

La curva característica V-I del SVC, mostrada en la Figura 2-6, indica que el SVC se comporta, en su zona de control lineal, como una fuente de tensión con pendiente positiva de manera que pueda controlar la tensión en el punto de conexión. Este modo de operación está definido por dos límites máximos de corriente: capacitiva (α_{max}) e inductiva (α_{min}). En estos puntos máximos el SVC pierde la capacidad de control y funciona simplemente como una impedancia con valores fijos, ya sea capacitivo (X_C) o inductivo ($X_C // X_L$).

En la Figura 2-6, X_{SL} representa el cociente entre el cambio en magnitud de la tensión, de la barra compensada, sobre el rango de control lineal de la corriente inyectada por el SVC.

A continuación, se indicarán las características y funciones de los componentes que conforman el equipo.

2.2.2 Reactor Controlado por Tiristores (TCR)

La configuración TCR se compone de un reactor conectado en serie con un arreglo de tiristores en antiparalelo que funcionan como un conmutador bidireccional. Los tiristores conducen o interrumpen la corriente circulante por el reactor, obteniendo así una inductancia variable. Los tiempos de conducción de los tiristores vienen dados por el ángulo de disparo calculado por el Controlador Principal que será explicado más adelante.

Considerando un voltaje de alimentación $v(t) = V_m \sin \omega t = \sqrt{2}V_{rms} \sin \omega t$ se puede expresar la corriente instantánea en el reactor dependiente del ángulo de disparo, a partir de las ecuaciones (2-3) y (2-4):

$$i(\omega t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} V_m \sin \omega t d(\omega t) = \frac{V_m}{L} (-\cos \omega t + \cos \alpha) \quad (2-3)$$

$$i(t) = \frac{V_m}{\omega L} (-\cos \omega t + \cos \alpha) = \frac{V_m}{X_L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad (2-4)$$

Para obtener la corriente fundamental de la corriente se aplica un análisis de Fourier a partir de (2-5). Se considera que el ángulo de disparo varía entre 90° y 180° , ya que se tiene una corriente cosenoidal debido al efecto inductivo:

$$I_0(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n \cos n\omega t + b_n \sin n\omega t) \quad (2-5)$$

Desde la ecuación de corriente fundamental se obtiene la expresión que representa el valor *rms* de la corriente que pasa por el reactor dependiente del ángulo de disparo de la válvula bidireccional (ecuación 2-6).

$$I_L(\alpha) = \frac{V}{X_L} \left[-2 + \frac{2\alpha}{\pi} - \frac{\sin 2\alpha}{\pi} \right] \quad (2-6)$$

Cuando se utiliza el control por ángulo de disparo se obtiene un rango completo de la potencia consumida por el reactor como se muestra en la Figura 2-7. El ángulo de control se varía desde 90° a 180° . Se obtiene una conducción total en el tiristor al utilizar un ángulo de disparo de 90° . Entre 90° y 180° se obtiene una conducción parcial. El incremento del ángulo de disparo reduce la corriente de componente fundamental que circula a través del reactor. Esto resulta en incrementar la inductancia en el punto al que se encuentra conectado, ya que el compensador disminuye la cantidad de potencia reactiva consumida (esto se debe al valor equivalente de inductancias en paralelo) [8], [10].

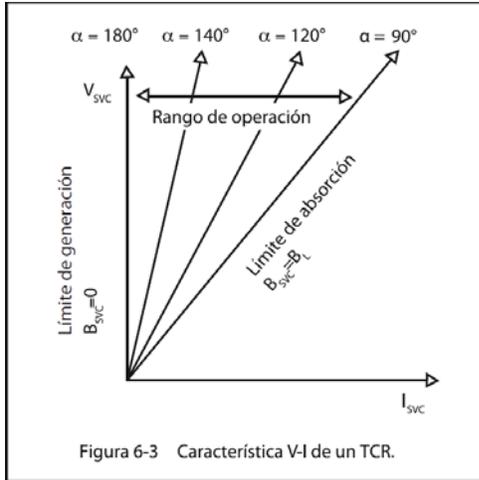


Figura 2-7: Características V-I de un TCR

Entre las ventajas que ofrece esta configuración está su capacidad para realizar un control continuo y un fácil aumento de capacidad. El control continuo se hace con un retardo de medio ciclo, ya que la corriente en el reactor sólo puede variar en puntos discretos de tiempo por efectos de los tiristores y prácticamente no se tienen transitorios producidos por la constante conmutación.

Entre las desventajas está la generación de armónicas de baja frecuencia. Para eliminar las armónicas de baja frecuencia se utiliza una conexión delta (ver Figura 2-8). Esta conexión elimina las componentes armónicas de secuencia cero (“armónicas múltiplos de 3”, fluyen dentro de la delta y no aparecen en la línea) y con el uso de filtros pasivos se puede eliminar la quinta y séptima armónica, las cuales no son mitigadas por este tipo de conexión. Los filtros serán explicados con más detalle más adelante.

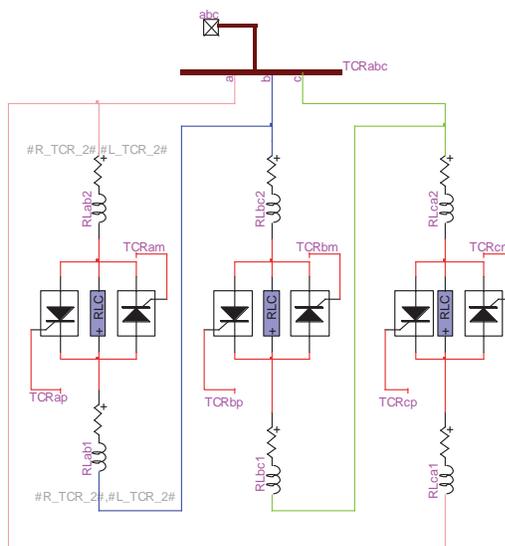


Figura 2-8: Arreglo TCR trifásico de 6 pulsos conexión delta modelado en EMTP-RV.

2.2.3 Capacitor Conmutado por Tiristores (TSC)

Este dispositivo consta de “n” bancos de condensadores conectados en serie a un arreglo de tiristores que, a diferencia del TCR, solo tienen dos estados de trabajo: conectado o desconectado, logrando que la reactancia efectiva sea variada de forma escalonada por una conducción completa o nula dictada por el sistema de control (Modelo trifásico utilizado ver Figura 2-9) [8], [10].

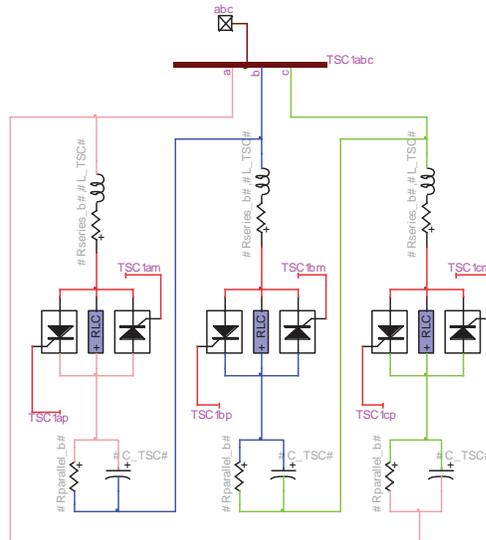


Figura 2-9: Arreglo de TSC trifásico conectado en delta modelado en EMT-P-RV.

Los arreglos bidireccionales de tiristores se disponen individualmente para activar o desactivar cada banco. Los tiristores son disparados a la vez y, cuando se encuentran polarizados positivamente, el banco se encuentra conectado. Para la desconexión del banco, es decir, para que los tiristores se apaguen en el siguiente instante en que la corriente cruza por cero, solo se anula la señal de disparo.

Adicionalmente, para proteger el banco y prevenir que haya resonancia con el sistema al que se encuentra conectado, se coloca un inductor limitador de sobrecorriente (normalmente 6% de la reactancia capacitiva) para reducir el estrés causado en los tiristores (reducción del di/dt).

La Figura 2-10 muestra la característica V-I de una de las “n” ramas TSC. En la Figura se visualiza que, al igual que el TCR, la potencia reactiva depende de la tensión de trabajo. De manera contraria al TCR, el TSC entrega potencia reactiva.

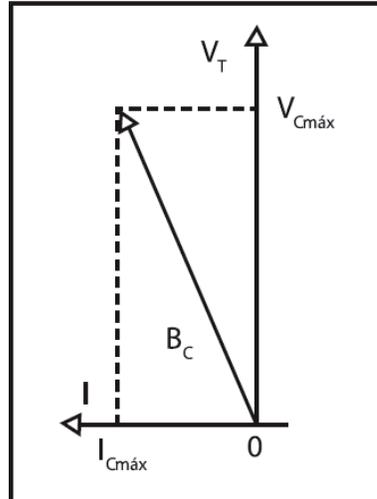


Figura 2-10: Características V-I de una rama TSC.

Para asegurar que los bancos capacitivos entreguen la mínima cantidad de transitorios al sistema se deben cumplir dos condiciones:

- El ángulo de conexión α debe ser 0 o 90° . Esta restricción se puede interpretar como que en el instante de conexión la tensión de alimentación ha de ser la máxima ($\theta = 0$) o la mínima ($\theta = 90^\circ$).
- La tensión del condensador en el instante de realizar la conexión debería ser igual o similar (manteniendo un rango aceptable) al valor de pico de su tensión en régimen permanente.

Si el TSC se activa cuando el voltaje a través no es cercano a cero, habrá transitorios de conmutación. Esta dificultad introduciría una corriente instantánea a través del capacitor ($i = C dv/dt$), la cual se mitiga por el reactor en serie. Las características principales de este dispositivo son: control escalonado, retardo promedio de medio ciclo con un máximo de un ciclo (debido a la primera y segunda condición) y no se generan armónicas ya que se pueden atenuar los transitorios en la corriente.

2.2.4 Filtro Sintonizado simple

Después de los años 60's los capacitores dejaron de ser conmutados mecánicamente (MSC) junto con los reactores. Hoy en día, los reactores son controlados por semiconductores (tiristores, GTO, IGBT). Estos dispositivos, al conmutar continuamente, logran controlar la corriente que pasa por el reactor de manera que poder controlar los reactivos en el punto que se desee [12].

Durante la operación del TCR, inyecta diferentes armónicas a la red dependiendo del ángulo de disparo en el que se encuentre trabajando, las que van desde la 3^a, 5^{ta}, 7^{ma} y 9^{na} armónica, Si pensamos en un inductor ideal en la cual no se tiene resistencia y dado el análisis realizado para la el TCR se deriva la expresión de la intensidad para un periodo de conducción de los tiristores [10].

$$i(t) = \sqrt{2} I \sin(\omega t - \pi/2) - \sqrt{2} I \sin(\alpha - \pi/2) \quad (2-7)$$

Aplicando un análisis de Fourier a la intensidad que circula por el inductor se obtiene la componente fundamental de la intensidad y aplicando una condición de simetría de media onda se eliminan de la expresión las componentes armónicas pares. Por tanto, el valor eficaz de los armónicos restantes se obtiene:

$$I_{h>1} = \frac{4V}{\pi\omega t} \left[\frac{\sin(h+1)\alpha}{2(h+1)} + \frac{\sin(h-1)\alpha}{2(h-1)} - \cos\alpha \frac{\sin(h+1)\alpha}{h} \right] \quad (2-8)$$

A modo de ejemplo, en la Figura 2-11 se muestra las variaciones de intensidad de las armónicas más influyentes, según el ángulo de disparo de las válvulas de tiristores

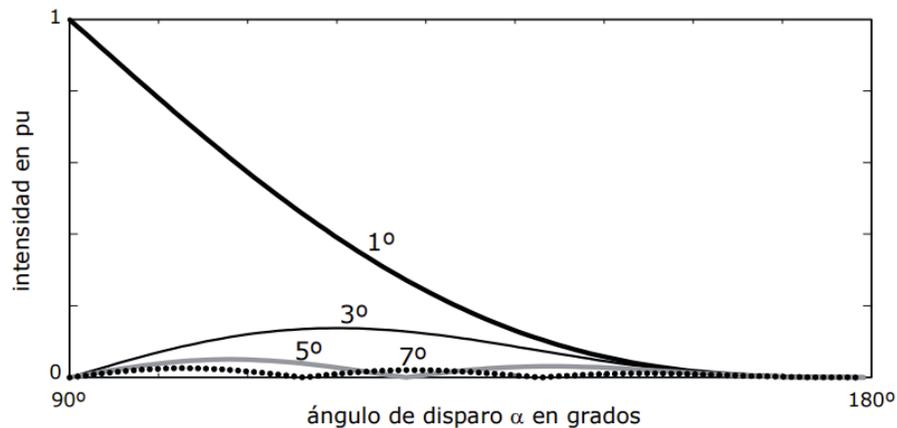


Figura 2-11: Evolución de armónicas según el ángulo de disparo α

Con la conexión en delta del TRC de 6 pulsos se pueden eliminar las armónicas que sean múltiplos de 3. La 5^{ta} y la 7^{ma} armónicas no mitigadas se inyectarán al sistema en donde se conecte el compensador, por lo tanto, se hace necesario el uso de filtros o transformadores desfasadores.

En la Figura 2-12 se muestran filtros de sintonizado simple que mitigaran la 5^{ta} y 7^{ma} armónica. Ya que las armónicas que son múltiplos de 3 se encuentran corregidas por la conexión de delta del reactor TCR.

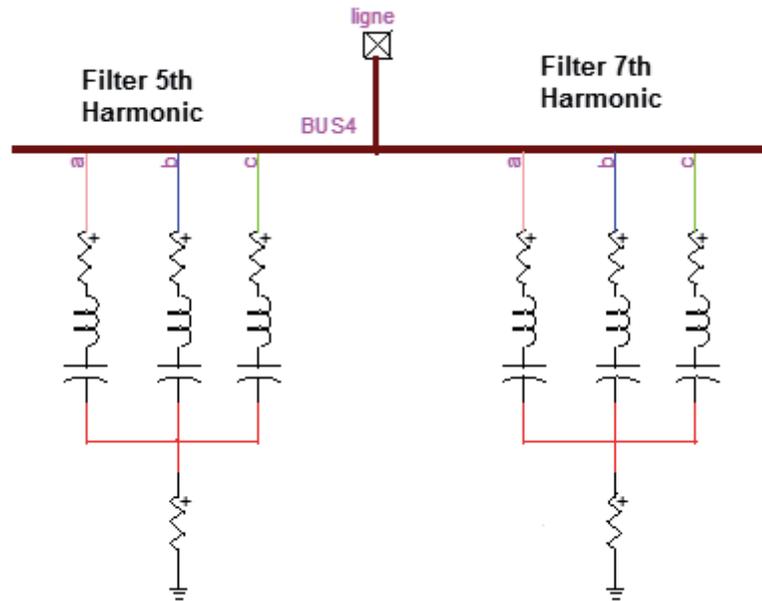


Figura 2-12: Filtro sintonizado simple 5^{ta} y 7^{ma} armónica modelado en EMTP-RV.

No se encontró necesario el uso de un tipo de filtro más sofisticado para la eliminación de este fenómeno, tampoco se optó por agregar transformadores auxiliares para corregir la distorsión por desfase.

2.2.5 Transformador de poder

La función de este transformador es reducir el voltaje de la red de alta tensión a una tensión apta para el buen funcionamiento de los tiristores, reactores y condensadores que se encuentran dispuestos para ejecutar. La configuración de la conexión del enrollado de baja tensión generalmente es tipo delta, ya que así se elimina la tercera armónica de las líneas. Los transformadores deben ser robustos ante subidas de potencial y evitar saturaciones.

2.2.6 Unidad de control principal SVC

La lógica de control del SVC dependerá del objetivo a controlar en la red. La estrategia de control más común (ver Figura 2-13) es tener una referencia de voltaje, y mediante diferentes algoritmos y etapas obtener en el punto de conexión deseado un voltaje cercano o igual al de la referencia así como muchas de las ventajas que trae este tipo de tecnología. Los diferentes procesos serán explicados en la secuencia que son censadas y procesados por la unidad de control [13].

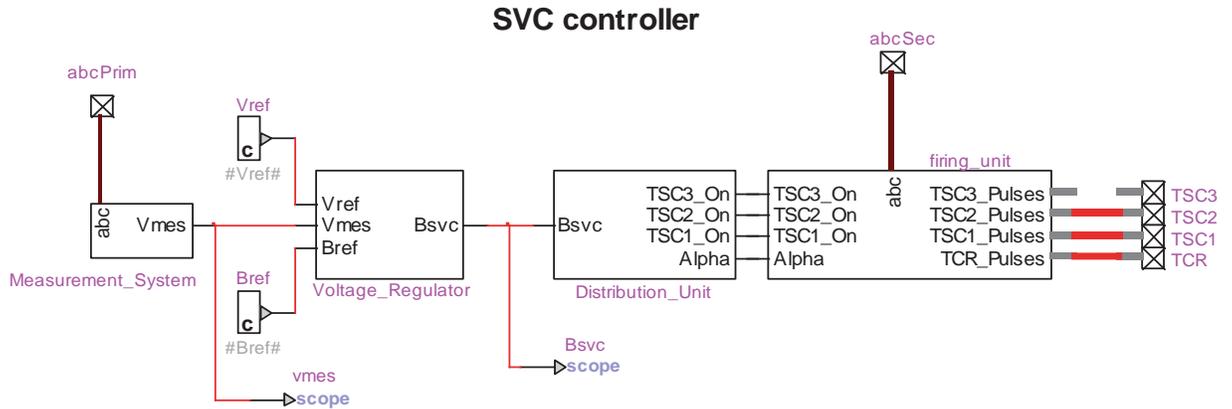


Figura 2-13: Esquema unilineal control principal modelado en EMTP-RV.

El controlador principal se basa en 4 etapas principales:

1. Unidad de medición
2. Regulador de voltaje
3. Unidad de distribución
4. Unidad de disparo

De estas 4 etapas se derivan las diferentes señales de control que se utilizan para manipular reactor y los bancos capacitivos.

Unidad de medición (ajuste inicial de las variables). Esta unidad se encarga de determinar el estado del punto de conexión mediante dos etapas principales.

En la primera etapa se utiliza un PLL (del inglés Phase Locked Loop) trifásico o lazo de seguimiento de fase [14], [15], dispositivo que extrae, desde las mediciones de tensión entregadas por el transformador de potencial, el ángulo y frecuencia de la red. Estos lazos de seguimiento, basados en la transformada de Park (comúnmente llamada *dq0*) [16], tienen la capacidad de analizar el sistema un ciclo a la vez.

Una vez obtenidas las mediciones, se inicia la segunda etapa. En esta etapa se utiliza un segundo PLL llamado PLL-Driven, dispositivo que utiliza la frecuencia y el ángulo obtenidos del módulo anterior para calcular la componente de tensión en secuencia positiva. Dicha variable es crucial para que el sistema pueda determinar el estado de la red y mantener el voltaje de referencia deseado. La componente de tensión en secuencia positiva se entrega a la siguiente etapa de control. En la Figura 2-14 se muestran las etapas mencionadas en la descripción anterior.

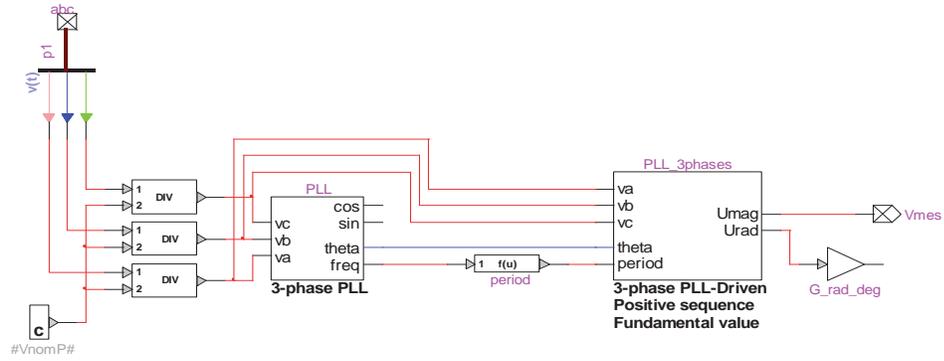


Figura 2-14: Módulo de control de medición modelado en EMT-P-RV.

