



**Universidad Autónoma de San Luis
Potosí**

Facultad de Ingeniería
Posgrado en Ingeniería Eléctrica



Control de área amplia usando el compensador estático de VAR y mediciones sincrofasoriales

TESIS

Que para obtener el grado de:

Doctor en Ingeniería Eléctrica

Presenta:

M.I. Aarón Esparza Gurrola

Asesor:

Dr. Juan Segundo Ramírez

Co-Asesor:

Dr. Ciro Alberto Núñez Gutiérrez

San Luis Potosí, México

Diciembre 2018

©2018 – AARÓN ESPARZA GURROLA
ALL RIGHTS RESERVED.

Control de área amplia usando el compensador estático de VAR y mediciones sincrofasoriales

RESUMEN

Los sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS) junto con las unidades de medición de fasores (PMU) son la clave para implementar los sistemas de control de área amplia (WACS). Los WACS permiten alcanzar diferentes objetivos de control a partir de señales y mediciones tomadas de una región grande de la red eléctrica, lo que no era posible hasta la aparición de los PMU. Además, los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) funcionan como actuador permitiendo ejecutar acciones de control de área amplia.

Esta tesis presenta el diseño y la implementación de un control de área amplia en una plataforma en tiempo real con tres objetivos de control:

- Incrementar el tiempo crítico de liberación (TCL).
- Amortiguar las oscilaciones de potencia.
- Minimizar la máxima corriente que fluye a través de la línea de transmisión.

El esquema de control propuesto considera una estrategia de corrección basada en series de Taylor para compensar retardos de tiempo de hasta 200 ms. Además, se propone una lógica de protección basada en mediciones PMU para determinar la proximidad a la pérdida de sincronismo.

El sistema de control propuesto es validado experimentalmente usando el Simulador Digital en Tiempo Real (RTDS), comúnmente usado en la industria, protocolos de comunicación, un controlador y dispositivos PMU comerciales. Los resultados muestran la efectividad del control propuesto, aún considerando situaciones realistas como retardos de tiempo.



UASLP

Universidad Autónoma
de San Luis Potosí

18 de enero de 2018

**M.I. AARÓN ESPARZA GURROLA
P R E S E N T E.**

En atención a su solicitud de Temario, presentada por el **Dr. Juan Segundo Ramírez y Dr. Ciro Alberto Núñez Gutiérrez**, Asesor y Co-asesor de la Tesis que desarrollará Usted con el objeto de obtener el Grado de **Doctor en Ingeniería Eléctrica**, me es grato comunicarle que en la Sesión del H. Consejo Técnico Consultivo celebrada el día 18 de enero del presente año, fue aprobado el Temario propuesto:

TEMARIO:

"Control de área amplia usando el compensador estático de VAR y mediciones sincrofásorias"

Introducción.

1. Conceptos generales del control de área amplia.
2. Descripción del control de área amplia propuesto
3. Implementación del sistema de pruebas.
4. Resultados experimentales.

Conclusiones

Referencias

"MODOS ET CUNCTARUM RERUM MENSURAS AUDEBO"

A T E N T A M E N T E

**M. I. JORGE ALBERTO PÉREZ GONZÁLEZ
DIRECTOR.**



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA
DE SAN LUIS POTOSÍ
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN



**FACULTAD DE
INGENIERÍA**

Av. Manuel Nava 8
Zona Universitaria • CP 78290
San Luis Potosí, S.L.P.
tel. (444) 826 2330 al39
fax (444) 826 2336
www.uaslp.mx

Copia. Archivo.
*etn.

Índice

INTRODUCCIÓN	1
1. CONCEPTOS GENERALES DEL CONTROL DE ÁREA AMPLIA.	5
1.1. Mediciones fasoriales y sistemas de monitoreo de área amplia	6
1.2. SVC y otros dispositivos FACTS	16
1.3. Estado del arte	23
2. DESCRIPCIÓN DEL CONTROL DE ÁREA AMPLIA PROPUESTO	27
2.1. Descripción del problema a resolver	28
2.2. Modelo del sistema utilizado.	29
2.3. Control para la desconexión de generadores síncronos.	31
2.4. Control de corriente.	34
2.5. Control de oscilaciones de potencia.	39
2.6. Limitaciones de los controles propuestos.	42
3. IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBAS	45
3.1. Simulación en tiempo real de sistemas eléctricos de potencia	46
3.2. Descripción de los dispositivos utilizados	47
3.3. Implementación de la plataforma experimental	52
3.4. Compensación de retardos de tiempo	54
4. RESULTADOS EXPERIMENTALES	59
4.1. Control de corriente	60
4.2. Control para amortiguar las oscilaciones	63
4.3. Caso línea de transmisión de 400 km.	66
CONCLUSIONES	77
REFERENCIAS	82

Índice de figuras

1.1.	Representación fasorial (derecha) a partir de una señal sinusoidal instantánea (izquierda).	7
1.2.	Diagrama básico de un sistema de medición sincrofasorial.	9
1.3.	Mediciones de magnitud y ángulo entregadas por la PMU a 61 Hz y 64 Hz.	11
1.4.	Prueba de cambio de magnitud de un 10 % del valor nominal con las dos clases de PMU.	12
1.5.	Formato del envío de paquetes de datos.	13
1.6.	Paquete de datos del protocolo mostrado por el software Wireshark.	14
1.7.	Diagrama de un sistema de monitoreo de área amplia.	15
1.8.	Gráficas V/I de un SVC (FC-TCR).	17
1.9.	Diagrama de bloques de un SVC con control de voltaje.	18
1.10.	Modelo de estabilidad transitoria de un SVC.	18
1.11.	Configuraciones del TCSC.	19
1.12.	STATCOM y su gráfica V/I.	20
1.13.	Diagrama del SSSC.	21
1.14.	Diagrama del UPFC.	22
1.15.	Diagrama del HVDC.	22
2.1.	Sistema de pruebas.	29
2.2.	Curvas $P-\delta$ y $\delta - t$.	31
2.3.	Esquema de disparo de generador.	32
2.4.	Liberación de la falla en 11 ciclos. Cond 1 y Cond 2 se refieren a las condiciones de potencia y ángulo, respectivamente.	33
2.5.	Liberación de la falla en 12 ciclos. Cond 1 y Cond 2 se refieren a las condiciones de potencia y ángulo, respectivamente.	34
2.6.	Modelo de línea corta sin pérdidas.	35
2.7.	Control de cero potencia reactiva en un modelo de línea corta sin pérdidas.	36
2.8.	Modelo de línea de transmisión larga.	37
2.9.	Perfil de corriente en la línea dependiendo del SIL.	38
2.10.	Resultados de simulación con diferente valor de k .	41
2.11.	Resultados de simulación con diferentes capacidades de SVC.	42
3.1.	Simuladores en tiempo real.	47
3.2.	RSCAD - Entorno para modelar.	48
3.3.	RSCAD - Entorno para simular.	49
3.4.	Entorno de configuración de los relevadores SEL.	50
3.5.	Entorno de configuración del RTAC SEL-3530.	51
3.6.	Representación esquemática de la implementación HIL propuesta.	52
3.7.	Interfaz para señales de prueba en bajo nivel de voltaje.	53

3.8.	Sistema de pruebas.	55
3.9.	Estimación de la señal de referencia.	57
3.10.	Comparación de estimaciones con diferentes retardos de tiempo (Ec. (3.1)).	57
4.1.	Control de corriente: Corrientes a lo largo de la línea (arriba), Potencia reactiva (en medio) y Voltaje de referencia (abajo).	60
4.2.	Respuesta transitoria del SVC a la referencia de voltaje.	61
4.3.	Relación en estado estable entre V_{svc} , I_{max} , y Q_{svc}	62
4.4.	Comportamiento de la diferencia de ángulos internos de las máquinas y sus potencias.	64
4.5.	Diferencia angular para el caso de 400 km: Caso sin SVC (amarillo), caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), y caso con control HIL WAC-SVC (azul).	67
4.6.	Señales de control: Caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), caso con control HIL WAC-SVC sin compensar retardos (verde) y caso con control HIL WAC-SVC compensando retardos (azul).	69
4.7.	Potencia reactiva que entrega el SVC: Caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo) y caso con control HIL WAC-SVC (azul).	69
4.8.	Comparación de diferencia angular con esquema propuesto: Caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), caso con control HIL WAC-SVC sin compensar (azul) y caso con control HIL WAC-SVC compensado (verde).	70
4.9.	Diferencia angular con carga dinámica: Caso sin SVC (amarillo), caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), y caso con control HIL WAC-SVC compensado (azul).	71
4.10.	Oscilaciones de potencia activa en la línea 2-4: Caso sin SVC (amarillo), caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), y caso con control HIL WAC-SVC compensado (azul).	72
4.11.	Ángulo de la máquina A ante una falla de 10.9 ciclos: Caso sin SVC (amarillo), caso de SVC con control local (verde), caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), y caso con control HIL WAC-SVC compensado (azul).	73
4.12.	Gráfica P- δ : Caso sin SVC en naranja, y caso con control HIL WAC-SVC en azul.	74
4.13.	Gráfica P- δ : Caso de SVC con control en verde, y caso con control HIL WAC-SVC compensado en azul.	75

Lista de acrónimos

CA	Corriente Alterna
CAI	Criterio de Áreas Iguales
CD	Corriente Directa
DFT	Transformada Discreta de Fourier
DNP	Protocolo Distribuido de Red
EMTP	Programa de Transitorios Electro-Magnéticos
FACTS	Sistema Flexible de Transmisión de Corriente Alterna
FC	Capacitor Fijo
GPS	Sistema Global de Posicionamiento
GTO	Tiristor Desactivado por Compuerta
HIL	Hardware en el lazo
I	Corriente
IEEE	Instituto de Ingenieros Electricos y Electronicos
IGBT	Transistor Bipolar de Puerta Aislada
IGCT	Tiristor Controlado de Puerta Integrada
MCT	Tiristor Controlado por Transistor de Efecto de Campo
PDC	Concentrador de Datos de Fasores
PMU	Unidad de Medición de Fasores
PWM	Modulación por Ancho de Pulsos
RAS	Esquema de Acción Remedial
ROCOF	Relación de Cambio de Frecuencia
RTAC	Controlador Automático en Tiempo Real
RTDS	Simulador Digital en Tiempo Real

SCADA Supervisión Control y Adquisición de Datos

SOC Segundo del Siglo

SSSC Compensador Estático Síncrono Serie

STATCOM Compensador Estático Síncrono

SVC Compensador Estático de VARs

TCL Tiempo Crítico de Liberación

TCR Reactor Controlado por Tiristores

TSC Capacitor Conmutado por Tiristores

TVE Error Total del Vector

UPFC Controlador Unificado de Flujo de Potencia

V Voltaje

VSC Convertidor de Fuente de Voltaje

WAC-SVC Control de Área Amplia Usando Compensador Estático de VARs

WACNC Neurocontrol Coordinado de Área Amplia

WACS Sistema de Control de Área Amplia

WAMS Sistema de Monitoreo de Área Amplia

Lista de símbolos

Δt 1/frecuencia de muestreo.

$\delta(t)$ Desplazamiento angular.

$\tilde{E}_R$ Voltaje en el nodo de recepción de la línea.

$\tilde{E}_S$ Voltaje en el nodo de envío de la línea .

f_0 Frecuencia fundamental en Hertz.

γ Constante de propagación igual a $\sqrt{YZ} = \alpha + j\beta$.

I_c Corriente capacitiva.

I_L Corriente inductiva.

Z_c Impedancia característica.

L_{i-j} Línea de transmisión que conecta el bus i con el bus j .

l Longitud de línea de transmisión.

N Orden del filtro FIR.

ω Frecuencia angular fundamental en rad/s.

$P_e(t)$ Potencia eléctrica.

ϕ Desplazamiento angular.

$\Im(I(x))$ Parte imaginaria de $I(x)$.

P_m Potencia mecánica.

$\Re(I(x))$ Parte real de $I(x)$.

t tiempo.

$x(t)$ Señal generica en el dominio del tiempo.

$\vec{X}$ Fasor de una señal X.

V_0 Voltaje nominal.

$W_{(k)}$ Coeficientes de filtro pasa bajas para obtener el fasor.

X_m Amplitud máxima de la señal $x(t)$.

Contribuciones

PUBLICADOS

REVISTA JCR

- **“Transient Stability Enhancement using a Wide-Area Controlled SVC: A HIL Validation Approach”**. Aarón Esparza, Juan Segundo-Ramírez, Ciro Núñez, Nancy Visairo, Emilio Barocio and Hector García. *Energies*. June 2018.
- **“Inertial Estimation of Wind Power Plants Based on Phasor Measurement Units.”**. Omar Beltran, Rafael Peña, Juan Segundo, Aaron Esparza, Eduard Muljadi and David Wenzhong. *Applied Sciences*, 2018.

CONFERENCIA INTERNACIONAL

- **“Wide area control in electric power systems incorporating FACTS controllers: Review”**. Aarón Esparza and Juan Segundo-Ramírez. 2014 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC).
- **“Implementation of nonrecursive algorithm in RTDS for phasor estimation”**. Diana Ramirez, Guillermo Gutiérrez, Aarón Esparza and Juan Segundo. In North American Power Symposium (NAPS), 2016 (pp. 1-5).

BAJO REVISIÓN

REVISTA JCR

- **“Performance evaluation of phasor estimation algorithms on wide-area system applications”**. Diana Ramirez, Guillermo Gutiérrez, Aarón Esparza and Juan Segundo. *IEEE Transactions on Smart Grid*.

DEDICADO DIOS, POR LA VIDA, EL AMOR Y LA HERMOSA FAMILIA QUE ME HA DADO.

Agradecimientos

A Violeta, por su amor y su apoyo incondicional a lo largo de este camino que juntos hemos recorrido y del cual hoy alcanzamos una nueva meta.

A mis padres Magdalena y Miguel, por el amor y la confianza, gracias por ser el aire bajo mis alas.

A mis hermanos Miguel y Omar, por su apoyo y estar en la certeza de que cuento siempre con ustedes.

A mis sobrinos Joaquin, Julia e Inés por todos esos momentos.

A mis amigos y compañeros de laboratorio Gibran, Carlos, Omar y Julio que estuvieron conmigo a lo largo de esta etapa, y la hicieron más llevadera. Muchas gracias por su amistad.

A mis amigos de toda la vida, gracias por su amistad.

A mis asesores, por haberme aceptado y haber tenido la confianza en realizar este proyecto de investigación. Al Dr. Juan le agradezco su paciencia durante todo este tiempo, sus consejos tanto académicos como personales y sus atenciones durante la realización de este trabajo. Al Dr. Ciro le agradezco por su apoyo incondicional durante la realización de este proyecto.

A los Doctores Nancy Visairo, Víctor Cárdenas, Emilio Barocio y Jorge Morales, por sus enseñanzas y participar en mi desarrollo profesional. A todos los profesores y secretarías del CIEP por su ayuda y disposición.

Al CONACyT por la beca otorgada y a SEL por el equipo prestado para la realización de este trabajo.

Introducción

Los sistemas eléctricos de potencia han evolucionado significativamente con el paso del tiempo. Sin embargo, sus objetivos siguen sin cambiar; mantener el suministro de energía eléctrica de forma confiable, segura y con la calidad necesaria para los dispositivos conectados a la red eléctrica.

Los sistemas de potencia se han vuelto tan interdependientes que los acontecimientos en un área determinada se pueden conectar en cascada y tener impactos significativos en otras áreas que parecen, a primera vista, estar relativamente alejadas de la fuente del evento inicial. Por lo tanto, tener mediciones de puntos distantes podría ayudar a enfrentar efectos adversos en un área local. Ante este escenario de operación, se necesitan nuevas herramientas como los sistemas de medición de área amplia, que utilizan los avances en las comunicaciones, la informática y las tecnologías de sistema de posicionamiento global (GPS), para el monitoreo, control y la operación de los sistemas de potencia¹.

Los dispositivos PMU tienen la capacidad de medir voltajes y corrientes de la red y enviar información necesaria para determinar el estado del sistema eléctrico en tiempo real^{2,3}. Los PMU se pueden colocar de forma distribuida en una extensión de área tan grande como el tamaño de uno o varios países y con ello lograr lo que se conoce como sistemas de monitoreo de área amplia basados en PMU (WAMS/PMU)⁴. El monitoreo en tiempo real de las variables eléctricas en los buses del sistema, permite la evolución de las redes tradicionales a las redes del futuro, en las que la generación pasa de ser centralizada y continua a distribuida e intermitente al incluir fuentes renovables. Los usuarios o consumidores se convierten también en productores de energía eléctrica, el flujo de potencia se vuelve multidireccional, la generación deja de seguir o de adaptarse a la carga y algunas cargas se adaptarían a la generación.

Estos cambios requieren del manejo de grandes cantidades de información (mediciones) que deben ser procesadas en tiempo real para lograr los objetivos antes mencionados mediante esquemas de control que permitan la operación segura del sistema, especialmente ante perturbaciones. El control de las redes eléctricas puede lograrse por medio de dispositivos capaces de modificar la topología y operación del sistema eléctrico controlado. Los FACTS son ideales para esta aplicación ya que permiten modificar y controlar las variables eléctricas de las redes de potencia en formas que antes no eran posibles. Debido a esto, se han encontrado diversas aplicaciones, tales como: controladores de voltaje, estabilizadores de oscilaciones de potencia, interconexión de sistemas que operan a diferentes frecuencias, estabilidad de voltaje, estabilidad transitoria, entre otras^{5,6,7}. Sin embargo, el alto costo en la instalación, operación y mantenimiento de los dispositivos FACTS ha limitado su uso en la práctica a mayor escala.

En esta de tesis, los sistemas de control apoyados en WAMS/PMU se entenderán como sistemas de control de área amplia (WACS) y se abordará el problema de incrementar el margen de estabilidad transitoria y de amortiguar las oscilaciones de potencia por medio de WACS y FACTS. En particular, la investigación utilizará al compensador estático de VAR (SVC) para validar los objetivos y mostrar los beneficios de la propuesta.

OBJETIVOS DE LA TESIS

Basados en lo mencionado anteriormente y motivado por los desafíos emergentes en el control de área amplia, esta tesis tiene los siguientes objetivos:

OBJETIVO GENERAL

Diseñar un sistema de control de área amplia con FACTS. Además, analizar, explorar, experimentar y proponer nuevas aplicaciones de los FACTS y mejoras a sus aplicaciones tradicionales considerando WACS.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Derivados del objetivo general, se presentan los siguientes objetivos específicos:

1. Modelar sistemas de múltiples máquinas incluyendo FACTS y PMU.
2. Diseñar esquemas de WACS para FACTS en sistemas de múltiples máquinas.
3. Explorar nuevas aplicaciones de los FACTS con WACS.
4. Evaluar experimentalmente el WACS propuesto y las mejoras a las aplicaciones tradicionales de FACTS usando equipos comerciales.

ESQUEMA DE LA TESIS

El Capítulo 1 presenta una introducción al control de área amplia. También se describe la forma en que se conforman los fasores y sincrofasores, y cómo es que éstos dan lugar al monitoreo de área amplia. Posteriormente, como parte del control de área amplia, se describen los FACTS que pueden ser utilizados por este tipo de esquemas. Finalmente, se describe el estado del arte de WACS que utilizan FACTS como actuador del control.

En el Capítulo 2 se muestra a detalle el desarrollo para la obtención del control de área amplia propuesto en este trabajo de tesis. Primero, se describe el problema a resolver y el sistema de pruebas

utilizado a lo largo del presente trabajo. Posteriormente, se describen cada uno de los esquemas de control utilizados en la presente propuesta: desconexión de generadores síncronos, control de corriente y control de oscilaciones de potencia.

El Capítulo 3 presenta la descripción de la implementación del sistema de pruebas en tiempo real. Se presenta una introducción sobre la simulación en tiempo real de sistemas eléctricos de potencia, así como los esquemas Hardware-In-the-Loop (HIL). Además, se exponen algunos puntos relevantes para el montaje y calibración del sistema de pruebas. Finalmente, se presenta el algoritmo para compensar retardos de tiempo de la comunicación de hasta 200 ms.

Los resultados experimentales de la implementación del control de área amplia se presentan en el Capítulo 4. El capítulo está dividido en 4 casos:

- El primer caso muestra los resultados obtenidos con el control de corriente. Los casos posteriores, además de considerar el control de corriente muestra el desempeño del control de oscilaciones de potencia ante diferentes escenarios.
- El caso 2 presenta los resultados con un sistema eléctrico con líneas largas y un modelo de carga de impedancia constante.
- El caso 3 presenta el escenario donde se consideran líneas de transmisión más cortas y el mismo modelo de carga.
- Finalmente, el caso 4 presenta el escenario donde se tienen líneas más cortas y se considera un modelo de carga de potencia constante.

Finalmente, se presentan las conclusiones derivadas del desarrollo de presente trabajo de tesis, así como el trabajo futuro que se podría realizar.

1

Conceptos generales del control de área amplia.

En décadas recientes se han presentado varios apagones en el sistema eléctrico en grandes regiones e incluso en países enteros^{8,9,10}. Esto se debe a que los sistemas de potencia modernos operan en condiciones de alto estrés con rigurosos requerimientos de calidad y confiabilidad^{11,12,13}. Por esta razón, se han desarrollado nuevas tecnologías, como los WACS/PMU, como una alternativa para poder satisfacer estas condiciones de operación^{14,15,16}. La implementación práctica de los WACS/PMU es una de las alternativas más viables para obtener información detallada sobre el estado del sistema en tiempo real¹⁷. Los WACS surgen gracias a toda esta cantidad de información que proviene de los PMU distribuidos a lo largo del sistema eléctrico. Esta información permite aplicar leyes de control para ayudar a mitigar diversos efectos adversos que se pueden presentar en la red por fallas y cambios abruptos en la topología, generación o demanda de carga.

Para ejecutar la acción de control, los WACS requieren de dispositivos que funcionan como actuadores. Estos dispositivos se pueden dividir en dos categorías.

- Por un lado, están los dispositivos que realizan la acción de conmutar elementos del sistema eléctrico. Este tipo de dispositivos son comúnmente utilizados en esquemas de acción remedial (RAS)^{18,19,20}. Son llamados así debido a que, por lo general, desconectan elementos de la topología de la red. Por ejemplo, cuando disminuye la demanda de forma abrupta, los RAS pueden desco-

nectar generadores de la red. Otro tipo de acción es “tirar carga cuando, posterior a un evento en el sistema eléctrico, se tiene una sobre demanda comparada con la generación remanente. También se puede llegar a utilizar la apertura de líneas de transmisión para modificar la topología de la red. Finalmente, el RAS puede conectar o desconectar elementos pasivos como bancos de reactores o capacitores para mejorar el perfil de voltaje del sistema eléctrico.

- En otra categoría están los dispositivos que realizan su acción de control de forma dinámica. Los controles de las máquinas como el AVR (Regulador Automático de Voltaje) o el PSS (Estabilizador del Sistema de Potencia) y dispositivos FACTS como el SVC, STATCOM (Compensador Síncrono Estático), el SSSC (Compensador Síncrono Estático Serie) o UPFC (Controlador Unificado de Flujo de Potencia) son ejemplos de los dispositivos de esta categoría^{21,22,23,24,25}. Esta diversidad de dispositivos se pueden dividir en dos grupos. Por un lado, el PSS y el AVR, tienen impacto directamente sobre la dinámica de la máquina. Tienen tiempos de respuesta relativamente rápidos, del orden de varios ciclos, dependiendo del tamaño de la máquina. Por otro lado, los FACTS se basan en la electrónica de potencia, lo que les permite responder más rápido. En esencia, el SVC y STATCOM inyectan o absorben reactivos en la red. El SSSC puede generar e insertar un voltaje serie, el cual puede ser regulado para cambiar la impedancia (reactancia) de la línea de transmisión, y con esto, controlar el flujo de potencia o el voltaje del bus al que está conectado. Finalmente, el UPFC puede inyectar y absorber tanto potencia activa como reactiva en la red⁶.

En este capítulo se describirán los elementos que componen a los WACS. En primera instancia se presentan los sincrofasores, donde se explica qué son, cómo se calculan y sus estándares. Enseguida se describen los diferentes dispositivos FACTS y sus principales características. De manera particular, se presenta el SVC, ya que es el equipo más ampliamente utilizado por los WACS y el dispositivo utilizado para el desarrollo del presente trabajo. Finalmente, se presenta el estado del arte de los WACS que utilizan como actuador a alguno de los dispositivos FACTS, y haciendo énfasis en esquemas que utilizan SVC.

1.1. MEDICIONES FASORIALES Y SISTEMAS DE MONITOREO DE ÁREA AMPLIA

Un fasor es una representación matemática que describe la amplitud y ángulo de fase de una forma de onda eléctrica (voltaje o corriente). Un PMU es un dispositivo que estima el valor del fasor a partir de una señal senoidal. Por otra parte, un sincrofasor es la estimación fasorial con respecto a una referencia absoluta de tiempo, por lo general, la estampa de tiempo se logra con ayuda de un GPS. Con esta representación se pueden determinar las relaciones de ángulo de fase entre fasores estimados en diferentes localidades del sistema de potencia. Es muy común que las PMU incorporen la referencia del GPS, por lo que se llega a usar indistintamente el término PMU, fasor o sincrofasor.

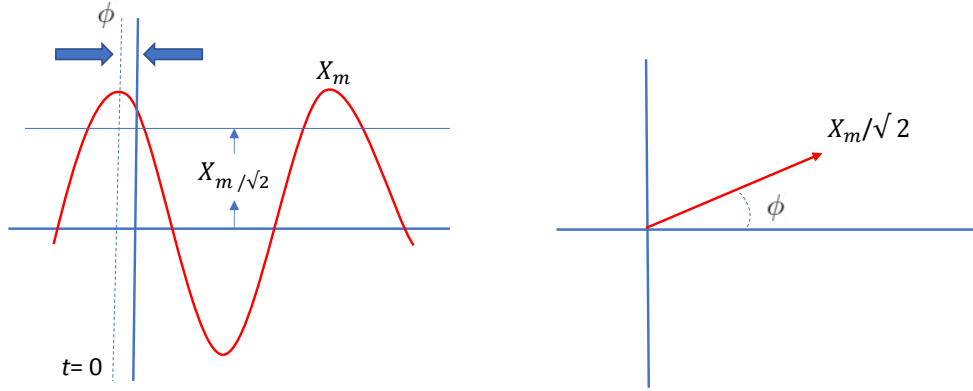


Figura 1.1: Representación fasorial (derecha) a partir de una señal sinusoidal instantánea (izquierda).

La representación de una señal sinusoidal está dada por:

$$x(t) = X_m \cos(\omega(t) + \phi) \quad (1.1)$$

donde, X_m es la amplitud máxima de la señal, $\omega = 2\pi f_0$ y ϕ es el desplazamiento angular respecto a alguna referencia. Si la frecuencia es constante, el fasor es comúnmente representado como:

$$\vec{X} = (X_m/\sqrt{2}) \angle \phi = (X_m/\sqrt{2}) e^{j\phi} \quad (1.2)$$

donde, $X_m/\sqrt{2}$ es el valor RMS de la señal. Estos son los valores que entrega la PMU, los cuales se obtienen a partir de aplicar la transformada discreta de Fourier (DFT)²⁶.

La Figura 1.1 muestra las gráficas que explican la representación de un fasor, a partir de una función sinusoidal instantánea. Como se puede observar, el valor de X_m no cambia aunque el ángulo de fase ϕ varíe con respecto al momento en que se toma la medición y a dónde se toma.

Los dispositivos PMU tienen la capacidad de medir y enviar información necesaria para determinar el estado de la red eléctrica en tiempo real. Los PMU se pueden colocar distribuidos en una extensión de área tan grande como el tamaño de uno o varios países, y con ello, a partir de sus mediciones lograr lo que se conoce como sistemas de monitoreo de área amplia basados en PMU (WAMS/PMU)^{9,27,28,29}. Recientemente, una gran cantidad de PMU se han estado instalando a lo largo de los sistemas eléctricos de una gran cantidad de países, incluyendo México^{30,31}.

Ha sido tal el auge de los PMU, que ya son varias las empresas que se encargan de desarrollar estos dispositivos (ABB, SEL, SIEMENS, AREVA), así como también universidades que se han interesado en el desarrollo de estos dispositivos^{32,33,34,35,36}. Para regular y permitir la interconectividad entre los dispositivos de diferentes fabricantes se desarrolló en 1995 el estándar IEEE 1344³⁷. En la actualidad el estándar que se utiliza es el IEEE C37.118-2011, el cual se dividió en dos estándares. Por un lado, el IEEE C37.118.1 se encarga de los requerimientos de medición de los sincrofasores incluyendo el desempeño

dinámico³⁸. Y por otro lado, el IEEE C37.118.2 se encarga de los requerimientos para la transferencia de sincrofasores³⁹.

1.1.1. ESTÁNDAR PARA MEDICIONES SINCRÓFASORIALES EN SISTEMAS DE POTENCIA (IEEE C37.118-2011)

El estándar IEEE C37.118-2011:

- Describe los requerimientos de sincronización y estampa de tiempo.
- Especifica métodos para evaluar las mediciones y requerimientos para cumplir con el estándar bajo condiciones estáticas y dinámicas.
- Este estándar no especifica hardware, software o un método para calcular fasores, frecuencia o la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF)^{38,40,41}.