Regulador de voltaje. El regulador de voltaje está compuesto por un controlador proporcional – integral o PI, que tiene como objetivo procesar el error generado al comparar el voltaje de referencia deseado respecto al voltaje medido por la unidad de medición (Ver Figura 2-15). Además, al regulador de voltaje se le puede agregar señales auxiliares para ayudar a mejorar la respuesta del compensador. Adicionalmente, se agrega un Droop (o variación de tensión) que permite ajustar a un valor aceptable el rango de operación en el cual puede variar la tensión [13], [15].

Una vez calculado el error, el controlador PI obtiene la susceptancia que debe tener el compensador para corregir las variaciones de voltaje censadas. Luego, la susceptancia calculada se entrega a la unidad de distribución.

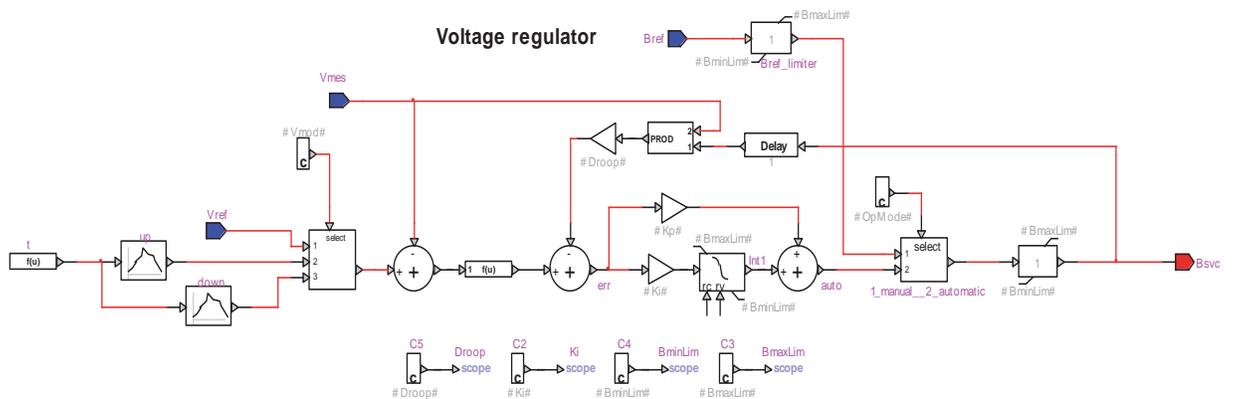


Figura 2-15: Esquema de control Regulador de Voltaje modelado en EMT-P-RV.

Unidad de Distribución. La unidad de distribución tiene como función calcular el ángulo de disparo de los TCR y determinar el estado de conexión de las ramas TSC. Tanto el ángulo como el estado de conexión se basan en la susceptancia calculada por la unidad de regulación de voltaje.

Como primera etapa, en este proceso se debe determinar la cantidad de bancos capacitivos que se conectarán o desconectarán. Para el cálculo, se consideran distintas variables como, por ejemplo, el estado de conexión del banco, la histéresis del TSC y la susceptancia calculada por el regulador de voltaje. Una vez calculado el número de bancos capacitivos que se utilizarán, la unidad de distribución envía una señal de encendido o apagado de dichas ramas a la unidad de disparo.

Una vez calculado el número de ramas capacitivas que serán utilizadas, se determina el ángulo de operación que tendrá el arreglo de tiristores que controla la corriente que circula por el reactor. El ángulo obtenido permite regular la compensación entregada por los bancos de condensadores, es decir, determina el aporte de reactivos inductivos proporcionados por el reactor con el objeto de controlar posibles perturbaciones. Para determinar este ángulo se utiliza la ecuación (2-9), la cual describe la relación entre el ángulo de operación y la susceptancia del reactor [13], [15].

$$B_{TCR} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\pi} \quad (2-9)$$

donde B_{TCR} representa la susceptancia del reactor y α es el ángulo de disparo.

La susceptancia del reactor es la diferencia entre la susceptancia que aportan las ramas TSC utilizadas y la susceptancia calculada por el regulador de voltaje. Así, el ángulo se determina mediante una curva de operación característica del reactor. Esta curva entrega un valor predeterminado para el ángulo de disparo que depende del valor de la susceptancia deseada en el reactor (Ver Figura 2-16).

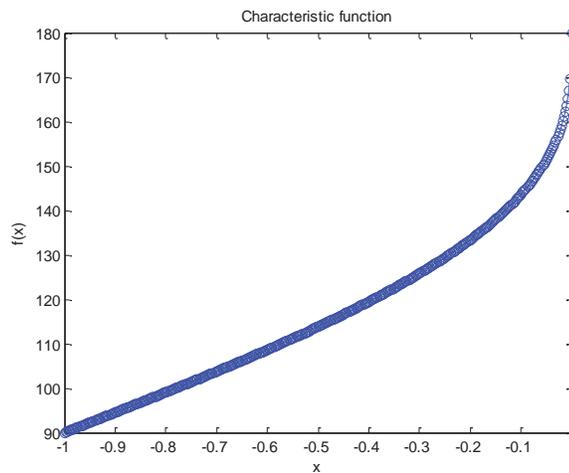


Figura 2-16: Función Característica Ángulo de Disparo (f(x)) v/s Susceptancia

En el diagrama de la Figura 2-17 se muestra las señales de control entregadas por esta etapa: el ángulo de disparo de los tiristores que controlan el reactor y, la orden de encendido y apagado de los bancos capacitivos.

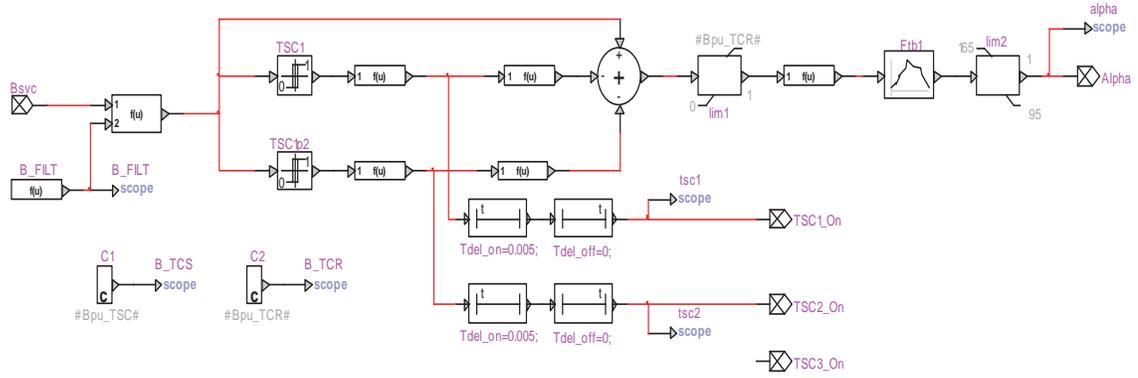


Figura 2-17: Diagrama de control unidad de distribución modelado en EMT-P-RV.

Unidades de Disparo. La unidad de disparo tiene como objetivo generar los pulsos de operación que manejan el conjunto de dispositivos TSC y TCR. Para este proceso se requiere las variables entregadas por el sistema de distribución y el estado de la tensión línea a línea del secundario del transformador [13], [14], [15].

Esta etapa se compone de 3 subsistemas independientes para cada fase (AB, BC y CA). Cada uno de ellos utiliza un PLL monofásico, un generador de pulso y un generador de onda. Estos subsistemas se alimentan con las variables determinadas por el sistema de distribución además del valor en p.u. de la tensión línea a línea del secundario del transformador (Ver Figura 2-18).

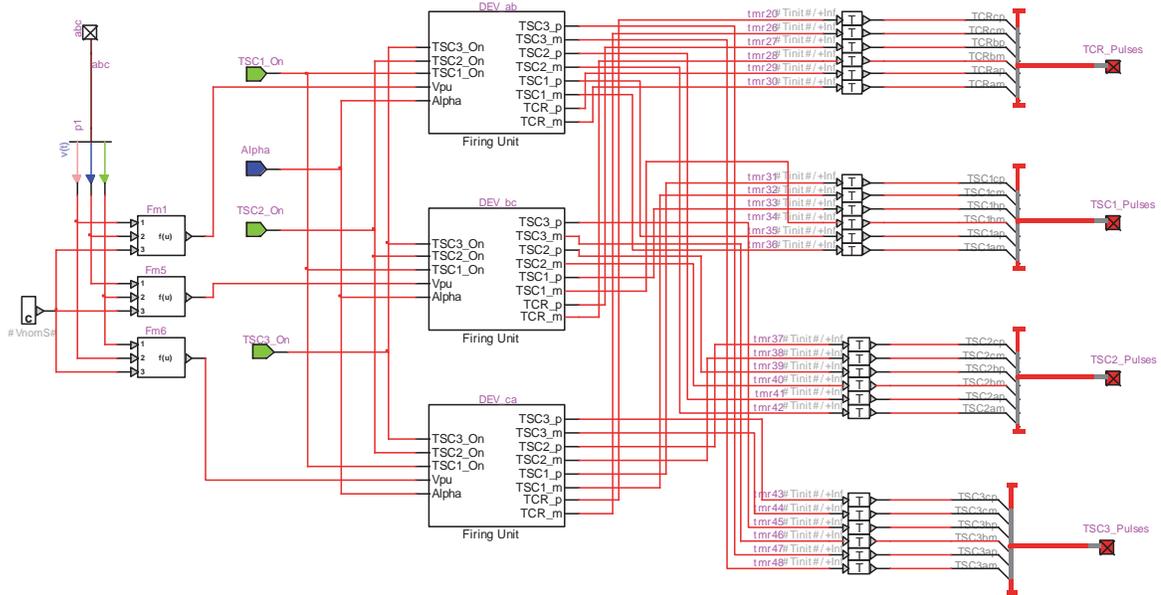


Figura 2-18: Unidad de disparo principal (SVC 2 TSC y un TCR) modelado en EMT-P-RV.

Cada subsistema utiliza el mismo protocolo de operación (ver Figura 2-19). El procedimiento comienza utilizando el lazo de seguimiento (PLL (del inglés Phase Locked Loop)) con el cual determina la frecuencia y ángulo del voltaje línea a línea del secundario del transformador de poder. Estos cálculos alimentan la segunda etapa del proceso. En la segunda etapa se realizan las siguientes operaciones (ver Figura 2-19):

- a) **Generador de pulsos de sincronismo:** mediante el ángulo y la frecuencia determinadas por el PLL se define el ancho de los pulsos de control y se generan 3 ondas sinusoidales. Las ondas tienen un retraso de 90° respecto al voltaje del secundario del transformador. Estas ondas son procesadas por el siguiente subsistema de control, donde se generan los pulsos de disparo.
 - **Onda de Sincronización:** esta onda tiene como función coordinar la operación de los TCR y TSC, de modo de sintonizar la operación de los tiristores asociados al voltaje línea a línea que corresponda a esta unidad de disparo.
 - **Onda de pulsos de transición positiva:** esta onda es generada para realizar la coordinación de la operación entre los tiristores del lado positivo de los arreglos de tiristores del TCR y de los TSC, asociados al voltaje línea a línea que corresponda a esta unidad de disparo.
 - **Onda de pulsos de transición negativa:** esta onda es generada para realizar la coordinación de la operación entre los tiristores del lado negativo de los arreglos de tiristores del TCR y de los TSC, asociados al voltaje línea a línea que corresponda a esta unidad de disparo.

- b) Con la frecuencia determinada por el PLL monofásico se calcula el número de muestras procesadas por ciclo.

- c) Finalmente, para la generación de pulsos de disparo de uno de los subsistemas se emplean cuatro bloques de control: dos unidades se utilizan para el control de los tiristores asociados al TCR, que determinan la operación del arreglo; uno para cada transición (positiva y negativa), en donde se procesan las ondas de sincronización, el ángulo de disparo entregado por el sistema de distribución y, la respectiva onda de transición. La tercera y cuarta unidad se utilizan para controlar el encendido y apagado de los tiristores que controlan el capacitor del voltaje línea a línea, correspondiente a cada rama TSC en donde se procesan las ondas de sincronización y transición positiva y negativa (ver Figura 2-19).

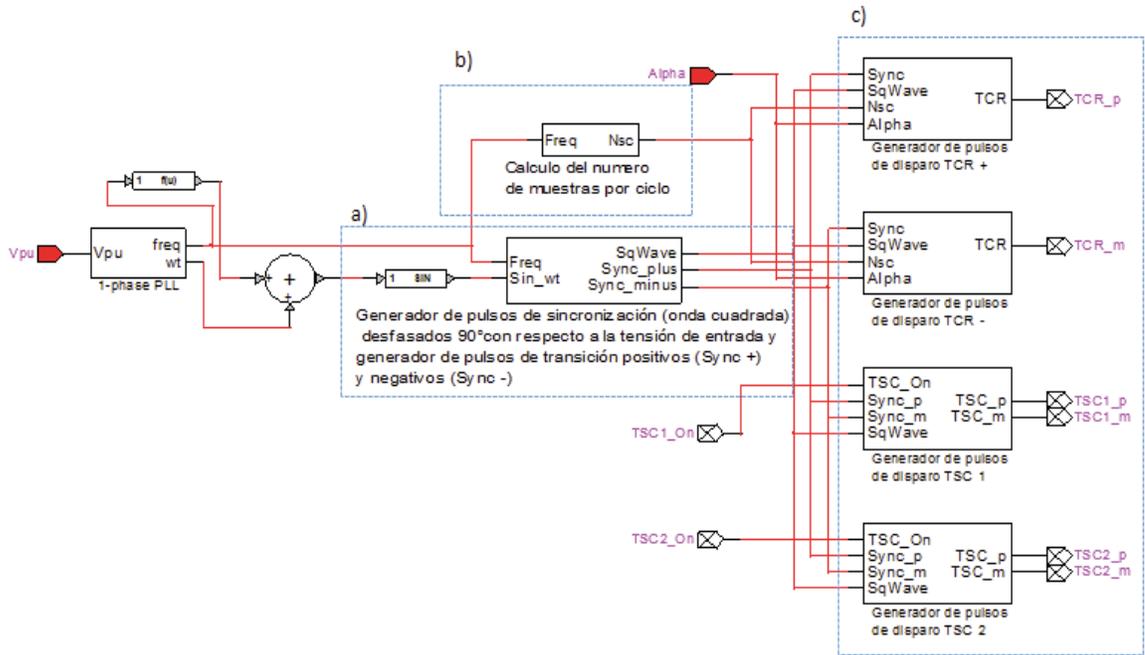


Figura 2-19: Subsistema de disparo asociado al control de V_{LL} AB en EMTP-RV.

Finalizado este proceso el sistema de control entrega las señales a cada tiristor con el fin de entregar la potencia reactiva que demanda el sistema para retornar a un punto estable de operación.

2.3 Amortiguador de oscilaciones de potencia(POD)

Día a día, la demanda en Chile aumenta y con ello aumenta la expansión de la red por el territorio nacional lo que aumenta los riesgos de inestabilidad en el sistema y vuelve más complejo el estudio de estabilidad en la red nacional. Estos cambios traen a la luz diferentes fenómenos que no estaban considerados como, por ejemplo, las oscilaciones interárea y las oscilaciones locales causadas por uno o varios generadores que operan en el país.

En las décadas pasadas, para regular los fenómenos de oscilaciones locales se contaba con la operación de los reguladores automáticos de voltaje (AVR) y estabilizadores de potencia (PSS) locales, entre otras técnicas utilizadas para agregar estabilidad al sistema. Con la expansión de la red se crean nuevos desafíos como los modos oscilatorios que pueden manifestarse sostenidamente e iniciar la operación indeseada de protecciones y/o provocar un colapso de voltaje si es que no son detectadas a tiempo.

La aplicación principal de los dispositivos FACTS en una red es aumentar los límites estables de la red y, mantener el control en el flujo de potencia. Sin embargo, estos dispositivos también tienen la capacidad de aportar amortiguación de oscilaciones de potencia. Para resaltar esta cualidad, los sistemas de compensación FACTS pueden ser equipados con dispositivos de control suplementario como un POD (del inglés Power Oscillation Damper) [11], [17].

2.3.1 Estructura básica del POD

La estructura básica de un POD es muy similar a lo que se puede encontrar en un estabilizador de potencia (PSS), los cuales los componen diferentes etapas de compensación dinámica (Lead-Lag) los cuales son ajustados mediante diferentes técnicas dependiendo de las aplicaciones para las cuales se desee desarrollar [11].

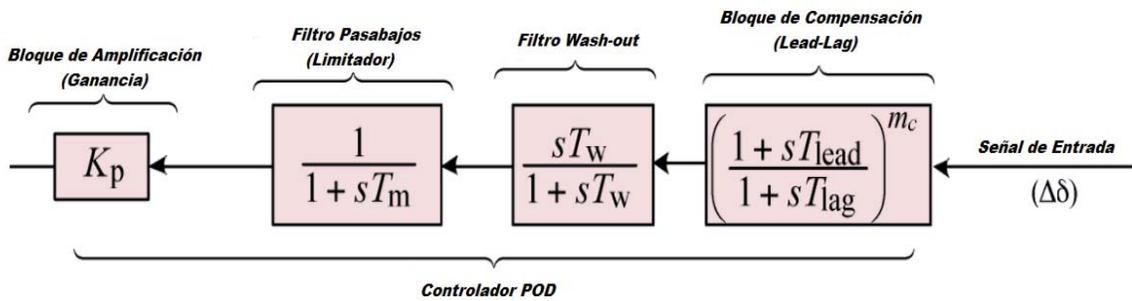


Figura 2-20: Esquema básico POD

Parámetros:

- K_p : Ganancia agregada controlador POD.
- T_m : Constante de tiempo Filtro pasabajos.
- T_w : Constante de tiempo Filtro Wash-out.
- T_{Lead} : Constante de tiempo de adelanto de fase.
- T_{Lag} : Constante de tiempo de atraso de fase.
- M_c : Numero de etapas de compensación.
- $\Delta\delta$: Variación angular (Se puede utilizadas otras variables como señal de entrada).

Como se puede notar en la Figura 2-20, el primer bloque representa la ganancia aportada por el controlador, mediante esta ganancia se puede ajustar el nivel amortiguación que agregara el compensador ante las oscilaciones de potencia, adicionalmente se tiene un limitador antibloqueo en donde su límite superior es ajustado para durante grandes oscilaciones el sistema tenga gran participación y en cuanto al límite inferior se regula el margen de control para proveer

de una respuesta prudente ante transientes. En el siguiente bloque se encuentra un filtro Washout o pasa altos que es ajustado para que el amortiguador pueda distinguir entre los estados transitorios y estados estacionario que presente el sistema, los bloques de compensación de fase proporcionan las características de fase apropiadas con el fin de eliminar el desfase entre mediciones, los bloques de compensación se pueden ser agregar “n veces” dependiendo del tipo de control que se desee.

2.3.2 Rangos de operación del POD

Un estabilizador de potencia puede ser destinado a realizar diferentes funciones en base al punto de conexión donde se ubica, el tipo de compensador y la respuesta que se busque obtener. Como se sabe, en el sistema de interconexión (Sección 4.1) se agregó compensación serie a la subestación Cumbres que divide el enlace. Esta compensación fue agregada pensando en aumentar la transferencia de la red y mitigar las oscilaciones de potencia que se puedan propagar por el enlace. Para el desarrollo de este trabajo se implementará un dispositivo FACTS que tiene como finalidad mitigar las oscilaciones de potencia. El rango de los parámetros que se deben emplear para el control de este tipo de fenómenos son los siguientes [11], [18]:

Ganancia POD	:	$0,1 \leq K_{pod} \leq 50$
Wash-out	:	$0,5 \leq T_w \leq 20$
Constantes de compensación	:	$0,01 \leq T_1, T_2, T_3, T_4 \leq 50$
Limitador Anti-Windup positivo	:	0.1 a 0.2
Limitador Anti-Windup negativo	:	-0.05 a -0.1

3 Sincrofasores

Los sistemas de compensación basados en electrónica de potencia pueden ser dotados de diferentes esquemas y dispositivos auxiliares, como por ejemplo redes de sincrofasores (WAM) y, esquemas de control, tales como amortiguadores de potencia (POD). Estos dispositivos ayudan a mejorar rendimiento de los sistemas de compensación y por ende mejoran la operación total del sistema y mejoran la seguridad.

Los sincrofasores cada día toman más importancia en las áreas de medición, control y protección avanzada en los sistemas de potencia [19], [20]. Estos dispositivos entregan una medición en tiempo real de los fasores de corriente y voltaje. Estas mediciones se realizan mediante la sincronización de los tiempos de muestreo a través de las señales de temporización coordinadas (UTC) proporcionadas por un sistema de posicionamiento global satelital (GPS). Estos esquemas de medición modernos abren nuevas aplicaciones para distintos dispositivos que componen una red como, por ejemplo, la tecnología FACTS.

3.1 Generalidades

Para entender mejor el funcionamiento de una unidad de medición fasorial se debe comprender la representación fasorial de una onda, esquema mostrado en la Figura 3-1 [20].

Una señal sinusoidal puede ser representada en su forma compleja (Ecuación (3-1))

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (3-1)$$

ω = Frecuencia de onda en radianes por segundo

ϕ = Angulo de fase en radianes

t = Variable dependiente del tiempo en segundos

Ahora la señal sinusoidal queda representada como:

$$x(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (3-2)$$

Es común que la magnitud se encuentre expresada en RMS (del inglés Root Mean square) o $X_m/\sqrt{2}$ y ϕ es el ángulo de la señal

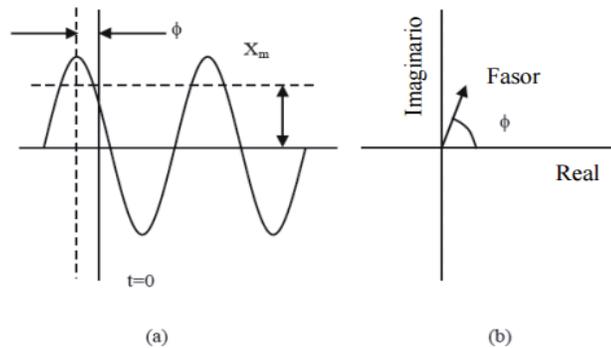


Figura 3-1: Onda de tipo sinusoidal. (a) Representación en el tiempo. (b) Representación fasorial en el plano complejo

3.2 Sincrofasor

Un sincrofasor o fasor sincronizado está definido cuando se calcula un fasor usando una señal de tiempo estándar de referencia para la medición, con la representación obtenida en la ecuación (1-2) ahora ϕ es el ángulo instantáneo de fase relativo con respecto a la función coseno que se encuentra a la frecuencia nominal del sistema [19].

Si se considera una señal de voltaje sinusoidal de uno de los nodos se tiene:

$$x(t) = \sqrt{2} * U_m (\cos 2\pi f t + \phi) \quad (3-3)$$

Como se puede ver el argumento de la función coseno es $\theta(t) = 2\pi f t + \phi$, pero cuando la frecuencia del nodo difiere de la frecuencia del sistema se tiene:

$$\theta(t) = 2 * \pi * f_n * t + 2 * \pi * \Delta f * t + \phi \quad (3-4)$$

Donde se tiene que $\Delta f = f - f_n$, y se tiene definida como la fase absoluta:

$$\beta(t) = 2 * \pi * \Delta f * t + \phi \quad (3-5)$$

Por lo que ahora para las frecuencias que se encuentren fuera de la nominal, β cambiará en el tiempo, si aplicamos el mismo concepto en 2 nodos que se encuentran de la frecuencia nominal podemos ver que se puede extraer la diferencia angular entre 2 cantidades medidas, sea $\beta_a(t) = 2 * \pi * \Delta f * t + \phi_a$ y $\beta_b(t) = 2 * \pi * \Delta f * t + \phi_b$

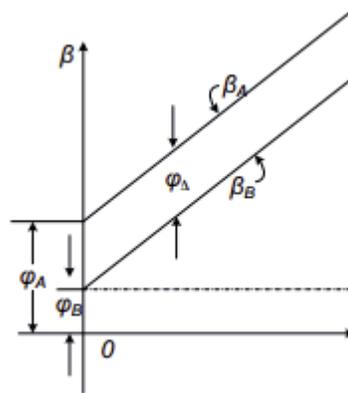


Figura 3-2: Medición Fasorial de dos puntos fuera de la frecuencia nominal

Como se puede ver en la Figura 3-2 se tienen 2 fasores que se encuentran fuera de la frecuencia nominal impuesta por el sistema que se basa en el tiempo universal coordinado (UTC) que es entregado por la red GPS o por una red de telecomunicaciones.

3.3 Sistemas de medición fasorial

Los operadores tienen diferentes alternativas para conocer la información relevante para el estudio de un sistema eléctrico. La utilización de tecnología de sistemas de medición fasorial, permite obtener una visión en tiempo real de lo que sucede en la red. Estos sistemas también se denominan WAMS o sistemas de medición de área amplia.

Las variables más relevantes del sistema pueden ser censadas y estudiadas mediante la interpretación de los fasores de tensión y corriente, dando paso al desarrollo de redes más inteligentes en cuanto a la previsión de inestabilidad, respuesta automática [19].

Los WAMS son sistemas de medición distribuida en los sistemas de potencia, que se representa en la Figura 3-3.

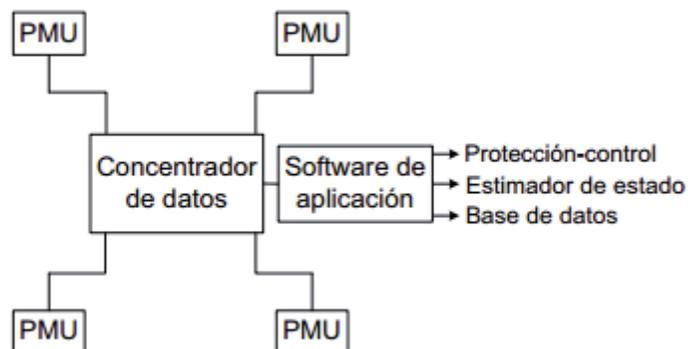


Figura 3-3: Esquema básico de un sistema de medición WAMS

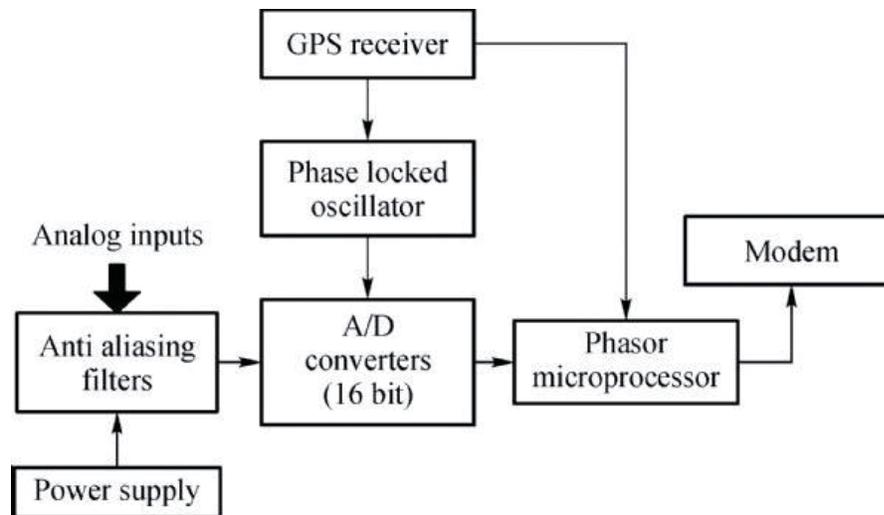


Figura 3-4: Estructura básica de una unidad PMU

Estos sistemas como componentes principales son los medidores PMU (ver Figura 3-4), algoritmos de procesado de señales digitales y un concentrador de datos que tenga la capacidad proporcionar información dinámica del sistema [20], [21].

3.4 Unidad de medición fasorial (PMU)

A principio de los '80 se comenzaron los estudios relacionados a medir los desfases en las diferentes variables de la red siendo limitados por la tecnología de comunicación de la época. Tiempo después se masificó el uso de la tecnología de posicionamiento global satelital (GPS) y la incorporación de algoritmos capaces de extraer las componentes simétricas de corriente y voltaje en los sistemas de protección. Estos avances dieron los primeros pasos para la construcción de los sistemas de medición sincronizada.

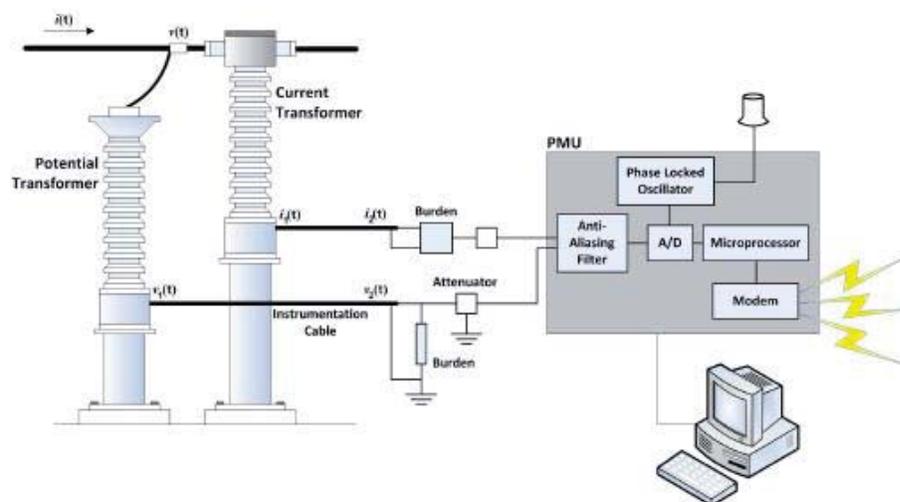


Figura 3-5: Esquema de básico de una PMU y su conexión al sistema eléctrico

La unidad de medición fasorial (PMU) es el elemento en el cual está basado el sistema de medición fasorial. La Figura 3-5 muestra la configuración básica de una PMU. La PMU adquiere los datos de los bobinados secundarios de los transformadores de potencial y de corriente, los procesa y obtiene los fasores de tensión y corrientes. Luego, estos fasores son enviados al concentrador de datos. Las PMU miden las tres fases de voltaje y corriente relativas a la señal “en tiempo” de un pulso por minuto, sincronizadas a un microsegundo. La estructura se compone de un sistema de adquisición de datos, que cuenta con un filtro antialiasing apropiado, un módulo conversor análogo-digital, un microprocesador para los cálculos de los fasores y, un receptor de GPS, el cual le proporciona una señal de un pulso por segundo y la etiqueta de tiempo [19], [20].

Continuamente el sistema GPS transmite a las unidades receptoras una señal de un pulso por segundo (PPS), la que sincroniza todas las unidades para que empiecen su proceso de adquisición de datos y procesamiento. Internamente, en cada PMU la señal se divide por el oscilador PLL (del inglés Phase-Locked Loop) para realizar un muestreo simultáneo de las señales analógicas de tensión y corrientes que llegan desde los transformadores de medida.

Una vez que se realiza el proceso de conversión análoga-digital, el microprocesador calcula los fasores de frecuencia fundamental de cada una de las fases de la tensión y las corrientes mediante la transformada discreta de Fourier (DFT). El fasor de secuencia positiva se utiliza generalmente para hacer todos los análisis en sistemas balanceados. Como en cada PMU la DFT hizo un tratamiento a las señales que estaban sincronizadas, los valores obtenidos de los fasores tienen la misma referencia de tiempo y pueden ser utilizados para conocer el estado real del sistema en un determinado instante. El sistema GPS no solo proporciona el pulso para la sincronización, sino que también etiqueta los fasores obtenidos con el tiempo en que se hizo la adquisición del primer dato en la ventana de tiempo. Los datos se envían al concentrador de datos en donde se continúa la cadena.

3.5 Concentrador de datos.

El concentrador de datos o PDC (del inglés Phasor Data Concentrator) es un elemento ubicado en un área de control determinada y tiene como función recibir y concentrar de forma coherente todos los fasores provenientes de las PMU y ponerlos a disposición para su uso (ver Figura 3-6). Los PDC reciben los fasores de las diferentes PMU de forma asíncrona a una tasa de 12 a 30 fasores por segundo y mediante la utilización de las etiquetas de tiempo de los fasores el PDC los organiza de tal modo que correspondan a un mismo instante de tiempo. Este proceso es continuo por lo que el flujo de datos representa al sistema casi en tiempo real. Los datos recibidos por el concentrador pueden ser presentados y guardados para su posterior análisis [19].

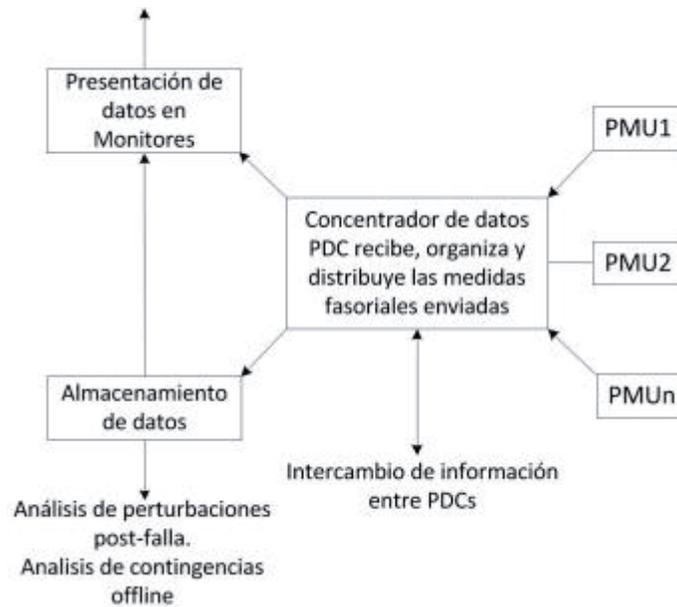


Figura 3-6: Funciones Principales del concentrador de datos

3.6 Canales de comunicación

La función de los canales de comunicación es permitir la comunicación entre las PMU y el PDC de forma ágil y eficiente, facilitando la comunicación entre los distintos PDC. Esta comunicación se puede realizar a través de fibra óptica, las líneas telefónicas, las líneas de transmisión o las tecnologías inalámbricas (satélites). Los diferentes tipos de canales de comunicación tienen diferencias en cuanto a retrasos provocados, capacidades de transmisión y costos.

3.7 Representación PMU en EMTP-RV

Dado que el propósito del trabajo es estudiar un sistema balanceado, solo se requiere analizar las componentes de secuencia positiva y el ángulo de la tensión para alimentar el amortiguador de oscilación de potencia (POD). El POD servirá como señal auxiliar para alimentar el sistema de regulación de voltaje que compone el esquema de control utilizado por el SVC. La componente de secuencia positiva será calculada por el medidor que simulará un PMU, representado en la Figura 3-7.

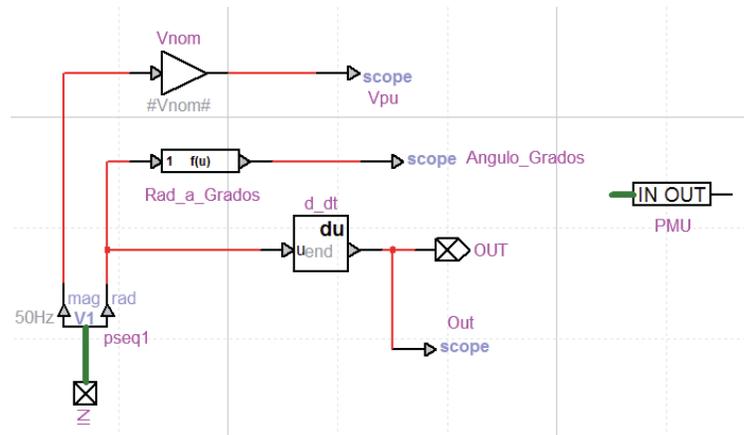


Figura 3-7: Representación de un sincrofasor en EMTP-RV

El medidor calcula los valores peak de la sinusoide de voltaje, valores que deber estar expresados en rms. Por esta razón, se agrega un bloque de ganancia con el propósito de realizar la conversión y el ángulo (que se expresa en radianes) que será utilizado como entrada para el POD. Adicionalmente, se requiere visualizar las oscilaciones angulares entre los generadores, que se trabajarán en grados. Para ello se agregó un bloque que entrega el ángulo de los fasores en grados.

La comunicación entre el POD y los PMU se llevará a cabo mediante la conexión directa con la entrada al amortiguador de oscilaciones de potencia.

4 Modelo Reducido de la Red Chilena Proyectada al Año 2021

Chile posee 4 sistemas interconectados que abastecen la demanda energética actual del país. De estos sistemas, los más importantes son:

- Sistema interconectado central (SIC): representa actualmente el 78 % de la capacidad instalada en Chile, siendo el sistema interconectado más extenso de Chile con aproximadamente 2100 km, este sistema actualmente abastece la zona centro/sur de Chile desde la localidad de Taltal a Chiloé. Sus fuentes de generación son variadas incluyendo energías convencionales y renovables, este principalmente abastece de la generación hídrica y térmica.
- Sistema interconectado norte grande (SING): este sistema se ubica en las regiones más al norte de Chile, desde la ciudad de Arica en el norte y Coloso en el sur, este sistema representa el 22 % de la demanda energética de Chile abasteciendo principalmente a la industria de la minería, su fuente primaria es el carbón y gas natural.

Durante los años 2013 – 2014 la Comisión Nacional de Energía (CNE) impulsó la realización de estudios técnicos y económicos para evaluar la interconexión de los principales sistemas (SIC y SING). Luego de evaluar diferentes alternativas, la conclusión fue construir una línea de alta tensión de 500 kV, de doble circuito, y de 580 km de longitud en corriente alterna.

4.1 Proyecto de Interconexión SIC – SING

A fines de enero de 2014, la empresa GDF Suez (Actualmente ENGIE) puso en marcha el proceso de construcción del proyecto llamado “Sistema de Transmisión de 500 kV Mejillones – Cardones”. Este proyecto contempla la construcción de un enlace doble de 500 kV de corriente alterna que tendrá 580 km de longitud; y la construcción de una subestación compensadora con tecnología de compensación serie, capaz de aportar el 100% de la reactancia de línea, la cual divide el enlace en dos secciones (400 km y 180 km, respectivamente). El enlace será montado sobre 1.400 torres dispuestas en 5 comunas, como se aprecia en la Figura 4-1. Además, se dimensionó el sistema para que la capacidad de transferencia total sea de 1.500 MVA. El proyecto permitirá unir la

subestación Nueva Cardones -perteneciente al SING- con la subestación Changos -que es parte del SIC [22].



Figura 4-1: Proyecto Sistema de Transmisión de 500 kV Mejillones – Cardones

El Sistema de Transmisión de 500 kV Mejillones – Cardones se complementa con otros proyectos como, por ejemplo: la construcción y ampliación de subestaciones; construcción y repotenciado de líneas; peticiones de conexión por parte de nuevos actores en el mercado de generación de energía.

Para tener un mejor panorama de la situación se detallarán algunos de los cambios que se realizarán para lograr hacer posible este importante avance en la infraestructura energética chilena.

4.1.1 Líneas de Transmisión y subestaciones

El proyecto consta de 3 tramos que permiten implementar este enlace al próximamente llamado Sistema de Transmisión Nacional [23], [24].

- Línea desde S/E Los Changos a S/E Cumbres, el enlace será de doble circuito a una tensión de 500 kV y una longitud de 400 km aproximadamente.
- Línea desde S/E Cumbres a S/E Nueva Cardones, el enlace será de doble circuito a una tensión de 500 kV y una longitud de 180 km aproximadamente.
- Línea desde la S/E TEN - GIS a S/E Los Changos, el enlace será de doble circuito a una tensión de 220 kV y una longitud de 13 km aproximadamente.