El estándar presenta un modelo básico para la estimación de fasores que se ilustra en la Figura 1.2. El modelo asume una frecuencia de muestreo fija sincronizada con una referencia de tiempo absoluta, seguido por una multiplicación compleja. Dependiendo del algoritmo y de la ventana de muestreo, la salida de esta conversión tomará diferentes tiempos y tendrá diferentes comportamientos. El estándar presenta la siguiente opción para obtener los fasores. Dado un conjunto de muestras de la señal de un sistema de potencia de una fase x_i , el estimado del sincrofasor $X(i)$ a la i -ésima muestra de tiempo se puede representar como:

$$X(i) = \frac{\sqrt{2}}{G} \sum_{k=-N/2}^{N/2} x_{(i+k)} W_{(k)} e^{(-j(i+k)\Delta t)} \quad (1.3)$$

$$G = \sum_{k=-N/2}^{N/2} W_{(k)} \quad (1.4)$$

donde, N es el orden del filtro FIR; $\Delta t = 1/\text{frecuencia de muestreo}$; y $W_{(k)}$ son los coeficientes del filtro pasa bajas, dependiendo si es clase P o M:

- Clase P: Está orientada a aplicaciones que requieren rápida respuesta y no usa filtrado explícito. La letra P se usa debido a que muchas de las aplicaciones de esta clase están orientadas a protecciones.
- Clase M: Está orientada a aplicaciones que pudieran ser afectadas por señales de interferencia o no requieren reportar a la velocidad más rápida. La letra M se usa debido a que es mayormente utilizada para el análisis de las mediciones y normalmente requiere mayor precisión y no reportar en un tiempo mínimo.

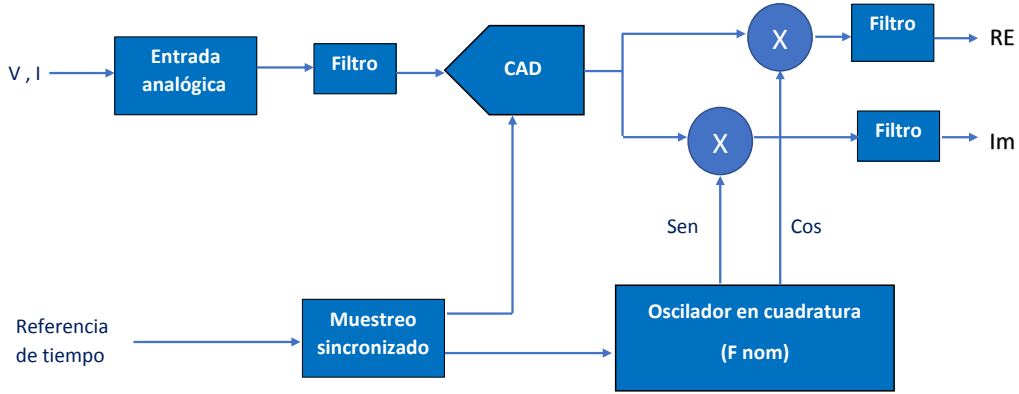


Figura 1.2: Diagrama básico de un sistema de medición sincrofasorial.

La estimación del fasor clase P usa algoritmos con un número impar de muestras, lo cual permite que el valor que se encuentra al centro de la ventana de muestreo sea el que corresponda con la estampa de tiempo de la estimación. Los valores que se encuentran a ambos lados del centro tendrán un menor peso, mientras más alejados del centro tendrán un peso mucho menor. Los coeficientes del filtro para la clase P se definen como:

$$W_{(k)} = \left(1 + \frac{2}{N+2}|k|\right) \quad (1.5)$$

donde, $k = -N/2:N/2$ (solo valores enteros) y N es el orden del filtro.

La principal diferencia entre la clase P y la M es que la clase M realiza un filtrado para atenuar por al menos 20 dB las señales que se encuentren por arriba de la frecuencia de Nyquist para la tasa de muestreo dada. Este filtrado resultará en retrasos de tiempo más grandes al momento de reportar los datos pero también reducirá el "aliasing". Debido al filtro requerido, la clase M puede tener mayor precisión. La implementación de este tipo de filtro puede ser muy variada. Puede haber una gran cantidad de filtros que cumplan con esta especificación y todos serán filtros clase M.

Es importante notar que el fasor se encuentra definido para una frecuencia específica, por lo que si se compara con otros fasores, también deben ser evaluados en la misma frecuencia. Un PMU debe ser capaz de reportar, además de voltajes y corrientes, la frecuencia y la tasa de cambio de frecuencia. Para estas mediciones, se utilizan las siguientes definiciones del estándar. Dada una señal sinusoidal, como la descrita en la Ec. (1.1), la frecuencia y el ROCOF se definen como:

$$x(t) = X_m \cos(2\pi ft + \phi) = X_m \cos(\psi(t)) \quad (1.6)$$

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\psi(t)}{dt} \quad (1.7)$$

$$ROCOF = \frac{df(t)}{dt} \quad (1.8)$$

Otra medición importante en los PMU es el error total del vector (TVE). El TVE es un valor que

Tabla 1.1: Tasas de muestreo contempladas en el estándar IEEE C37.118-2011.

Frecuencia del sistema	50 Hz			60 Hz				
Tasa de muestreo (muestras por segundo)	10	25	50	10	12	20	30	60

mide el error de medición entre el vector teórico y el vector medido y está dado por:

$$TVE(n) = \sqrt{\frac{(\hat{X}_r(n) - X_r(n))^2 + (\hat{X}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \quad (1.9)$$

donde, $X_r(n)$ y $X_i(n)$ son secuencias de los valores teóricos de los fasores de una señal de entrada en un tiempo n , y $\hat{X}_r(n)$ y $\hat{X}_i(n)$ son los valores de los fasores estimados dados por la PMU.

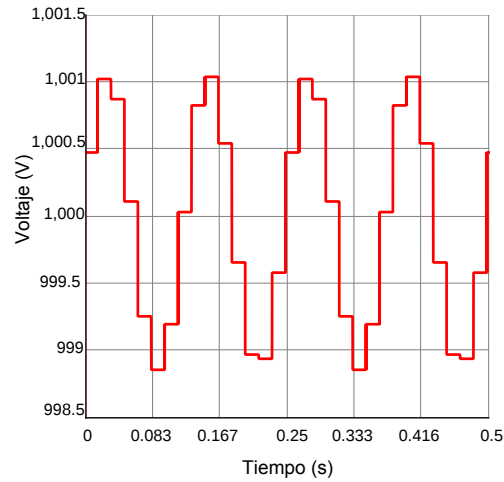
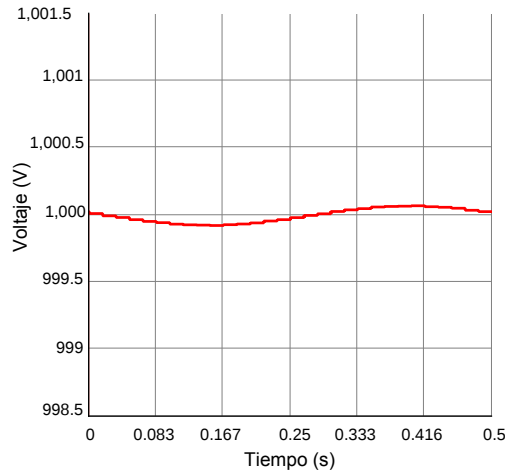
Las mediciones de sincrofasores, frecuencia y ROCOF deben ser hechas a una razón constante de presentación de datos, F_s . Las 3 mediciones deben ser hechas y reportadas para el mismo instante de tiempo. Debido a esta situación, las fuentes de tiempo para realizar la sincronización deben ser muy precisas y confiables. El estándar indica que se permite un error máximo de $1 \mu s$. Un error de tal magnitud correspondería a un error de fase del sincrofasor de solo 0.022 grados para un sistema de 60 Hz.

Sólo como referencia, para tener un TVE del 1 % debido a la medición de la fase, es necesaria una desviación de 0.57 grados, un aproximado de $26 \mu s$. Por otro lado, la PMU deberá soportar varias tasas de presentación de informes de datos a submúltiplos de la frecuencia nominal del sistema de potencia. Las tasas para sistemas de 50 y 60 Hz se muestran en la Tabla 1.1.

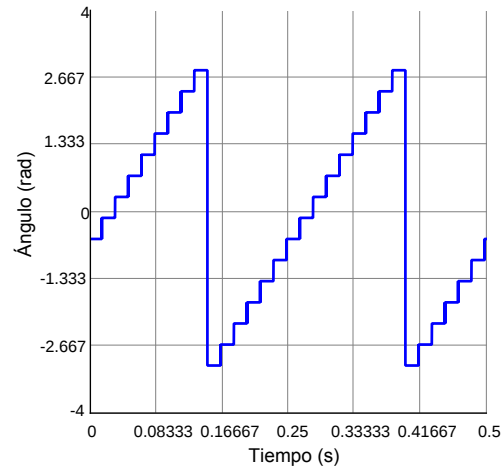
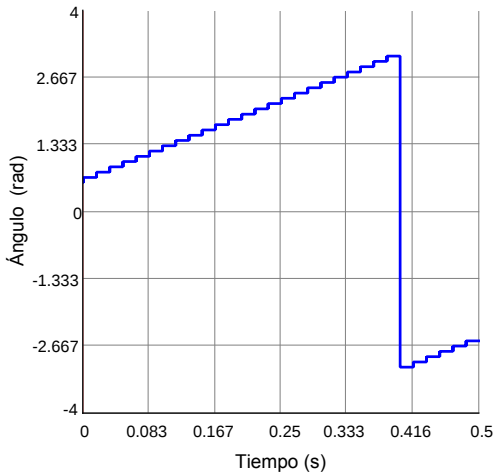
La tasa de muestreo a utilizar deberá ser seleccionada por el usuario dependiendo de la aplicación. Otras tasas de muestreo son permitidas, ya sean más altas o más bajas, aunque tasas menores a 10/seg no están sujetas a los requerimientos dinámicos del estándar.

La frecuencia no se encuentra implícitamente en la representación del fasor. El fasor sólo muestra la magnitud y ángulo, o en otros casos, las componentes real e imaginaria del vector. A partir de que la frecuencia no está implícita en la representación, es claro que todos los fasores deben de ser medidos a una misma frecuencia. Debido a esto se debe asumir que la frecuencia se mantiene constante en todo momento, pero esto no pasa en la práctica. A pesar de que la frecuencia es uno de los parámetros más cuidados en los sistemas eléctricos de potencia, siempre pueden llegar a existir pequeñas variaciones en la frecuencia⁴².

En caso de que la frecuencia del sistema varíe y no sea exactamente la frecuencia nominal, se presentan ciertos efectos adversos en las mediciones entregadas por la PMU. Estos efectos están considerados por el estándar e indican que para una variación de ± 2 Hz (en una PMU clase P) y de ± 5 Hz (en una PMU clase M) el TVE máximo permitido es del 1 %. Se realizaron pruebas con el RTDS con el modelo interno de un PMU para verificar estos efectos y que en realidad se encuentren dentro de la norma. La Figura 1.3 muestra las variaciones en magnitud y ángulo presentes para un sistema a 61 Hz y 64 Hz con una frecuencia nominal de 60 Hz. Se puede observar cómo es que en las mediciones la magnitud se



(a) Medición de magnitud a una frecuencia de 61 Hz. **(b)** Medición de magnitud a una frecuencia de 64 Hz.



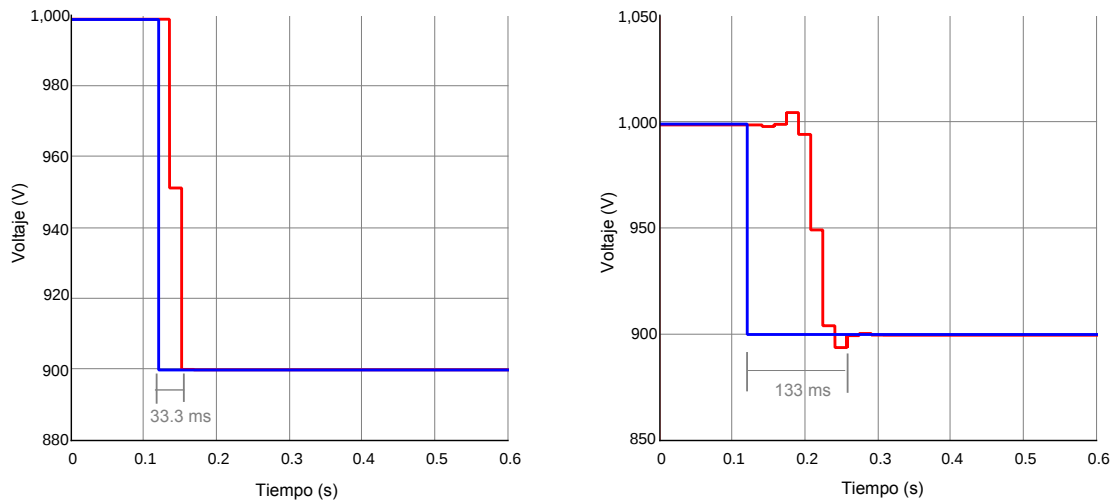
(c) Medición de ángulo a una frecuencia de 61 Hz. **(d)** Medición de ángulo a una frecuencia de 64 Hz.

Figura 1.3: Mediciones de magnitud y ángulo entregadas por la PMU a 61 Hz y 64 Hz.

comporta como oscilaciones y la medición del ángulo se comporta como una rampa.

Como se puede observar, la tensión nominal es de 1000 V RMS, y las variaciones en la medición cuando el sistema está operando a 64 Hz rondan entre 999 y 1001 volts, por lo que el error en magnitud es menor al 0.1 %. En cambio, cuando el sistema está operando a 61 Hz los valores rondan entre 999.9 y 1000.1, y el error en magnitud es menor al 0.01 %.

Otro aspecto importante respecto a la respuesta de la PMU es su comportamiento ante condiciones dinámicas, que es particularmente importante para el desarrollo del tema de tesis, pues se desea actuar ante transitorios que se presenten en el sistema. El estándar considera también pruebas dinámicas, por ejemplo una de ellas es el cambio en la magnitud ya sea del voltaje o la corriente de un 10 % de su valor nominal. A manera de ejemplo, se realizó una prueba de un escalón del 10 % del valor nominal de una



(a) Referencia (azul) vs PMU clase P (rojo).

(b) Referencia (azul) vs PMU clase M (rojo).

Figura 1.4: Prueba de cambio de magnitud de un 10 % del valor nominal con las dos clases de PMU.

señal de 1000 V RMS. Esta prueba se realizó a un PMU clase P y otro clase M para verificar el desempeño de cada uno de ellos. Para realizar la prueba, se seleccionó una tasa de 60 muestras/s, por lo que cada escalón que se ve en la señal roja de la Figura 1.4 equivale a 1/60 segundos. Esta figura muestra que la PMU clase P reacciona mucho más rápido (≈ 33 ms) que la PMU clase M (aprox. 133 ms), como era de esperarse por la naturaleza de los filtros.

Hasta este punto se ha definido la forma en que se mide el sincrofasor y los requerimientos del estándar. Otro apartado del estándar define la forma en que se transmitirán los datos para su posterior procesamiento. Se consideran cuatro tipos de mensajes: de datos, de configuración, de encabezado y de comando.

- Los mensajes de datos, contienen las mediciones hechas por la PMU.
- Los mensajes de configuración son un código que describe el tipo de datos, factores de calibración y otra información para entender los mensajes de datos.
- Los mensajes de encabezado contienen información descriptiva entendible por un humano con información de la estación y dispositivo que envía los fasores.
- Los mensajes de comandos envían códigos al PMU para su control o configuración. Algunos de estos comandos pueden ser parar o reiniciar el envío de fasores.

Los primeros tres son enviados desde la PMU y el último es recibido por la PMU. Todos los mensajes tienen la misma forma de estructura, y es la que se muestra en la Figura 1.5.

La primer palabra de 2 bytes es para la sincronización de la transferencia de datos. La segunda palabra indica el tamaño total del mensaje, la tercer palabra identifica al originario del mensaje (debe ser único), enseguida se envía el “segundo del siglo”(SOC) y la “fracción del segundo”(FRAC SEG) al cual

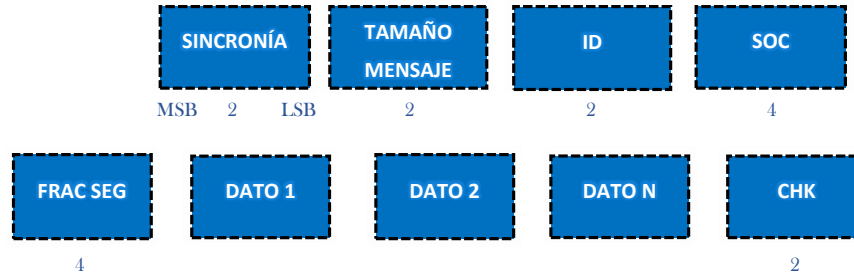


Figura 1.5: Formato del envío de paquetes de datos.

se está reportando el dato. Posteriormente, se envían las palabras de los datos, el número de palabras de datos depende de la aplicación y de la configuración inicial, ya que aquí se puede indicar que se enviarán la información de uno o más fasores (voltaje y/o corriente). Finalmente, se envía una última palabra que se suma y ayuda a determinar si existió algún error en la transmisión del dato²⁶.

Con ayuda del software Wireshark⁴³ y del PMU Connection Tester³² se visualizaron los datos enviados a través del protocolo IEEE C37.118 2011, desde el RTDS hasta un dispositivo externo. En la Figura 1.6 se muestra uno de los mensajes desglosados. En la parte superior se aprecia la palabra de sincronización, posteriormente el tamaño total del mensaje, la información del tiempo en que fue enviado (SOC y FRAC SEC), enseguida los datos que fueron enviados y sus valores (fasor de voltaje y fasor de corriente de la fase A, frecuencia y ROCOF). Finalmente aparece el mensaje de chequeo donde se aprecia que el mensaje se recibió correctamente. En la parte inferior de la imagen, se puede observar en los valores sombreados en gris el mensaje en formato hexadecimal. A manera de ejemplo, los ceros sombreados en azul corresponden al renglón del mensaje también sombreado en azul, que indica las banderas del estatus del tiempo.

1.1.2. WAMS Y WACS

Obtener mediciones de los PMU distribuidos en el sistema eléctrico permite tener sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS). El monitoreo en tiempo real de las variables eléctricas en los buses del sistema, es uno de los factores que permitirán la evolución de las redes tradicionales hacia las redes inteligentes, en las que la generación pasa de ser centralizada y continua a distribuida e intermitente al incluir fuentes renovables, los usuarios o consumidores se convierten también en productores de energía eléctrica, el flujo de potencia se vuelve multidireccional. Estos cambios requieren del manejo de grandes cantidades de información (mediciones) que debe ser procesada en tiempo real para lograr los objetivos antes mencionados.

Mediante esta información se pueden diseñar esquemas de control que permitan la operación segura del sistema, especialmente ante condiciones de perturbación. Con esto surgen los sistemas de control de área amplia (WACS)⁴⁴. A partir de varios análisis realizados, se ha visto que las señales remotas o

```

IEEE C37.118 Synchrophasor Protocol, Data Frame
├─ Synchronization word: 0xaa01
│   Framesize: 42
│   PMU/DC ID number: 2
│   SOC time stamp (UTC): 2011-01-01 01:14:54
├─ Time quality flags
│   .0.. .... = Leap second direction: False
│   ..0. .... = Leap second occurred: False
│   ...0 .... = Leap second pending: False
│   .... 0000 = Time Quality indicator code: Normal operation, clock locked (0x00)
│   Fraction of second (raw): 33333
├─ Measurement data, using frame number 122 as configuration frame
│   └─ Station: "PMU2"
│       └─ Flags
│           0... .... = Data valid: Data is valid
│           .0.. .... = PMU error: No error
│           ..0. .... = Time synchronized: Clock is synchronized
│           ...0 .... = Data sorting: By timestamp
│           .... 0... = Trigger detected: No trigger
│           .... .0.. = Configuration changed: No
│           .... ..00 = Unlocked time: Time locked, best quality (0x0000)
│           .... .... 0000 = Trigger reason: Manual (0x0000)
│       └─ Phasors (2)
│           Phasor #1: "PHASOR CH 1:VA ", 127757.95V/_ -65.11°
│           Phasor #2: "PHASOR CH 2:IA ", 270.14A/_ 87.20°
│           Actual frequency value: 60.000000Hz
│           Rate of change of frequency: -0.000181Hz/s
│           checksum: 0xc90c [correct]
└─
0010 00 52 a3 4b 40 00 40 06 fb 16 94 e0 39 1c 94 e0 .R.K@.@. ....9...
0020 39 67 12 69 c1 df c2 78 83 2d b9 73 f6 73 50 18 9g.i...x .-.s.SP.
0030 40 00 ec 7d 00 00 aa 01 00 2a 00 02 4d 1e 80 0e @..}... *.M...
0040 00 00 82 35 00 00 47 f9 86 fa bf 91 73 3c 43 87 ...5.G. ....S<C.
0050 11 9d 3f c2 cc 51 42 70 00 00 b9 3d fb c4 c9 0c ..?...QBp ...=...

```

Figura 1.6: Paquete de datos del protocolo mostrado por el software Wireshark.

de área amplia ayudan a mejorar el desempeño de los controladores, incluso para aquellos que tienen objetivos completamente locales⁴⁵.

Una ventaja que ofrece esta tecnología es su alta resolución, ya que llegan a tomar hasta 30 o 60 muestras por segundo, mientras que en los sistemas tradicionales las tasas de muestreo son mucho menores, por ejemplo el sistema SCADA (Supervisión, control y adquisición de datos) toma de 2-4 muestras por segundo. Anteriormente, debido a esta baja resolución, y procesamiento, el desempeño de los sistemas de potencia sólo se podía analizar en estado estable. Ahora esta alta resolución, permite que se pueda observar y analizar a los sistemas de una forma dinámica o en su transitorio.

Los sistemas tradicionales de medición remota, por ejemplo el sistema SCADA, sólo miden la amplitud del voltaje o corriente en cuestión. Pero esta medición no contiene ni el ángulo de fase, ni su estampa de tiempo, es decir, el instante en que fue tomada la medición. La falta de la estampa de tiempo causa que los valores medidos en diferentes estaciones remotas no puedan ser comparados entre sí. En caso de comparar señales que fueron tomadas en diferentes momentos, implicaría que se mezclan señales de un sistema en diferentes estados, lo cual no tendría sentido pues se estaría representando un estado del sistema que nunca existió.

Por otro lado, los datos provenientes de las PMU que cuentan con su estampa de tiempo, se pueden comparar (que fueron tomados en el mismo instante de tiempo) con los de distintas ubicaciones remotas. Esto se realiza gracias a la acción de un concentrador de datos de fasores (PDC). El PDC se encarga de

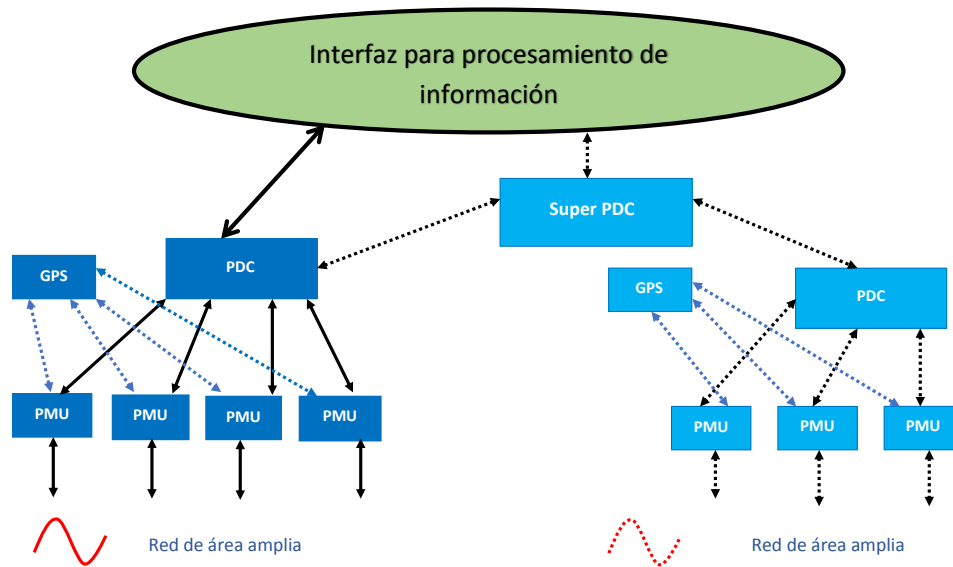


Figura 1.7: Diagrama de un sistema de monitoreo de área amplia.

recibir las mediciones de diferentes puntos de la red y organizarlos en un mismo paquete con todos los que tengan la misma estampa de tiempo. En la Figura 1.7 se muestra un diagrama de un sistema de monitoreo de área amplia.

Como se puede observar, las unidades PMU toman la medición directamente de la red. Esta medición la envían a un concentrador de datos de fasores (PDC), el cual se encargará de recibir los datos de varios dispositivos PMU para empaquetarlos y alinearlos de acuerdo a la estampa de tiempo en que fueron tomados. Posteriormente, dependiendo del tamaño del sistema y/o el número de PMU instalados, el PDC puede enviar directamente los datos a una interfaz hombre-máquina que se encargará de procesar y transmitir la información para que el operador realice una tarea específica, o enviarlos a un super PDC, el cual concentrará la información de varios PDC y, posteriormente enviará la información a la interfaz hombre-máquina. La tarea puede comprender varias cosas, como puede ser, el analizar la estabilidad del sistema, realizar una acción de protección, o quizá una acción de control.

En particular para los WACS, la acción de control se llevará a cabo en un dispositivo capaz de procesar los fasores y que permita programar la ley de control seleccionada. Dentro de estos dispositivos, se pueden mencionar computadoras comerciales (con su respectivo software para realizar las acciones descritas) y/o dispositivos comerciales dedicados como el RTAC (Real Time Automation Controller)⁴⁶ o el Compaq Rio⁴⁷, entre otros. Cada dispositivo tiene sus propias configuraciones y lenguajes de programación para implementar la ley de control.

Hasta este punto se ha descrito la teoría básica de los PMU, su estándar y cómo es que éstos crean WAMS y WACS. La siguiente sección describirá los dispositivos FACTS que funcionarán como actuador de la señal de control.

Tabla 1.2: Clasificación de dispositivos FACTS⁶

Tipo de conexión	Dispositivos FACTS	
	FACTS basados en tiristores	FACTS basados en VSC
Paralelo	Compensador estático de vars SVC	Compensador estático STATCOM
Serie	Capacitor serie controlado por tiristores - TCSC	Compensador estático síncrono serie - SSSC
Serie-Paralelo	Sistema de alto voltaje de corriente directa - HVDC	Controlador unificado de flujos de potencia - UPFC
		Sistema de alto voltaje de corriente directa - HVDC-VSC

1.2. SVC Y OTROS DISPOSITIVOS FACTS

Básicamente, hay dos grupos de FACTS, uno está basado en tiristores, y el otro está basado en fuentes controladas de voltaje (VSC). Estos dispositivos pueden conectarse a la red de tres maneras: serie, paralelo o serie-paralelo. La función de cada dispositivo depende de su grupo y de su forma de conexión. Una lista de dispositivos FACTS se muestra en la Tabla 1.2 tomada del libro de X.P. Zhang et. al.⁶:

Los dispositivos FACTS de tiristores son mucho más utilizados en la práctica que los de VSC porque son más económicos y robustos. Sin embargo, los FACTS basados en VSC son mucho más flexibles, rápidos y de mayor rango de operación que los de tiristores. En el presente trabajo se emplea como actuador al SVC porque este dispositivo es el que tiene mayor presencia en los sistemas de potencia reales^{48,49}. Las siguientes subsecciones describen el funcionamiento de algunos dispositivos FACTS.

1.2.1. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL SVC

El SVC es un dispositivo conectado en paralelo al sistema que consiste de un grupo de bancos de capacitores e inductores, cuenta con una rápida acción de control por medio de la conmutación de tiristores. Un SVC puede ser considerado como una reactancia (capacitiva y/o inductiva) variable la cual es ajustada en respuesta a las condiciones de operación del sistema de potencia, para controlar parámetros específicos de la red. Un adecuado control de esta reactancia permite la regulación de la magnitud de voltaje del sistema de potencia en el nodo donde el SVC se encuentre conectado.

Entre las configuraciones más populares para un SVC controlado se encuentran la combinación de un capacitor fijo y una bobina controlada por tiristores (FC-TCR) o un capacitor conmutado por tiristores y una bobina controlada por tiristores (TSC-TCR)⁷. La estructura de un FC-TCR se muestra en la Figura 1.8⁵⁰. Las características V/I del SVC se obtienen de sumar las características individuales del FC y del TCR. En la Figura 1.8 se muestra la forma de obtener la gráfica de respuesta del SVC completo.

En la misma figura se puede observar que se cuenta con el capacitor fijo, y abajo de él se muestra su

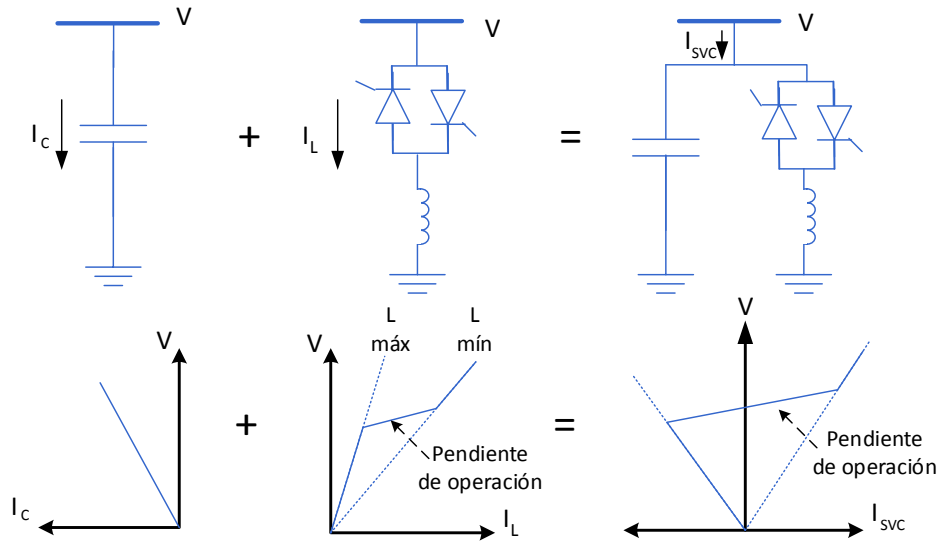


Figura 1.8: Gráficas V/I de un SVC (FC-TCR).

gráfica V/I la cual dependiendo de la corriente es la magnitud de voltaje. También en la parte media de la figura se encuentra el inductor controlado por tiristores y de igual manera se muestra su gráfica V/I, donde se puede observar el comportamiento en los límites de L máxima y mínima, así como la región de control. Finalmente, del lado izquierdo se muestra la respuesta completa, que resulta de la suma de los comportamientos antes descritos.

La estructura de un SVC operando bajo un control de voltaje típico se muestra en la Figura 1.9⁵⁰. En la imagen se observa cómo es que se realiza una comparación entre el voltaje medido en el bus donde está conectado el SVC y el voltaje de referencia. A partir de esa diferencia, se genera un ángulo de disparo (en este caso para el TCR) que modificará la susceptancia presente en el SVC para absorber o inyectar potencia reactiva al bus, y con esto elevar o disminuir el voltaje presente en el bus.

Por otro lado, asumiendo una operación a frecuencia fundamental y sin desbalances, un modelo para estabilidad transitoria se muestra en la Figura 1.10⁵⁰. La diferencia con respecto a la Figura 1.9 es que para la estabilidad transitoria no se toma en cuenta el proceso de conmutación de los tiristores y sólo se representa al SVC como una susceptancia variable. El controlador puede ser un PI el cual deberá estar limitado a un α_{max} y un α_{min} para generar entre una susceptancia máxima y una susceptancia mínima, correspondiente a las características del SVC utilizado⁵⁰.

El modelo mostrado en la Figura 1.10 se puede representar mediante las ecuaciones algebraicas

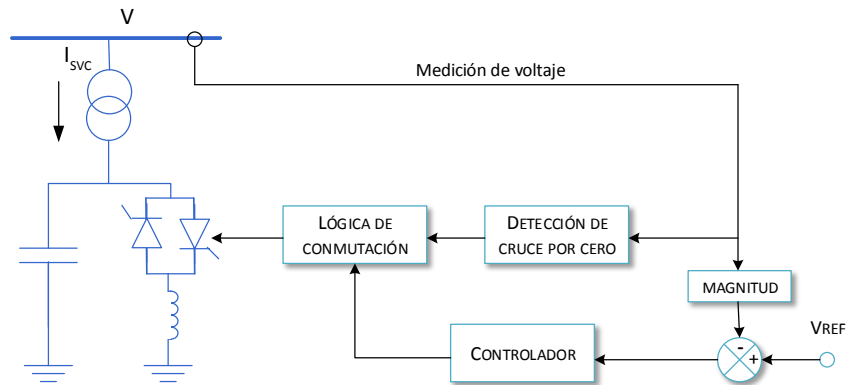


Figura 1.9: Diagrama de bloques de un SVC con control de voltaje.

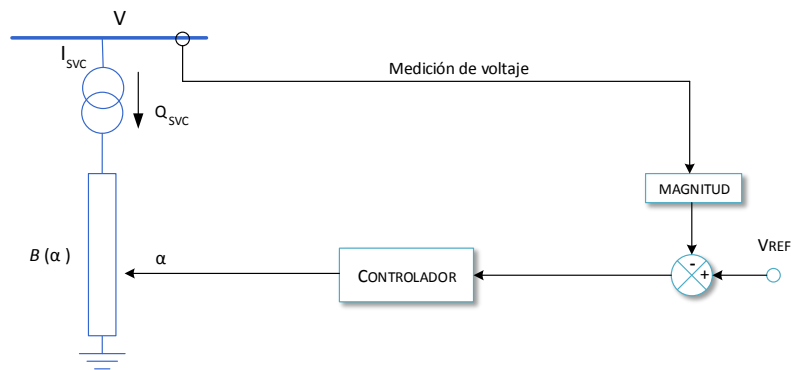


Figura 1.10: Modelo de estabilidad transitoria de un SVC.

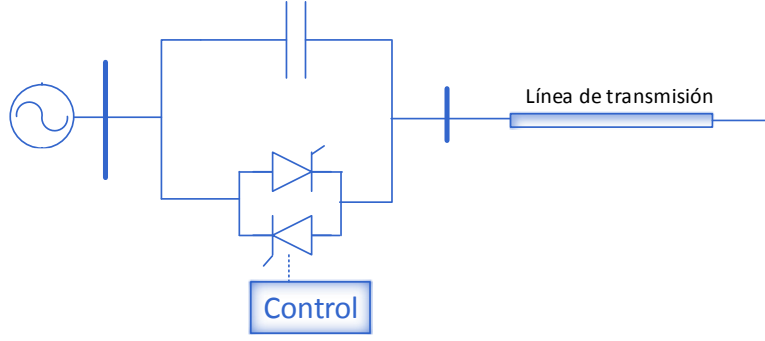


Figura 1.11: Configuraciones del TCSC.

siguientes⁵⁰.

$$I_i = V_i B_e \quad (1.10)$$

$$Q_i = V_i^2 B_e \quad (1.11)$$

$$B_e = \frac{2\alpha - \sin 2\alpha - \pi(2 - X_L/X_C)}{\pi X_L} \quad (1.12)$$

Donde B_e es la susceptancia resultante y α es el ángulo de conmutación de los tiristores. También forman parte del modelo las ecuaciones dinámicas del controlador, con las cuales se va obteniendo α en cada instante de tiempo. El subíndice i hace referencia al i -ésimo bus al que se encuentra conectado el SVC.

1.2.2. TCSC

El Capacitor Serie Controlado por Tiristores (TCSC) es un dispositivo conectado en serie a líneas de transmisión largas principalmente para aumentar su capacidad de transferencia de potencia.

Este dispositivo cuenta con un capacitor conmutado por tiristores, lo que le permite regular la capacitancia que conecta en serie a la línea de transmisión. Al colocarse en serie, el efecto que tiene es contrarrestar el efecto altamente inductivo que presentan las líneas de transmisión largas.

La Figura 1.11⁶ muestra una de las configuraciones que podría presentar un TCSC. Se aprecia que tanto el capacitor como el inductor pueden ser el dispositivo a conmutar para regular con ello la reactancia equivalente de la línea.

1.2.3. STATCOM

El STATCOM conectado en paralelo fue desarrollado como una mejora del SVC donde un VSC es usado en lugar de los inductores controlados y los capacitores conmutados. Un VSC genera un voltaje

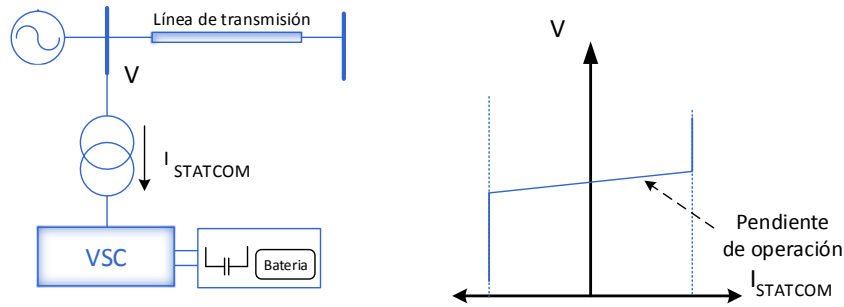


Figura 1.12: STATCOM y su gráfica V/I.

síncrono a frecuencia fundamental, con magnitud y ángulo de fase controlables. Por lo tanto, el VSC puede inyectar o absorber potencia reactiva desde o hacia el bus al cual está conectado y con ello regular las magnitudes de voltaje del bus. Los VSC requieren de dispositivos semiconductores autoconmutados tales como el GTO, IGBT, IGCT, MCT, etc., los cuales le proporcionan varias ventajas técnicas al STATCOM por sobre el SVC, el cual como ya se mencionó hace uso de tiristores para realizar su control. Entre las ventajas del STATCOM se pueden mencionar⁵¹:

- Rápida respuesta (responde alrededor de 10 veces más rápido debido a sus capacidades de encendido y apagado).
- Requiere menos espacio, ya que elimina los bancos de capacitores e inductores.
- Es modular y reubicable.
- Puede interactuar con fuentes de energía tales como baterías o celdas de combustible.
- El STATCOM tiene un desempeño superior en condiciones de bajo voltaje debido a que el flujo de corriente se puede mantener constante, caso contrario al SVC donde la inyección de corriente reactiva depende directamente del nivel de voltaje del bus al que está conectado el dispositivo, y del ángulo de disparo de los tiristores.

Se puede controlar el intercambio de potencia reactiva entre el convertidor y el sistema de CA variando la amplitud del voltaje de salida del STATCOM. Si la amplitud del voltaje de salida del convertidor es mayor que la del sistema CA, entonces fluye corriente a través de la reactancia del convertidor al sistema CA, y el convertidor genera potencia reactiva (modo capacitivo). En caso contrario, si la amplitud del voltaje de salida del STATCOM se encuentra por debajo de la magnitud del voltaje del sistema CA, entonces fluye potencia reactiva del sistema CA al STATCOM, por lo cual el STATCOM absorbe potencia reactiva (modo inductivo). Si el voltaje de salida del STATCOM es igual en magnitud y fase al de la red, el intercambio de potencia reactiva es cero (despreciando la resistencia).

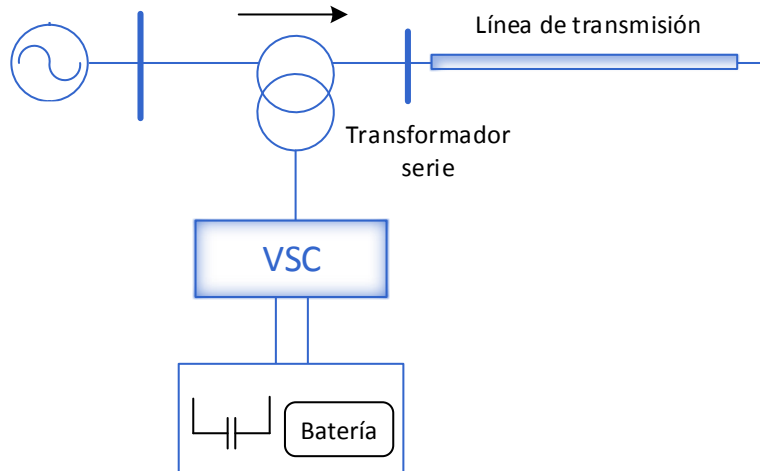


Figura 1.13: Diagrama del SSSC.

La gráfica de V/I del STATCOM se muestra en la Figura 1.12⁶. En ella se observa una de las ventajas que tiene el STATCOM sobre el SVC, donde capacidad de inyección de potencia reactiva no depende directamente del voltaje en el bus. Caso contrario le sucede al SVC; ante bajos voltajes del bus al que está conectado pierde capacidad de inyectar potencia reactiva a la red.

1.2.4. SSSC

El SSSC es un compensador serie de potencia reactiva que emplea un VSC en serie con la línea de transmisión. Su operación emula al TCSC (que opera controlando su impedancia) pero con una VSC. Cuenta con un rango de operación más amplio que el TCSC, al igual que el STATCOM respecto al SVC.

La Figura 1.13 muestra la forma en que se conecta el SSSC a la red. Al igual que con el TCSC, la compensación capacitiva serie, resulta en un decremento en la impedancia de la línea, y en consecuencia, un correspondiente incremento en la potencia eléctrica transmitida en la línea⁵². Por otro lado, por medio de la compensación también es capaz de disminuir o aumentar el flujo de potencia (activa o reactiva). Esto permite incluso el control o mitigación de oscilaciones de potencia.

1.2.5. UPFC

El UPFC es un dispositivo FACTS que tiene múltiples capacidades, y por lo tanto, es capaz de realizar selectiva o simultáneamente la compensación y funciones de control^{53,54}. Existen diversas formas de explicar el concepto del UPFC, pero una forma básica de hacerlo, es idealizando al UPFC como una combinación de un STATCOM y un SSSC.

La Figura 1.14 presenta un diagrama básico del UPFC. Debido a que el UPFC consiste de dos VSC, uno conectado en paralelo y el otro en serie, para su análisis es conveniente separar las aplicaciones y

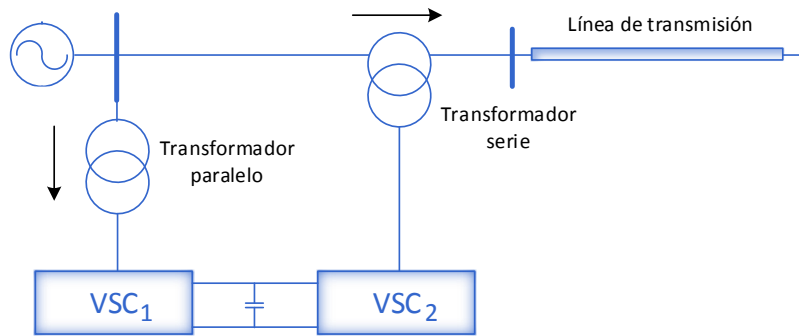


Figura 1.14: Diagrama del UPFC.

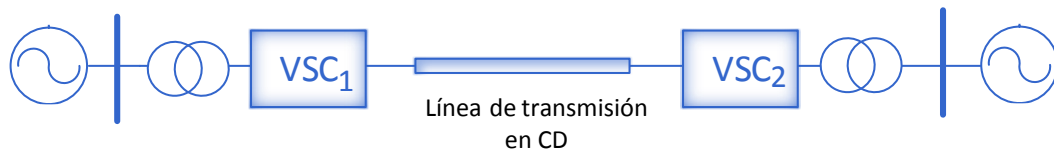


Figura 1.15: Diagrama del HVDC.

requerimientos para cada uno de ellos⁵⁵.

1.2.6. HVDC

El HVDC podría no ser un dispositivo FACTS como tal debido a que para la transferencia de potencia de un punto a otro utiliza CD y no CA. Un HVDC tiene la ventaja que permite la transferencia de potencia entre dos sistemas CA con diferentes frecuencias nominales. Para la transmisión de potencia en largas distancias resulta ser más barato y con menos pérdidas eléctricas que un sistema en CA. También es capaz de controlar el ángulo de fase de voltaje de forma independiente entre la fuente y la carga, lo que permite controlar de forma más eficiente estabilidad del sistema⁵⁶.

La Figura 1.15 presenta el diagrama de conexión del HVDC a la red. En este caso en particular, se presenta un esquema de dos estaciones. Es posible encontrar HVDC con tres o más estaciones, aunque esto implica un costo elevado. Otras desventajas que puede tener esta tecnología es que además de los convertidores, son la necesidad de filtros y que los interruptores en CD son más caros que los de CA.

1.3. ESTADO DEL ARTE

El uso de WAMS y WACS tienen, entre otros, los siguientes beneficios en los sistemas de potencia: mejoran el entendimiento y conocimiento del comportamiento dinámico y de estado estacionario de la red, incrementan la capacidad de transmisión debido al monitoreo en línea más preciso y confiable de sus límites y capacidades, y mejora del alcance y desempeño debido a la retroalimentación más confiable.

Por otro lado, los dispositivos FACTS son capaces de controlar el voltaje y el flujo de potencia en formas que antes de la llegada de esta tecnología no habrían sido posible⁷. Estos dispositivos son ampliamente utilizados para mejorar perfiles de voltaje o aliviar líneas de transmisión sobrecargadas. Las aplicaciones de los dispositivos FACTS han sido ampliamente estudiadas y su impacto positivo en la operación general de los sistemas eléctricos de potencia está bien documentado^{57,58}. Los dispositivos FACTS pueden ser usados para incrementar la capacidad de transmisión de potencia, mejorar la estabilidad y desempeño dinámico o asegurar una mejor calidad de potencia en los sistemas modernos. Sus principales capacidades son la compensación de potencia reactiva, el control de voltaje y el control del flujo de potencia. Al ser controlados por dispositivos de electrónica de potencia, los FACTS tienen una rápida respuesta a las acciones de control asignadas en situaciones normales y de emergencia.

Combinar ambas tecnologías, WACS y FACTS, lleva a un sistema de control en tiempo real capaz de mitigar rápidamente perturbaciones en la red. Por ejemplo, hay controladores que con ayuda de dispositivos FACTS amortiguan oscilaciones interárea de baja frecuencia. En un trabajo previo⁵⁹, se propone un enfoque de control que combina FACTS y WAMS para amortiguar oscilaciones y mejorar la capacidad de transferencia de sistemas de potencia interconectados. En⁶⁰ se presenta un control de oscilaciones de potencia usando mediciones de área amplia. El objetivo principal es analizar el diseño de múltiples dispositivos FACTS para mejorar la estabilidad del sistema considerando los retardos de tiempo asociados a las mediciones de área amplia. La integración de nuevos sistemas de generación, por ejemplo, parques eólicos y solares, son tópicos también considerados. La referencia⁶¹ presenta un neurocontrol coordinado de área amplia (WACNC) con PSS, un parque eólico y múltiples dispositivos FACTS (STATCOM y SSSC). Cada controlador local recibe señales de control remotas desde el WACNC como entradas externas para mejorar la dinámica del sistema y el comportamiento transitorio. Además, otro trabajo⁶² propone y sintoniza un ley de control por retroalimentación de estado para un sistema de control coordinado y jerárquico que incluye máquinas síncronas, convertidores de parques eólicos y un STATCOM.

Uno de los dispositivos FACTS más usados en la literatura y en la práctica para aplicaciones de WACS es el SVC. Algunos trabajos previos a éste, presentan controles de área amplia para sistemas de potencia con SVC embebidos^{63,64,65,66,67,68,69}. Por ejemplo, en⁶³ presentan el diseño de un control no lineal para amortiguar oscilaciones y en⁶⁴ concluyen que el control de área amplia es mejor que un control local para amortiguar oscilaciones interárea. En⁶⁶ se propone un control tolerante a fallas en la

comunicación y retrasos de tiempo. El trabajo⁶⁵ propone un control robusto coordinado para múltiples HVDC y controles de FACTS de área amplia. En⁶⁷ se presenta un control coordinado de FACTS para mejorar la estabilidad de pequeña señal. Por otro lado, en la referencia⁶⁸ se presenta una estrategia para mejorar la estabilidad transitoria. Y finalmente, en el trabajo⁶⁹ se presenta un control de área amplia para amortiguar oscilaciones de potencia, que además es tolerante a retrasos en los datos de entrada y salida, así como a la pérdida de datos.

La mayoría de la bibliografía estudiada en el estado del arte de esta investigación, principalmente considera plataformas de simulación fuera de línea para realizar los análisis y validaciones; sin embargo, no se consideran factores clave en implementaciones prácticas de WACS en aplicaciones industriales, tales como, retrasos de tiempo, pérdida de paquetes de información, interrupciones en los canales de comunicación, entre otros^{69,70}. Hay trabajos que presentan soluciones para afrontar los retardos de tiempo^{71,72,73}.

Por otro lado, la mayoría de las contribuciones con simulaciones hardware-in-the-loop (HIL) no usan dispositivos industriales para integrar los bancos de prueba HIL, lo cual se está convirtiendo en un requerimiento de las empresas eléctricas para desarrollar pruebas de WACS-FACTS. En este sentido, en un trabajo previo⁶³ se presenta una implementación de control de prototipado rápido para validación del control, por otro lado, la referencia⁶⁷ presenta una simulación en tiempo real pero no realiza la integración de hardware en el proceso de simulación, y finalmente en⁶⁹ se presentan simulaciones HIL con PMUs industriales para la estimación de sincrofasores y el control completo fue realizado con RSCAD por medio de bloques definidos por el usuario.

La Tabla 1.3 muestra una comparación de diferentes características que muestran los diferentes controles encontrados en la literatura. Se observa que hay varios trabajos que utilizan simulaciones HIL para validar sus aportaciones, sin embargo son casi nulas los trabajos que utilizan en su sistema de pruebas dispositivos PMU y controladores industriales.

Los emergentes requerimientos industriales exigen probar en esquemas HIL las soluciones diseñadas para el mejorar el desempeño del sistema eléctrico, por ejemplo, esquemas de protección y control, operación de sistemas, esquemas de acción remedial, etcétera. De acuerdo a estos requerimientos y en referencia a la Tabla 1.3, esta tesis presenta un sistema de control de área amplia con un dispositivo SVC evaluado en una implementación HIL de un sistema de potencia de cinco buses y dos máquinas. Además de realizar la simulación HIL con dispositivos PMU y un controlador industrial, el control propuesto considera la compensación de retardos de tiempo de hasta 200 ms. El control propuesto tiene los siguientes tres objetivos de control:

- Reducir la sobrecarga a lo largo de la línea de transmisión.
- Amortiguar oscilaciones de potencia.
- Incrementar el tiempo crítico de liberación de falla.

Tabla 1.3: Comparativo de características de diferentes trabajos de control de área amplia.

Ref.	Considera retrasos	Simulación tiempo real	Estimación de sincrofasor	Control práctico	Actuador	Protocolo estándar
21,22	-	-	Modelo RMS	-	TCSC	-
23	Padé	-	Modelo RMS	-	PSS	-
25	-	-	Modelo RMS	-	PSS	-
54	-	RTDS	PMU simulado	DSP	UPC	-
60	Kalman	-	PMU simulado	-	SVC	-
61	-	-	Modelo RMS	-	STATCOM, SSSC Parque eólico	-
62	Padé	-	PMU simulado	DSP	STATCOM Parque eólico	-
63	-	RTDS	Modelo RMS	DSP	SVC	-
64,65	-	-	Modelo RMS	-	SVC HVDC	-
66	Padé	-	Modelo RMS	-	SVC	-
67	-	RTDS	Modelo RMS	-	SVC, TCSC	-
68	Kalman	-	PMU simulado	-	SVC	-
69	LMI	RTDS	PMU simulado	Matlab	SVC,SSSC	-
70	LMI	-	PMU simulado	Matlab	SVC	-
71	LMI	RTDS	PMU industrial	Matlab	PSS	PMU
72	LMI	-	Modelo RMS	-	PSS	-
74	-	-	Modelo RMS	-	TCSC	-
75	Pred. Smith	OPAL	PMU simulado	Matlab	TCSC	-
76	Red Neuronal	RTDS	PMU simulado	DSP	PSS	-
77	-	RTDS	PMU simulado	DSP	PSS	-
78	Padé	-	Modelo RMS	-	TCSC	-
79	Pred. Smith	-	Modelo RMS	Matlab	SVC	-
80	Padé	-	PMU simulado	-	TCSC	-
81	-	-	Modelo RMS	Digsilent	HVDC	-
82	-	-	Modelo RMS	-	SVC,PSS	-
83	Pred. Smith	-	Modelo RMS	-	SVC,PSS	-
84	-	RTDS	Modelo RMS	-	SVC	-
85	-	-	PMU simulado	-	HVDC	-
86	Kalman	-	PMU simulado	Labview	SVC	-
87	LMI	OPAL	PMU simulado	DSP	SVC	-
88	-	RTDS	PMU de RTDS	Matlab	SVC labview	PMU
89	-	RTDS	PMU de RTDS	Matlab -	SVC, STATCOM	PMU -
90	Predicción lineal	RTDS	PMU simulado		SVC	-

Los dispositivos industriales utilizados para evaluar el control de área amplia propuesto son: dos relevadores digitales SEL-421 y dos SEL-351 usados para estimar los sincrofasores, un simulador digital en tiempo real (RTDS) para realizar el modelado y simulación del sistema eléctrico de potencia, y un controlador de automatización en tiempo real (RTAC) SEL-3530 para programar el control propuesto.

2

Descripción del control de área amplia propuesto

En este Capítulo 2, se presenta el control de área amplia que propone este trabajo de tesis. En primera instancia, se describe el problema a resolver. Después, se presenta el sistema eléctrico (de cinco buses y dos máquinas) utilizado como base para el desarrollo e implementación de la propuesta de solución. El control propuesto se puede dividir en tres partes:

- Control para desconexión de generadores síncronos. Este control se encarga de decidir si es necesario desconectar un generador ante una falla severa.
- Control de corriente. Este control tiene por objetivo incrementar los TCL y a su vez, minimizar la corriente máxima que fluye a través de una línea de transmisión.
- Control de oscilaciones. Este control actúa posterior a la liberación de la falla para amortiguar las oscilaciones de potencia subsecuentes rápidamente.

Finalmente, cada una de estas partes del control es descrita en las subsecuentes secciones de este capítulo.

2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA A RESOLVER

Como ya se mencionó, los sistemas eléctricos de potencia operan cada vez más cerca de sus límites operativos debido al incremento en la demanda. Los generadores síncronos son una parte vital del sistema eléctrico. Por ello, es una práctica común desconectarlos por cuestiones de seguridad cuando una falla severa ocurre los pone en riesgo de perder sincronismo. En muchas de estas ocasiones, los generadores podrían resistir las fallas pero debido a la falta de información confiable, se prefiere desconectarlos y evitar correr el riesgo de dañarlos. Sin embargo, no siempre es necesario disparar los generadores; algunas veces pueden operar a través o durante la falla y la subsecuente oscilación de potencia hasta que el evento transitorio se extinga. Considerando un escenario de un mercado eléctrico abierto, donde la generación puede pertenecer a particulares, no es económicamente conveniente para el dueño desconectar el generador ante cualquier falla si no es necesario; sin embargo, cuando se considera que es posible el riesgo fatal de dañarlos al no desconectarlos, estos normalmente se desconectan ante cualquier falla que pueda dañarlos. La repentina desconexión de generadores puede causar uno o más de los siguientes problemas:

- Reduce los márgenes de estabilidad.
- Sobrecarga circuitos.
- Incrementa el costo de la energía eléctrica.
- Podría ser necesario sacar carga de la red.

Para hacer frente a este problema, se necesitan actuadores rápidos, controladores con un alto desempeño, y mediciones más rápidas y precisas para tomar las decisiones correctas en un tiempo menor. Los sistemas de medición más rápidos y confiables se basan en unidades de medición de sincrofasores; sin embargo, debido a la latencia y las grandes distancias entre las diferentes subestaciones de medición, siempre hay retrasos de comunicación que no se pueden ignorar para las aplicaciones de control en la operación del sistema de potencia. Además, la precisión no puede reducirse indefinidamente, ya que depende de los algoritmos de estimación de sincrofasores^{91,92}.

En este sentido, este trabajo presenta un método basado en las mediciones de PMU para disparar las máquinas solo si se está seguro que perderán sincronismo. A través de un SVC controlado, se propone una estrategia de control de área amplia para minimizar la corriente máxima a través de la línea de transmisión, amortiguar las oscilaciones de potencia y también para aumentar el tiempo crítico de liberación, con el propósito de darle tiempo a los controles de las máquinas y del SVC de evitar o retrasar la pérdida de sincronismo. Finalmente, dentro de la implementación se presenta una estrategia para compensar efectivamente el retraso de las comunicaciones. En las siguientes secciones de este capítulo, estas propuestas se describen en detalle.

2.2. MODELO DEL SISTEMA UTILIZADO.

El sistema de pruebas utilizado para implementar y evaluar el sistema de control se muestra en la Figura 2.1, el sistema de potencia está compuesto por cinco buses y dos máquinas. Se tomó como base el sistema de ejemplo de Matlab llamado “Improve Transient Stability Using SVC and PSS”⁹³. Es un sistema simple pero presenta diferentes escenarios de interés en un sistema de potencia real. Por ejemplo, la máquina A podría representar un conjunto de generadores que está entregando toda su potencia de generación a la red, donde la máquina B, representa este equivalente de red. O por otro lado, ambas máquinas podrían representar zonas o áreas de un gran sistema eléctrico, donde las líneas de transmisión son el enlace de ambos subsistemas.