El Ministerio de Energía fija el plan de expansión de la red de acuerdo al decreto exento N° 158/2015. En este decreto se incorpora el proyecto de interconexión SIC – SING a la configuración

HVAC chilena. La configuración HVAC requiere, en forma adicional, implementar los siguientes subproyectos:

- Línea desde la S/E Changos a S/E Nueva Crucero, el enlace será de doble circuito a una tensión de 500 kV y una longitud aproximada de 140 km.
- Línea desde la S/E Changos a S/E Kapatur, el enlace será de doble circuito a una tensión de 220 kV y una longitud aproximada de 3 km.

Para la unión de estos enlaces con el sistema nacional se deberán agregar 2 bancos de autotransformadores en las subestaciones Nueva Encuentro y Changos.

- S/E Nueva Cardones: 2 bancos de autotransformadores de 750 MVA de 500/220 kV más una unidad de respaldo por banco
- S/E Changos: un autotransformador de 750 MVA de 500/220 kV que será de reserva a los transformadores considerados en el proyecto principal.

Las nuevas subestaciones tendrán las siguientes características:

- S/E TEN – GIS: ubicada en la cercanía de la subestación Chacaya, esta tendrá una configuración interruptor y medio de tecnología GIS agregando 3 diagonales de conexión al sistema.
- S/E Changos: esta será una de las subestaciones elevadoras localizada en las cercanías de la infraestructura energética mejillones, constará de 2 autotransformadores de 750 MVA de 500/220 kV y compensación serie.
- S/E Cumbres: esta subestación se considera como compensadora ya que tiene como principal objetivo alojar los equipos de compensación que serán utilizados para aumentar seguridad y el rendimiento del nuevo enlace de 500kV, ubicada en la ciudad de Diego de Almagro.
- S/E Nueva Cardones: esta subestación se ubica en el polo norte del enlace y constará de 2 bancos de autotransformadores de 750 MVA de 500/220 kV la cual será considerada como subestación reductora, parte de la tecnología utilizada será del tipo GIS.

4.2 Criterios de diseño para el modelo dinámico reducido

Para realizar este estudio, basado en la implementación de tecnologías FACTS y sincrofasores, se utilizará el simulador EMTP – RV.

El modelo utilizado fue construido a partir de los siguientes criterios principales [25]:

- a) Reducción dinámica de sistemas en base a enfoque de coherencia,
- b) Modelo estático de carga (modelo exponencial de potencia constante).

En base a estos criterios se modelaron los elementos principales del sistema eléctrico nacional (sistemas de transmisión, cargas y generadores). A continuación, se explicará cada uno de los criterios de construcción del modelo.

4.2.1 Reducción Dinámica del Sistema Interconectado Nacional

Un sistema a gran escala, como será el Sistema Interconectado Nacional proyectado para fines de 2017, tiene una variedad de equipos y dispositivos que hacen muy complejo construir una representación total del sistema. De manera de manejar esta masiva cantidad de datos, se requiere desarrollar un modelo dinámico reducido; el cual, debe representar las características dinámicas y de estado estacionario más cercanas a la respuesta real del sistema.

Para obtener el modelo reducido, se dividió el sistema en dos partes: sistema interno y externo. El sistema interno corresponde a las áreas de mayor interés para estudios de estabilidad, motivo por el cual se debe preservar íntegramente sus parámetros. El sistema externo se debe construir a partir de su equivalente dinámico, razón por la cual es muy importante la preservación de las características dinámicas de los elementos que son considerados como sistema externo.

Enfoque de coherencia

Este tipo de técnica de reducción se basa en identificar grupos de máquinas coherentes que, posteriormente, son reducidos a un equivalente del grupo. Es decir, se identifican los grupos de máquinas que tienden a oscilar en fase cuando el sistema enfrenta una perturbación [26], [27]. El proceso se puede dividir en 3 etapas principales:

- Identificación y agrupación de generadores coherentes. Encontrar la coherencia entre generadores es un proceso empírico en donde se visualiza y analiza la respuesta angular de las máquinas que se encuentran interconectadas cuando se enfrentan una perturbación. Con esto se identifican los grupos de máquinas que tienen una respuesta similar por lo que se les considera coherentes entre sí. Las máquinas que se encuentran cercanas al origen de la perturbación tienden a desarrollar diferencias angulares, a diferencia de las maquinas más distantes que oscilan en conjunto con su grupo cercano.
- Agregación dinámica de generadores. Una vez identificados los grupos en los cuales se aplicará la reducción, cada uno de estos grupos se representa por solo un generador equivalente. El generador equivalente contribuirá con la respuesta general de dicho grupo. El modelo utilizado mantuvo el criterio de agregación detallada, lo que implica que cada generador equivalente cuenta con el modelo de sus sistemas de control, tales como: reguladores de voltaje (AVR), estabilizadores de potencia (PSS) y gobernadores. De esta forma, el generador equivalente podrá brindar amortiguamiento al sistema.
- Reducción estática de la red. La reducción estática se aplica solo a las barras y líneas de transmisión que se encuentran en el sistema externo. Para cada generador equivalente, las barras y líneas de transmisión son modeladas a detalle. En cambio, las ramas restantes se reducen mediante técnicas algébricas.

4.2.2 Modelo para las cargas del Sistema Interconectado Nacional

La definición de carga en un sistema eléctrico se puede definir como un dispositivo que consume, genera o controla potencia activa y reactiva. Estos dispositivos pueden ser afectados por variaciones dinámicas, estáticas o estacionarias. En particular, este proyecto utilizó un modelo de

carga estático (modelo exponencial), que representa solo la potencia activa y reactiva que utiliza el dispositivo. En el caso de los parámetros np y nq requeridos por el modelo exponencial, se consideraron cero debido a que las cargas se modelaron a potencia constante ya que no presentan variaciones ante cambios en la magnitud del voltaje. Además, el modelo no incluye la dependencia de frecuencia en las cargas [28].

Las ecuaciones principales del modelo exponencial son:

$$P = P_0 \left[\frac{V}{V_0} \right]^{np} \quad (4-1)$$

$$Q = Q_0 \left[\frac{V}{V_0} \right]^{nq} \quad (4-2)$$

donde:

- P_0 y Q_0 representan la potencia activa y reactiva nominal del dispositivo,
- V_0 representa la tensión nominal de la barra,
- np y nq representan los parámetros de carga exponencial, los cuales varían según el elemento conectado a la barra.

Para modelar los elementos conectados en serie y paralelo del sistema (que se encuentren a una tensión inferior a 220 kV) se consideraron como cargas equivalentes mediante las siguientes ecuaciones:

$$P_{load\ i} = P_{in\ bus\ i} - P_{out\ bus\ i} \quad (4-3)$$

$$Q_{load\ i} = Q_{in\ bus\ i} - Q_{out\ bus\ i} \quad (4-4)$$

donde P_{load} y Q_{load} representan la potencia activa y reactiva en la barra i , respectivamente; $P_{in\ bus}$ y $Q_{in\ bus}$ representan la potencia activa y reactiva de entrada en la barra i , respectivamente; y $P_{out\ bus}$ y $Q_{out\ bus}$ representan la potencia activa y reactiva de salida de la barra i , respectivamente.

4.3 Modelo Sistema interconectado Nacional

El modelo utilizado para realizar este estudio contempló todos los componentes que influyen en el comportamiento dinámico de la red. El modelo utilizado tiene, como base de construcción, las líneas de transmisión de 500 y 220 kV. Estas líneas de transmisión fueron modeladas a detalle, considerando los parámetros reales de operación. Por ello, el modelo contempla todos los elementos serie y paralelo como: transformadores de potencia; secciones de barra; compensación serie (principalmente capacitiva); reactores Shunt y; bancos capacitivos [25].

Los generadores fueron desarrollados utilizando modelos equivalentes y considerando agrupaciones de máquinas según criterios de coherencia. Además, estos generadores tienen implementando elementos de control de tensión (AVR), de potencia (PSS) y de frecuencia (gobernadores). Cada uno de ellos juega un importante rol en el amortiguamiento de oscilaciones de potencia. Los generadores que se consideraron menos relevantes se agregaron al modelo como

fuentes de voltaje equivalentes y se conectaron a una barra P-Q. Los sistemas que se encuentran bajo los 110 kV, fueron modelados como cargas equivalentes con el criterio exponencial descrito anteriormente [25].

Los parámetros de los elementos que se consideraron en el modelo se obtuvieron desde las bases de datos públicas, proporcionados en la página web del coordinador independiente. Todos los datos se validaron con la comparación gráfica de las respuestas, analizando para ello diferentes contingencias como, por ejemplo, fallas trifásicas en puntos cruciales y salida de líneas de transmisión importantes. Los parámetros de los generadores y líneas de transmisión que se encuentran actualmente en construcción, fueron proporcionados por el profesor guía.

Tomando en consideración el plan de expansión pronosticado para el año 2021, se espera la finalización de diferentes proyectos relacionados con la interconexión de los sistemas SIC-SING. Adicionalmente, para esta fecha se finalizarán grandes proyectos de generación hídrica y térmica, los cuales tendrán impacto en el desarrollo futuro del escenario energético. Todos estos cambios modificarán el comportamiento de la estabilidad del sistema. Este estudio se basó en los horarios de alta demanda debido a que, durante estos horarios, la incidencia de fuentes renovables intermitentes, como la generación solar y eólica, no juegan un rol fundamental en el desempeño de la red. Por las razones expuestas, el modelo utilizado para el estudio no considera estas fuentes.

La información necesaria que contiene las proyecciones de demanda correspondientes y el conjunto de proyectos de expansión que se esperan para el año 2021, se extrajo de los informes entregados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) e información publicada por el Coordinador Eléctrico Nacional en septiembre de 2016.

La Figura 4-2 muestra el modelo completo del sistema.

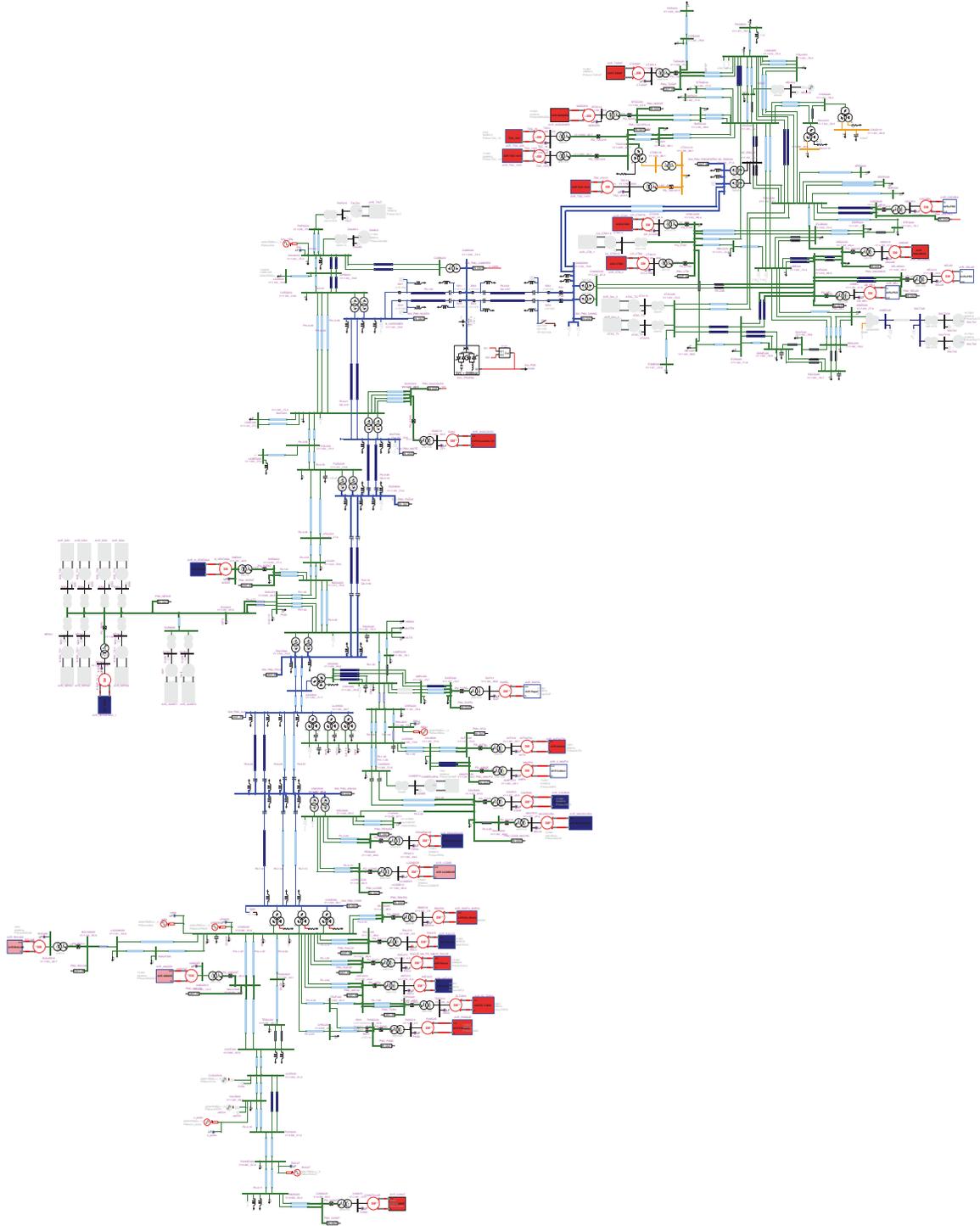


Figura 4-2: Modelo reducido Sistema interconectado Nacional.

4.3.1 Proyecciones de demanda y futuras ampliaciones

Para determinar los proyectos que tendrán mayor incidencia en el comportamiento dinámico del sistema, se realizó un sondeo de la información disponible. A continuación, en la Tabla 4-1, Tabla 4-2, Tabla 4-3, Tabla 4-4, Tabla 4-5, y Tabla 4-6, se muestra un listado de proyectos que contemplan ampliaciones de transmisión y generación que se sincronizarán al sistema en los años venideros. Todos estos proyectos fueron seleccionados por su impacto en suplir la demanda proyectada para el año 2021. Adicionalmente, las centrales generadoras Térmicas e Hidroeléctricas seleccionadas tienen un alto grado de participación en el aumento de seguridad del sistema, aportando amortiguamiento; reserva en giro; e inercia, entre otras cualidades [23], [24].

Tabla 4-1: Proyectos en construcción SING

Elemento	Potencia
Central Mejillones	700 MVA
Central Kelar	517 MVA
Central Cochrane	560 MVA

Tabla 4-2: Proyectos en construcción SIC

Elemento	Potencia
Central Alto Maipo	531 MVA
Central Los Cóndores	150 MVA

Tabla 4-3: Expansión en transmisión SING

Elemento
Línea Lagunas-Crucero 2x220 kV
Línea Lagunas-Encuentro 2x220 kV
Línea Encuentro-Nueva Encuentro 2x220 kV
Línea Encuentro-Cochrane 2x220 kV
Línea Laberinto- Kapatúr 2x220 kV
Línea Kapatúr-Kelar 2x220 kV
Línea Kapatúr-Angostura 2x220 kV
Línea Kapatúr-Changos 2x220 kV
Línea Kapatúr-O´Higgins x220 kV
Línea O´Higgins-Atacama 2x220 kV
Línea O´Higgins-Domeyko 2x220 kV
Transformador Changos 220/500 kV
2 Transformadores S/E Nueva Crucero Encuentro 220/500 KV

Tabla 4-4: Expansión en transmisión SING

Elemento
Línea Lagunas-Crucero 2x220 kV
Línea Lagunas-Encuentro 2x220 kV
Línea Encuentro-Nueva Encuentro 2x220 kV
Línea Encuentro-Cochrane 2x220 kV
Línea Laberinto- Katur 2x220 kV
Línea Katur-Kelar 2x220 kV
Línea Katur-Angostura 2x220 kV
Línea Katur-Changos 2x220 kV
Línea Katur-O´Higgins x220 kV
Línea O´Higgins-Atacama 2x220 kV
Línea O´Higgins-Domeyko 2x220 kV
Transformador Changos 220/500 kV
2 Transformadores S/E Nueva Crucero Encuentro 220/500 kV

Tabla 4-5: Expansión en transmisión SIC

Elemento
Línea D Almagro-Los Pinos 2x220 kV
Línea Los Pinos-Cardones 2x220 kV
Línea C Navia-Aguirre 2x220 kV
Línea Aguirre-Melipilla 2x220 kV
Línea Aguirre-Rapel 220 kV
Línea Los Almendros- Alto Maipo 2x220 kV
Línea Ciruelos-Pichirropulli 2x 220 kV
Línea Nueva Cardones-Maitenes 2x 500 kV
Línea Pan de Azúcar - Polpaico 2x 500 kV
Línea Alto Jahuel-Ancoa 2x500 kV
Línea Ancoa-Charrúa 500 kV
12x Reactores Shunt
7x Compensación Serie
Transformador S/E Maitencillo
Transformador S/E Pan de Azúcar
2x Transformador S/E Nueva Cardones
Transformador S/E Maitenes
Transformador S/E Pan de Azúcar

4 Modelo Reducido de la Red Chilena Proyectada al Año 2021

Tabla 4-6: Proyecto Interconexión SIC-SING

Elemento
Línea Cumbres-Nueva Cardones 2x 500 kV
Línea Cumbres-Changos 2x 500 kV
Línea Nueva Encuentro-Changos 2x 500 kV
S/E Cumbres 500
S/E Nueva Crucero Encuentro 500
S/E Changos 500
12x Reactores Shunt
2x Compensación serie
2x Transformadores Nueva Crucero- Encuentro
Transformador Changos

Para la proyección de la demanda se analizó la información contenida en el informe desarrollado por la CNE (llamado “Fijación de precios de nudo de corto plazo”), el cual se desarrolló en octubre del año 2015. Este informe contiene las proyecciones de demanda pronosticadas para el SIC, las cuales se encuentran separadas en las siguientes zonas [29]:

- SIC Norte : Comprende las regiones II, III, IV y la zona norte de la V región.
- SIC Centro : Comprende las regiones V y Metropolitana.
- SIC Itahue : Comprende las regiones VI y VII.
- SIC Concepción : Comprende la zona costera de la VIII región alrededor de Concepción.
- SIC Sur : Comprende la VIII región excluyendo la zona SIC Concepción.

La demanda de los sistemas SIC y SING proyectada para el año 2021 está documentada en la Tabla 4-7

Tabla 4-7: Crecimiento promedio anual zonas SIC y SING año 2021

Sistema	Crecimiento (año 2021)
SIC Norte	4,39%
SIC Centro	4.03%
SIC Itahue	4.03%
SIC Concepción	4.33%
SIC Sur	4.22%
SIC Austral	3.82%
SING	4.58%

Utilizando las proyecciones indicadas en la Tabla 4-7, se obtiene la demanda total que tendrá el sistema eléctrico en el año 2021. A modo de resumen, la Tabla 4-8, proporciona información

acerca de la carga total del sistema SIC-SING 2021. Estos datos incluyen la estimación de las pérdidas por transmisión.

Tabla 4-8: Demanda SIC-SING 2021

Demanda total pronosticada para el año 2021	9.839 MW
Escenario de hidrología Húmeda	10.430 MW
Escenario de hidrología seca	10.086 MW

4.3.2 Escenarios basados en la hidrología

Para analizar el comportamiento dinámico en el sistema pronosticado para el año 2021 se consideraron dos escenarios de despacho, que dependen de las condiciones hidrológicas. Estos escenarios de despacho consideran el proyecto de interconexión de los sistemas SIC y SING, que permite generar energía a un costo menor según las fuentes de generación disponibles. Por esta razón se eligió utilizar un proceso selectivo de despacho de centrales, basándose en el costo variable de generación por unidad de energía y su disponibilidad, que depende de la hidrología y que considera los mínimos técnicos para las centrales que fueron incluidas en el modelo.

Hidrología Húmeda

Para el escenario de hidrología húmeda, se hace un proceso selectivo de despacho tomando en consideración que la generación hídrica tendrá mayor participación. En este caso, el SIC tendrá un mayor despacho. Por su parte, el sistema interconectado SING se caracteriza por ser un sistema principalmente térmico. En consecuencia, es razonable estimar que el flujo de potencia tendrá un flujo de sur a norte.

Hidrología Seca

Para el escenario de hidrología seca se realiza el mismo proceso selectivo de manera de determinar las centrales que entrarán en despacho. En este caso de escenario seco, la potencia de generación del SIC de verá afectada por la falta de generación hídrica y, por esta razón, parte del despacho se realizará desde el SING al SIC para preservar el mínimo costo de operación. En consecuencia, se puede inferir que el flujo de potencia será de norte a sur.