La capacidad de la máquina A es 1000 MVA, actúa como un bus PV y tiene una referencia de potencia activa de 950 MW. La máquina B actúa como la referencia o slack del sistema, y tiene una capacidad de 5000 MVA. Cada máquina es un generador síncrono con sus modelos de turbina y reguladores: el regulador de voltaje (AVR) es del tipo IEEE ST1⁹⁴, el estabilizador de sistema de potencia (PSS) tiene como entrada la potencia de aceleración y es el tipo IEEE PSS1A⁹⁴ y el gobernador es un modelo de una turbina hidráulica con un control PI⁹⁵. Los voltajes están regulados en 13.8 kV en los buses 1 y 5. Los parámetros de cada máquina y sus controles se muestran en las Tablas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4.

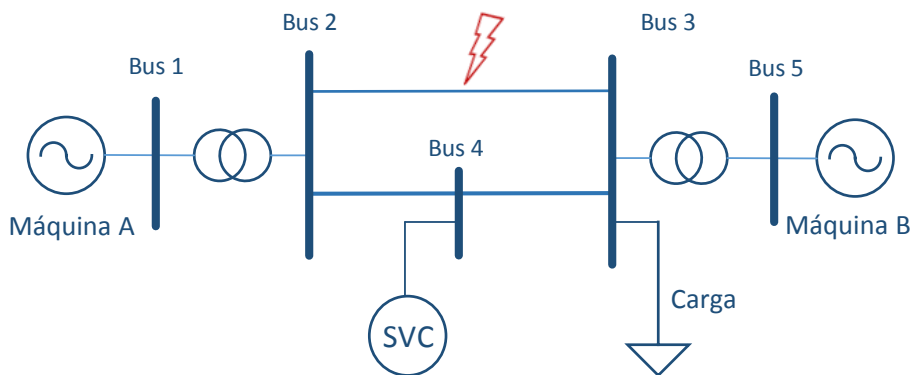


Figura 2.1: Sistema de pruebas.

Las líneas de transmisión son modeladas usando el modelo de Bergeron de RSCAD. La longitud de la línea de transmisión L_{2-3} es de 350 km. y para las líneas L_{2-4} y L_{3-4} es de 175 km., sus parámetros RLC se muestran en la Tabla 2.5. Para conectar los buses de generación se usan dos transformadores, uno de 1000 MVA y otro de 5000 MVA, sus parámetros se muestran en la Tabla 2.6.

Un SVC del tipo TSC-TCR es conectado en el bus 4. La capacidad del SVC es de -230/180 MVAR a 500 kV. La convención utilizada indica que la potencia negativa se encuentra en la zona inductiva del SVC. Una gran carga es conectada en el bus 3; esta carga es representada como un modelo de impedancia constante y como potencia constante en diferentes casos de estudio del Capítulo 4.

Tabla 2.1: Parámetros de máquinas.

Máquina	Voltaje nominal (kV)	Inercia H	X_a (pu)	X_d (pu)	X'_d (pu)	X''_d (pu)	X_q (pu)	X''_q (pu)	R_a (pu)
M_i	13.8	3.7	0.18	1.305	0.296	0.252	0.474	0.243	0.00285

Tabla 2.2: Parámetros del AVR tipo IEEE ST1.

T_r	V_{imax} (pu)	V_{imin} (pu)	T_c (s)	T_b (s)	K_a	T_a (s)	V_{rmax} (pu)	V_{rmin} (pu)	K_c	K_f	T_f (s)
0.02	10.0	-10.0	0.0	0.0	200	0.001	20.0	0.0	0.0	0.001	0.1

Tabla 2.3: Parámetros del PSS tipo IEEE PSS1A.

A_1	A_2	T_1 (s)	T_2 (s)	T_3 (s)	T_4 (s)	T_5 (s)	T_6 (s)	K_S (pu)	V_{rmax} (pu)	V_{rmin} (pu)	V_{cu} (pu)	V_{cl} (pu)
0.0	0.0	0.06	0.5	0.0	0.0	0.7	0.015	2	0.15	-0.15	2	0.31

Tabla 2.4: Parámetros del gobernador tipo PIDGOV.

R_{perm} (pu)	T_{perm} (s)	K_p (pu/s)	K_i (pu/s)	K_d (pu)	T_a (s)	T_b (s)	D_{turb} (pu)	G_0 (pu)	G_1 (pu)
0.05	0.0	1.163	0.105	0.0	0.00001	0.3	0.0	0.0	0.25
P_1 (pu)	G_2 (pu)	P_2 (pu)	P_3 (pu)	G_{max} (pu)	G_{min} (pu)	A_{tw} (pu)	T_w (s)	Vel_{max} (pu/s)	Vel_{min} (pu/s)
0.25	0.5	0.5	1.0	1.2	0.01	1.0	3.0	0.1	-0.1

Tabla 2.5: Parámetros de líneas de transmisión.

Línea	R_1 (Ω/km)	Xl_1 (Ω/km)	Xc_1 ($M\Omega/km$)	R_0 (Ω/km)	Xl_0 (Ω/km)	Xc_0 ($M\Omega/km$)
L_{i-j}	0.01755	0.3293771	0.1989934	0.2758	1.213911	0.3197038

Tabla 2.6: Parámetros de transformadores.

Transformador	Devanado 1 Voltaje (kV)	Devanado 2 Voltaje (kV)	Devanado 1 Conexión	Devanado 2 Conexión	Reactancia (pu)	R (pu)
T_i	13.8	500	Y	Y	0.12	0.002

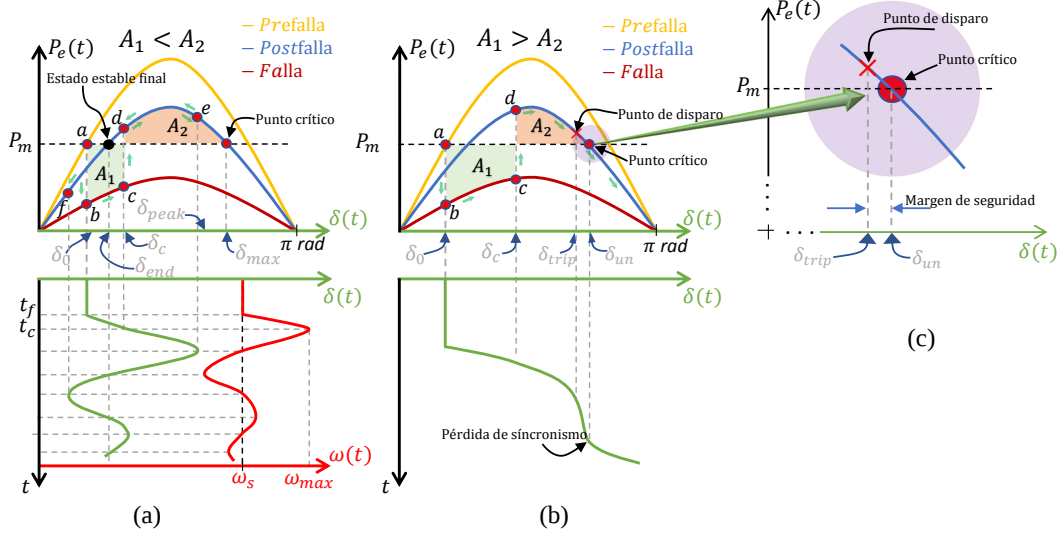


Figura 2.2: Curvas $P-\delta$ y $\delta-t$.

2.3. CONTROL PARA LA DESCONEXIÓN DE GENERADORES SÍNCRONOS.

El presente trabajo, propone un algoritmo para determinar el momento en que la máquina debe ser desconectada a fin de evitar que esta pierda sincronismo. En lugar de desconectar la máquina inmediatamente después de detectar la falla, este método permite a los controladores actuar para mantener la estabilidad del sistema. Si no es posible mantener la máquina en sincronía con el sistema, el esquema propuesto desconectará la máquina de forma automática. En cambio, mientras no esté presente el riesgo de la pérdida de sincronía, la máquina se mantendrá en operación. El método propuesto es confiable y fácil de implementar en un sistema de área amplia práctico y está basado en el Criterio de Áreas Iguales (CAI)⁹⁶.

CRITERIO DE ÁREAS IGUALES

La Figura 2.2 es usada para explicar el esquema de desconexión propuesto, donde $P_e(t)$ representa la potencia activa entregada por la máquina síncrona, P_m es la potencia mecánica que recibe la máquina por la turbina, $\delta(t)$ es el desplazamiento angular del rotor de la máquina referido a valores eléctricos, y finalmente, las tres diferentes curvas $P-\delta$ representan los escenarios de prefalla, falla y postfalla. El CAI establece que una máquina será estable si el área de desaceleración (A_2) es igual o mayor que el área de aceleración (A_1); sin embargo, como las curvas $P-\delta$ son variantes en el tiempo debido al control y acciones de compensación, no es claro poder establecer a priori, para aplicaciones industriales, el cumplimiento del CAI justo en el instante después de liberar la falla.

La Figura 2.2(a) muestra el comportamiento dinámico típico de un caso estable ante una perturba-

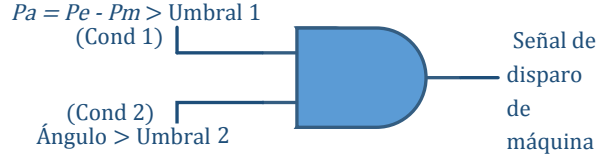


Figura 2.3: Esquema de disparo de generador.

ción grande. Originalmente, el sistema es operado en el punto de equilibrio a , donde $P_e(t) = P_m$ y $\delta(t) = \delta_0$. Cuando comienza la falla en $t = t_f$, repentinamente $P_e(t)$ cambia del punto a al punto b y $P_e(t)$ es menor que P_m , por lo tanto el rotor se comienza a acelerar, y la velocidad de la máquina comienza a ser más grande que la velocidad síncrona (Figura 2.2(a), línea roja, abajo), y por lo tanto, $\delta(t)$ comienza a incrementarse (Figura 2.2(a), línea verde, abajo). Después, se libera la falla en el punto c y repentinamente el punto de operación d es alcanzado en la condición postfalla. En este punto de operación d , $P_e(t) > P_m$ por lo que el rotor de la máquina comienza a desacelerarse y alcanza nuevamente la velocidad síncrona en el punto e . Sin embargo, en este punto, la máquina aún no se encuentra en un punto de equilibrio ya que $P_e(t) > P_m$, por lo tanto, la máquina continua reduciendo su velocidad en valores debajo de la velocidad síncrona. Este proceso de oscilación continúa hasta que el transitorio termina y la máquina se establece en su nuevo punto de equilibrio en estado estable. Por otro lado, la Figura 2.2(b) muestra el caso inestable. En este caso, la máquina no llega a la velocidad síncrona antes de alcanzar el punto crítico, y la máquina comienza a acelerarse en $\delta(t) > \delta_{un}$, ya que $P_e(t) < P_m$.

Como conclusión, se puede decir que la máquina es estable ante una gran perturbación si después de liberar la falla, la máquina alcanza por primera vez la velocidad síncrona antes de que su ángulo alcance el punto crítico. En la Figura 2.2(c) se muestra un acercamiento del punto crítico y de los puntos de liberación. Note que si el punto crítico existe, este siempre se encontrará entre $\pi/2$ rad y π rad en la curva $P - \delta$.

ESQUEMA DE DISPARO DE GENERADOR

Hipótesis: Es posible detectar por medio de mediciones de potencia y ángulo el momento en que pierde sincronía la máquina y es necesario desconectarla. Esto permitirá dar mayor tiempo al control de oscilaciones para actuar y evitar que se tenga que desconectar la máquina.

La idea básica para detectar un comportamiento inestable después del momento de la liberación de la falla es determinar si el ángulo $\delta(t)$ continúa aumentando justo antes de llegar al punto crítico en $\delta(t) = \delta_{un}$ en la Figura 2.2. Para poder hacer eso, se debe ser capaz de medir o estimar $\delta(t)$, $P_e(t)$, y P_m . Como se puede observar en la Figura 2.2, en la primera oscilación el sistema se encuentra en el área de desaceleración A_2 si $\delta(t) > \pi/2$ rad y $P_e(t) > P_m$ ($P_a < 0$). La cercanía entre $P_e(t)$ y P_m en $\delta(t) > \pi/2$ rad da índice de proximidad al punto crítico, y consecuentemente a la inestabilidad. La Figura 2.3 muestra el esquema de disparo de generador propuesto, el cual está basado en la explicación

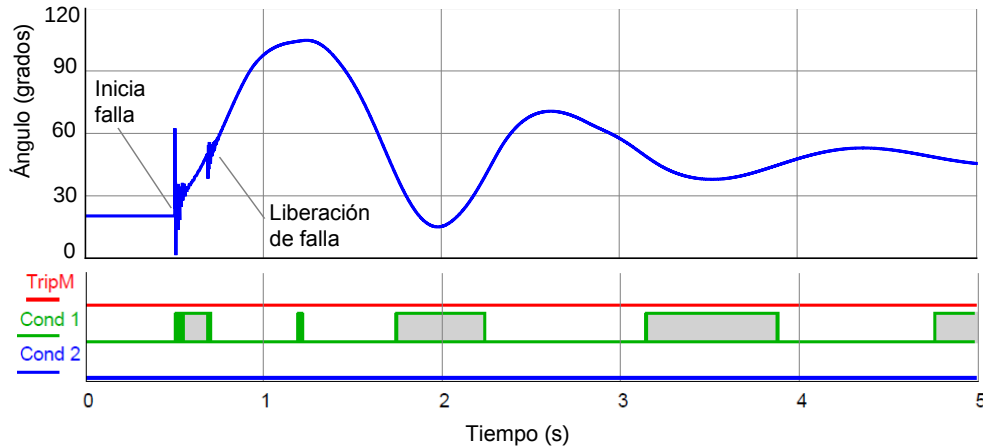


Figura 2.4: Liberación de la falla en 11 ciclos. Cond 1 y Cond 2 se refieren a las condiciones de potencia y ángulo, respectivamente.

previa. Debido a la simplicidad del criterio de áreas iguales, el cual está basado en un modelo clásico, se añaden dos umbrales de seguridad para establecer la cercanía al punto de disparo (Figuras 2.2(a)-(c)), antes de que la máquina comience a aumentar su velocidad nuevamente.

El desafío en este esquema de disparo es la falta de mediciones instantáneas de $(\delta(t), P_e(t), \text{ y } P_m)$ ya que en un sistema real, los buses podrían estar alejados cientos de kilómetros y los retrasos en la comunicación no son despreciables. De ahí la importancia que las mediciones tengan una estampa de tiempo y una forma adecuada para la compensación de los retardos.

Las Figuras 2.4 y 2.5 muestran el desempeño de este esquema de disparo ante una falla trifásica sólida a tierra liberada al abrir la línea fallada después de 11 y 12 ciclos, respectivamente. La parte baja de las Figuras 2.4 y 2.5 muestra las condiciones de disparo en tiempo real. En la Figura 2.4 la condición de disparo no es alcanzada. Por otro lado, en la Figura 2.5 la condición de disparo es alcanzada; la evolución de la diferencia angular cuando la máquina no se desconecta se muestra en rojo, y en azul se muestra la respuesta cuando la máquina es desconectada justo después de que la condición de desconexión es detectada. La efectividad de la lógica de desconexión es demostrada al desconectar la máquina solo en el instante que es necesario y no antes. Note que después de la desconexión, el sistema alcanza un nuevo estado estable. Por otro lado, sí la máquina A no es desconectada, ésta pierde sincronismo.

Esta lógica permite que las máquinas permanezcan conectadas al sistema de potencia para dar tiempo a que sus controladores actúen y traten de estabilizar las oscilaciones de potencia. Las siguientes secciones describen el control propuesto, donde por un lado se busca incrementar el tiempo crítico de liberación y por otro lado, amortiguar las oscilaciones de potencia.

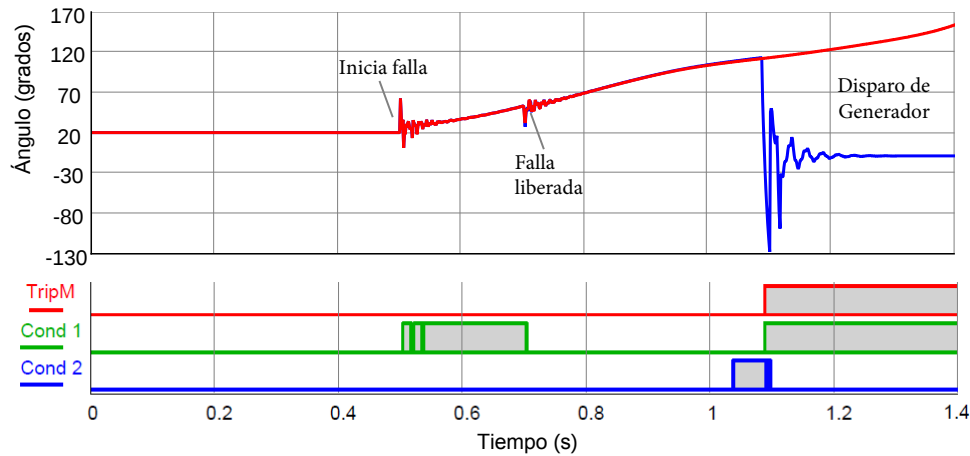


Figura 2.5: Liberación de la falla en 12 ciclos. Cond 1 y Cond 2 se refieren a las condiciones de potencia y ángulo, respectivamente.

2.4. CONTROL DE CORRIENTE.

Hipótesis: Mediante el control del voltaje en uno de los extremos de una línea de transmisión es posible controlar el flujo de potencia activa y disminuir el flujo de potencia reactiva a través de ella. Esto permite aumentar los TCL y reducir los esfuerzos térmicos después de la contingencia.

En general, una mayor longitud y carga en las líneas de transmisión implica un menor TCL y capacidad de carga. Físicamente, la distancia de una línea de transmisión no se puede reducir, pero eléctricamente si es posible. Esto significa que el TCL y la capacidad de carga pueden aumentarse. Hay algunas maneras de aumentar el TCL, como por ejemplo, disminuir la reactancia equivalente entre el nodo interno y la red, aumentar los voltajes operativos, u operar con pequeñas variaciones en la fase de los voltajes en nodos adyacentes.

Otra forma de aumentar el TCL es disminuir el flujo de corriente a lo largo de la línea de transmisión pero manteniendo el mismo flujo de potencia. Este trabajo presenta una estrategia en la que, mediante la magnitud del voltaje en el extremo remoto de una línea de transmisión larga, se reduce la sobrecarga del conductor. Controlando el voltaje en uno de los extremos de la línea es posible modificar la sobrecarga en la línea y tener el efecto de aumentar la capacidad de transferencia. En las siguientes subsecciones se muestran los métodos para obtener la referencia de voltaje para modelos de línea corta y larga, ambas sin pérdidas.

2.4.1. MODELO DE LÍNEA CORTA SIN PÉRDIDAS

Normalmente, en los sistemas de potencia, para las líneas de transmisión cortas se permite omitir las pérdidas debido a que son muy pequeñas. Como primera aproximación, se usa el modelo de línea

de transmisión corta sin pérdidas que se muestra en la Figura 2.6 para encontrar la señal de referencia de voltaje.

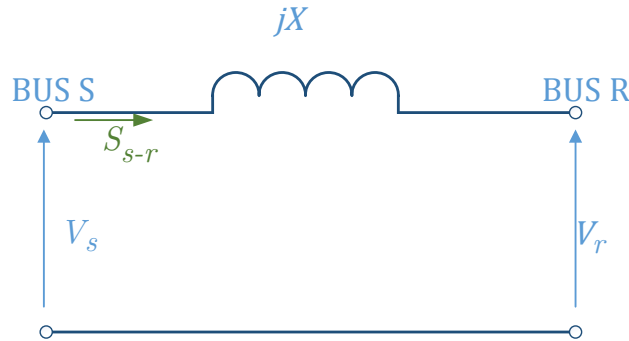


Figura 2.6: Modelo de línea corta sin pérdidas.

La Ec. (2.1) muestra la potencia aparente que fluye del Bus S al bus R (S_{s-r}^*).

$$S_{s-r}^* = P_{s-r} - jQ_{s-r} \quad (2.1)$$

donde

$$P_{s-r} = |V_s||I_{s-r}|\cos(\varphi) = \frac{|V_s||V_r|\cos(\delta)}{X} \quad (2.2)$$

$$Q_{s-r} = -|V_s||I_{s-r}|\sin(\varphi) = \frac{|V_s||V_r|\sin(\delta) - |V_s|^2}{X} \quad (2.3)$$

Donde, φ es el ángulo entre el voltaje y la corriente, y δ es la diferencia angular entre V_s y V_r . Observando la Ec. (2.1), para maximizar la potencia activa P_{s-r} es necesario reducir la potencia reactiva Q_{s-r} a cero. Esto es:

$$0 = \frac{|V_s|^2 - |V_s||V_r|\cos(\delta)}{X} \quad (2.4)$$

Con algunos cálculos, es posible resolver la Ec. (2.4) para obtener el V_r que hace cero a Q_{s-r} :

$$V_r = \frac{|V_s|}{\cos(\delta)} \quad (2.5)$$

Con la Ec. (2.5) el flujo de potencia reactiva se vuelve cero. Esto permite tener solo flujo de potencia activa, lo que a su vez implica que se disminuye la corriente a través del conductor.

Para verificar el desempeño de la Ec. (2.5) se usa el sistema de pruebas de la Figura 2.1. En este caso se utilizan modelos de líneas sin pérdidas. La Figura 2.7 muestra cómo la ecuación propuesta lleva a

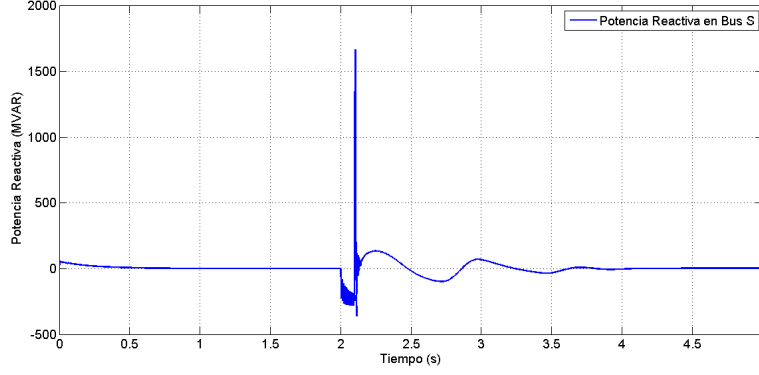


Figura 2.7: Control de cero potencia reactiva en un modelo de línea corta sin pérdidas.

cero la potencia reactiva en la línea poco después de iniciar la simulación. En $t = 2$ s se aplica una falla trifásica y es liberada en $t = 2,1$ s abriendo la línea fallada. Al abrir la línea con falla, la impedancia del sistema cambia. Aún con este cambio de impedancia la Ec. (2.5) es capaz de llevar nuevamente a cero la potencia reactiva. Esto implica que toda la potencia que fluye a través de la línea es potencia activa, lo cual es muy útil en situaciones de alto estrés como este.

Como se puede ver, controlando el voltaje en V_r es posible controlar el flujo de potencia y corriente a través de la línea de transmisión. Pero la Ec. (2.5) sólo es válida para líneas de transmisión cortas. Los sistemas de área amplia, por lo general, implican líneas de transmisión largas, por lo que es necesario obtener una nueva ecuación para líneas largas.

2.4.2. MODELO DE LÍNEA LARGA SIN PÉRDIDAS

La Figura 2.8 muestra el modelo para una línea larga. Para considerarse un modelo sin pérdidas no se toma en cuenta la parte resistiva del modelo. En este caso, la corriente que fluye a través de la línea de transmisión es diferente a lo largo de la línea y depende del punto (distancia) en que se desea conocer la corriente.

La sobrecarga máxima de la línea estará en el punto donde la corriente es más alta. En líneas de transmisión largas, el punto de máxima corriente depende de los voltajes en los extremos de la línea y de la impedancia característica de la carga o carga natural (SIL) de una línea de transmisión⁹⁷.

$$SIL = \frac{V_0^2}{Z_c} VA \quad (2.6)$$

donde V_0 es el voltaje nominal de la línea y Z_c es la impedancia característica. $Z_c = \sqrt{L/C}$ para una línea sin pérdidas⁹⁶. Por ejemplo, la Figura 2.9 muestra la corriente que circula a lo largo de la línea de transmisión cuando los voltajes en los extremos de la línea son iguales en magnitud y la potencia

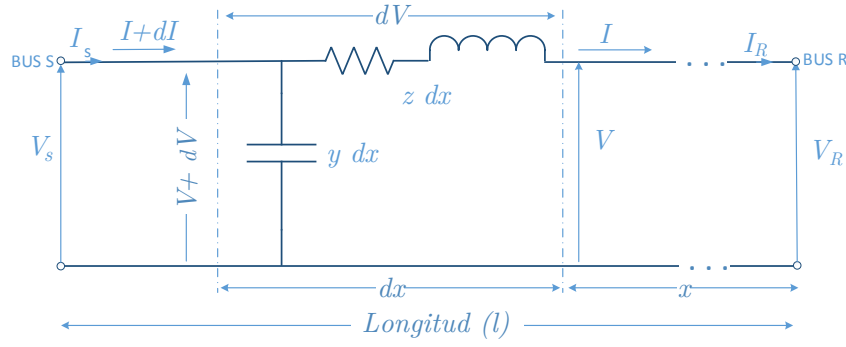


Figura 2.8: Modelo de línea de transmisión larga.

que circula a través de la línea es menor, igual o mayor al SIL. Si la potencia está por debajo del SIL, el punto de máxima corriente se encuentra en los extremos de la línea (Figura 2.9a) y, si está sobre el SIL, el punto de máxima corriente está en el medio de la línea (Figura 2.9c). Finalmente, si la potencia es igual a SIL, la corriente máxima es constante a lo largo de la línea (Figura 2.9b).

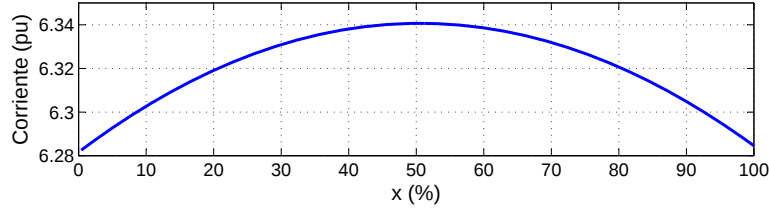
Pero el comportamiento que se muestra en la Figura 2.9 solo es válido cuando las magnitudes de los voltajes en los extremos son iguales. Cuando hay voltajes diferentes, el punto de máxima corriente podría estar en cualquier punto de la línea, independientemente de la carga. Este caso es el más común en la práctica, ya que por lo general, los voltajes no son iguales. Debido a esto, no se puede saber en que punto de la línea se encuentra la máxima corriente.

Para poder disminuir la máxima corriente, primero es necesario saber en que punto de la línea se encuentra la corriente máxima. Para ello, es necesario determinar una ecuación que indique ese punto. De la solución general de funciones diferenciales de una línea de transmisión larga sin pérdidas⁹⁶, la siguiente ecuación permite conocer la corriente de la línea a una distancia x medida desde el extremo emisor:

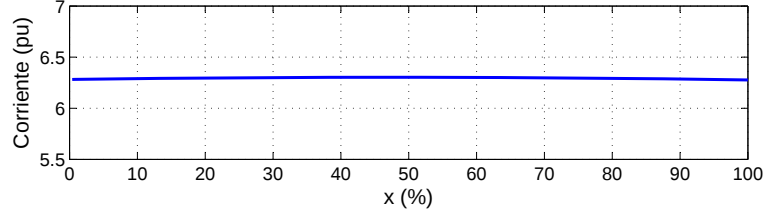
$$\tilde{I}(x) = \frac{\tilde{V}_S - \tilde{V}_R e^{-\gamma l}}{Z_c(e^{\gamma l} - e^{-\gamma l})} e^{\gamma x} - \frac{\tilde{V}_R e^{\gamma l} - \tilde{V}_S}{Z_c(e^{\gamma l} - e^{-\gamma l})} e^{-\gamma x} \quad (2.7)$$

donde $\tilde{I}(x)$, $\tilde{V}_S$ y $\tilde{V}_R$ son complejos. $\tilde{I}(x)$ es la corriente en el punto x de la línea, $\tilde{V}_S$ y $\tilde{V}_R$ son los voltajes en los buses de envío recepción, respectivamente, l es la distancia total de la línea, x es el punto específico donde se desea conocer el valor de la corriente y

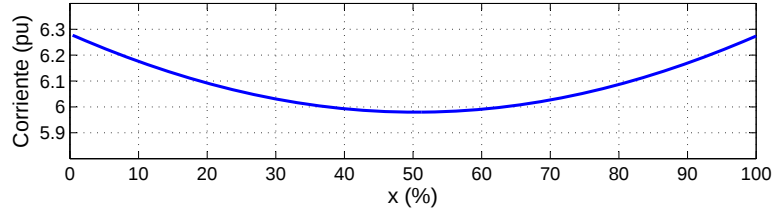
$$\gamma = \sqrt{YZ} = \alpha + j\beta \quad (2.8)$$



(a) Potencia por encima del SIL



(b) Potencia igual al SIL



(c) Potencia por debajo del SIL

Figura 2.9: Perfil de corriente en la línea dependiendo del SIL.

donde $Y = G + j\omega C$ y $Z = R + j\omega L$. Si las pérdidas son despreciadas,

$$\gamma = j\beta = j\omega\sqrt{LC} \quad (2.9)$$

El objetivo es entregar la potencia requerida por el sistema pero con la menor cantidad de corriente posible. Recordando que $\tilde{I}(x)$ es una variable compleja, es necesario obtener su magnitud, por lo que:

$$\tilde{I}(x) = |I(x)| = \sqrt{\Re(I(x))^2 + \Im(I(x))^2} \quad (2.10)$$

$\Re(I(x))$ y $\Im(I(x))$ son la parte real e imaginaria de $\tilde{I}(x)$. Cada una de ellas es detallada en el Apéndice A. Para encontrar el punto donde $|I(x)|$ es máxima, es necesario derivar la Ec. (2.10) con respecto a x ,

$$|I(x)|_{max} = \frac{d|I(x)|}{dx} = \frac{d\sqrt{\Re(I(x))^2 + \Im(I(x))^2}}{dx} = 0 \quad (2.11)$$

Resolviendo esta ecuación con respecto de x es posible conocer el punto donde la corriente de la

línea es máxima, esto es, $x_{I_{max}}$.

$$\frac{d|I(x)|}{dx} = 0 \quad (2.12)$$

Debido a lo extenso, la solución se presenta en el Apéndice A. Ya que se cuenta con el punto x de la línea donde la corriente es máxima, el siguiente paso es encontrar la corriente máxima de la línea I_{max} . Esto se logra sustituyendo $x_{I_{max}}$ en la Ec. (2.10).

En este punto, ya se conoce la localización en la línea donde la corriente es máxima y su valor. Ahora se busca encontrar un valor de V_R (en este caso el SVC) que minimiza esa máxima corriente. Para poder hacer esto, es necesario derivar I_{max} con respecto de V_R , e igualarla a cero:

$$\frac{d|I_{max}|}{d|V_R|} = 0 \quad (2.13)$$

Resolviendo la Ec. (2.13) para V_R se encuentra el voltaje que minimiza la máxima corriente a través de la línea. Esto resulta en:

$$|V_R| = \frac{\cos(l\beta)|V_S|^2}{\Re\{V_S\}} \quad (2.14)$$

donde, $|V_S|$ y $|V_R|$ son la magnitud de voltaje en los buses de envío y recepción de la línea, respectivamente, l es el largo total de la línea y $\beta = \omega\sqrt{LC}$ es la constante de fase. Relacionando esta ecuación con el sistema de la Figura 2.1 se tiene la siguiente ecuación:

$$|V_4| = \frac{\cos(l\beta)|V_2|^2}{\Re\{V_2\}} \quad (2.15)$$

En esta ecuación se puede observar que solo se requieren las mediciones del voltaje en los extremos de la línea para encontrar la referencia de voltaje que minimice la corriente máxima a lo largo de ella. Estas mediciones pueden ser entregadas por las PMU. Las mediciones PMU son esenciales para la implementación de esta estrategia, ya que estampan el tiempo en que las mediciones fueron tomadas. Esto se vuelve importante, ya que como se mencionó, las distancias de las líneas no son insignificantes y el uso de mediciones que se tomaron en diferentes instantes hace que sea imposible implementar la estrategia dada por Ec. (2.15).

2.5. CONTROL DE OSCILACIONES DE POTENCIA.

Hipótesis: Durante un evento transitorio que ocasione oscilaciones de potencia es posible controlar el voltaje de uno de los extremos de una línea de transmisión para amortiguar oscilaciones de potencia. Se puede hacer uso del mismo principio en que se basan los PSS de las máquinas que miden el $\Delta\omega$ para

amortiguar las oscilaciones.

Las mediciones PMU también se pueden utilizar para amortiguar las oscilaciones de potencia que se producen cuando hay desequilibrios de potencia que, en consecuencia, afectan la velocidad angular (ω_r) de los generadores. Estos desequilibrios de potencia se presentan en forma significativa cuando existen perturbaciones grandes cerca de las máquinas como fallas, apertura de líneas y/o desconexión de grandes centros de generación o consumo.

Es posible agregar un término a la Ec. (2.15) para generar una referencia de control que permite amortiguar las oscilaciones de potencia entre dos grupos de máquinas o áreas interconectadas por un enlace de transmisión. Las estrategias de control de corriente y control de oscilaciones para la referencia de voltaje se sintetizan en Ec. (2.16):

$$|V_4| = \frac{\cos(l\beta)|V_2|^2}{\Re\{V_2\}} + k(f_r - f_s) \quad (2.16)$$

donde f_r y f_s son las frecuencias en los extremos del enlace y k es una ganancia proporcional que sirve para ponderar el amortiguamiento de las oscilaciones. Es importante notar que si f_r es igual a f_s , solo queda la Ec. (2.15) en la Ec. (2.16), por lo que el control sólo tendrá efecto en minimizar la corriente en la línea. Pero si hay una diferencia entre f_r y f_s , esta parte de la ecuación contribuirá a amortiguar las oscilaciones de potencia.

El dispositivo responsable de llevar la tensión a la referencia dada por el control debe tener una capacidad de respuesta rápida. Por lo tanto, el uso de dispositivos FACTS como el SVC o el STATCOM son una opción adecuada para llevar a cabo la Ec.(2.16)^{57,58}.

El término que se agrega es similar a los utilizados por los PSS de las máquinas. El PSS es un controlador auxiliar de la máquina síncrona que, usado en conjunto con su sistema de excitación, provee señales de control que mejoran el amortiguamiento de las oscilaciones. El estabilizador controla el valor de la excitación aplicada al campo con la ayuda del AVR a través de la detección en el cambio de una variable de salida (potencia, velocidad, frecuencia), que se produce al ocurrir una perturbación en la máquina^{98,99,100}.

Este término se obtiene con base en el modelo de la máquina síncrona y considerando su ecuación de oscilación⁹⁶ se tiene:

$$\frac{2H}{2\pi f} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.17)$$

donde H es la inercia de la máquina, P_m y P_e son las potencias mecánica y eléctrica. En esta ecuación es evidente la relación de la velocidad angular con la oscilación de potencia. En el caso del control propuesto, la variable que se puede medir, es la frecuencia, por esta razón se utiliza en lugar de la velocidad angular de la máquina. La variable k es una ganancia de la ecuación y su valor se propone dependiendo

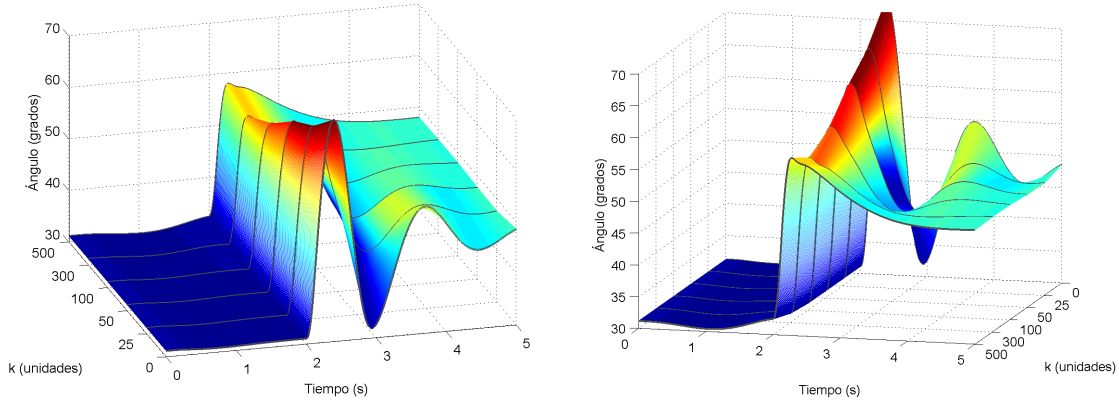


Figura 2.10: Resultados de simulación con diferente valor de k .

del sistema. Para ver el efecto que tiene k sobre el desempeño dinámico de la red, se utiliza el sistema de pruebas previamente descrito. La Figura 2.10 muestra la acción de esta referencia de voltaje, donde el valor de k varía de 10 a 500. Como se puede ver, mientras que k es mayor, la oscilación se reduce y se amortigua más rápido. De hecho, para $k > 300$ la oscilación es solo un impulso durante la falla y luego vuelve al estado estable sin oscilación. Aparentemente, mientras que k es más grande, la oscilación disminuye más, pero después de $k > 300$ hay un punto donde la oscilación comienza a aumentar.

Otro punto para llamar la atención es que mientras k es mayor ($k > 100$), comienza a aparecer una oscilación en estado estable. La razón de esta oscilación es porque la ganancia k otorga una mayor sensibilidad a las pequeñas diferencias entre f_s y f_r . Mientras $f_s = f_r$, la acción de la ganancia es cero, sin importar cuán grande sea. Pero en los sistemas de potencia reales, nunca hay un punto de estado completamente estable. Siempre existen perturbaciones pequeñas o mayores que no permiten la realización de la igualdad.

Es importante mencionar que la capacidad considerada para SVC es 1000 MVAR, la cual es muy grande. Una gran capacidad del SVC permite ver más fácilmente la acción de la fórmula de referencia de voltaje sugerida. Para una menor capacidad de SVC, las oscilaciones para valores pequeños de k serían mayores. Por otro lado, para una mayor capacidad de SVC, las oscilaciones serían más pequeñas. Aunque hay un punto en la capacidad del SVC donde reducir un poco más el ángulo máximo es necesario para aumentar demasiado la capacidad. En otras palabras, en algún momento no hay un beneficio significativo en el aumento de la capacidad.

La Figura 2.11 muestra la misma prueba con $k = 320$ y el SVC con 1000 y 400 MVAR. También, en esta figura se muestran los casos sin SVC y con SVC con referencia de voltaje constante, solo para ver que incluso con un SVC más pequeño la acción del valor de referencia de voltaje es importante y mejora considerablemente el comportamiento dinámico. El caso sin SVC (línea verde) tiene una gran oscilación y el amortiguamiento después de la primera oscilación es pobre. El caso con referencia de voltaje constante (azul) muestra una oscilación más pequeña que se amortigua después de algunas oscilaciones.

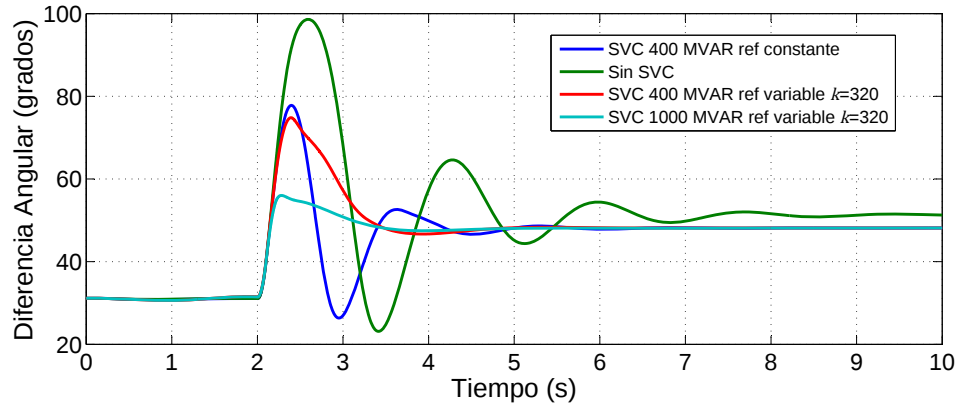


Figura 2.11: Resultados de simulación con diferentes capacidades de SVC.

El caso con el SVC de 400 MVAR con referencia de voltaje variable se muestra con la línea roja. Por un lado, se puede ver que solo para la referencia variable en lugar de referencia de voltaje constante, la primera oscilación es un poco más pequeña. Esto podría parecer insignificante, pero para condiciones de alto estrés podría significar algunos milisegundos más para permitir que el sistema regrese a la estabilidad. Por otro lado, el término de amortiguamiento ayuda a eliminar la oscilación y alcanzar un estado estable más rápido. Finalmente, el caso con 1000 MVAR y referencia variable tiene el mejor rendimiento debido a la alta capacidad de SVC. Pero económicamente, el costo de un SVC más grande no podría ser rentable a pesar de su desempeño.

El usuario debe seleccionar basándose en estudios fuera de línea un valor apropiado de k y la capacidad del SVC, según el comportamiento esperado y aspectos económicos.

2.6. LIMITACIONES DE LOS CONTROLES PROPUESTOS.

El control propuesto también podría estar sujeto a 3 limitaciones principales:

- En caso de perder sincronía o que exista una falla en las comunicaciones, el control propuesto estaría fuera de operación. Estas situaciones son por lo general poco comunes, pero es importante aclarar que bajo estas circunstancias el control propuesto podría cambiar a un control local. En este modo de control, la señal de referencia de voltaje o potencia reactiva sería fijada a un valor constante definido previamente. Esto es posible debido a que dentro del protocolo C37.118 hay bits que validan la calidad de la información recibida, lo que indicaría una posible falla en las comunicaciones.
- Es necesario determinar el valor de k a partir de simulaciones previas. Por lo general, cuando se implementan esquemas de protección de área amplia es importante realizar varias pruebas y estudios previos para asegurarse que las lógicas programadas y sus parámetros son los indicados.

Bajo estas pruebas sería posible determinar el valor de k . En caso de que fuera posible obtener de forma analítica k , en la práctica simplemente se usaría como un valor inicial y sería ajustado durante el desarrollo de las pruebas de laboratorio y campo, al igual que se hace con otros parámetros.

- El efecto que el control propuesto puede tener sobre el sistema de potencia depende directamente de la capacidad del SVC instalado. La tarea de amortiguar las oscilaciones de potencia se vería seriamente afectado en caso que el SVC no tenga una capacidad adecuada, esto a pesar de que el control propuesto genere la señal de referencia adecuada.

3

Implementación del sistema de pruebas

En este capítulo se muestra la implementación del sistema de pruebas de simulación en tiempo real y con Hardware-in-the-loop (HIL).

La simulación en tiempo real es un área con un creciente auge en los estudios de los sistemas eléctricos de potencia. La simulación de sistemas eléctricos de potencia es vital para comprender y diseñar esquemas de monitoreo y control de la red eléctrica. La importancia de las pruebas HIL recae en poder probar en un entorno controlado un dispositivo o control en particular. A pesar de ser un entorno controlado, es lo más cercano que el dispositivo puede estar de su implementación práctica.

El sistema de pruebas utilizado en el presente trabajo utiliza un RTDS para la simulación del sistema de potencia y 4 relevadores comerciales con la función de PMU para tomar las mediciones necesarias para el control. El control es programado en un RTAC (Real Time Automation Controller) y su señal de control enviada al RTDS para su procesamiento. Cada uno de los pasos necesarios es explicado en el presente capítulo. Finalmente, se presenta un algoritmo para compensar retrasos de tiempo en la comunicación de hasta 200ms.

3.1. SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

Los sistemas eléctricos de potencia son una parte fundamental en el día a día de la humanidad. Por esta razón se han creado una gran cantidad de herramientas que permiten estudiar varias áreas y partes del sistema de potencia y con esto incrementar su confiabilidad. Estas herramientas se pueden utilizar para evaluar y dimensionar dispositivos para protecciones eléctricas de cada elemento del sistema. Por otro lado, se encuentran diversas herramientas para el estudio en estado estable del sistema, como pueden ser flujos de potencia, despachos óptimos y/o económicos, además de curvas PV y QV para análisis de estabilidad, entre otros. Finalmente, un área muy importante para examinar los sistemas de potencia es la simulación dinámica, que permite evaluar de forma transitoria el comportamiento del sistema de potencia¹⁰¹.

En la actualidad se cuenta con diferentes programas para simular y analizar a los sistemas eléctricos de potencia. Entre ellos los más conocidos son el PSSe, ETAP, Power Factory, entre otros. Estos programas en su mayoría permiten realizar simulaciones dinámicas para evaluar diferentes esquemas de protección y control programados como modelos de usuario. Con ellos, los tiempos de simulación son variables y dependientes del tamaño del sistema.

Recientemente ha crecido un área, tanto en el área de industrial como en la investigación, donde surge la necesidad de evaluar dispositivos de protección y control reales, antes de ser implementados en campo. Para lograr esto es necesario incluir dentro del lazo simulación al dispositivo a evaluar, y alimentar las señales necesarias, como voltajes y/o corrientes, al dispositivo y retroalimentar en la simulación las respuestas digitales o analógicas del dispositivo. Esto implica que el sistema debe ser simulado bajo ciertas condiciones que permitan evaluar su desempeño con la mayor precisión posible de lo que enfrentará en campo. Esto ha incrementado el uso de simuladores digitales para abordar esta área de estudio^{102,103}.

Desde la década de los 80, aparecieron los primeros simuladores digitales y un poco después, en la década de los 90 apareció el Simulador Digital en Tiempo Real (RTDS)^{104,105} el cual permite realizar la simulación de sistemas eléctricos con pasos de integración muy pequeños. El concepto de “tiempo real” quiere decir que las formas de onda, perturbaciones y/o dinámicas de los diferentes elementos del sistema eléctrico duran exactamente que lo que duraría el mismo fenómeno en la vida real. Es decir, un segundo de un fenómeno real toma exactamente un segundo en ser simulado.

El RTDS fue desarrollado por el centro de investigación en HVDC de Manitoba en Canadá (Figura 3.1a). Posterior a ello, el Instituto de Investigaciones Eléctricas de la empresa Hydro-Quebec también de Canadá desarrolló el simulador OPAL-RT HYPERSIM^{106,107} (Figura 3.1b). El RTDS y el OPAL son los principales simuladores en tiempo real en el mercado. Ambos utilizan soluciones para simular Transitorios Electromagnéticos (EMTP). Otra característica de estos simuladores es su capacidad de procesamiento paralelo, lo cual permite escalar sus capacidades para simular grandes sistemas de potencia.



(a) Simulador RTDS ¹⁰⁸.



(b) Simulador OPAL-RT ¹⁰⁹.

Figura 3.1: Simuladores en tiempo real.

Las principales aplicaciones de los simuladores en tiempo real son ^{101,110,111}:

- Desarrollo y pruebas de protección y control de área amplia.
- Desarrollo y pruebas de sistemas de generación renovable.
- Desarrollo y pruebas de dispositivos con electrónica de potencia para sistemas eléctricos de potencia.
- Desarrollo de redes inteligentes.
- Desarrollo y pruebas de sistemas de control con HIL.
- Simulación en tiempo real de grandes sistemas de potencia.
- Prueba de protocolos de comunicación de relevadores de protección (como IEC 61850, IEEE C37.118, etc.).
- Investigación y entrenamiento.

3.2. DESCRIPCIÓN DE LOS DISPOSITIVOS UTILIZADOS

La plataforma de simulación en tiempo real utilizada en esta implementación es un RTDS. Para reproducir el sistema de pruebas, el RTDS debe tener al menos 2 tarjetas de procesamiento PB5, una tarjeta de salidas analógicas GTAO (Giga Transceiver Analogue Output), y una tarjeta GTNET (Giga Transceiver Network Interface) con el protocolo GSE habilitado. Además, son necesarios 4 dispositivos

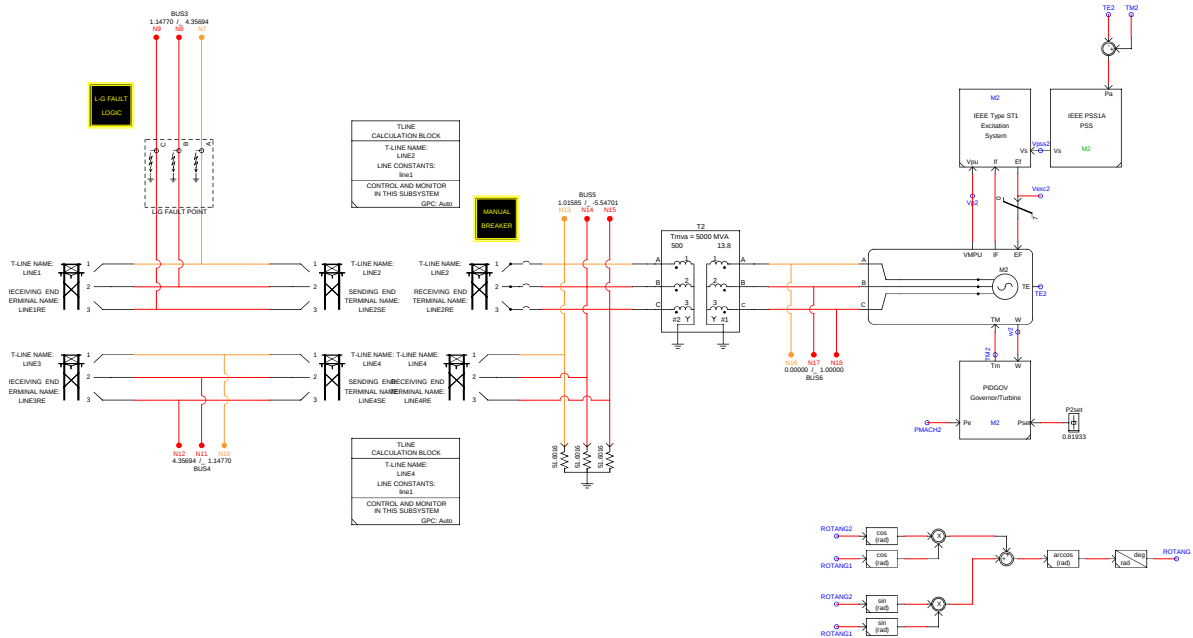


Figura 3.2: RSCAD - Entorno para modelar.

PMU. En este caso se utilizaron relevadores de protección que cuentan con la función de PMU. Particularmente para esta implementación se utilizaron dos relevadores SEL-351S y dos relevadores SEL-421. También es necesario un reloj GPS para una estampa de tiempo confiable de los fasores estimados por los relevadores. Finalmente, el dispositivo SEL-3530 RTAC (real-time automation controller) es utilizado para programar los controles WACS, un método de compensación de tiempo y el esquema de protección del generador⁴⁶.

3.2.1. RTDS

El RTDS es el dispositivo encargado de la simulación en tiempo real. EL RTDS se auxilia del software RSCAD con el cual se realiza el modelado del sistema y también se corre la simulación, donde es posible interactuar en línea con la simulación. Para realizar el modelado existe un entorno con una amplia librería de modelos de elementos propios de sistemas eléctricos de potencia. La Figura 3.2 muestra el entorno para realizar el modelado del sistema.

Además de modelos de generadores, transformadores, líneas de transmisión, etc., el entorno también cuenta con elementos de control, protección y medición. Parte importante de los elementos de control son los elementos que controlan las señales de entrada y salida del RTDS, ya sean analógicas o digitales. Por medio de estas señales el RTDS interactúa con los dispositivos externos.

Por otro lado, el entorno donde se realiza la simulación se muestra en la Figura 3.3. Dentro de este entorno es posible realizar acciones sobre la simulación en línea, como aplicar fallas, abrir líneas,

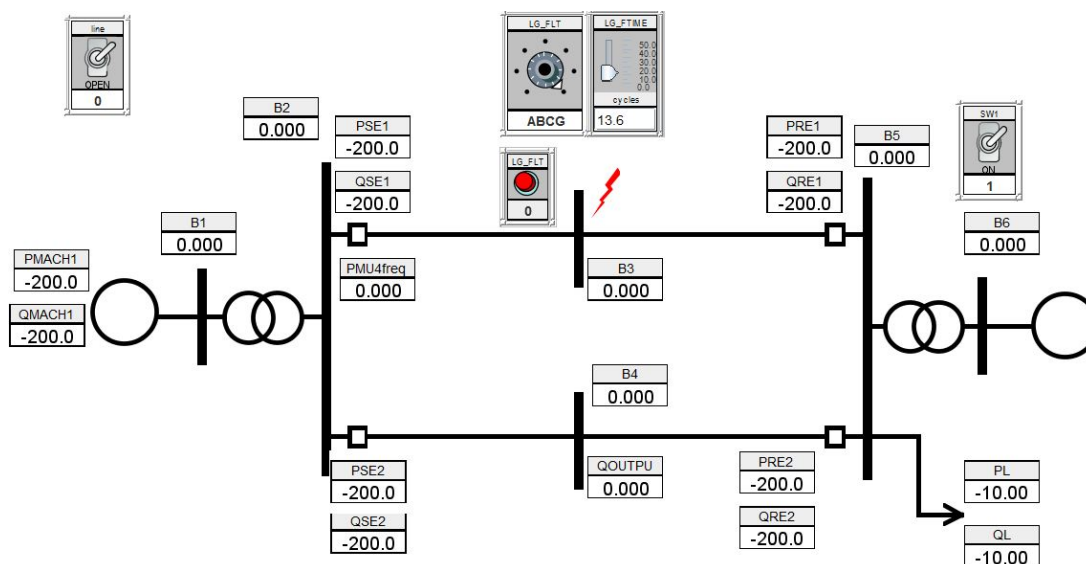


Figura 3.3: RSCAD - Entorno para simular.

cambiar referencias, entre otros. También dentro de este entorno es posible visualizar las diferentes señales de la simulación como voltajes, corrientes, potencias, por mencionar algunos.

El paso de simulación se puede variar desde $10 \mu s$ en adelante aunque el valor nominal es de $50 \mu s$. Pasos mayores a $100 \mu s$ son posibles pero la confiabilidad de la solución numérica obtenida se disminuye, y dependerá del equipo que se encuentra bajo prueba y del tipo de análisis que se desea realizar.

3.2.2. RELEVADORES SEL-421 Y 351s

Los relevadores SEL pueden ser programados directamente por medio de su interfaz frontal o por medio del software Acseleator Quickset¹¹². El Quickset es un entorno muy amigable con el usuario. La Figura 3.4 muestra el entorno y la forma de configurar los relevadores SEL.

La función principal de los relevadores es la protección de dispositivos del sistema eléctrico de potencia. Por esta razón, la mayor parte de las opciones y parámetros solicitados son para cumplir esta función. Dependiendo del relevador puede tener diferentes aplicaciones como:

- Protección de altas y bajas corrientes, voltajes y/o frecuencia.
- Protección de distancia de subciclo.
- Operación mono o tripolar.
- Control de bahía, recierre y protección de falla de interruptor.
- Esquemas de disparo asistidos por comunicaciones.
- Bloqueo y disparo de pérdida de sincronismo.

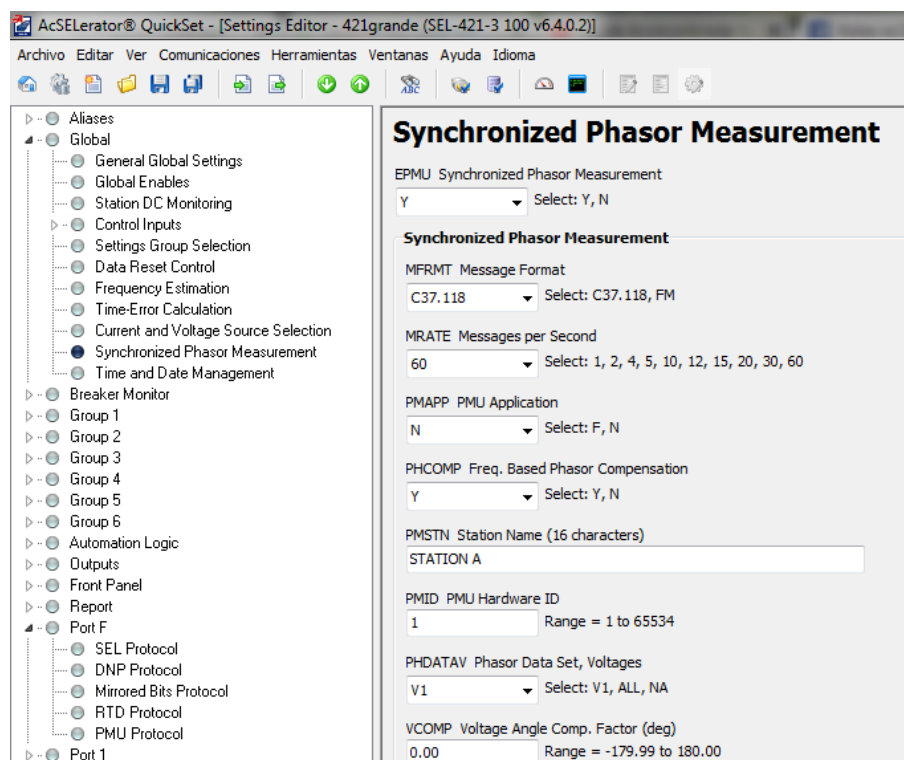


Figura 3.4: Entorno de configuración de los relevadores SEL.

- Medición de sincrofasores.
- Entre otras.

Todas estas aplicaciones son primordiales para el funcionamiento de los relevadores. La estimación de sincrofasores por parte del relevador es una función adicional del relevador. Para propósitos del presente trabajo, la única función utilizada es la de PMU.

Como se puede observar en la Figura 3.4, es sencillo ingresar cada uno de los parámetros necesarios para configurar de forma correcta la estimación y envío de los sincrofasores. Entre las opciones que tiene el relevador es posible seleccionar el número de muestras que entregará el relevador y va desde 1 hasta 60 muestras por segundo. Otra de las opciones que se puede apreciar es la selección de los fasores que enviará el relevador; puede enviar fasores de por componentes simétricas, por fases o ambas. Estas mismas opciones las tiene para las señales de voltaje y corriente.