En resumen, el sistema que será utilizado para realizar los estudios de estabilidad tiene las siguientes características:

- Modelo del actual sistema troncal de 500 y 220 kV modelado a detalle.
- Incorpora las obras de interconexión de 500 kV SIC-SING al año 2021.
- Incorpora los proyectos de expansión relacionados con la interconexión (nuevos proyectos de transmisión en conjunto con las ampliaciones proyectadas al año 2021).
- 43 modelos equivalentes de las centrales generadoras más importantes incluyendo sus sistemas de control (AVR, PSS y gobernadores).

5 Calibración de Modelos y Análisis de Contingencias

Finalizada la interconexión de los sistemas SIC-SING, el sistema de transmisión de 500 kV tendrá una extensión de más de 1.600 km, cubriendo desde Mejillones a Charrúa. Los estudios preliminares de este sistema, conducidos por la Comisión Nacional de Energía, revelaron que el sistema podría presentar oscilaciones de baja frecuencia (en torno a los 0,5 Hz). Estos fenómenos pueden presentarse durante contingencias simples en la línea de transmisión de 500 kV proyectadas para la interconexión en condiciones operativas cuando el flujo de potencia alcanza su máxima capacidad de transferencia (1.500 MW) en ambas direcciones (de norte a sur y de sur a norte).

Las potenciales oscilaciones interárea del nuevo sistema interconectado podrían presentar amortiguamiento inferior al límite mínimo establecido por la norma técnica chilena (5%). Esta situación supone un reto para el coordinador del sistema que debe velar por mantener los márgenes de estabilidad, obligándolo a limitar las transferencias de energía entre los dos sistemas. En este escenario, se crearía congestión de la transmisión y aumentaría el costo operacional del sistema.

El objetivo de este trabajo es estudiar el comportamiento dinámico de pequeñas oscilaciones del sistema eléctrico proyectado para el año 2021 y su mitigación a través del uso de compensadores estáticos reactivos y sincrofasores. En este contexto, se busca un método capaz de solucionar los problemas de amortiguamiento mediante la incorporación de tecnología FACTS (SVC). Adicionalmente, para aumentar el rendimiento de los dispositivos FACTS, se propone la utilización de sincrofasores para usar ángulos como señales de entrada a un amortiguador de potencia (POD), con el fin de mitigar oscilaciones de potencia en la red.

5.1 Ubicación del sistema de compensación

La potencia reactiva es fundamental para los sistemas A.C., debido a que muchas de las cargas en el sistema requieren de reactivos para funcionar. Es así que existen elementos de la red que generan reactivos, como las líneas y los cables. Es un requerimiento que haya equilibrio entre el consumo y la generación de reactivos. Para lograr tal equilibrio, la compensación es realizada por elementos pasivos conectados en serie o paralelo, tales como reactores o capacitores o una

combinación de ambos. De esta forma, se suministra tanto la potencia reactiva inductiva como capacitiva requerida para mantener este equilibrio.

La potencia reactiva tiene los siguientes efectos en el sistema:

- Incrementa las pérdidas de transmisión: aumenta la necesidad de plantas y costos de operación.
- Mayor responsable en la desviación de voltaje: degradación del rendimiento de la carga con tensión baja y riesgo de ruptura de aislamientos por sobrevoltaje.
- Limitación de la transferencia de potencia.
- Límites de estabilidad estática y dinámica.

Este estudio propone la introducción de compensación paralela controlada por tiristores (SVC TSC - TCR) con la capacidad de aportar ± 300 MVar. El sistema de compensación propuesto se ubicará en la subestación seccionadora/compensadora Cumbres. De esta forma, se espera satisfacer las necesidades del sistema para la estabilidad transitoria, ampliar el máximo de potencia activa transmitida en una línea, permitir el control de los flujos de potencia, mejorar la estabilidad transitoria y amortiguar las oscilaciones de potencia.

5.2 Ubicación de sincrofasores en la red

Los sincrofasores regularmente se implementan en subestaciones que representan puntos críticos en la red o en subestaciones de conexión de grandes generadores. En este trabajo la ubicación de los sincrofasores es muy relevante debido a que el monitoreo provisto por los sincrofasores en los puntos críticos establecidos permitirá visualizar y analizar el estado del sistema en operación o cuando se presentan contingencias u otros fenómenos.

El análisis del estado del sistema en operación se realizará mediante el monitoreo de los ángulos de tensión, proporcionado por las PMU (del inglés Phase Measure Unit). Las mediciones angulares se obtendrán de las barras de conexión de 220 kV de los generadores incluidos en el modelo reducido. Estas mediciones angulares serán utilizadas como señal de entrada para el amortiguador de potencia (POD) para aumentar el rendimiento del compensador estático reactivo (SVC).

Para identificar los puntos críticos se realizó un análisis de las oscilaciones de cada barra, programando una falla trifásica en uno de los circuitos de 500 kV pertenecientes a la interconexión SIC-SING con el fin de identificar los generadores con mayor oposición de fase. Para el análisis se dividió el modelo reducido del sistema nacional en tres partes: Zona Norte, Zona Centro y, Zona Sur, para agrupar las centrales más cercanas. Se realizó el mismo análisis tanto para escenario húmedo como escenario seco.

En el análisis se encontró que las centrales conectadas a la barra de 500 kV Charrúa no presentan variación angular ni variación de fase entre ellas al momento de aplicada la falla, debido a que estas centrales se encuentran muy alejadas del sistema de interconexión SIC-SING.

En la Tabla 5-1 se indican las barras consideradas para monitorear el ángulo de tensión en el escenario seco.

Tabla 5-1: PMU en centrales generadoras consideradas en esquema seco.

Zona Norte	Zona Central	Zona Sur
Chacaya	Guacolda	Pehuenche
Nueva Tocopilla	San Luis	Los Cóndores
Tocopilla	Nueva Ventanas	Colbún
Cochrane	Rapel	
Angamos	Alto Maipo	
Kelar		
Kapatur		

De acuerdo a la Figura 5-1, la señal de la barra Tocopilla, destacada en color naranja en la Figura, tiende a adelantarse en fase respecto al resto de los generadores de la zona Norte.

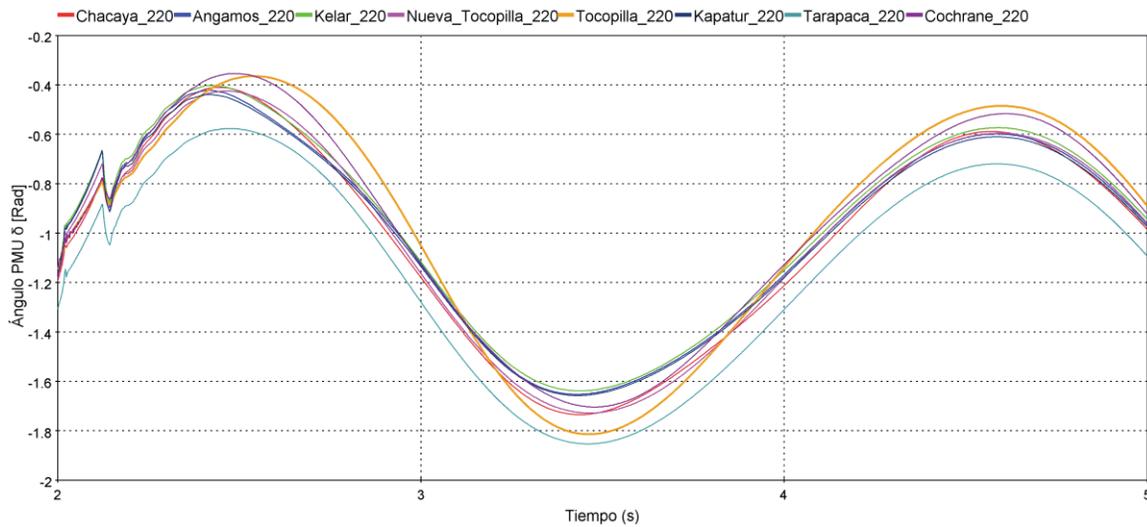


Figura 5-1: Ángulo fasorial de la tensión barras 220 kV, Zona Norte, esquema seco.

En la Figura 5-2, se destacó en color rojo la variación de fase de la tensión que se produce en la barra Guacolda.

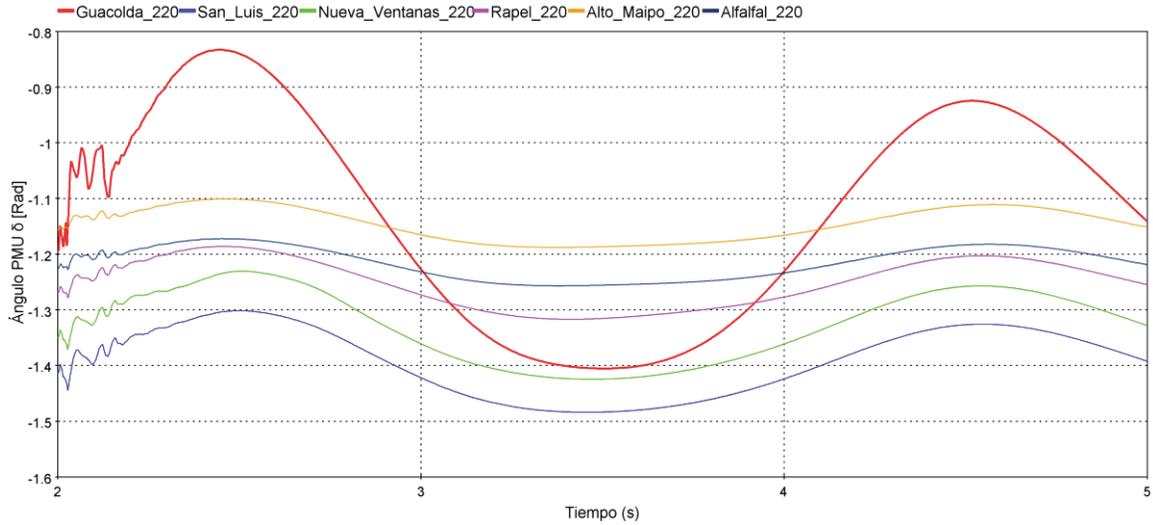


Figura 5-2: Ángulo fasorial de la tensión barras 220 kV, Zona Central, esquema seco.

Los resultados de simulación obtenidos para la Zona Sur se muestran en la Figura 5-3. En este caso no se obtienen diferencias de fase.

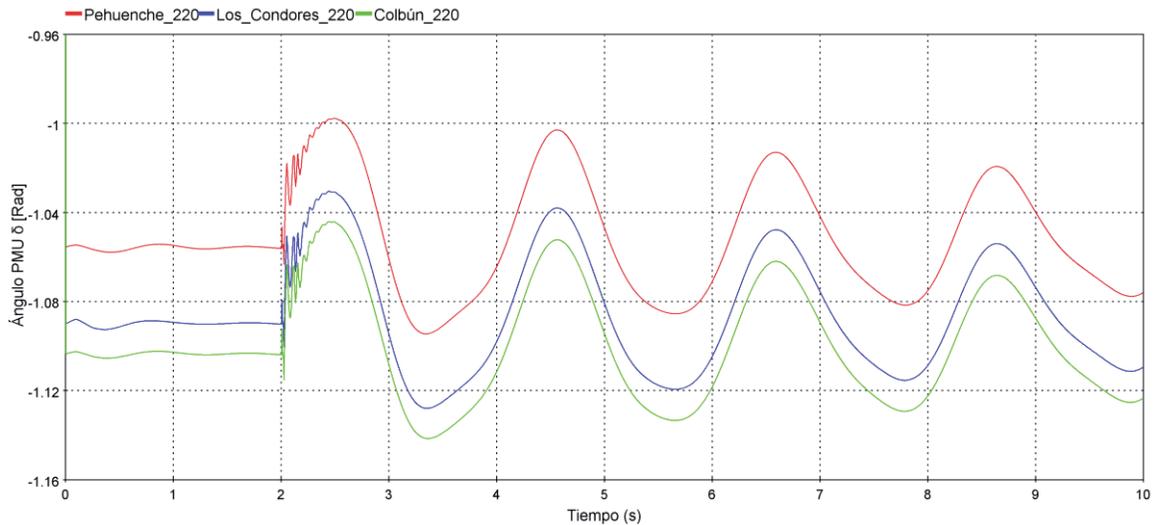


Figura 5-3: Ángulo fasorial de la tensión barras 220 kV, Zona Sur, esquema seco.

Del mismo modo, se realizó el análisis considerando esquema húmedo. En la Tabla 5-2 se indican las barras consideradas para monitorear el ángulo de tensión en el escenario húmedo.

Tabla 5-2: PMU en centrales generadoras consideradas en esquema húmedo.

Zona Norte	Zona Central	Zona Sur
Chacaya	Guacolda	Pehuenche
Nueva Tocopilla	San Luis	Los Cóndores
Tocopilla	Nueva Ventanas	Colbún
Cochrane	Rapel	Santa María
Angamos	Alto Maipo	Ralco
Kelar	Alfalfal	
Kapatur		

De acuerdo a la Figura 5-4, la señal de la barra Tocopilla, destacada en color azul en la Figura, tiende a adelantarse en fase respecto al resto de los generadores de la zona Norte, considerando esquema húmedo.

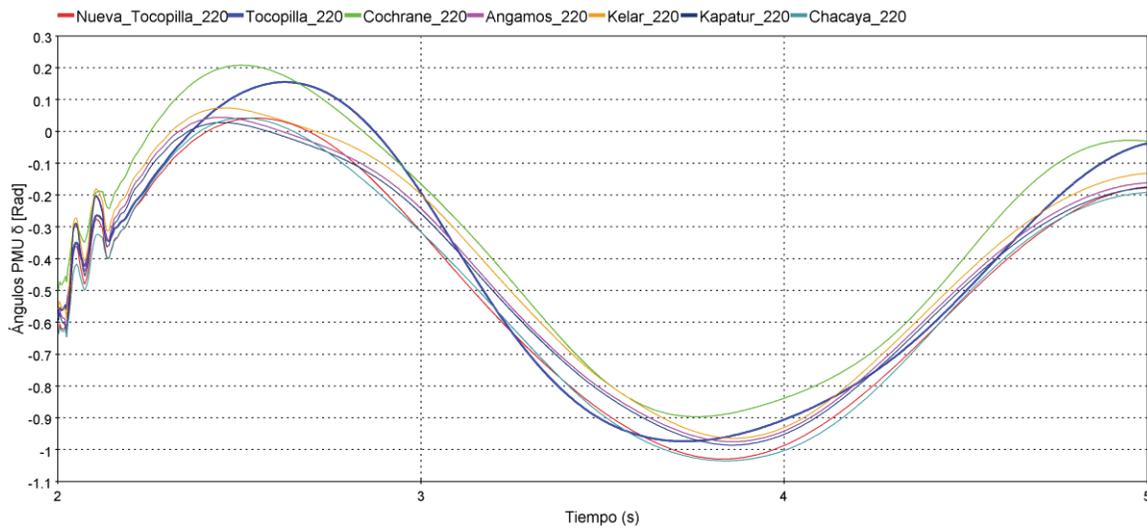


Figura 5-4: Ángulo fasorial de la tensión barras 220 kV, Zona Norte, esquema húmedo.

En la Figura 5-5, se destacó en color rojo la variación de fase de la tensión que se produce en la barra Guacolda (esquema húmedo).

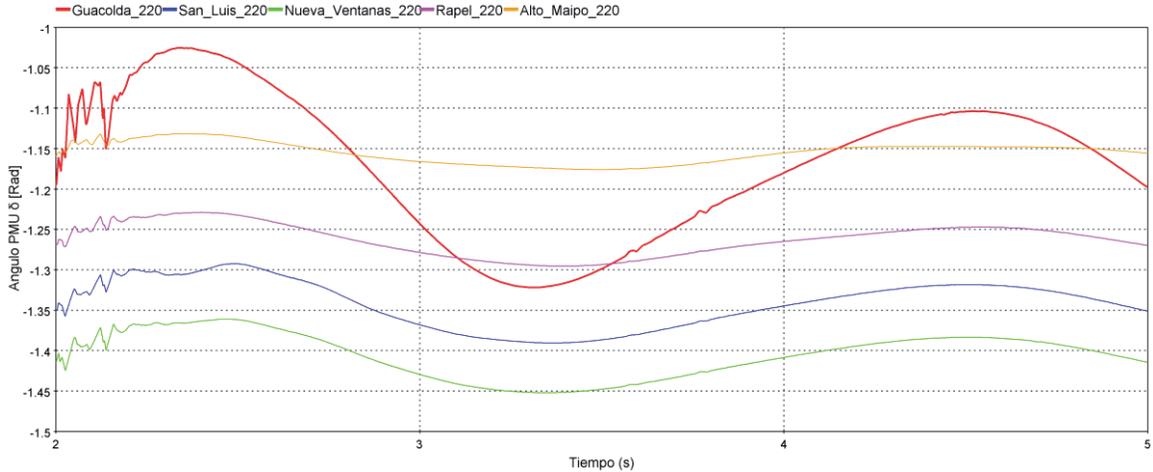


Figura 5-5: Ángulo fasorial de la tensión barras 220 kV, Zona Central, esquema húmedo.

Los resultados de simulación obtenidos para la Zona Sur se muestran en la Figura 5-6. En este caso no se obtienen diferencias de fase.

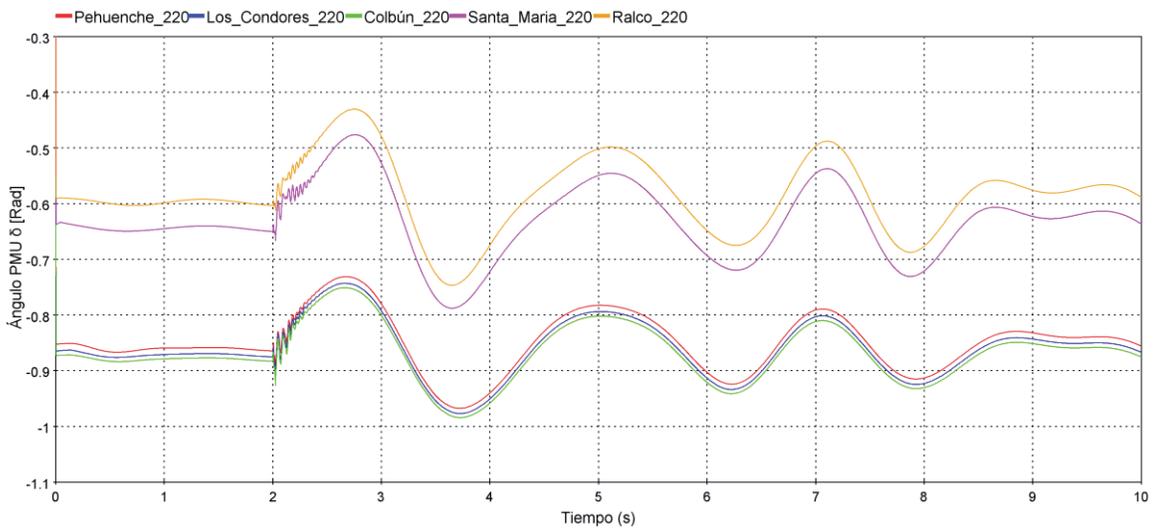


Figura 5-6: Ángulo fasorial de la tensión barras 220 kV, Zona Sur, esquema húmedo.

En base al análisis realizado, la central Tocopilla, de la Zona Norte, (ver Figura 5-1 en escenario seco y Figura 5-4 en escenario húmedo) y Guacolda, de la Zona Centro, (ver Figura 5-2 en escenario seco y Figura 5-5 en escenario húmedo) presentan la mayor oposición de fase respecto a otras centrales seleccionadas en cada zona. Dado los resultados obtenidos, se determinó que dichas barras (Tocopilla y Guacolda en 220 kV) serán monitoreadas mediante los sincrofasores para obtener las mediciones de magnitud y fase de secuencia positiva de la tensión con el fin de determinar la variable que representa mejor el comportamiento dinámico del sistema.

La señal auxiliar que será entregada por los sincrofasores será procesada por el amortiguador de potencia (POD) con el propósito de aumentar el rendimiento del compensador SVC.

5.3 Selección de señales auxiliares del controlador POD

Los sincrofasores entregan los valores de magnitud y ángulo de la tensión del punto de conexión donde se realiza la medición. Con estos valores se determinan diferentes variables que serán utilizadas como señales de entrada para el amortiguador de potencia. Para alimentar el amortiguador de oscilaciones de potencia se debe tener en cuenta que muchas de las variables que proporciona la red (como ángulo de tensión, potencia, frecuencia, velocidad de los generadores, entre otras) pueden ser utilizadas para la amortiguación del sistema.

De las variables entregadas por el sincrofasor se puede calcular diferentes señales de control que pueden utilizarse como entrada, por ejemplo: potencia, ángulo, frecuencia, velocidad de generador.

En este trabajo se utilizó la variación angular de las barras del sistema debido a que estas oscilaciones tienden a decaer en conjunto, desarrollando desfases entre ellas. Estos desfases dependen del amortiguamiento que tenga el sistema en esos puntos y permiten conocer el estado de la red facilitando la compensación del sistema. La simulación demostró que la diferencia angular desarrollado por las barras en estado estacionario de las centrales seleccionadas anteriormente, no generan un error constante en su lectura, por lo tanto, el controlador POD deja de funcionar en estado estacionario y no tiene gran respuesta frente a transientes que puedan producirse en la red.

5.4 Determinación empírica de parámetros del controlador POD

Una vez definidas las variables de control (sección 5.3) se desarrolló un controlador POD, de acuerdo al diagrama de bloques de la Figura 5-7. El POD desarrollado contiene las etapas de ganancia, limitadores y los bloques de control de fase.

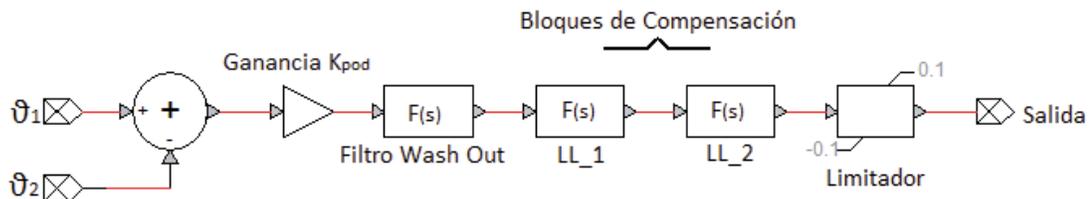


Figura 5-7: Representación POD en EMTP-RV

En la Figura 5-7 se distinguen los siguientes bloques:

- Entradas (ϑ_1 y ϑ_2): variación angular centrales Guacolda y Tocopilla, respectivamente.
- Bloque sumador: bloque configurado para restar las señales de entrada.
- Bloque de ganancia: ajustado de modo de aumentar el amortiguamiento introducido por este controlador al sistema.

- Filtro Wash out: ajustado para funcionar como un filtro pasa altos para prevenir el funcionamiento del controlador en estado estacionario.
- Bloques de Compensación (LL_1 y LL_2): dos etapas de compensación ajustadas para introducir una desviación de fase apropiada entre las señales de control y el compensador.
- Bloque Limitador: destinado a controlar el accionar del controlador ante transitorios y permitir gran participación del POD ante grandes perturbaciones.

Para ajustar los parámetros se tomaron las consideraciones técnicas encontradas en la literatura (ver Sección 2.3.2). Mediante estas consideraciones se obtuvieron los valores de parámetros mediante ensayo y error para realizar el control de amortiguaciones de potencia. Estos valores se indican en la Tabla 5-3.

Tabla 5-3: Parámetros utilizados en el desarrollo del POD

Parámetro	Valor
Ganancia de Sistema	0.75
Constante de Tiempo Wash Out	10
Constante de Tiempo Polos	0.1
Constante de Tiempo Zeros	0.5
Límites de Operación superior	0.1
Límites de Operación Inferior	-0.1

Para validar los parámetros obtenidos, se analizó las señales de entrada y salida del controlador POD simulando una falla trifásica en uno de los reactores de la línea Cumbres-Changos. Se graficó la entrada y salida del controlador POD para verificar su funcionamiento y, adicionalmente, se graficó las señales de potencia activa del circuito sano para visualizar la variación de rendimiento del compensador conectado al controlador POD.

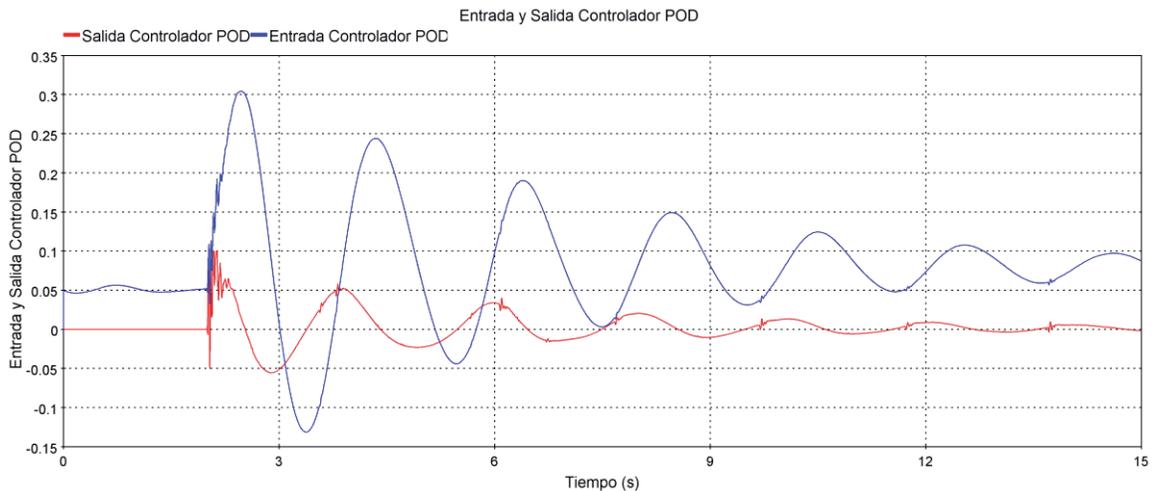


Figura 5-8: Señales de entrada y salida del controlador POD

En la Figura 5-8 se muestra (en azul) la señal de entrada del controlador POD antes de ser procesada. Esta señal representa la diferencia angular de las barras de conexión de las centrales Guacolda y Tocopilla. En la misma Figura, se muestra (en rojo) la señal de control ya procesada. Esta señal será introducida en la unidad de distribución del compensador, unidad que tiene como objetivo determinar el número de bancos capacitivos que se utilizarán y el ángulo de control que determina la corriente del reactor.

Como se puede notar en la señal en rojo de la Figura 5-8, tal como se esperaba, la acción del controlador decae en el tiempo y el dispositivo cesa su operación. De esta forma, se puede concluir que los valores de la constante de tiempo que posee el bloque de control Wash Out son correctos y el equipo cumple su finalidad.

Por otra parte, estos resultados indican que las etapas de acondicionamiento de fase (Lead-Lag) logran introducir el desfase necesario en la señal resultante. Este desfase ayuda al sistema de compensación a obtener información anticipada del estado de la red. No se consideró agregar más etapas de compensación de fase (Lead-Lag), debido a que se introdujo un desfase entre las señales de entrada y salida de aproximadamente 75° , resultado favorable para la finalidad de este controlador.

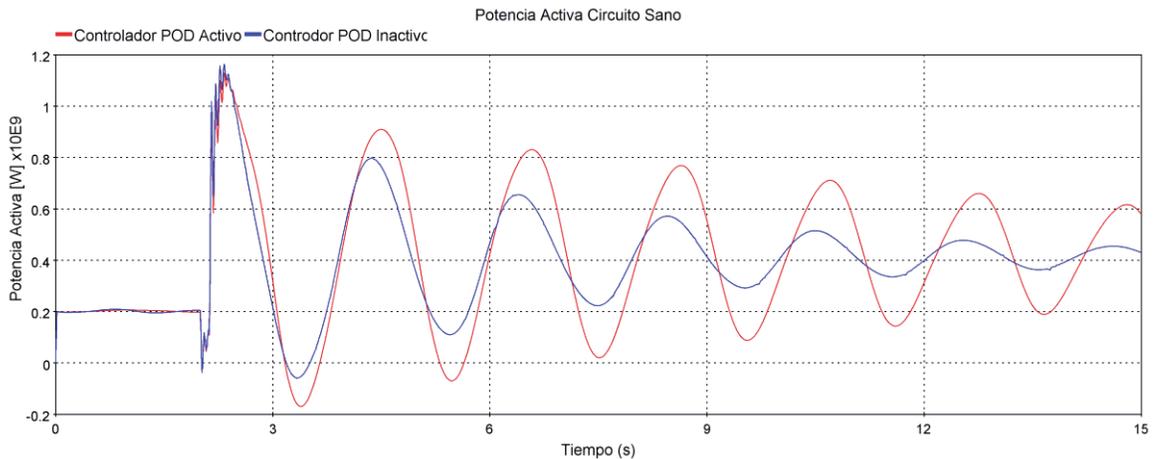


Figura 5-9: Potencia activa en circuito sano

En la Figura 5-9 se graficó en rojo el desempeño del compensador durante el tiempo que el controlador POD está activo, y se graficó en color azul el comportamiento del compensador sin controlador. Como se puede notar, el sistema presenta una menor amortiguación en las oscilaciones de potencia cuando no recibe la señal auxiliar aportada por el controlador POD.

Finalmente, como se puede notar en la Figura 5-9, se logró implementar el control POD mejorando el desempeño del compensador.

5.5 Casos Analizados

Para estudiar el comportamiento de los dispositivos que fueron destinados a la compensación del sistema, se programaron contingencias de severidad 4 como lo indica la normativa vigente a enero de 2016 [30]. La definición de Severidad 4 es la siguiente:

Severidad 4: Cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en un circuito de líneas de doble circuito, o en una línea de simple circuito con Enmallamiento, seguido de la desconexión en tiempo normal del circuito fallado por acción de su Sistema de Protecciones, admitiendo la actuación de EDAC, EDAG o ERAG en los términos indicados en el Artículo 5-7; o, falla permanente de un polo de un enlace HVDC de más de un polo, admitiendo la actuación de EDAC, EDAG o ERAG en los términos indicados en el Artículo 5-7.

En cada escenario se programó una falla bifásica en la barra Cumbres en 500 kV de 120 ms de duración con una salida de circuito fallado. En el caso de hidrología seca, se seleccionó uno de los circuitos que conecta la subestación Cumbres con la subestación Nueva Cardones. En este caso se tiene una transferencia de potencia 600 MW por el enlace y un flujo desde el SING al SIC. En el escenario de hidrología húmeda, se seleccionó uno de los circuitos que conecta la subestación Cumbres con la subestación Changos. En el esquema de hidrología húmeda se tiene una transferencia de potencia de 500 MW por el enlace, con una dirección de flujo desde el SIC al SING.

Las consideraciones de la normativa técnica que se consideraron relevantes para el estudio del comportamiento dinámico del enlace son las siguientes [30]:

Normativas vigentes con respecto a la Tensión para circuitos en 500 kV

- Extracto Art. 5-24 : El sistema en estado normal, la magnitud de la tensión por unidad está comprendida entre 0,97 y 1,03 por unidad, para instalaciones igual o mayor a 500 kV.
- Extracto Art. 5-28 : El sistema en estado de alerta, la magnitud de la tensión por la unidad está comprendida entre 0,95 y 1,05 por unidad, para las instalaciones iguales o mayor a 500 kV.
- Art. 5-39 : Hasta una contingencia de severidad 7, la tensión no deberá descender transitoriamente por debajo de 0,7 por unidad, luego de 50 ms de despejada la falla. La tensión no deberá permanecer por debajo de 0,8 por unidad por un tiempo superior a un segundo. La magnitud en todas las barras del sistema de transmisión, deberá converger a su valor final, dentro de una banda de tolerancia de un 10%, en un tiempo no superior a 20 segundos, medido desde el instante de falla.

Normativa vigente con respecto a oscilaciones de potencia activa en líneas de transmisión

- Art 5-43 : El factor de amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas luego de ocurrida una contingencia simple, medido sobre las oscilaciones de potencia activa en las líneas de transmisión más cercana al lugar de ocurrencia de la contingencia, deberá tener un valor mínimo de un 5%.
- Art 5-44 : Medición máxima de las ondas de potencia activa de las líneas de transmisión dada, que corresponden a dos semiciclos consecutivos de igual signo, ya sea positivo o negativo, designados como A1 y A2.

$$\xi = \frac{\log_c * R_A}{2\pi * \sqrt{1 + \frac{(\log_c * R_A)^2}{4\pi^2}}}$$

donde $R_A = \frac{A_1}{A_2}$

Ante estas condiciones se analizarán los resultados de las contingencias por escenario.

5.6 Simulaciones y Resultados

En adelante se presentarán los resultados obtenidos y el análisis de las gráficas de tensión, potencia activa y reactiva, diferencias angulares y los aportes de las señales de control provistas por el controlador POD. Estos análisis se realizaron para los 2 escenarios de alta demanda que fueron programados, incluyendo la contingencia de severidad 4 especificada en la norma técnica como un cortocircuito bifásico sin impedancia de falla con una duración de 120 ms sobre uno de los circuitos de una línea de transmisión de doble circuito, seguido de su desconexión en tiempo normal del circuito fallado. La ubicación del compensador se implementó en la subestación Cumbres y los sincrofasores fueron dispuestos en las barras de conexión de las centrales Guacolda y Tocopilla.

5.6.1 Resultados Escenario Seco

La Figura 5-10 muestra la tensión en la barra Cumbres operando con y sin compensador SVC-POD durante una falla de severidad 4. En la Figura, en color azul, se ilustra la tensión que tiene la barra cuando no se encuentra conectado el compensador, y en color rojo se ilustra la tensión de la barra con el compensador SVC-POD habilitado.

Al inicio de la gráfica el sistema se encuentra en estado estacionario y la tensión tiene un valor de 1,03 pu. En la línea azul se puede notar que, luego de 120 ms de aplicada la falla, el sistema presenta oscilaciones de tensión en torno a 1,01 pu. Este valor se fija como nuevo nivel de tensión en que opera el sistema. De esta forma, se produce una caída de tensión que permanece en el rango exigido por la norma técnica. El tiempo de estabilización de la tensión es de aproximadamente 15 segundos. Este valor del tiempo de estabilización implica que, a pesar de

encontrase dentro del rango exigido, es demasiado extenso y puede producir que los sistemas de protección operen erróneamente, desconectando los sistemas SIC y SING.

El análisis de la línea dibujada en color rojo en la Figura 5-10, permite inferir que los reactivos aportados logran estabilizar la tensión en los primeros 5 segundos luego de producida la falla. Por su parte, el voltaje se mantiene cercano a la referencia igual a 1,028 pu. Este valor está dentro del rango de variación aceptable respecto a la referencia (1,03 pu).

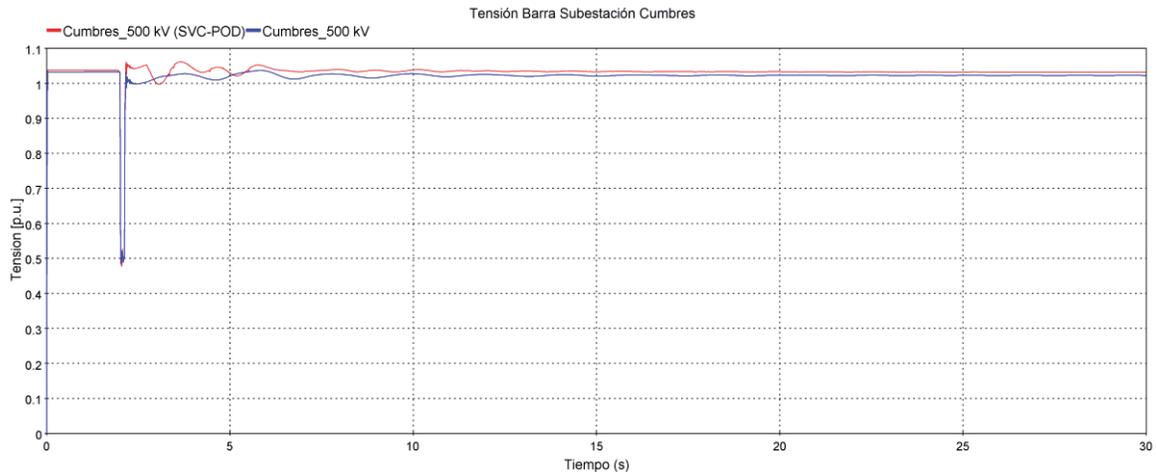


Figura 5-10: Tensión en Barra de Transferencia - Subestación Cumbres

En la Figura 5-11 se representa la potencia activa que transfiere el circuito sano durante el tiempo de simulación. En rojo se dibuja el sistema con compensación y en azul se dibuja el sistema sin compensación. Se puede advertir que la potencia final transmitida es de 600 MW, que corresponde a la potencia total transmitida antes de la falla por ambos circuitos. La comparación de las gráficas demuestra que la operación de la configuración SVC-POD logra aumentar el amortiguamiento del sistema, dado que la línea dibujada en color rojo se atenúa más rápidamente. El tiempo de estabilización de la potencia que pasa por este circuito se reduce a 10 segundos aproximadamente.

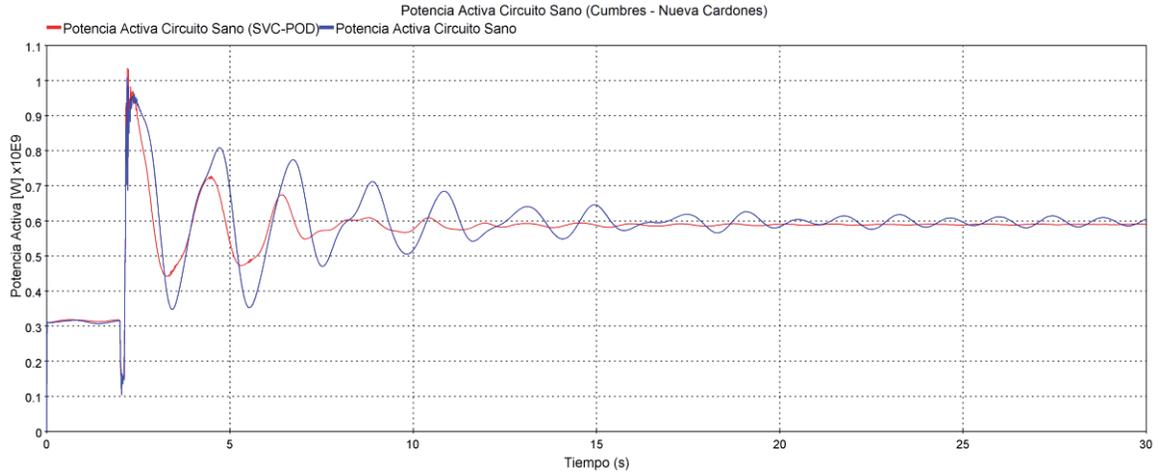


Figura 5-11: Potencia Activa Transferida Circuito Sano

En la Figura 5-12 se representa la variación de reactivos en la barra Cumbres. Se puede notar que el sistema de compensación después de falla debe seguir entregando potencia reactiva al sistema para mantener los niveles reactivos estables aproximadamente 80 MVar. Además, se puede notar variaciones momentáneas en la gráfica (entre los 15 y 25 segundos), que son producto de la histéresis asociada al banco que se encuentra conectado o a la conmutación de desconexión de los bancos.