3.2.3. SEL-2404

El reloj de red sincronizado por satélite tiene una función primordial. Este dispositivo se encarga de enviar la señal de tiempo con un error máximo de $0.1 \mu s$. Esta señal de tiempo la envía por medio de IRIG-B¹¹³. IRIG-B es un formato serial de datos de tiempo que consiste en un mensaje de 1 segundo

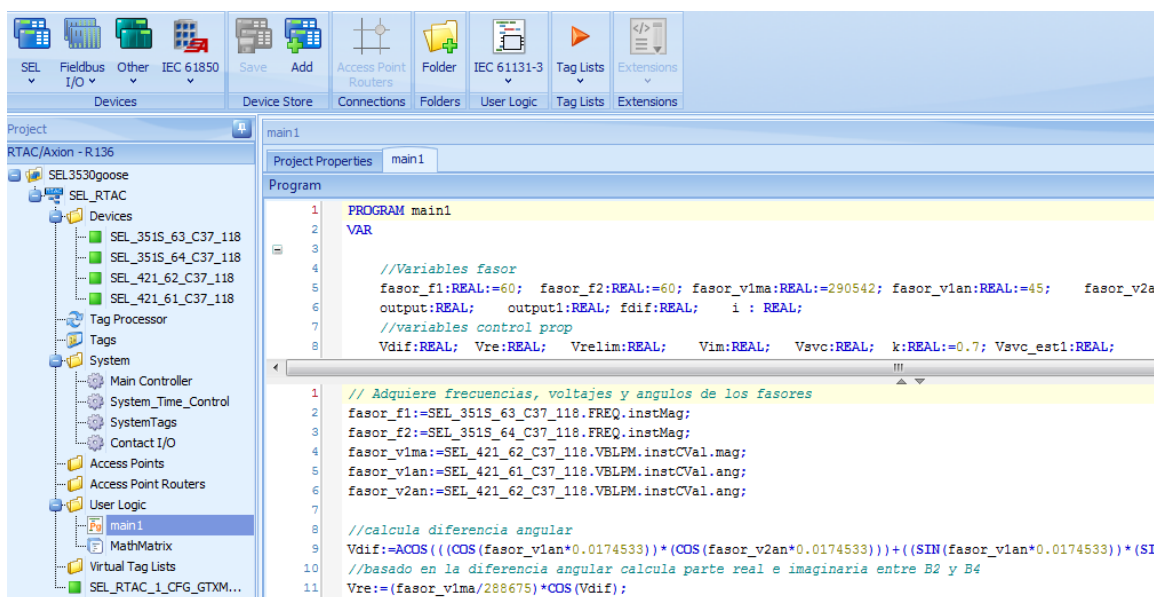


Figura 3.5: Entorno de configuración del RTAC SEL-3530.

que contiene 100 pulsos divididos en campos. Los dispositivos sincronizados en tiempo decodifican los campos correspondientes al segundo, minuto, hora y día enviados por el reloj y establece el tiempo en el reloj interno del dispositivo al detectar valores de tiempo válidos¹¹⁴.

El reloj satelital envía una señal de calidad de tiempo para indicar que la señal de tiempo que está enviando es válida. Esta señal puede llegar a no ser válida cuando el reloj satelital pierde la señal de sincronización de los satélites. Para evitar este tipo de problemas el reloj tiene la capacidad de mantener la sincronía un tiempo después de la pérdida de comunicación con los satélites (dependiendo del modelo del dispositivo, pueden soportar hasta 8 horas sin comunicación).

La precisión es muy superior a lo solicitado por el estándar de los sincrofases (IEEE C37.118) el cual permite un error máximo de $1 \mu s$. Si se traslada $1 \mu s$ a grados eléctricos, por ejemplo para la medición del ángulo, este error significaría 0.022° . Esta precisión es necesaria debido a que con base en estas variables se toman importantes decisiones de protección y/o control.

El reloj satelital SEL-2404 es configurado mediante el Acseleator Quickset, al igual que los relevadores.

3.2.4. SEL-3530 RTAC

El controlador de automatización en tiempo real SEL-3530 (RTAC) proporciona un control de sistema completo y flexible con seguridad integrada, lógica unificada y confiabilidad. El RTAC convierte datos entre múltiples protocolos, se comunica con cualquier dispositivo configurado y conectado, y viene con un motor lógico IEC 61131 que permite programar rutinas de usuario que pueden contener algoritmos de control y protección.

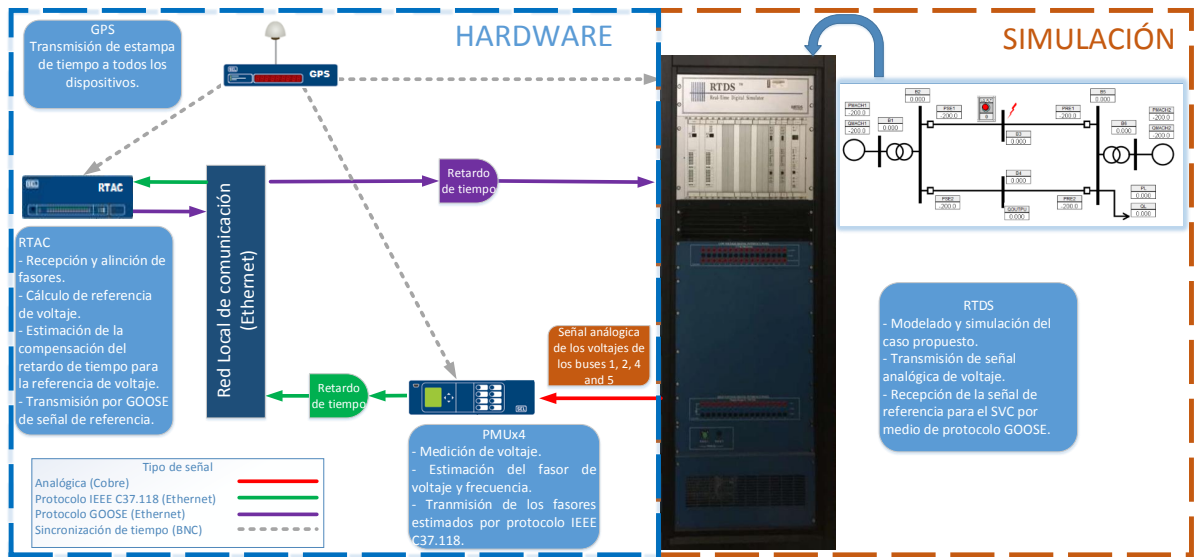


Figura 3.6: Representación esquemática de la implementación HIL propuesta.

La Figura 3.5 muestra el entorno de programación del RTAC. Este entorno es el Acselelator RTAC. En este entorno es posible agregar diferentes equipos que formarán parte de la comunicación con el RTAC. Estos equipos pueden ser SEL o de alguna otra marca que tenga algún protocolo de comunicación común con el RTAC. Entre estos protocolos se puede mencionar:

- Cliente IEC 61850 MMS.
- Modbus.
- IEC 61850 GOOSE.
- DNP3.
- Comunicaciones Mirrored Bits, entre otros.

3.3. IMPLEMENTACIÓN DE LA PLATAFORMA EXPERIMENTAL

La Figura 3.6 muestra la representación esquemática de la implementación HIL. El sistema de potencia es modelado y simulado en el RTDS. Los voltajes de trifasicos de los buses 1, 2, 4 y 5 son enviados a los relevadores usando la tarjeta de salidas analógicas. A partir de las señales analógicas, los relevadores estiman los fasores y por medio del protocolo IEEE C37.118 envía los sincrofases al SEL-3530 RTAC vía Ethernet. Todos los relevadores reciben la señal GPS de un reloj satelital SEL-2404 para poner la estampa de tiempo a los fasores calculados por los relevadores.

El RTAC recibe y alinea los sincrofases de acuerdo a su estampa de tiempo. Con las señales alineadas ejecuta la estrategia de control dada por la Ec. (2.16) la cual está programada en lenguaje IEC

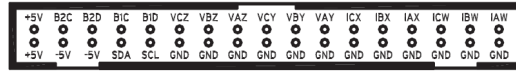


Figura 3.7: Interfaz para señales de prueba en bajo nivel de voltaje.

61131¹¹⁵. La referencia de voltaje resultante para el SVC es enviada de regreso vía Ethernet por medio del protocolo de comunicación IEC 61850 GOOSE. El protocolo GOOSE es ampliamente usado para comunicaciones entre dispositivos de protección y monitoreo de sistemas eléctricos de potencia. La señal de control es recibida por el RTDS por medio de la tarjeta GTNET y es asignada como la referencia de voltaje del control interno del SVC. Este control sigue la señal de referencia dada por el control en el RTAC y completa la acción de control.

Para realizar una adecuada implementación de este y otros sistemas HIL, se sugiere tener en cuenta lo siguiente:

1. Modelar el sistema de pruebas en RSCAD y realizar pruebas de simulación dinámica para comprobar el correcto funcionamiento del modelo. Es común que aunque el sistema compile, la simulación sea inestable y sea necesario verificar las condiciones iniciales del sistema o su parametrización.
2. Conectar los dispositivos externos (relevadores, RTAC y reloj satelital) como se muestra en la Figura 2.1. El voltaje de las tarjetas GTO de salidas analógicas es ± 10 V y los relevadores tienen un voltaje nominal de hasta 300 V (LN). Debido a que no se considera un amplificador de potencia en esta implementación, es necesario usar un cable especial (el cual puede ser fabricado) para enviar las señales analógicas del RTDS a los relevadores. El cable especial conecta cada salida analógica con una entrada específica del relevador, como se muestra en la Figura 3.7^{116,117,118}.

Como se puede observar, las entradas 1, 2 y 3 corresponden a la señal de corriente de la fase A, B y C, respectivamente del devanado X. Enseguida se encuentran las corrientes del devanado W, y finalmente los voltajes de los devanados Y y Z. Cada una de estas entradas deben ser direccionadas desde el RTDS para que correspondan las señales enviadas con las mediciones de estas señales dentro del relevador.

3. Configurar cada relevador con una tasa de 60 mensajes por segundo y seleccionar la PMU como tipo P. Para cada relevador que se conecte en la red, se debe definir una dirección IP, el ID del PMU y sus puertos de comunicación, cada uno debe ser único de cada dispositivo. También se debe definir la dirección IP del dispositivo al cual se desea enviar los fasores; en este caso, se envían al RTAC que es el dispositivo que cumple la función de controlador.

En este paso, también se indica en el relevador qué fasores son los que se enviarán al controlador. Por ejemplo, en este caso, para los relevadores de los buses 1 y 5 es suficiente con enviar la frecuencia; y los relevadores de los buses 2 y 4 envían los fasores de voltaje. Por otra parte, es muy

importante asegurar que el voltaje medido en cada relevador corresponda con el valor de voltaje simulado en el respectivo bus dentro del RTDS.

4. Configurar el RTAC para realizar las siguientes 3 tareas: recepción de los sincrofasores, programación del algoritmo de control propuesto y envío de la señal de control resultante del algoritmo a través del protocolo GOOSE.

Para recibir los sincrofasores, primero es necesario añadir cada dispositivo en el entorno de programación del RTAC con las direcciones IP, las ID del PMU y los puertos correspondientes, según se asignaron en el paso 3.

Como ya se mencionó, el algoritmo del control propuesto es programado en el lenguaje IEC61131. Aquí manda llamar las señales de los dispositivos PMU añadidos previamente.

Por último, para poder enviar la señal de control resultante del algoritmo, es necesario primero crear la arquitectura de las comunicaciones donde se declaran el número de señales a enviar y a los dispositivos a los cuales se enviará cada información. Es necesario añadir una función que se encarga de hacer este enlace entre el RTAC y el RTDS con la información previamente descrita.

5. Finalmente, configurar el RTDS para poder recibir las señales por protocolo GOOSE. Es necesario crear la arquitectura de las señales de comunicación. Para hacer esto es necesario tener habilitado el protocolo GOOSE en el RTDS.

La Figura 3.8 muestra el sistema de pruebas armado para la implementación. Con la intención de reducir errores y funcionamientos no deseados es importante probar cada uno de estos pasos por separado antes de correr la implementación completa. Esto ayudará a detectar los problemas más rápido, ya que se tiene el problema aislado en una etapa.

3.4. COMPENSACIÓN DE RETARDOS DE TIEMPO

El retraso de comunicación durante la implementación es de alrededor de 85 ms; donde $1/60$ s (un ciclo de red a 60 Hz) son necesarios para el cálculo del fasor, 10 ms corresponden al tiempo de procesamiento del RTAC (este tiempo lo define el usuario, siendo 4 ms el mínimo), y el tiempo restante corresponde al transporte de datos de cada protocolo de comunicación¹¹⁹.

El retraso tiene un efecto negativo en la acción de control, por lo que es necesario implementar una acción adicional para compensarlo^{74,75,76,120,121,122}. Este efecto adverso puede provocar peores resultados que no tener el SVC o el STATCOM, ya que aumenta las oscilaciones en el sistema, reduce el amortiguamiento y el TCL.

Se implementó una estrategia adicional para estimar el retraso y compensar la señal de control. Sin compensación, el cálculo de la señal de control se realiza con señales retardadas en el momento de ser procesadas por el RTAC. Entonces, la idea es extrapolar la señal de control considerando el retraso de



Figura 3.8: Sistema de pruebas.

comunicación. Para hacer la estimación, se considera una ventana de N muestras (sincrofasores) y con ellos los datos se ajustan a la siguiente función polinomial:

$$y(t) = \alpha_1 + \alpha_2 t + \alpha_3 t^2 + \alpha_4 t^3 + \alpha_5 t^5 \quad (3.1)$$

donde α_1 , α_2 , α_3 , α_4 y α_5 son parámetros que se estiman mediante mínimos cuadrados. La función a minimizar es el error entre las medidas y la función $y(t)$:

$$E = \sum_{i=1}^N (Y_i - y_i)^2 \quad (3.2)$$

donde Y_i y y_i son la medición y la función $y(t)$ evaluada en la i -ésima ventana de muestreo, respectivamente. E es la suma de los cuadrados del error de cada muestra. Esto crea el sistema de ecuaciones algebraicas dado por la Ec. (3.3).

$$\begin{bmatrix}
N & \sum_{i=1}^N t & \sum_{i=1}^N t^2 & \sum_{i=1}^N t^3 & \sum_{i=1}^N t^5 \\
\sum_{i=1}^N t & \sum_{i=1}^N t^2 & \sum_{i=1}^N t^3 & \sum_{i=1}^N t^4 & \sum_{i=1}^N t^6 \\
\sum_{i=1}^N t^2 & \sum_{i=1}^N t^3 & \sum_{i=1}^N t^4 & \sum_{i=1}^N t^5 & \sum_{i=1}^N t^7 \\
\sum_{i=1}^N t^3 & \sum_{i=1}^N t^4 & \sum_{i=1}^N t^5 & \sum_{i=1}^N t^6 & \sum_{i=1}^N t^8 \\
\sum_{i=1}^N t^5 & \sum_{i=1}^N t^6 & \sum_{i=1}^N t^7 & \sum_{i=1}^N t^8 & \sum_{i=1}^N t^{10}
\end{bmatrix}
\begin{bmatrix}
\alpha_1 \\
\alpha_2 \\
\alpha_3 \\
\alpha_4 \\
\alpha_5
\end{bmatrix}
=
\begin{bmatrix}
\sum_{i=1}^N Y_i \\
\sum_{i=1}^N t Y_i \\
\sum_{i=1}^N t^2 Y_i \\
\sum_{i=1}^N t^3 Y_i \\
\sum_{i=1}^N t^5 Y_i
\end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Con ello se reduce al mínimo el error cuadrático de la estimación polinomial. La razón de utilizar esta técnica sobre otras es que es un método no iterativo. Por lo cual se asegura la convergencia de la solución^{123,124}. Lo cual es muy importante al momento de trabajar en sistemas que operarán en tiempo real. Por otro lado, su implementación práctica se vuelve sencilla, ya que permite trabajar con valores discretos como lo hace el controlador. Finalmente, basta con resolver un sistema de ecuaciones lineales para encontrar la solución.

Este sistema de ecuaciones es resuelto dentro del RTAC para α_1 , α_2 , α_3 , α_4 y α_5 con el método de *eliminación Gaussiana* por medio de una librería propia del RTAC. Después de obtener los valores para cada α_i , la función $y(t)$ es evaluada en el instante de tiempo deseado. En este caso, al tiempo en que termina la ventana de muestreo, se suma el tiempo del retardo de tiempo debido a la comunicación y al procesamiento de las señales. Con esto se estima el valor de la señal un tiempo adelante y se logra compensar el retardo.

La Figura 3.9 muestra de forma gráfica la forma en que se realiza la estimación. Primero, se toma una ventana de N fasores. Con ellos, se obtienen los parámetros α_i y el valor de la señal de control es calculada un cierto tiempo adelante. En el siguiente instante de tiempo, se obtiene un nuevo fador y el fador más viejo es desechado. Con esta nueva ventana de datos se vuelve a repetir el proceso y se obtiene un nuevo valor de la señal de control, y así sucesivamente con los siguientes fasores que se tomen.

Como parte del proceso de validación, se generó una señal de referencia con una función:

$$Ae^{-Bt} \sin(Ct + D) \quad (3.4)$$

donde A representa una magnitud, e^{-Bt} representa el amortiguamiento y $\sin(Ct + D)$ representa la parte senoidal de la señal. Se seleccionó este tipo de función ya que describe de forma muy cercana la señal resultante de oscilaciones de potencia.

Como un resultado preliminar, la Figura 3.10 muestra la estimación de la función descrita anteriormente usando una ventana de 11 muestras y compensando retardos de 50 ms, 150 ms y 200 ms. Como es

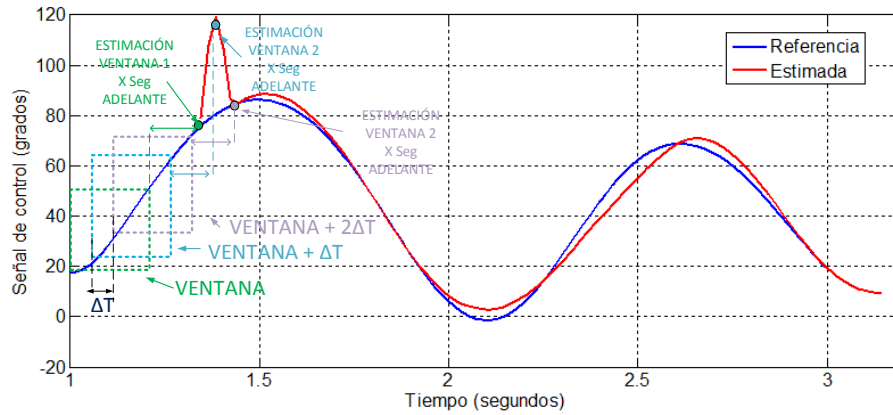


Figura 3.9: Estimación de la señal de referencia.

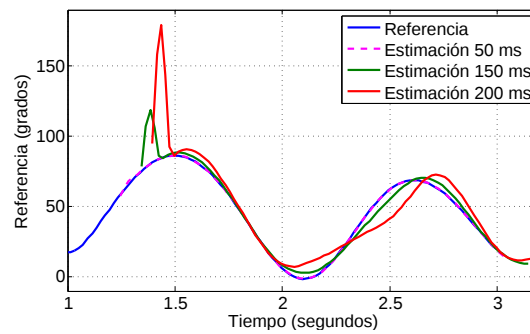


Figura 3.10: Comparación de estimaciones con diferentes retardos de tiempo (Ec. (3.1)).

de esperarse, un retardo de tiempo más grande degrada más la estimación. También se puede apreciar un pico más grande cuando comienza la estimación. Mientras más grande es el tiempo a compensar, más grande es este pico. Se puede decir que esta simple estimación trabaja de forma adecuada para tiempos de hasta 200 ms, para tiempos más largos se sugiere utilizar estimadores más complejos^{68,69}.

4

Resultados experimentales

Esta sección presenta los resultados del control de área amplia propuesto con el enfoque HIL. Para la evaluación del desempeño se usa el sistema de pruebas de la Figura 2.1. Cada uno de los parámetros del sistema fueron descritos en el Capítulo 2.

En primera instancia, el sistema es usado para evaluar la estrategia de control para minimizar la máxima corriente que fluye a través de la línea de transmisión compensada. Para monitorear la corriente a lo largo de la línea, se toman mediciones en ambos extremos y en tres puntos intermedios. Se presenta un caso por debajo del SIL y otro arriba del SIL.

Después, se evalúa el desempeño del control de oscilaciones propuesto. Se provocan oscilaciones de potencia mediante fallas trifásicas sólidas a mitad de una de las líneas de transmisión, y la falla se libera abriendo la línea fallada. Aunque la falla trifásica no es la más común, sí es la más crítica, y por esta razón es que se utiliza este tipo de falla. Para este punto en particular se presenta el caso con líneas de transmisión largas de 700 km y otro, con líneas más cortas de 400 km. Además, este último caso se evalúa con modelos de carga de impedancia constante y de potencia constante. En cada uno de estos casos, se comparan diferentes escenarios del sistema; sin SVC, SVC con control local (referencia constante), el control WAC-SVC implementado en el RTDS, y con el enfoque HIL en el RTAC.

4.1. CONTROL DE CORRIENTE

Se verifica el comportamiento de la corriente con la implementación de la Ec. (2.15). Para medir la corriente a través del enlace, se divide la línea de transmisión que va del bus 2 al bus del SVC en 5 secciones iguales. La Figura 4.1 muestra el nivel de la corriente en los distintos puntos de la línea de transmisión. El punto A es la corriente que sale del bus 2, el punto E es la corriente que llega al bus del SVC y los puntos B, C y D, son los puntos intermedios de la línea. En $0 \leq t \leq 1$ s el SVC no entrega ni absorbe reactivos, y en $t > 1$ s, se cambia el modo de control del SVC por el control de corriente. Además de la corriente a través de la línea, la Figura 4.1 muestra la potencia reactiva que aporta el SVC y la señal de referencia de voltaje para el SVC.

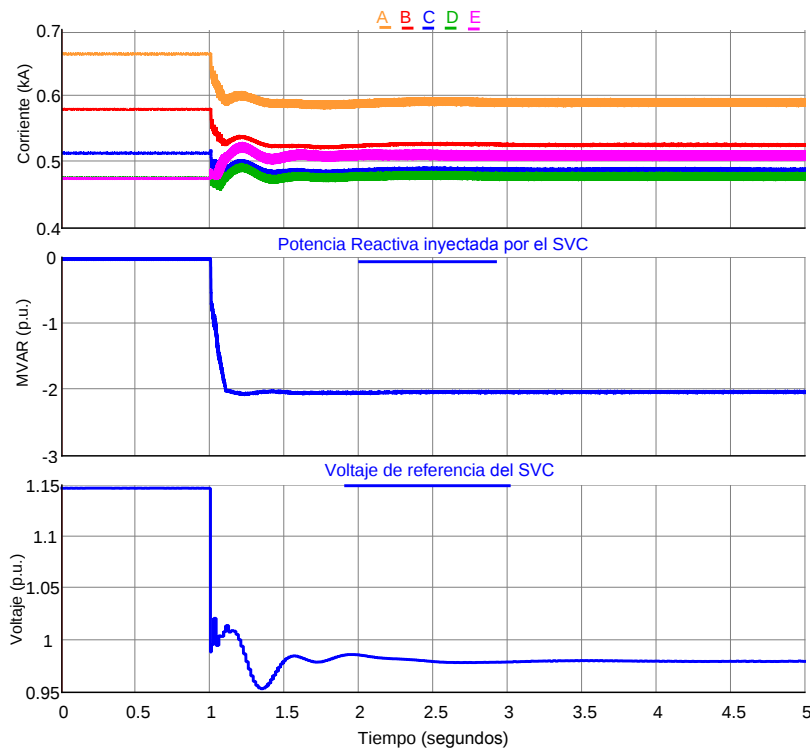
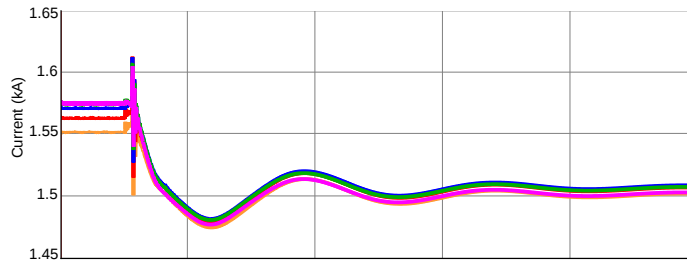
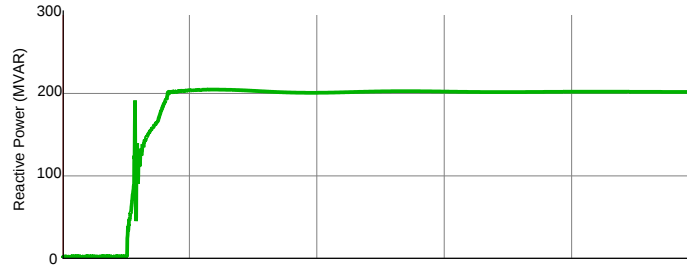


Figura 4.1: Control de corriente: Corrientes a lo largo de la línea (arriba), Potencia reactiva (en medio) y Voltaje de referencia (abajo).

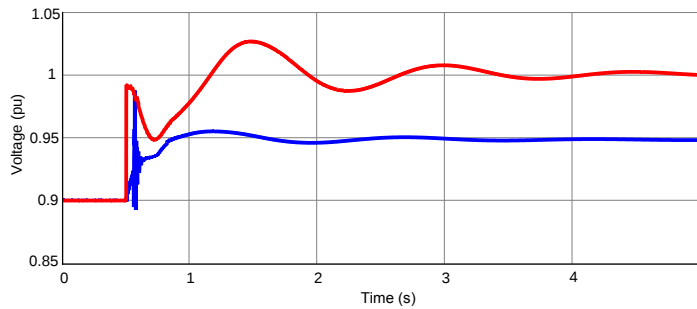
Inicialmente la corriente a lo largo de la línea, va decreciendo en magnitud del punto A al punto E. Siendo la máxima corriente RMS de 0.67 kA (en A) y la mínima corriente RMS de 0.47 kA (en E). El SVC no inyecta ni absorbe potencia reactiva. En $t > 1$ s, se cambia la referencia del voltaje al control de corriente. Se aprecia que rápidamente la referencia de voltaje cambia a valores cercanos a 1 pu. Simultáneamente el SVC comienza a absorber potencia reactiva, en este caso absorbe toda su capacidad que son 180 MVAR; debido a que el voltaje está por encima del nominal, el SVC en realidad absorbe 200 MVAR. El efecto sobre la corriente máxima en la línea de transmisión es que se reduce de 0.66 kA a 0.58



(a) Corriente en diferentes puntos de la línea 2-4: saliendo del bus 2 (azul), al 25 % del bus 2 (rojo), mitad de la línea (naranja), al 75 % del bus 2 (verde), y entrando al bus 4 (rosa).



(b) Potencia reactiva del SVC.



(c) Voltaje de referencia para SVC (rojo) y voltaje en SVC (azul).

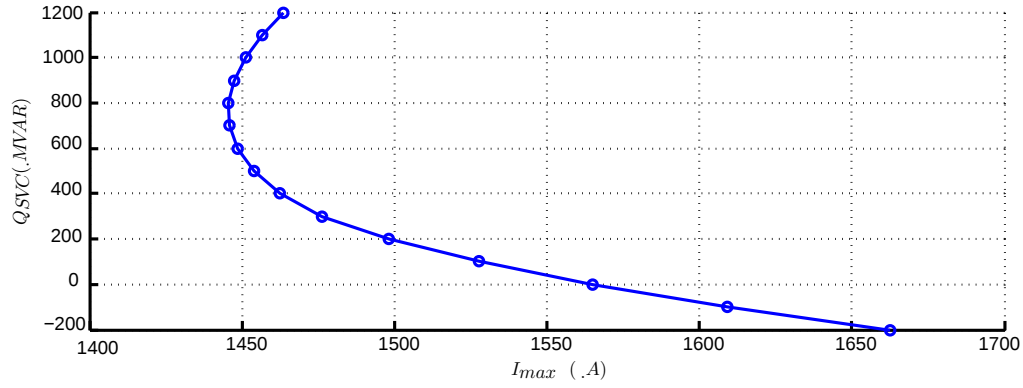
Figura 4.2: Respuesta transitoria del SVC a la referencia de voltaje.

kA.