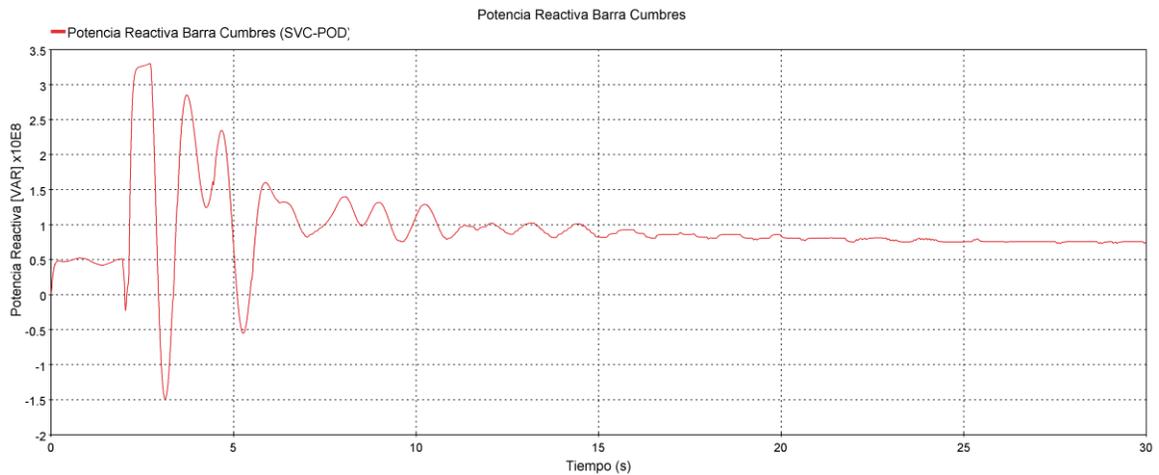


Figura 5-12: Potencia reactiva inyectada a la barra cumbres

En la Figura 5-13 se ilustra la entrada y salida del controlador POD. Después de que se amortiguan las oscilaciones de potencia, se puede notar que, a pesar que el ángulo de las barras Tocopilla y Guacolda tiende a aumentar respecto a su estado inicial, el controlador identifica que se alcanzó un nuevo punto de estabilidad por lo que deja de funcionar.

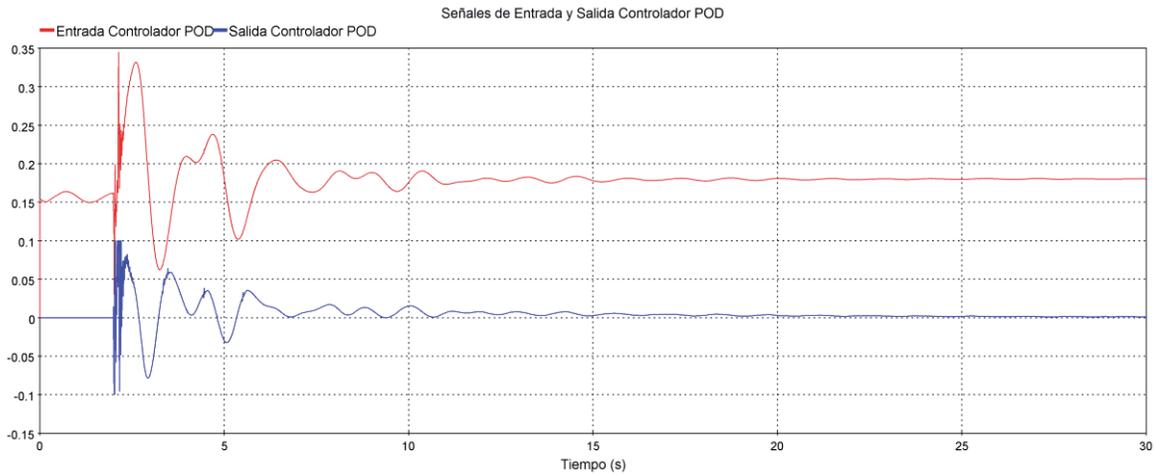


Figura 5-13: Señal de entrada y salida controlador POD

En la Figura 5-14 se puede notar que el ángulo de las centrales Guacolda y Tocopilla, se normaliza en torno a los 5 segundos, lo cual ayuda a que el controlador POD no siga operando.

La comparación de las gráficas con y sin compensación indican que desaparece el desfase angular desarrollado por estas máquinas (comparación entre el desfase desarrollado por las gráficas en verde y lila respecto a las gráficas en azul y rojo). Esto indica que se reduce la posibilidad de tener modos oscilatorios después de que falle uno de los circuitos.

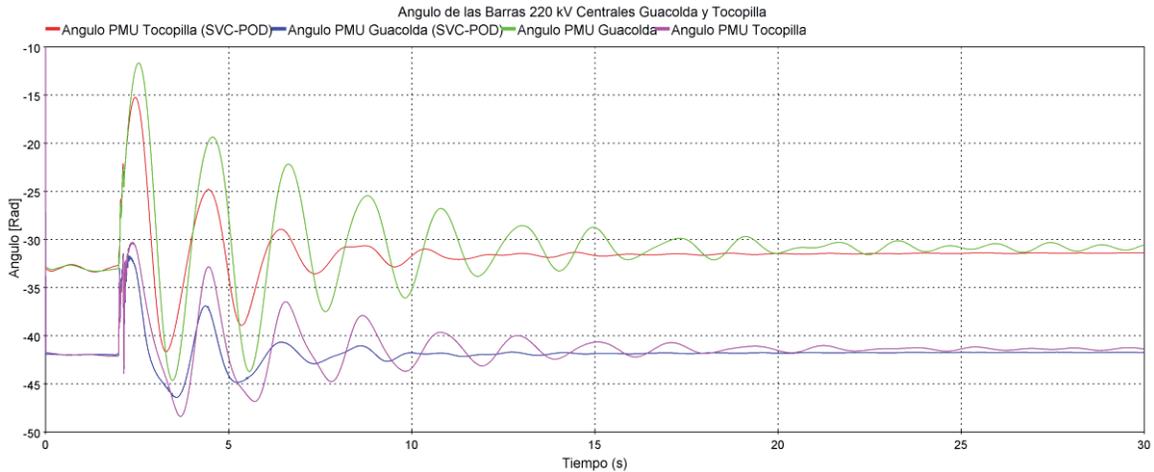


Figura 5-14: Angulo de las barras de conexión Centrales Guacolda y Tocopilla

La acción del compensador ante las oscilaciones de potencia, generadas por la salida del circuito dañado, ayuda a que los otros puntos de la red puedan converger de manera rápida. De esta forma, los generadores que presentaban mayor diferencia angular al momento de la falla encuentran un punto estable con mayor velocidad (ver Figura 5-15 y Figura 5-16) Figura 5-16.

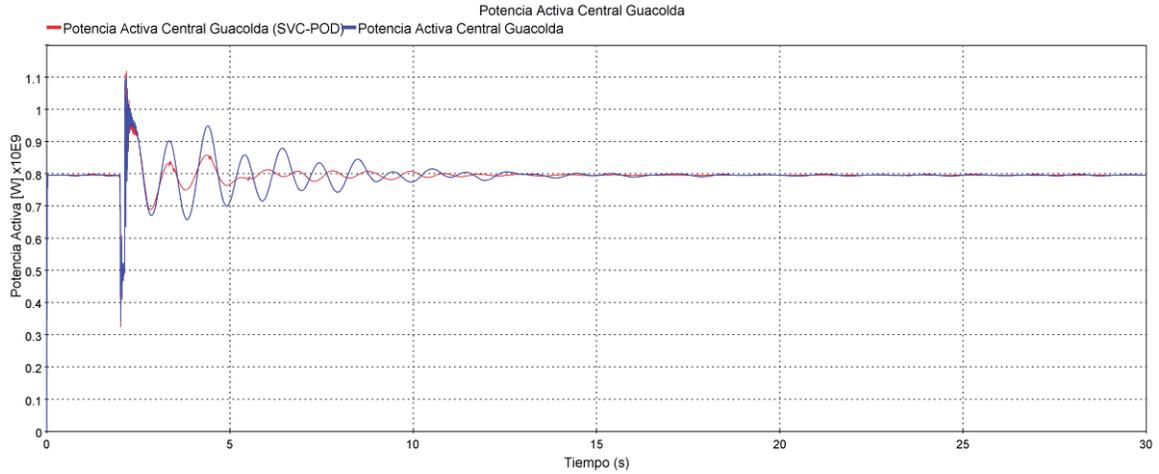


Figura 5-15: Potencia Activa Generador Guacolda.

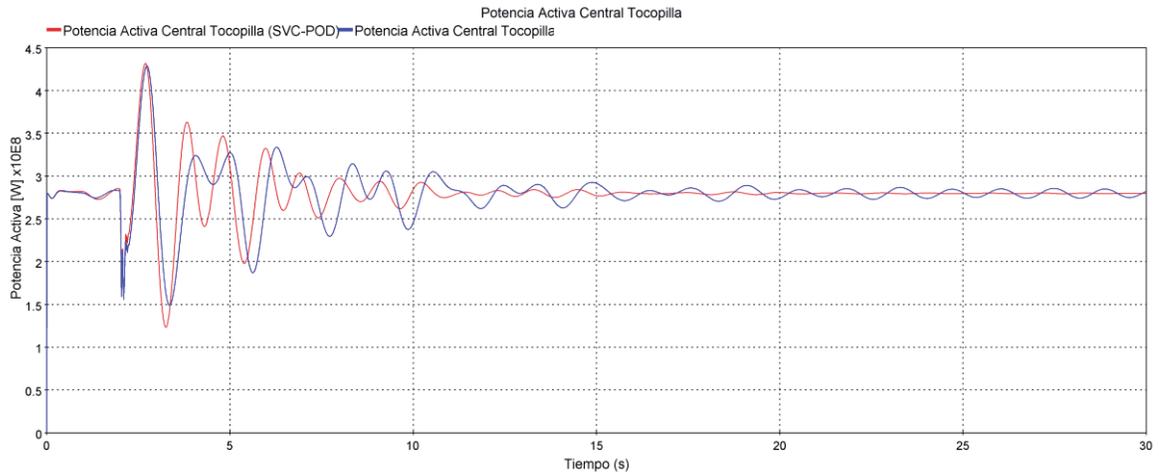


Figura 5-16: Potencia Activa Generador Tocopilla.

5.6.2 Resultados Escenario Húmedo

La Figura 5-17 muestra la tensión en la barra Cumbres operando con y sin compensador SVC-POD durante una falla de severidad 4. En la Figura, en color rojo, se ilustra la tensión que tiene la barra cuando no se encuentra conectado el compensador, y en color azul se ilustra la tensión de la barra con el compensador SVC-POD habilitado.

Al inicio de la gráfica el sistema se encuentra en estado estacionario y la tensión tiene un valor de 1,03 pu. En la línea azul se puede notar que, luego de 120 ms de aplicada la falla, el sistema presenta oscilaciones de tensión en torno a 1,017 pu. El valor de la tensión se fija 1.22 pu como nuevo nivel de tensión en que opera el sistema. De esta forma, se produce una caída de tensión muy baja. El tiempo de estabilización de la tensión es de aproximadamente 15 segundos. Este

valor del tiempo de estabilización implica que, a pesar de encontrarse dentro del rango exigido, es demasiado extenso en el caso analizado sin compensación.

El análisis de la línea dibujada en color rojo en la Figura 5-17, permite inferir que los reactivos aportados logran estabilizar la tensión en los primeros 5 segundos luego de producida la falla. Por su parte, el voltaje vuelve a su valor de inicio de 1,03 pu que es el mismo valor de referencia del compensador.

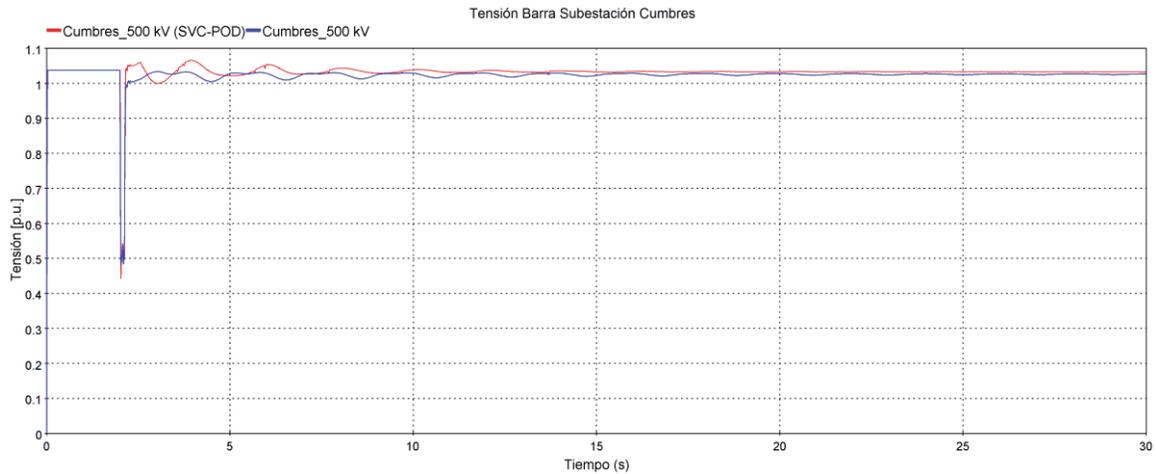


Figura 5-17: Tensión en Barra de Transferencia - Subestación Cumbres

En la Figura 5-18 se representa la potencia activa que transfiere el circuito sano durante el tiempo de simulación. En rojo se dibuja el sistema con compensación y en azul se dibuja el sistema sin compensación. Se puede advertir que la potencia final transmitida es de 400 MW, que corresponde a la potencia total transmitida antes de la falla. La comparación de las gráficas demuestra que la operación de la configuración SVC-POD logra aumentar el amortiguamiento del sistema, dado que la línea dibujada en color azul se atenúa rápidamente en comparación a la gráfica en rojo que le toma aproximadamente 35 segundos. El tiempo de estabilización de la potencia que pasa por este circuito se reduce a 14 segundos aproximadamente cuando se encuentra activo el compensador.

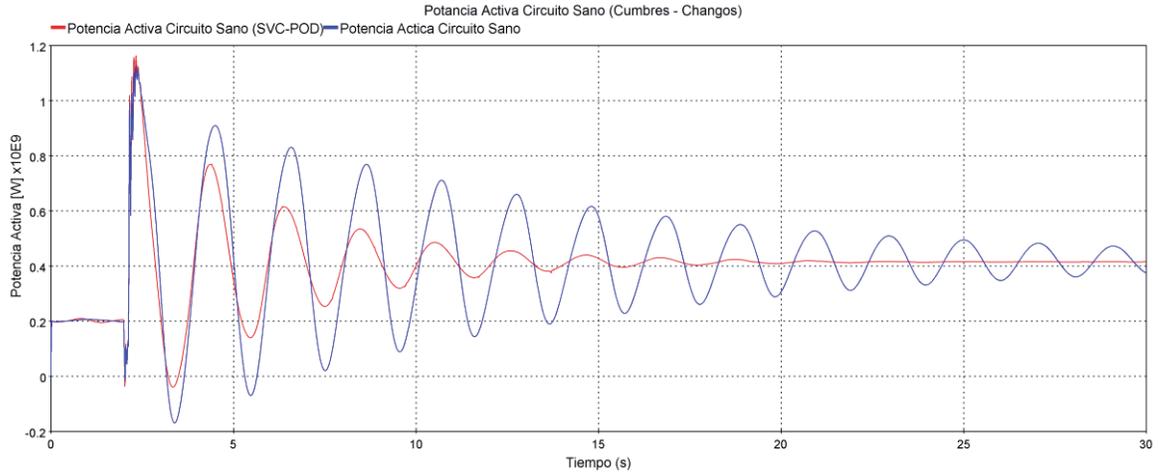


Figura 5-18: Potencia Activa Transferida Circuito Sano

En la Figura 5-19 se representa la variación de reactivos en la barra Cumbres. Se puede notar que el sistema de compensación después de falla debe seguir entregando potencia reactiva al sistema para mantener los niveles reactivos estables aproximadamente 70 MVAR. Además, se puede notar variaciones momentáneas en la gráfica (entre los 15 y 25 segundos), que son producto de la histéresis asociada a los bancos que se encuentran conectados o a la conmutación de desconexión de los bancos.

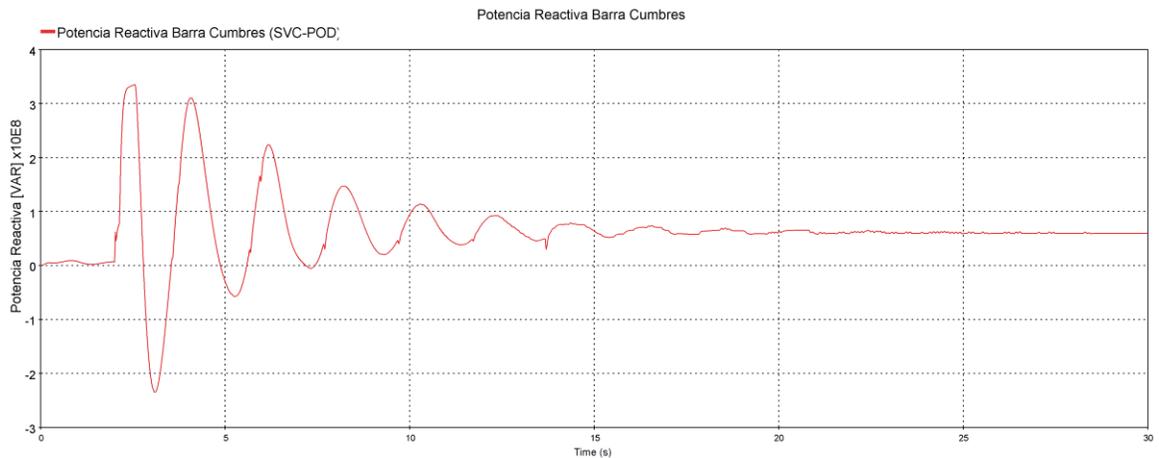


Figura 5-19: Potencia reactiva inyectada a la barra cumbres

En la Figura 5-20 se ilustra la entrada y salida del controlador POD. Después de que se amortiguan las oscilaciones de potencia, se puede notar que, a pesar que el ángulo de las barras Tocopilla y Guacolda tiende a aumentar respecto a su estado inicial, el controlador identifica que se alcanzó un nuevo punto de estabilidad por lo que deja de funcionar.

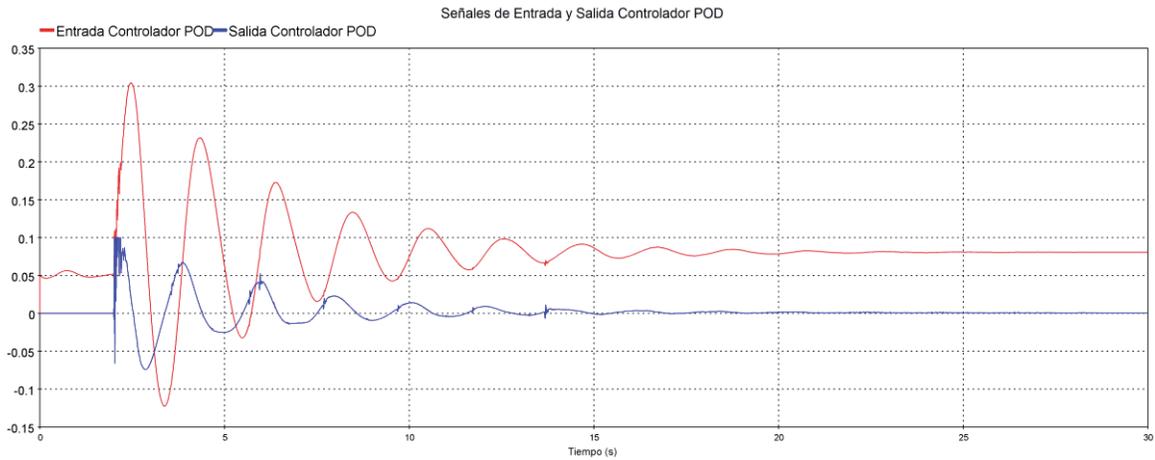


Figura 5-20: Señal de entrada y salida controlador POD

En la Figura 5-21 se puede notar que el ángulo de las centrales Guacolda y Tocopilla, se normaliza en torno a los 15 segundos, lo cual ayuda a que el controlador POD no siga operando.

La comparación de las gráficas con y sin compensación indican que desaparece el desfase angular desarrollado por estas máquinas (comparación entre el desfase desarrollado por las gráficas en verde y lila respecto a las gráficas en azul y rojo). Esto indica que se reduce la posibilidad de tener modos oscilatorios después de que falle uno de los circuitos de la interconexión.

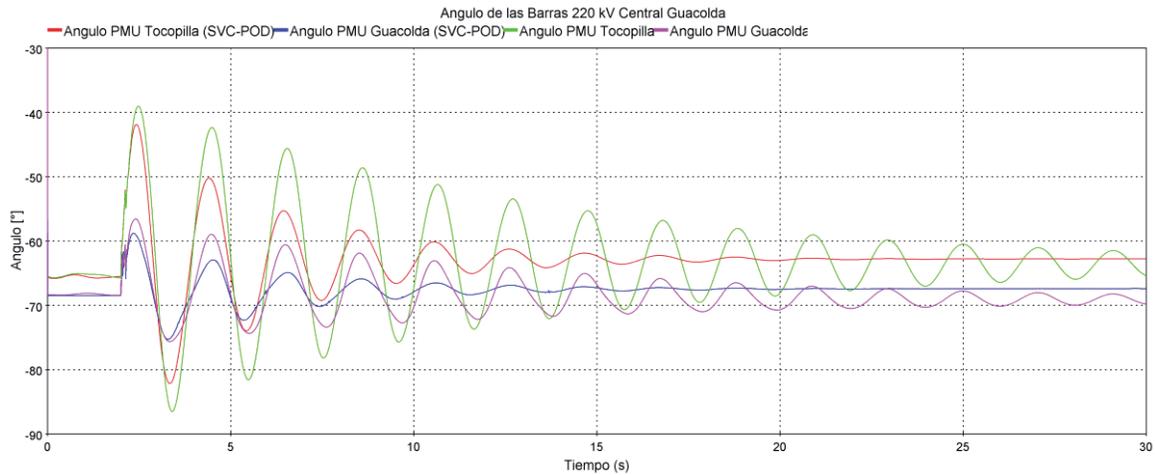


Figura 5-21: Angulo de las barras de conexión Centrales Guacolda y Tocopilla

La acción del compensador ante las oscilaciones de potencia, generadas por la salida del circuito dañado, ayuda a que los otros puntos de la red puedan converger de manera rápida. De esta forma, los generadores que presentaban mayor diferencia angular al momento de la falla encuentran un punto estable con mayor velocidad. (ver Figura 5-22 y Figura 5-23).

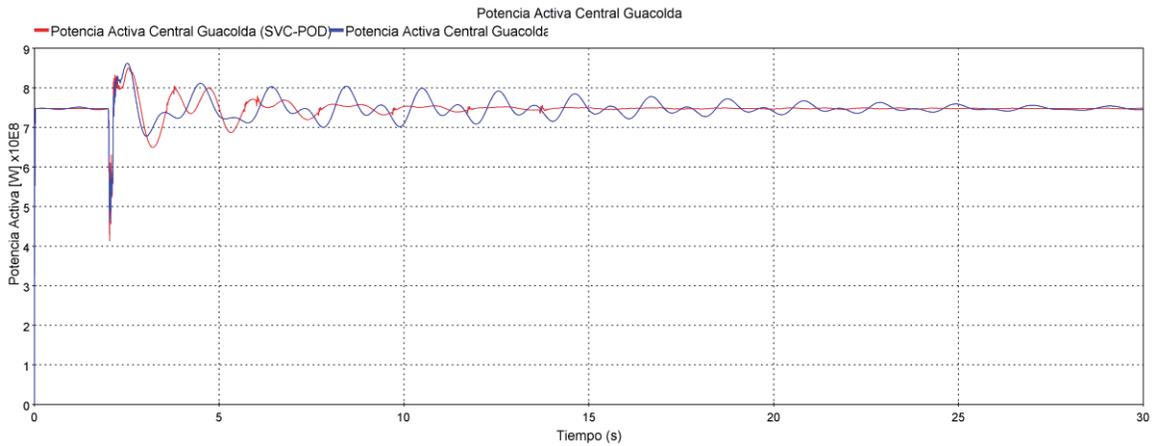


Figura 5-22: Potencia Activa Generador Guacolda.

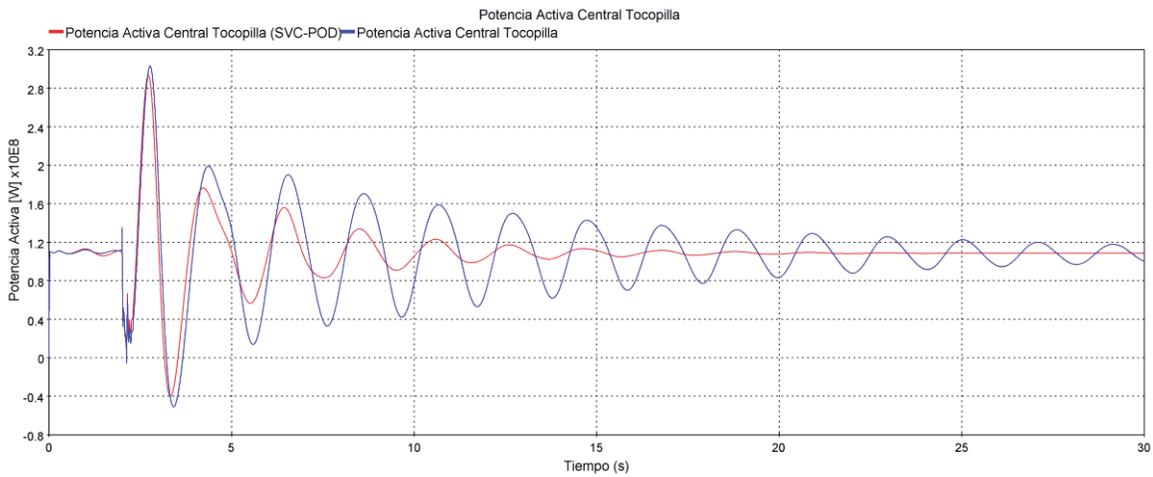


Figura 5-23: Potencia Activa Generador Tocopilla.

Como se puede notar el sistema de compensación reactiva propuesto, cumple con las expectativas deseadas, manteniendo la seguridad del sistema ante este tipo de fallas que son consideradas como severas para un sistema eléctrico de potencia. Otro punto importante que se puede abordar en esta parte del trabajo es la utilización de los sincrofasores que tienen un impacto muy positivo al momento de complementar sistemas de respuesta rápida como lo es la electrónica de potencia.

Para complementar en este estudio se realiza un breve análisis con respecto al amortiguamiento aportado por el SVC – POD al sistema, para realizar este análisis se utilizó la ecuación de amortiguamiento contenida en la norma técnica vigente.

5 Calibración de Modelos y Análisis de Contingencias

Para realizar este cálculo de deben determinar los valores de la amplitud de la potencia peak (positiva o negativa) de los primeros dos semiciclos. En caso de que la señal del primer semi ciclo se encuentre demasiado distorsionada se puede trabajar con los 2 siguientes semiciclos.

Escenario Húmedo Sin SVC-POD		Escenario Seco Sin SVC-POD	
Amplitud 1 ^{er} Semi ciclo	1120	Amplitud 1 ^{er} Semi ciclo	1053
Amplitud 2 ^{do} Semi ciclo	918	Amplitud 2 ^{do} Semi ciclo	928
R _a (Razón 1 ^{er} y 2 ^{do} Semi Ciclo)	0.677	R _a (Razón 1 ^{er} y 2 ^{do} Semi Ciclo)	0.72

Escenario Húmedo con SVC-POD		Escenario Seco con SVC-POD	
Amplitud 1 ^{er} Semi ciclo	1160	Amplitud 1 ^{er} Semi ciclo	989
Amplitud 2 ^{do} Semi ciclo	745	Amplitud 2 ^{do} Semi ciclo	724
R _a (Razón 1 ^{er} y 2 ^{do} Semi Ciclo)	0.48	R _a (Razón 1 ^{er} y 2 ^{do} Semi Ciclo)	0.512

Con los resultados anteriores se puede calcular el amortiguamiento que tiene el sistema, y verificar el amortiguamiento inducido por el compensador SVC-POD, cuando la potencia de transferencia de la línea de es 400 MW para el escenario húmedo y de 600 MW para el escenario seco.

% de Amortiguamiento Escenario Húmedo		% de Amortiguamiento Escenario Seco	
Amortiguamiento sin SVC	5.2	Amortiguamiento sin SVC	5.1
Amortiguamiento con SVC	12.5	Amortiguamiento con SVC	17.9
% de aumento	7.3	% de aumento	12.8

Como se puede notar en los resultados mostrados en el último recuadro, queda demostrado el rendimiento del compensador y por otro lado se puede notar que la eficiencia del compensador aumenta dependiendo de los niveles de potencia que se estén transfiriendo.

6 Discusión y conclusiones

Mediante este proyecto de titulación se buscó realizar un estudio sobre el comportamiento dinámico de las oscilaciones de potencia del sistema interconectado SIC – SING y su mitigación a través de compensadores estáticos reactivos utilizando mediciones angulares provenientes de sincrofasores. Todo esto se realizó mediante simulaciones computacionales en la herramienta de análisis EMPT-RV.

Se dio comienzo a este trabajo con una revisión bibliográfica sobre lo referente a la tecnología FACTS enfatizando en el compensador estático reactivo SVC (del inglés Static Var Compensator) profundizando en su sistema de control primario y control suplementario POD (del inglés Power Oscillation Damper), y sus aplicaciones en redes de alta tensión. Adicionalmente, se estudió el uso de redes fasoriales para implementarlas en la red de modo de monitorear las variables críticas del sistema, las cuales serán utilizadas como señal de entrada para el control suplementario.

Dada esta revisión bibliográfica, se comienza con el desarrollo de este proyecto mediante una proyección de demanda de los sistemas SIC y SING para las distintas cargas modeladas en el modelo reducido SIC-SING proyectado al año 2021. Se determinó el crecimiento anual de cada uno de estos dos sistemas para luego determinar un factor de crecimiento total hasta el año 2021 para ser multiplicado a la demanda de las cargas establecidas en los modelos SIC y SING del año 2015 para un escenario de demanda alta modelado en la herramienta EMTP-RV. Definidas las proyecciones de demanda, se procedió a realizar el despacho de generación en base a la hidrología. Se confeccionó un escenario de alta demanda para hidrología seca en donde se consideraron las centrales térmicas como prioridad de despacho y, un escenario de alta demanda para hidrología húmeda priorizando las fuentes de generación hídrica.

Terminado el proceso de determinación de las proyecciones de demanda y definido el despacho que tendrán los 43 generadores considerados en el modelo, se programaron las demandas de cada carga y los despacho para cada generador. Adicionalmente, se comprobó el funcionamiento de los sistemas de control (reguladores de voltaje, estabilizadores de potencia y gobernadores). Con estos antecedentes se calibró un modelo que representa tanto el estado estacionario como el comportamiento dinámico del sistema SIC-SING proyectado al año 2021, el cual cumple con los términos normativos establecidos por la Norma Técnica de Calidad y Servicio.

La implementación y calibración del compensador SVC se realizó en la subestación seccionadora Cumbres de 500 Kv. La subestación Cumbres divide el enlace de interconexión en un tramo de 400 km desde la Subestación Changos en el SING y Cumbres y otro de 180 km desde Cumbres a Nueva Cardones en el SIC, lo que reduce la impedancia de línea total vista por el compensador. Para la calibración del compensador se consideró una simulación del flujo de potencia que determina los valores iniciales que debe trabajar el compensador.

Para determinar la ubicación de los sincrofasores, se identificaron los puntos críticos en el modelo reducido, dividiendo el modelo en tres grupos (Zona Norte, Zona Centro y Zona Sur). De los 3 grupos analizados, las centrales Tocopilla y Guacolda presentaron variaciones significativas en los dos escenarios de alta demanda (hidrología seca y húmeda). En el caso de Tocopilla, central ubicada en la Zona Norte, tiende a adelantar en fase a los otros generadores del SING después de ocurrida la falla. La central Guacolda presenta variaciones angulares que son mucho mayores a otras centrales de la Zona Centro. En la Zona Sur no se encontraron variaciones significativas, lo cual se atribuyó a que estos generadores se encuentran muy alejados del punto de falla por lo que tienden a oscilar en fase. En consecuencia, los sincrofasores de las barras de conexión Guacolda y Tocopilla se dejaron en funcionamiento para identificar las variables más representativas del comportamiento dinámico de la red. La variable de entrada para el POD utilizada fue las variaciones en el ángulo de la tensión de las barras de 220 Kv, debido a que tiene una gran similitud a la variación experimentada por la potencia en consideración a las variaciones de amplitud.

Posteriormente, se construyó el modelo del amortiguador de oscilaciones de potencia que fue utilizado como control suplementario del SVC, considerando una estructura de compensación similar a la utilizada por los estabilizadores de potencia o PSS. Para definir los valores con los cuales trabajará el controlador POD, se programó una falla trifásica en uno de los circuitos de la interconexión con un tiempo de duración de 120 ms y con la posterior desconexión del circuito fallado para determinar las constantes de tiempo óptimas para los compensadores de fase y la máxima ganancia admisible por el SVC sin minimizar su efectividad.

Los valores obtenidos para las constantes de tiempo de los compensadores de fase fueron 0,5 para los Polos y 0,1 para los Zeros. El retraso de fase obtenido fue de aproximadamente 75° respecto a la señal de entrada. La ganancia máxima admitida por el sistema de control del SVC fue de 0,75. La constante de tiempo del filtro Wash out fue de 10 segundos y el rango del limitador fue de -0,1 a 0,1 logrando que el controlador POD no opere frente a variaciones locales de los generadores seleccionados o en estado estacionario.

Finalizados los procesos de diseño y ajuste, se analizó el amortiguamiento introducido por el compensador SVC mediante la programación de una falla bifásica sin impedancia de falla de 120 ms de duración y la posterior desconexión del circuito fallado.

El escenario de hidrología seca presenta una amortiguación de aproximadamente 5.2% antes de implementar el sistema de compensación SVC cuando se tiene una transferencia de potencia desde el SING al SIC de 600 MW. Una vez implementados los PMU y el SVC se aumentó la amortiguación de oscilaciones de potencia a un 17.9 % bajo las mismas condiciones.

En cuanto al escenario de hidrología húmeda, se pudo comprobar que el sistema tiene un porcentaje de amortiguación de aproximadamente 5,1% antes de implementar sistemas de compensación. El resultado obtenido utilizando el sistema de compensación y el amortiguador de oscilaciones de potencia fue de un 12.5 % cuando se tiene una transferencia de potencia de 400 MW desde el SIC al SING.

Del análisis de los resultados obtenidos para cada escenario, el sistema de compensación estático reactivo implementado cumple con el objetivo propuesto de mitigar oscilaciones de potencia que se puedan presentar en el sistema, lo que permite concluir que la utilización de datos en tiempo real provista por los sincrofasores y las señales auxiliares entregadas por el controlador POD ayudan considerablemente a aumentar el rendimiento del compensador SVC. Como se observa en los resultados, se obtuvo un aumento de 7.3 puntos porcentuales en caso de la hidrología húmeda y 12.8 puntos porcentuales en el caso de la hidrología seca. Adicionalmente, se puede dar cuenta de que a mayor transferencia de potencia, la efectividad del compensador aumenta, lo que implica que el enlace de interconexión puede funcionar cercano a sus límites sin comprometer la seguridad del sistema.

De acuerdo a los resultados obtenidos en el desarrollo del actual proyecto de titulación, es que surgen algunas propuestas para continuar con el desarrollo de este estudio:

- Estudiar el comportamiento del SVC cuando se tiene máxima transferencia de potencia por el enlace.
- Proponer otros dispositivos de compensación como los STATCOM o TCSC para ser implementados en la red y comprobar su funcionamiento ante oscilaciones de potencia.
- Considerar realizar un análisis modal al sistema interconectado para identificar los modos oscilatorios críticos y mediante los resultados ubicar los sincrofasores y calibrar el controlador POD a modo de aumentar el rendimiento del compensador SVC.
- Estudiar la coordinación entre los estabilizadores de potencia y la acción del SVC a modo de mitigar oscilaciones de potencia.

Bibliografía

- [1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [2] V. P. Kundur, «Definitions and Classifications of Power System Stability,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, nº 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [3] B. J. Machowshi, *Power System Dynamics: Stability and control*, United Kingdom: John Wiley & Sons, 2008.
- [4] M. Weedy, *Electric Power Systems*, United Kingdom: Wiley & Sons, 2012.
- [5] B. Pal, *Robust Control in Power Systems*, New York: Springer, 2005.
- [6] Adapa R., «Propossed Terms and Definitions for Flexible AC Transmission System (FACTS),» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol.12, N°4, pp. 1848-1853, 1997.
- [7] D. Karlsson, «Wide area system monitoring and control - terminology, phenomena, and solution implementation strategies.,» *Power and Energy Magazine, IEEE*, Vol.2, N°5,, 2004.
- [8] N. Hingorani, *Understanding FACTS: Concepts and technology of flexible AC transmission systems*, New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2000.
- [9] R. Grunbaum, «FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía,» *ABB*, vol. 5, pp. 5-17, 1999.
- [10] R. M. Mathur, *Thyristor-based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*, United States: John Wiley & Sons, 2002.
- [11] R. Vishakan, «Comparative Study of PSS and FACTS-POD for power system performance enhancement,» de *IEEE International Conference on Power, Instrumentation, Control and Computing (PICC)*, 2015.

- [12] J. Arrillaga, *Armónicos en Sistemas de Potencia*, Servicios de Publicaciones de la Universidad de Cantabria, 1994.
- [13] X.-P. Zhang, *Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*, Berlin, Germany: Springer, 2006.
- [14] D. Jovcic, «Phase Locked Loop System for FACTS,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, n° 3, pp. 1116-1124, 2003.
- [15] MathWorks, «Thyristor-Based Static Var Compensator,» 2016. [En línea]. Available: <http://www.mathwork.com>.
- [16] F. González-Longatt, *Entendiendo la Transformación de Park*, 2004.
- [17] M. Furini, «Pole placement by coordinated tuning of Power System Stabilizers and FACTS-POD Stabilizers,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, pp. 615-622, 2011.
- [18] H. Heidari, «Coordinated designing between PSS and SVC POD controller using DE algorithm,» *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering*, vol. 6, n° 3, pp. 22-28, 2014.
- [19] I. Standard, «Synchrophasors for Power Systems,» de *IEEE Std. C37.118-2005*, 2006, pp. 1344-1995.
- [20] B. Singh y N. Sharma, «Applications of phasor measurements units (PMUs) in electric power system networks incorporated with FACTS controllers,» *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. 3, n° 3, pp. 64-82, 2011.
- [21] M. Weiss, «A wide-area SVC Controller design for inter-area oscillation damping in WECC based on a structured dynamic equivalent model,» *Electric Power Systems Research*, vol. 133, pp. 1-11, 2016.
- [22] Enzo-Quezada, «Desafíos Proyecto Interconexión SIC-SING,» E-CL, Santiago, 2015.
- [23] Documento, «Resolución exenta Nro. 629,» Comisión Nacional de Energía, Santiago, 2015.
- [24] Documento, «Resolución exenta Nro. 158,» Ministerio de Energía, Santiago, 2015.
- [25] J. Cáceres, «Desarrollo de modelos dinámicos reducidos de los sistemas SIC y SING para estudios de estabilidad,» Informe de Proyecto de Título de ingeniero Civil Eléctrico, PUCV, Valparaíso, Chile, 2016.
- [26] S. Chen, *Network Reduction in Power System Analyses*, Dinamarca: Kogens Lyngby, 2009.

- [27] R. Podmore, «Identification of Coherent Generators for Dynamic Equivalents,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 1, n° 4, 1978.
- [28] D. Performance, «Load Representation for Dynamic Performance Analysis,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 2, 1993.
- [29] CNE, «Nuevo informe técnico de fijación de precio nudo corto plazo,» Santiago, Chile, Octubre, 2015.
- [30] *Normativa Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*, Santiago, Chile, 2016.
- [31] P. Solutions, «EMTP-RV User Manual,» Les Jardins de l'Enterprise, Francia, 2014.
- [32] J. Mahseredijan, «On a New Approach for the Simulation of Transients in Power Systems,» 2005.