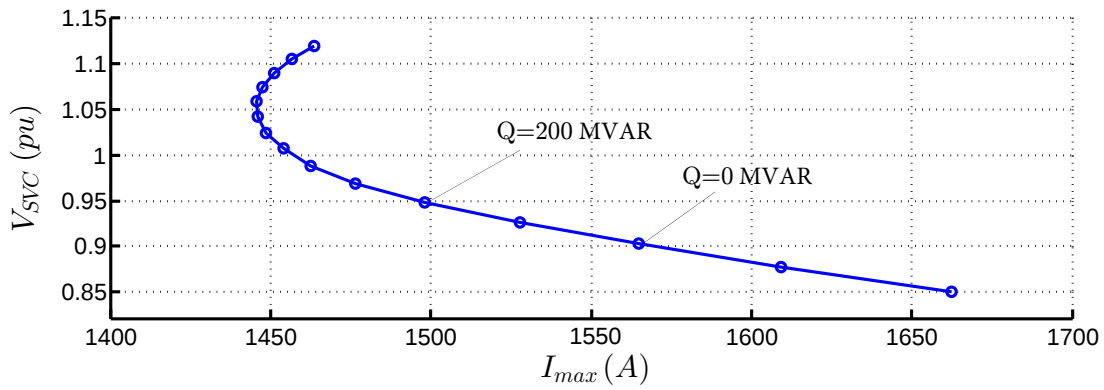
Un punto que es importante mencionar es que, a pesar de que la referencia de voltaje es de 0.98 pu, el voltaje en ese bus es de 1.09. El voltaje en el bus no llega a la referencia ya que el SVC se encuentra absorbiendo su capacidad máxima. Si el SVC fuera de mayor tamaño, permitiría disminuir aún más la corriente máxima, y contribuir de mejor forma a los beneficios ya mencionados como aumentar los TCL y la cargabilidad de la línea, además de reducir las pérdidas en la línea.

4.1.1. CASO POR ENCIMA DEL SIL

De forma alternativa, se presenta un caso donde la línea se encuentra operando por arriba del SIL. Esta condición se caracteriza por una alta transferencia de potencia, por arriba de la demandada por la



(a) Q_{svc} versus I_{max} .



(b) V_{svc} versus I_{max} .

Figura 4.3: Relación en estado estable entre V_{svc} , I_{max} , y Q_{svc} .

Z_c de la línea. Para lograr esto, se aumentó la potencia que entrega la máquina A a 1100 MW. Además de esto, la longitud de las líneas fue modificada de 700 km. a 400 km. La Figura 4.2a muestra la corriente que circula a través de la línea compensada. De igual forma, el SVC no aporta reactivos al inicio de la prueba. En $t = 1$ s el SVC comienza con la compensación usando la referencia de voltaje dada por la Ec. (2.15) para reducir la máxima corriente a través de la línea. Inicialmente, la máxima corriente se encuentra en el nodo de recepción (bus 4) y comienza a reducirse tan pronto el SVC empieza a compensar. Las Figuras 4.2b y 4.2c muestran la potencia reactiva inyectada por el SVC y su voltaje de referencia, respectivamente. A diferencia del caso anterior, como la línea se encuentra por arriba del SIL, la potencia reactiva de la línea es principalmente inductiva. Esto explica por qué el SVC inyecta completamente su potencia reactiva (capacitiva).

Como se observa en la Figura 4.2c, la referencia de voltaje cambia de forma dinámica a aproximadamente 1 pu, de acuerdo a la Ec. (2.15), pero el voltaje solo puede ser llevado a 0.95 pu. Al igual que el caso anterior, incrementar el tamaño del SVC puede ayudar a mejorar el perfil de voltaje. Con el tamaño actual, la máxima corriente es reducida a 4.3 %.

Para evaluar el efecto del tamaño del SVC, se realiza un análisis de estado estacionario basado en flujos de potencia. La Figura 4.3 muestra la máxima corriente a lo largo de la línea versus la potencia reactiva del SVC y el voltaje en el bus 4. De acuerdo a la Figura 4.3a, si se inyecta más potencia reactiva es posible reducir aún más la corriente máxima. En este caso, sería necesario inyectar 600 MVAR para reducir al mínimo la corriente.

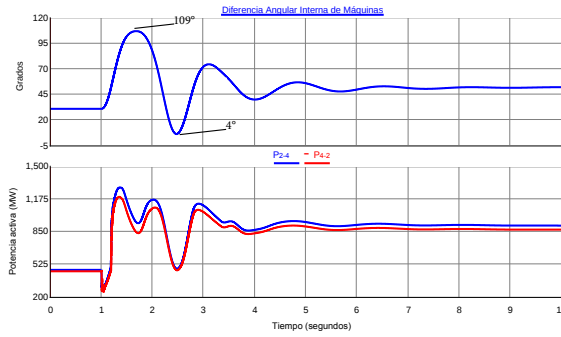
Por otro lado, la Figura 4.3b muestra el voltaje en el bus del SVC (bus 4) dependiendo de la corriente máxima. Para el caso donde el SVC no inyecta MVAR el voltaje se encuentra en 0.905 pu. A medida que la inyección de potencia reactiva comienza a incrementarse, el voltaje en el bus del SVC se incrementa, y al mismo tiempo, la corriente máxima a través de la línea disminuye. El voltaje en el bus del SVC alcanza 0.95 pu cuando el SVC inyecta 200 MVAR, lo cual coincide con las pruebas con el RTDS. Las Figuras 4.3a y 4.3b muestran que el voltaje necesario para minimizar la corriente máxima es de 1.069 pu. Sin embargo, esta referencia implica que el SVC inyecte alrededor de 600 MVAR, lo cual excede la capacidad del SVC utilizado.

4.2. CONTROL PARA AMORTIGUAR LAS OSCILACIONES

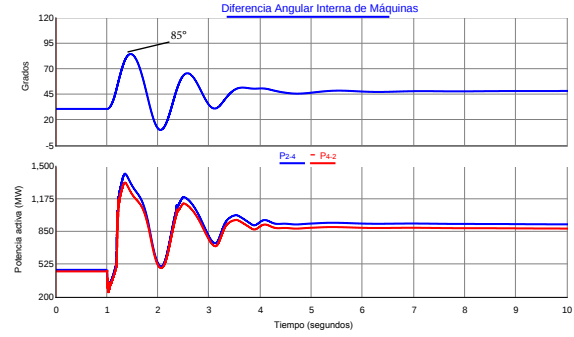
Se simula una falla trifásica sólida a tierra a mitad de la línea que no tiene el SVC con una duración de 11 ciclos. También se tiene una carga de impedancia constante en el bus 3 que consume 5000 MW a voltaje nominal. Para poder realizar una comparativa del desempeño del control propuesto, se presentan 5 diferentes casos. La Figura 4.4 muestra para cada uno de los casos, la diferencia angular entre terminales de las máquinas y la potencia activa que circula a través de la línea 2-4, donde se encuentra el SVC. Recordando que el objetivo es amortiguar rápidamente las oscilaciones de potencia activa y la diferencia angular de la señal de referencia que se obtiene del control.

4.2.1. CASO SIN SVC

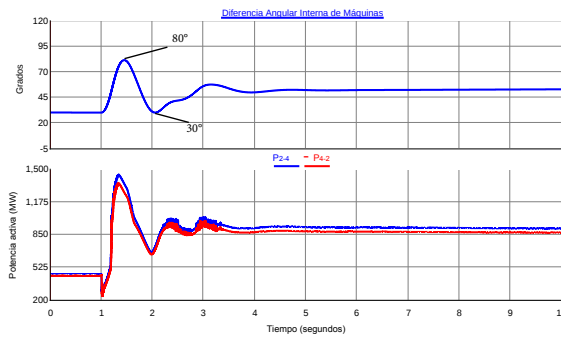
En el primer caso, se considera que el SVC no está en operación (Figura 4.4a); este es el caso más crítico, ya que si la falla dura más el sistema pierde sincronismo. La máxima diferencia angular es 109° , después, tiene una caída casi a 4° y posterior a ello tiene al menos otras 3 oscilaciones que van decreciendo de forma gradual. En la gráfica de la potencia, se puede apreciar que en estado estacionario se encuentra en un valor de 450 MW. En azul se muestra la potencia que sale del bus 2 desde el bus 3, y en rojo la potencia que llega al bus 3 del bus 2, por la línea no fallada. En $t = 1$ segundo, cuando se aplica la falla, se tiene una reducción en la transferencia de potencia. Once ciclos después, cuando se libera la falla, comienzan las oscilaciones. Se alcanza un máximo de 1370 MW, ya que adicional a los 950 MW definidos por el bus PV se suma la potencia que la máquina A almacenó durante la falla como potencia mecánica.



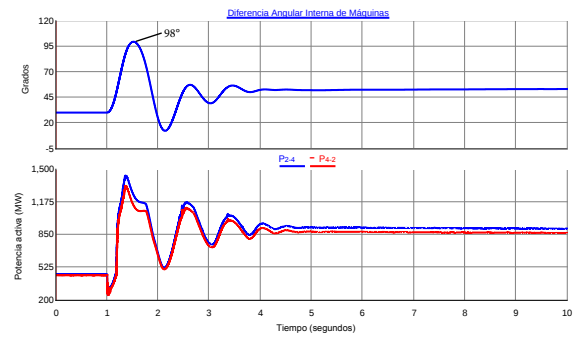
(a) Sistema sin SVC.



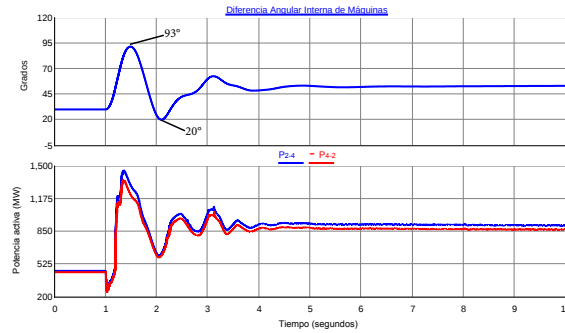
(b) Sistema con SVC y referencia de voltaje constante.



(c) Sistema con SVC y control de oscilaciones dentro RTDS.



(d) Sistema con SVC y control de oscilaciones en RTAC.



(e) Sistema con SVC y control de oscilaciones con compensación de retardos en RTAC.

Figura 4.4: Comportamiento de la diferencia de ángulos internos de las máquinas y sus potencias.

4.2.2. CASO CON SVC A REFERENCIA CONSTANTE

El segundo caso a evaluar, es cuando se tiene un SVC controlado con una referencia de voltaje constante (Figura 4.4b). La referencia para el SVC ha sido fijada en 1.147 p.u. Con este valor, el SVC no inyecta ni absorbe potencia reactiva en estado estable en prefalla. En estado transitorio cuenta con toda su capacidad para regular al voltaje especificado.

Comparado con el caso anterior, se puede apreciar que el punto máximo de la diferencia angular se redujo a 85° con solo la presencia del SVC. También por efecto del SVC, la dinámica de las oscilaciones se vuelve más rápida, aunque siguen siendo el mismo número de oscilaciones para volver al nuevo estado estable. Por otra parte, en la gráfica de la potencia, se puede observar que durante la primera oscilación se transmite una mayor cantidad de potencia activa. Esto se debe a que el SVC aumenta la capacidad de transferencia de la línea de transmisión, lo que a su vez permite a la máquina A entregar más de la potencia mecánica que almacenó durante la falla.

4.2.3. CASO CON CONTROL DE OSCILACIONES EN RTDS

En este caso, se implementa la estrategia de control de la Ec. (2.16) dentro de la plataforma de simulación en tiempo real RTDS. Los fasores de voltaje de los buses requeridos son calculados por medio de un módulo PMU del RTDS. Para estimar los fasores, se requiere de un ciclo de la señal de voltaje, es decir, $1/60$ s. Este tiempo está contemplado dentro de la simulación, lo que implica que se tiene un retraso de 16.666 ms dentro de la misma simulación. Los resultados de esta implementación se muestran en la Figura 4.4c.

Como se observa, la máxima diferencia angular es de 80° . Respecto a casos anteriores, después de alcanzar el máximo es que se observa una mejora significativa. Cuando la oscilación va en descenso, no baja de 30° , mientras que en los casos anteriores llega a los 0° y 12° , respectivamente. Posterior a la primera oscilación, las oscilaciones subsecuentes prácticamente se eliminan por completo.

4.2.4. CASO CON CONTROL DE OSCILACIONES EN RTAC

Para el presente caso, se realiza la implementación de la estrategia con equipos físicos de medición y control como se menciona en la sección anterior. Los resultados de este caso se muestran en la Figura 4.4d.

Se puede observar que la respuesta dinámica de esta implementación es más pobre que la presentada en el caso anterior. En este caso se tiene una máxima diferencia angular de 98° , incluso más pobre que el caso con el SVC con referencia constante. Posterior a la primera oscilación, se pueden observar dos oscilaciones de pequeña magnitud. Estas oscilaciones son más pequeñas que en el caso de la Figura 4.4b, pero la implementación tiene un desempeño significativamente más pobre que el caso de la Figura 4.4c. Esto se debe al retardo originado principalmente por las comunicaciones, que como ya se mencionó es

Tabla 4.1: TCL para los diferentes controles con el caso de líneas de 700 km. y modelo de carga de impedancia constante.

Caso	Línea 700 km. Z constante
Sin SVC (ms)	187
SVC control local (ms)	255
SVC control RTDS (ms)	270
SVC control RTAC (ms)	257

de alrededor de 85 ms. Lo mismo ocurre con la potencia, se pueden observar oscilaciones subsecuentes, de magnitud similar al caso con el SVC con referencia constante.

4.2.5. CASO CON CONTROL DE OSCILACIONES EN RTAC Y COMPENSACIÓN DE RETARDOS

El retardo tiene un efecto negativo sobre la acción de control. Para mejorar el desempeño de la estrategia de control, en este caso se añade la estrategia que se presenta en la sección 3.5. Esta estrategia compensa los retardos de tiempo realizando una estimación hacia adelante de la señal de control. La Figura 4.4e muestra los resultados de esta implementación.

Se observa que la máxima diferencia angular es de 93° , muy similar al caso anterior. La mejoría se observa a partir de la primera oscilación, en este caso cae a un valor mínimo de 20° . Posterior a ello, se observa una oscilación suave, similar al caso con el control en el RTDS. Por otro lado, a pesar de que siguen presentes algunas oscilaciones de potencia, la magnitud de ellas es menor que en el caso anterior. A partir de los resultados mostrados se puede constatar la mejoría en la dinámica al implementar el control con la compensación de los retardos.

Para cada caso se determinó por medio de simulaciones el TCL sin SVC, con el control en el RTDS y con el control en el RTAC. Como es posible observar en la Tabla 4.1 la mejoría en los TCL es apenas perceptible. Pero esos pocos milisegundos que se ganan tienen un impacto positivo en el sistema.

4.3. CASO LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 400 KM.

Se presenta un caso alterno con una línea de 400 km, lo cual cambiará de varias formas las condiciones del sistema. La primer consecuencia de acortar las líneas es que la aportación de potencia reactiva por parte de la línea disminuirá, lo que implica que los voltajes a mitad de la línea sean menores. Por

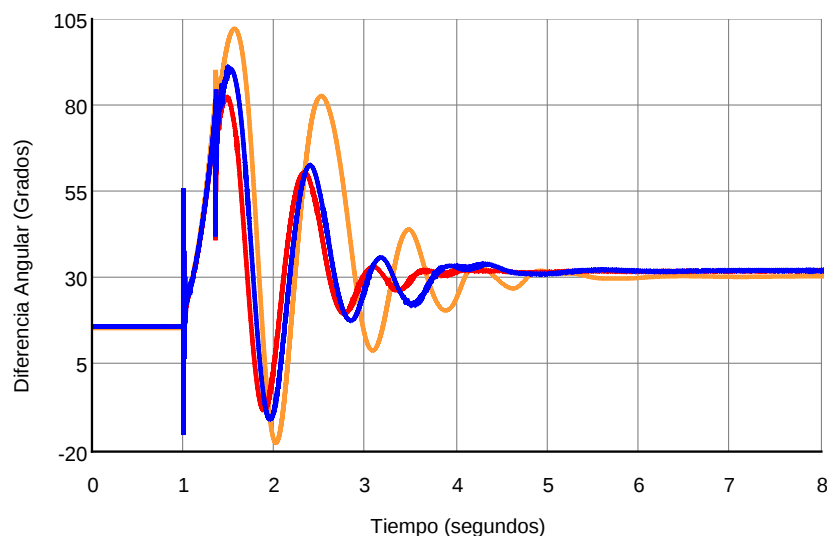


Figura 4.5: Diferencia angular para el caso de 400 km: Caso sin SVC (amarillo), caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), y caso con control HIL WAC-SVC (azul).

otro lado, al disminuir la impedancia entre las máquinas, la diferencia angular entre ellas será menor y los TCL crecerán.

El tiempo de falla utilizado en este caso, es el TCL para el caso sin SVC, el cual es de 21 ciclos. De igual forma, la carga sigue demandando 5000 MVA, pero se modificó el factor de potencia de 1 a 0.9. La Figura 4.5 muestra el resultado de la implementación para el caso sin SVC, con el control de oscilaciones en el RTDS y en el RTAC. La compensación de retardos solo se implementa en el RTAC debido a que en el RTDS no se tienen retardos de comunicación.

En el caso sin SVC se alcanza una diferencia angular en terminales de las máquinas de $102,69^\circ$. Se aprecia claramente que con el control de oscilaciones en el RTDS y en el RTAC disminuyen los máximos alcanzados en ambos casos a $84,5^\circ$ y $91,5^\circ$, respectivamente. Posterior a esta primer oscilación ambos controles funcionan de forma muy similar, aunque el control en el RTDS alcanza el estado estacionario cerca de 250 ms antes que el control del RTAC. Es evidente la mejora con respecto al caso sin SVC, y aún se ven algunas áreas de oportunidad para mejorar el desempeño del control en el RTAC respecto al control en el RTDS. La más evidente es la primer oscilación, donde se nota una diferencia significativa en los ángulos máximos alcanzados.

Como es posible observar en la Tabla 4.2, debido a la nuevas distancias de las líneas de transmisión los TCL se incrementan para todos los casos, respecto al escenario anterior. Aunque la mejoría en los TCL tampoco es tan notable.

Tabla 4.2: TCL para los diferentes controles en el caso de la línea de 400 km y modelo de carga de impedancia constante.

Caso	Línea 400 km. Z constante
Sin SVC (ms)	361
SVC control local (ms)	386
SVC control RTDS (ms)	408
SVC control RTAC (ms)	390

4.3.1. SEÑALES DE CONTROL

En la Figura 4.6 se muestran las señales de control que resultan del control en el RTDS (rojo), en el RTAC sin compensar (verde) y en el RTAC con la compensación del retardo (azul).

Como se puede observar, la compensación en el control del RTAC hace que durante y unos instantes después de la falla aparezcan algunas oscilaciones (al igual que en el caso que se mostró en la sección donde se presentó la compensación). Un tiempo después de liberar la falla la señal comienza a ser estimada de forma adecuada. Se puede observar en la segunda comparación cómo es que se realiza la compensación de la señal en el RTAC. La señal compensada tiene una magnitud mayor y se adelanta en fase a la señal sin compensar. Al comparar esta señal del RTAC con la señal de control del RTDS se puede ver que después del transitorio antes mencionado, las señales prácticamente tienen la misma dinámica y forma de onda. Esto es similar a lo que se apreció en la Figura 4.5.

Para encontrar la razón de la diferencia inicial, se analiza la potencia reactiva del SVC en cada caso. La Figura 4.7 muestra las potencias reactivas inyectadas por el SVC durante las pruebas realizadas con el control en el RTDS y en el RTAC. Recordando, la capacidad de potencia del SVC es de -230/180 MVAR.

Como se puede apreciar, antes de la falla con la señal de referencia de ambos controles el SVC está absorbiendo alrededor de 230 MVAR, el máximo de potencia reactiva del SVC. Esto lo hace para cumplir con el objetivo de control de corriente. Durante la falla, ambos controles le indican al SVC inyectar toda su capacidad. A pesar de que la capacidad del SVC es de 180 MVAR, durante la falla los voltajes caen y solo puede inyectar alrededor de 100 MVAR.

Cuando se libera la falla, el control en el RTDS continúa con la indicación de inyectar toda potencia reactiva a su máxima capacidad, en este caso, los 180 MVAR ya que los voltajes se han restablecido. Por otro lado, al liberar la falla, el control en el RTAC, contrario a lo realizado por el control en el RTDS, no inyecta toda su capacidad de potencia. Esto se debe a que, por el cambio de topología, la estimación de la señal oscila hasta completar la ventana de estimación con la nueva topología.

Como se mencionó anteriormente, en las oscilaciones subsecuentes ambos controles actúan de for-

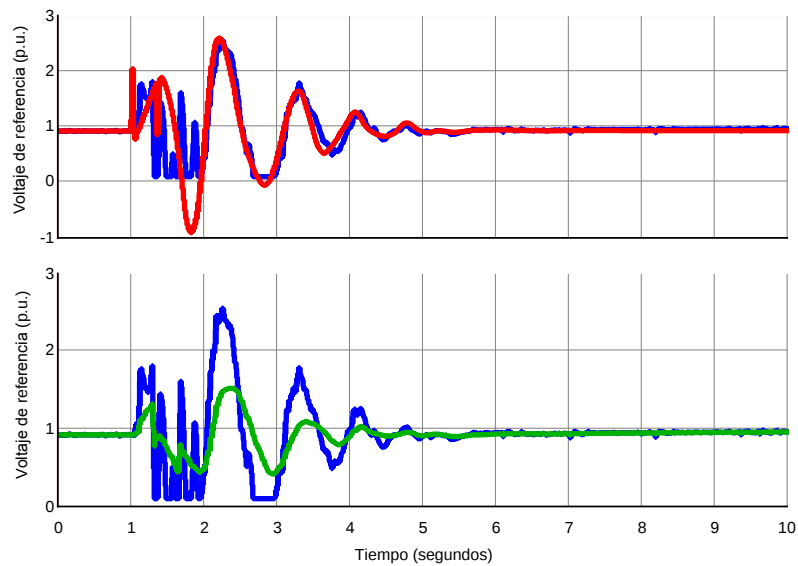


Figura 4.6: Señales de control: Caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), caso con control HIL WAC-SVC sin compensar retardos (verde) y caso con control HIL WAC-SVC compensando retardos (azul).

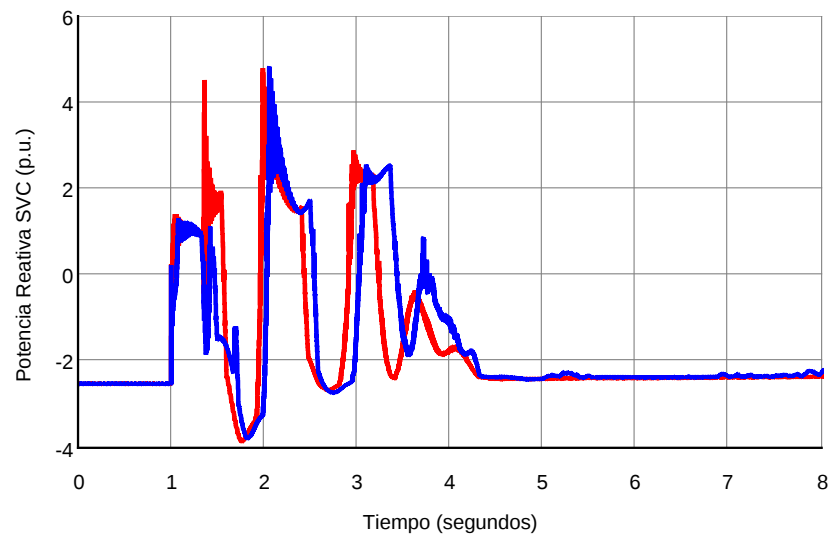


Figura 4.7: Potencia reactiva que entrega el SVC: Caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo) y caso con control HIL WAC-SVC (azul).

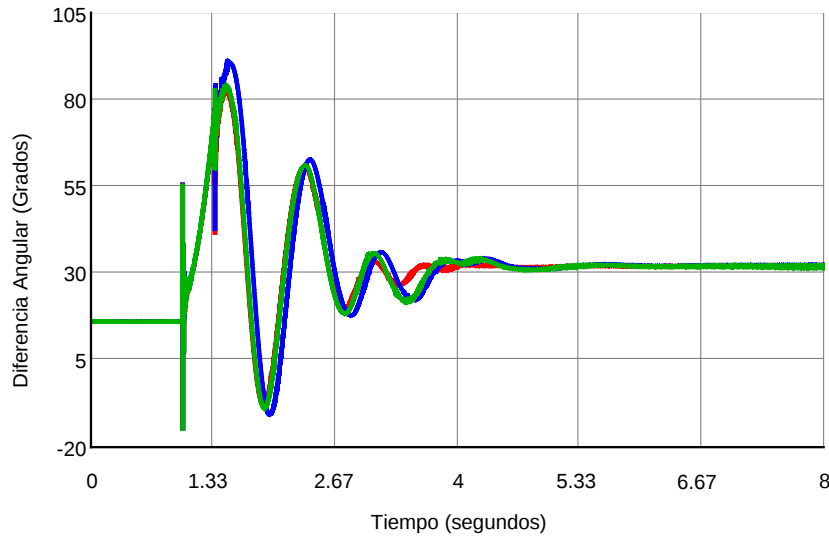


Figura 4.8: Comparación de diferencia angular con esquema propuesto: Caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), caso con control HIL WAC-SVC sin compensar (azul) y caso con control HIL WAC-SVC compensado (verde).

ma similar y en congruencia con la teoría¹²⁵. Debido a la falla, la máquina comienza a acelerarse, por lo que se desea aumentar la capacidad de transferencia de potencia de la línea para tratar de disminuir el área de aceleración de la máquina, lo cual se logra cuando el SVC inyecta potencia reactiva; por esa razón el SVC en este punto inyecta toda su potencia, 180 MVAR. Por otro lado, cuando el ángulo comienza a disminuir, la máquina está en el área de desaceleración, la cual se desea disminuir. Esto se logra disminuyendo la capacidad de transferencia de la máquina al hacer que el SVC absorba potencia reactiva, lo cual coincide con la acción que realiza el SVC. Esto se repite para cada una de las siguientes oscilaciones.

Debido a lo anterior, se sabe que después de liberar la falla se debe seguir inyectando toda la potencia reactiva disponible. Esto no solo aplica para esta topología en particular, en general, durante la falla, los voltajes se abaten y es necesario darle un soporte de potencia reactiva. Por ello se propone un esquema adicional donde al liberar la falla, se envíe una señal alterna de control al SVC que le indique que inyecte toda su potencia por un tiempo definido previamente. Este tiempo además servirá para permitirle a la señal de control del RTAC comenzar a estimar de forma adecuada. La Figura 4.8 muestra el resultado de esta implementación comparada con la mostrada en la Figura 4.5.

Se puede apreciar cómo con la adición de la estrategia propuesta, se logra sobreponer la respuesta del sistema con la que se obtuvo con el control en el RTDS. Esto se logra al mantener inyectando al SVC (verde) toda su potencia reactiva durante 200 ms. Al final de las oscilaciones nuevamente se aprecia una pequeña discrepancia como en el caso anterior. Los 200 ms corresponden al ancho de la ventana de datos utilizados para la compensación del retardo.

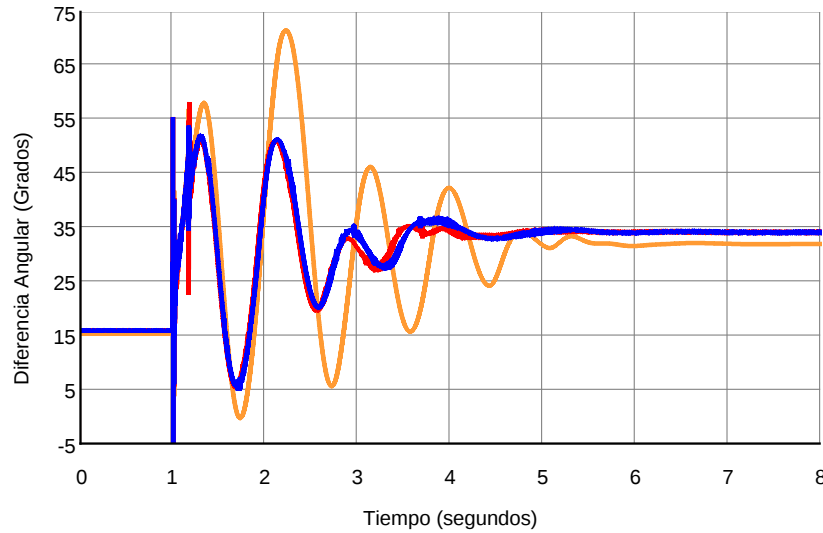


Figura 4.9: Diferencia angular con carga dinámica: Caso sin SVC (amarillo), caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), y caso con control HIL WAC-SVC compensado (azul).

4.3.2. MODELO DE CARGA CONSTANTE

En este experimento se coloca un modelo de carga constante en lugar de una carga de impedancia constante. El propósito de este experimento es evaluar si el control es capaz de interactuar con la dinámica que proporciona una carga de este tipo. La carga es de 5000 MVA con un factor de potencia de 0.9, similar al caso anterior. En este caso, el TCL para el caso sin SVC fue de 10 ciclos, por lo que de igual forma se aplica el mismo tiempo de falla al control en el RTDS y en el RTAC. La Figura 4.9 muestra la respuesta del sistema ante los 3 casos mencionados.

Se observa que en este caso en particular, la primera oscilación no es el problema principal, sino que es un problema de segunda oscilación. La dinámica introducida por la nueva carga es lo que ocasiona este problema. Para el caso sin SVC, se observa que en la primera y segunda oscilación alcanzan un máximo de $58,1^\circ$ y $70,5^\circ$, respectivamente. Nuevamente el control en el RTDS y en el RTAC tienen un desempeño muy similar. Ambos logran disminuir la magnitud de la primera oscilación a $51,3^\circ$ y $51,7^\circ$, respectivamente. La segunda oscilación tiene un poco menos de 51° en ambos casos. Posterior a la segunda, las oscilaciones se amortiguan rápidamente, se puede decir que en menos de 2 segundos alcanza un estado estable. La Figura 4.10 presenta la potencia que sale del bus 2 al bus 4 a través de la línea de transmisión.

De forma similar a la diferencia angular, las oscilaciones de potencia se ven amortiguadas mucho más rápido que sin SVC. Las oscilaciones desaparecen cerca de dos segundos antes que en el caso sin SVC. Mientras que la magnitud de las oscilaciones se reduce significativamente a partir de la segunda oscilación.

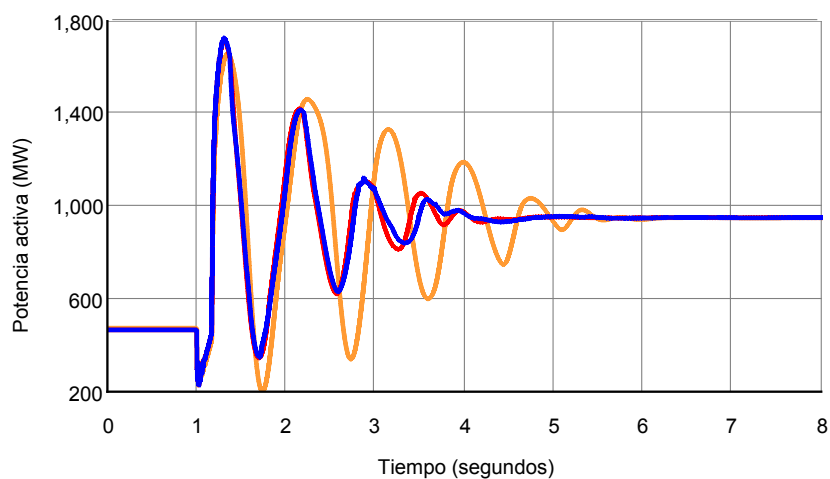


Figura 4.10: Oscilaciones de potencia activa en la línea 2-4: Caso sin SVC (amarillo), caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), y caso con control HIL WAC-SVC compensado (azul).

Tabla 4.3: TCL para los diferentes controles en caso de líneas de 400 km y modelo de carga de potencia constante.

Caso	Línea 400 km PQ constante
Sin SVC (ms)	180
SVC control local (ms)	186
SVC control RTDS (ms)	225
SVC control RTAC (ms)	218

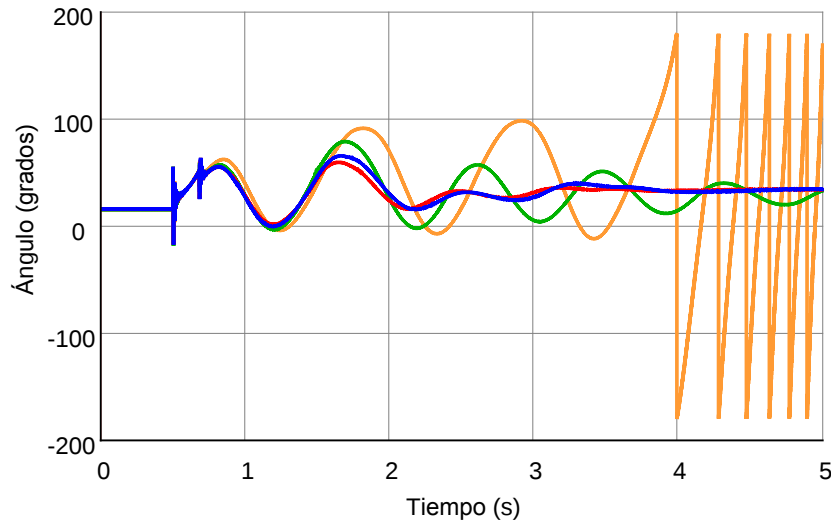


Figura 4.11: Ángulo de la máquina A ante una falla de 10.9 ciclos: Caso sin SVC (amarillo), caso de SVC con control local (verde), caso con control WAC-SVC en el RTDS (rojo), y caso con control HIL WAC-SVC compensado (azul).

En la Tabla 4.3 se muestran los TCL para el último escenario analizado. Utilizando el control propuesto en el RTAC se observan incrementos respecto al caso sin SVC de hasta 37 % para el caso de línea larga con una carga de impedancia constante. Mientras que comparado con el control local es más notorio el incremento del TCL (12.9 %) que en los dos escenarios anteriores. La razón del incremento entre los casos, es que en el último, la inestabilidad no se da en la primer oscilación, debido al tipo de carga. Esto permite al control actuar sobre las oscilaciones posteriores a la primera y amortiguar de forma significativa la segunda oscilación.

Por otro lado, para el caso de línea corta con carga dinámica, la Figura 4.11 muestra la respuesta del ángulo de la máquina A contra un tiempo mayor al TCL. El tiempo de falla utilizado para esta prueba es de 181.67 ms, el cual es utilizado para los diferentes casos para probar el control WAC-SVC propuesto. En el caso sin SVC, como es de esperarse, la máquina A pierde sincronía con la máquina B después de tres oscilaciones. En el caso con el SVC con control local, la máquina aún es capaz de mantener el sincronismo pero con un amortiguamiento pobre, después de seis oscilaciones el sistema aún sigue oscilando. Finalmente, el control WAC-SVC en el RTDS y el control WAC-SVC compensado para la implementación HIL alcanzan el estado estable después de solo dos oscilaciones.

Las Figuras 4.12 y 4.13 muestran las curvas $P-\delta$ de la Figura 4.11. La Figura 4.12 compara las respuestas de los casos sin SVC (en naranja) y el control WAC-SVC compensado implementado en el RTAC (en azul). El Punto A indica el estado estable del sistema antes de que la falla se aplique. La falla es liberada abriendo la línea fallada en el Punto B. Observe que la respuesta del Punto A al B es similar en ambos casos; sin embargo, el control WAC-SVC reduce ligeramente el área de aceleración comparado con el caso sin SVC. Los puntos C1 y C2 indican el ángulo máximo de la primer oscilación para los casos sin SVC y con el WAC-SVC, respectivamente. Estos puntos (C1 y C2) muestran que la transferencia

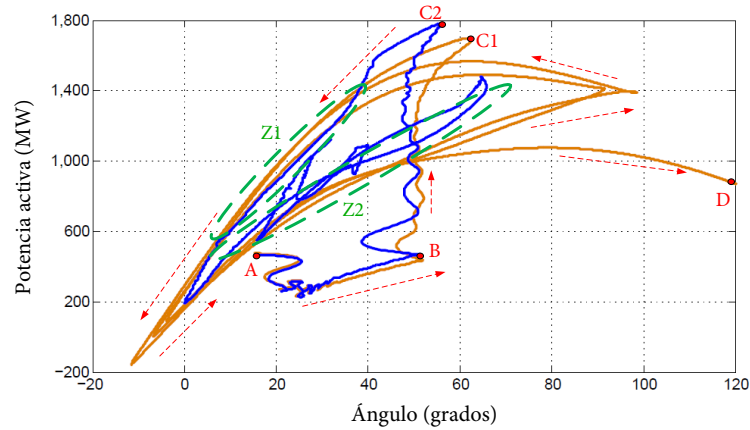


Figura 4.12: Gráfica P- δ : Caso sin SVC en naranja, y caso con control HIL WAC-SVC en azul.

de potencia con el control WAC-SVC es mayor durante el área de desaceleración dentro de la primer oscilación. Observe que el control WAC-SVC reduce el área de aceleración mediante la inyección de potencia reactiva cuando el ángulo de la máquina crece. Por otro lado, el área de desaceleración se incrementa mediante la absorción de potencia reactiva cuando el ángulo de la máquina se reduce. Este proceso se repite hasta que las oscilaciones de potencia se amortiguan por completo. Este fenómeno es resaltado en las zonas Z1 y Z2 de la Figura 4.12.

La Figura 4.13 compara las respuestas del SVC con control local (verde) y del control WAC-SVC HIL con compensación del retardo (azul). Estos casos tienen un comportamiento similar del Punto A al Punto C. Después del Punto C, la mejora del control propuesto puede ser visto en las zonas Z1 y Z2. De acuerdo a la Z1, el control WAC-SVC reduce el área de aceleración más que el control local. Esto se logra cuando el primero absorbe potencia reactiva mientras que el segundo continua inyectando potencia reactiva. Por otro lado, en la zona Z2, el WAC-SVC incrementa el área de desaceleración inyectando potencia reactiva. El control local también inyecta potencia reactiva en esta parte, pero no es suficiente para amortiguar las oscilaciones rápidamente. Con esto se valida la operación efectiva del control propuesto ante los diferentes escenarios presentados.

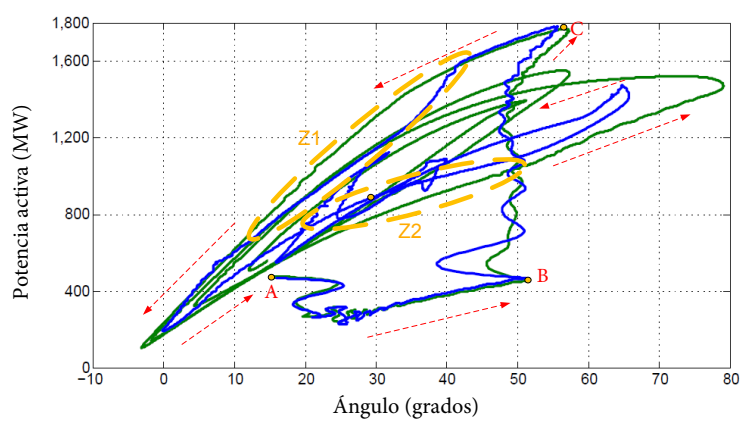


Figura 4.13: Gráfica $P-\delta$: Caso de SVC con control en verde, y caso con control HIL WAC-SVC compensado en azul.

Conclusiones

El control de área amplia propuesto muestra resultados satisfactorios respecto a los objetivos planteados. Por un lado, en estado estacionario, la estrategia de control incrementa la cargabilidad al minimizar la máxima corriente que circula a través de la línea de transmisión. Esto a su vez ayuda a incrementar los TCL. Y el control propuesto comparado con el control local incrementa hasta 12.9 % en el caso de línea corta con carga constante.

Por otro lado, también se logra amortiguar las oscilaciones de potencia. Se observa que el control propuesto se complementa de forma positiva con los controles de la máquina, en especial en el PSS. Las oscilaciones se amortiguan aproximadamente de 20-35 % más rápido con la estrategia propuesta. Dependiendo de la capacidad del SVC, se puede mejorar el desempeño. Aunque encontrar el tamaño adecuado es tema de un trabajo futuro.

Una de las principales ventajas de la estrategia propuesta es que en su implementación no depende de un modelo. Aunque en muchas aplicaciones, un modelo ayuda a darle una mayor precisión al control, en otras como en el caso de sistemas eléctricos de potencia, podría complicar su implementación en dispositivos de control utilizados en la práctica. El modelo sólo se utiliza en la simulación de estudios previos, para determinar el parámetro k y el tiempo de compensación de retardos (t_d). El RTAC automáticamente podría determinar el valor de los retardos ya que las mediciones cuentan con estampa de tiempo, y ajustar la compensación de acuerdo al retardo. Como se mencionó, la compensación de la señal de control tiene límites prácticos, y cuando el retardo es mayor a 200 ms, se sugiere utilizar otro método para compensar los retardos, aunque esto implique también un incremento de la complejidad del método y de la implementación.

Otra aportación importante es que el control se implementó con dispositivos de medición y control que realmente se utilizan en la práctica. La prueba en sistemas HIL, es lo más cercano que los dispositivos y la estrategia de control pueden estar antes de una implementación en un sistema real. Conociendo la dificultad de probar su implementación en un sistema real se vuelve importante la realización de este tipo de pruebas.

Una contribución no menos importante es el control de desconexión de la máquina cuando está sujeta a perder sincronismo. Este control no actúa de forma inmediata ante la falla, y permite al control de oscilaciones trabajar para intentar estabilizar el sistema; cuando no se puede evitar que la máquina

perda sincronismo, la desconecta para no exponerla innecesariamente a un posible daño.

Con estos puntos se cumple el objetivo general de la tesis que contempla la implementación de un control de área amplia por medio de señales sincrofasoriales y FACTS (SVC). Así como su implementación y evaluación con dispositivos utilizados en la industria por medio de pruebas HIL.

TRABAJO FUTURO

El presente trabajo deja diferentes líneas de trabajo futuro abiertas, entre las cuales se puede mencionar:

- Comparar el desempeño del SVC contra el STATCOM y otros dispositivos FACTS. Inicialmente, el STATCOM parece ser una mejor alternativa, ya que tiene una mayor capacidad de inyectar potencia. Esto se debe a que su inyección de potencia reactiva no depende directamente del voltaje en el bus al que se encuentra conectado. Esta característica le permite que durante los transitorios tenga mayor capacidad de inyectar potencia. Aunque una comparación válida debería de tomar en cuenta los costos de cada dispositivo, y el STATCOM es más caro.
- Determinar el tamaño adecuado del SVC o el dispositivo FACTS a utilizar. Como se pudo observar en los resultados, la capacidad del SVC está directamente ligada a la capacidad de regular y amortiguar las oscilaciones. Además del costo asociado a cada capacidad, se pudo observar que hay un punto donde aunque se incremente la capacidad del SVC, esto no representa un cambio significativo en el control del sistema.
- Validar el control propuesto en un sistema de pruebas más grande y más complejo. Se espera que ante un sistema eléctrico más grande y con una topología similar el control siga teniendo un funcionamiento adecuado. Por otra parte, se desconoce si seguirá teniendo el mismo impacto en amortiguar oscilaciones y minimizar las corrientes máximas.
- Coordinar la acción del SVC con otros dispositivos FACTS del sistema y/o los controles de la máquina. Como parte del punto anterior, en un sistema más grande se podría validar la implementación de un control general que se encargue de coordinar diferentes actuadores distribuidos a lo largo del sistema de potencia.

Detalle de ecuaciones del control de corriente.

Este apéndice muestra las ecuaciones completas para $\Re(I(x))$ y $\Im(I(x))$ y la obtención de la ecuación de mínima corriente. Recordando que,

$$|I(x)| = \sqrt{\Re(I(x))^2 + \Im(I(x))^2}, \quad (4.1)$$

donde $\Re(I(x))$ y $\Im(I(x))$ son:

$$\Re(I(x)) = \frac{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}{R_5}, \quad (4.2)$$

donde

$$\begin{aligned} R_1 &= ((V_{sr} - V_r e^{-l\alpha} \cos(l\beta)) e^{x\alpha} \cos(x\beta) \\ &\quad - (V_{si} + V_r e^{-l\alpha} \sin(l\beta)) e^{x\alpha} \sin(x\beta)) (e^{l\alpha} \cos(l\beta) - e^{-l\alpha} \cos(l\beta)) \\ R_2 &= ((V_{si} + V_r e^{-l\alpha} \sin(l\beta)) e^{x\alpha} \cos(x\beta) \\ &\quad + (V_{sr} - V_r e^{-l\alpha} \cos(l\beta)) e^{x\alpha} \sin(x\beta)) (e^{l\alpha} \sin(l\beta) + e^{-l\alpha} \sin(l\beta)) \\ R_3 &= ((-V_r e^{l\alpha} \cos(l\beta) + V_{sr}) e^{-x\alpha} \cos(x\beta) \\ &\quad + (-V_r e^{l\alpha} \sin(l\beta) + V_{si}) e^{-x\alpha} \sin(x\beta)) (e^{l\alpha} \cos(l\beta) - e^{-l\alpha} \cos(l\beta)) \\ R_4 &= ((-V_r e^{l\alpha} \sin(l\beta) + V_{si}) e^{-x\alpha} \cos(x\beta) \\ &\quad - (-V_r e^{l\alpha} \cos(l\beta) + V_{sr}) e^{-x\alpha} \sin(x\beta)) (e^{l\alpha} \sin(l\beta) + e^{-l\alpha} \sin(l\beta)) \\ R_5 &= Z_c ((e^{l\alpha} \cos(l\beta) - e^{-l\alpha} \cos(l\beta))^2 + (e^{l\alpha} \sin(l\beta) + e^{-l\alpha} \sin(l\beta))^2) \end{aligned}$$

y

$$\Im(I(x)) = \frac{I_{m1} + I_{m2} + I_{m3} + I_{m4}}{I_{m5}}, \quad (4.3)$$

donde,

$$\begin{aligned} I_{m1} &= ((V_{si} + V_r e^{-l\alpha} \sin(l\beta)) e^{x\alpha} \cos(x\beta) \\ &\quad + (V_{sr} - V_r e^{-l\alpha} \cos(l\beta)) e^{x\alpha} \sin(x\beta)) (e^{l\alpha} \cos(l\beta) - e^{-l\alpha} \cos(l\beta)) \\ I_{m2} &= -((V_{sr} - V_r e^{-l\alpha} \cos(l\beta)) e^{x\alpha} \cos(x\beta) \\ &\quad - (V_{si} + V_r e^{-l\alpha} \sin(l\beta)) e^{x\alpha} \sin(x\beta)) (e^{l\alpha} \sin(l\beta) + e^{-l\alpha} \sin(l\beta)) \\ I_{m3} &= ((-V_r e^{l\alpha} \sin(l\beta) + V_{si}) e^{-x\alpha} \cos(x\beta) \\ &\quad - (-V_r e^{l\alpha} \cos(l\beta) + V_{sr}) e^{-x\alpha} \sin(x\beta)) (e^{l\alpha} \cos(l\beta) - e^{-l\alpha} \cos(l\beta)) \\ I_{m4} &= ((-V_r e^{l\alpha} \cos(l\beta) + V_{sr}) e^{-x\alpha} \cos(x\beta) \\ &\quad + (-V_r e^{l\alpha} \sin(l\beta) + V_{si}) e^{-x\alpha} \sin(x\beta)) (e^{l\alpha} \sin(l\beta) + e^{-l\alpha} \sin(l\beta)) \\ I_{m5} &= Z_c ((e^{l\alpha} \cos(l\beta) - e^{-l\alpha} \cos(l\beta))^2 + (e^{l\alpha} \sin(l\beta) + e^{-l\alpha} \sin(l\beta))^2) \end{aligned}$$

Resolviendo para x

$$\frac{d|I(x)|}{dx} = 0 \quad (4.4)$$

es posible encontrar la posición de la línea de transmisión donde la corriente alcanza su máximo valor RMS $x_{I_{max}}$. Este punto es:

$$x_{I_{max}} = \frac{1}{\beta} \arctan\left(\frac{X_{mn1} - \sqrt{X_{mn2} + X_{mn3} + X_{mn4} + X_{mn5} + X_{mn6}}}{2 \sin(l\beta) V_r (\sin(l\beta)^2 V_r + \cos(l\beta)^2 V_{sr} - V_r)}\right), \quad (4.5)$$

donde

$$\begin{aligned} X_{mn1} &= 2 \cos(l\beta)^3 V_r^2 - 2 \cos(l\beta)^2 V_r V_{sr} - \cos(l\beta) V_r^2 + \cos(l\beta) V_{si}^2 + \cos(l\beta) V_{sr}^2, \\ X_{mn2} &= 4 \cos(l\beta)^6 V_r^4 + 4 \sin(l\beta)^6 V_r^4 - 8 \cos(l\beta)^5 V_r^3 V_{sr} + 4 \sin(l\beta)^2 V_r^4 \\ X_{mn3} &= 8 \cos(l\beta) \sin(l\beta)^4 V_r^3 V_{sr} - 8 \sin(l\beta)^4 V_r^4 + 4 \cos(l\beta)^3 V_r^3 V_{sr}, \\ X_{mn4} &= 4 \cos(l\beta)^4 V_r^2 V_{si}^2 + 8 \cos(l\beta)^4 V_r^2 V_{sr}^2 + 4 \cos(l\beta)^2 \sin(l\beta)^2 V_r^2 V_{sr}^2 - 4 \cos(l\beta)^4 V_r^4, \\ X_{mn5} &= -4 \cos(l\beta)^3 V_r V_{si} V_{sr}^2 - 4 \cos(l\beta)^3 V_r V_{sr}^3 - 8 \cos(l\beta) \sin(l\beta)^2 V_r^3 V_{sr} - 2 \cos(l\beta)^2 V_r^2 V_{si}^2, \\ X_{mn6} &= \cos(l\beta)^2 V_r^4 - 2 \cos(l\beta)^2 V_r^2 V_{sr}^2 + \cos(l\beta)^2 V_{si}^4 + 2 \cos(l\beta)^2 V_{si}^2 V_{sr}^2 + \cos(l\beta)^2 V_{sr}^4. \end{aligned}$$

Sustituyendo $x_{I_{max}}$ en la Ec. (4.1), el punto de máxima corriente RMS es encontrada, es decir, $|I_{max}|$. Ya que se tiene un SVC conectado en el lado de recepción de la línea, la magnitud del voltaje en este

nodo puede ser regulado para minimizar I_{max} . Por lo tanto, resolviendo para $|V_R|$,

$$\frac{d|I_{max}|}{d|V_R|} = 0 \quad (4.6)$$

se obtiene el voltaje de referencia que minimiza la máxima corriente a lo largo de la línea. Produciendo el siguiente resultado:

$$|V_R| = \frac{\cos(\ell\beta)|V_S|^2}{\Re\{V_S\}}. \quad (4.7)$$

Bibliografía

- [1] B. Bhargava and G. Rodriguez, “Monitoring the power grid,” *T&D World*, 2004.
- [2] H. J. A. Ferrer and E. O. Schweitzer, *Modern solutions for protection, control, and monitoring of electric power systems*. Schweitzer Engineering Laboratories, 2010.
- [3] A. G. Phadke, “Synchronized phasor measurements in power systems,” *IEEE Computer Applications in power*, vol. 6, no. 2, pp. 10–15, 1993.
- [4] R. Moxley and D. Dolezilek, “Case studies: Synchrophasors for wide-area monitoring, protection, and control,” in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on*. IEEE, 2011, pp. 1–7.
- [5] R. Sadikovic, P. Korba, and G. Andersson, “Application of facts devices for damping of power system oscillations,” in *IEEE Russia Power Tech*., 2005, pp. 1–6.
- [6] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, *Flexible AC transmission systems: modelling and control*. Springer, 2012.
- [7] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, and M. El-Hawary, *Understanding FACTS: concepts and technology of flexible AC transmission systems*. IEEE press New York, 2000, vol. 1.
- [8] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatzargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, N. Martins, J. Passerba, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, R. Schulz, A. Stankovic, C. Taylor, and V. Vittal, “Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended means to improve system dynamic performance,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1922–1928, 2005.
- [9] M. Lalou, A. Loosli, H. Sauvain, M. Zima, and G. Andersson, “Improvement of power transmission capacity in power networks equipped with facts devices and wide area control systems: A case study,” in *Proceedings of the International Symposium Modern Electric Power Systems (MEPS)*., 2010, pp. 1–5.
- [10] G. Liang, S. R. Weller, J. Zhao, F. Luo, and Z. Y. Dong, “The 2015 ukraine blackout: Implications for false data injection attacks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 3317–3318, July 2017.
- [11] G. Heydt, C. Liu, A. Phadke, and V. Vittal, “Solution for the crisis in electric power supply,” *IEEE Computer Applications in Power*., vol. 14, no. 3, pp. 22–30, 2001.
- [12] N. C. Chakraborty, A. Banerji, and S. K. Biswas, “Survey on major blackouts analysis and prevention methodologies,” in *Michael Faraday IET International Summit 2015*, Sept 2015, pp. 297–302.

- [13] D. Złotecka and K. Sroka, "The characteristics and main causes of power system failures basing on the analysis of previous blackouts in the world," in *2018 International Interdisciplinary PhD Workshop (IIPhDW)*, May 2018, pp. 257–262.
- [14] G. S. Bhatia and J. Bakal, "Innovative approach for handling blackouts in the transmission grid through utilization of ict technology," in *Innovations in Computer Science and Engineering*. Springer, 2017, pp. 287–295.
- [15] A. Silverstein and J. E. Dagle, "Successes and challenges for synchrophasor technology: An update from the north american synchrophasor initiative," in *System Science (HICSS), 2012 45th Hawaii International Conference on*. IEEE, 2012, pp. 2091–2095.
- [16] D. Kosterev, "Synchrophasor technology at bpa," in *Power System Grid Operation Using Synchrophasor Technology*. Springer, 2018, pp. 77–127.
- [17] C. Taylor, D. C. Erickson, K. Martin, R. Wilson, and V. Venkatasubramanian, "Wacs-wide-area stability and voltage control system: R d and online demonstration," *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 892–906, 2005.
- [18] F. C. E. P. P. L. A. C. Y Jacome, L. Figueroa and A. Upreti, "Remedial action scheme based on synchrophasor measurements and system angle difference for peru's 500 kv grid," in *43rd Annual Western Protective Relay Conference*, 2016, pp. 1–11.
- [19] M. Vaughn, R. Schloss, S. Manson, S. Raghupathula, and T. Maier, "Idaho power ras: A dynamic remedial action case study," in *proceedings of the 64th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, GA*, 2010.
- [20] J. Wen, P. Arons, and W. E. Liu, "The role of remedial action schemes in renewable generation integrations," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010*. IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [21] M. Cvetkovic and M. Ilic, "Pmu based transient stabilization using facts," in *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, 2011, pp. 1–6.
- [22] A. Chakraborty, "Wide-area damping control of power systems using dynamic clustering and tcsc-based redesigns," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, pp. 1503–1514, 2012.
- [23] M. E. C. Bento, D. Dotta, and R. A. Ramos, "Wide-area measurements-based two-level control design considering power system operation uncertainties," in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, June 2017, pp. 1–6.
- [24] Y. Chompoobutrgool, L. Vanfretti, and M. Ghandhari, "Survey on power system stabilizers control and their prospective applications for power system damping using synchrophasor-based wide-area systems," *European Transactions on Electrical Power*, vol. 21, no. 8, pp. 2098–2111, 2011.
- [25] I. Kamwa, R. Grondin, and Y. Hébert, "Wide-area measurement based stabilizing control of large power systems-a decentralized/hierarchical approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 1, pp. 136–153, 2001.
- [26] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized phasor measurements and their applications*. Springer, 2017, vol. 1.

- [27] Y. Xue, "Some viewpoints and experiences on wide area measurement systems and wide area control systems," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–6.
- [28] T. Xiaoyang, L. Guodong, W. Xiaoru, and Z. Shan, "The analysis of communication architecture and control mode of wide area power systems control," in *Proceedings Autonomous Decentralized Systems, ISADS*, 2005, pp. 59–65.
- [29] Z. Čerina, I. Šturlić, R. Matica, and V. Skendžić, "Synchrophasor applications in the croatian power system," in *Western Protective Relay Conference WPRC*, 2009.
- [30] E. M. Martinez, "Simefas: A phasor measurement system for the security and integrity of mexico's electric power system," in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. IEEE, 2008, pp. 1–7.
- [31] E. M. Martínez, "Simefas: Wide area measurement, protection and control system in mexico," in *Advances in Measurement Systems*. InTech, 2010.
- [32] D. M. Lavery, R. J. Best, P. Brogan, I. Al Khatib, L. Vanfretti, and D. J. Morrow, "The openpmu platform for open-source phasor measurements," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, no. 4, pp. 701–709, 2013.
- [33] L. Angquist and C. Gama, "Damping algorithm based on phasor estimation," in *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 3, 2001, pp. 1160–1165 vol.3.
- [34] R. Garcia-Valle, G.-Y. Yang, K. E. Martin, A. H. Nielsen, and J. Østergaard, "Dtu pmu laboratory development—testing and validation," in *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), 2010 IEEE PES*. IEEE, 2010, pp. 1–6.
- [35] D. M. Lavery, R. J. Best, P. Brogan, I. Al Khatib, L. Vanfretti, and D. J. Morrow, "The openpmu platform for open-source phasor measurements," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, no. 4, pp. 701–709, 2013.
- [36] L. Vanfretti, R. García-Valle, K. Uhlen, E. Johansson, D. Trudnowski, J. W. Pierre, J. H. Chow, O. Samuelsson, J. Østergaard, and K. E. Martin, "Estimation of eastern denmark's electromechanical modes from ambient phasor measurement data," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. IEEE, 2010, pp. 1–8.
- [37] K. E. Martin, G. Benmouyal, M. Adamiak, M. Begovic, R. Burnett, K. Carr, A. Cobb, J. Kusters, S. Horowitz, G. Jensen *et al.*, "Ieee standard for synchrophasors for power systems," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 13, no. 1, pp. 73–77, 1998.
- [38] "Ieee standard for synchrophasor measurements for power systems," *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–61, Dec 2011.
- [39] "Ieee standard for synchrophasor data transfer for power systems," *IEEE Std C37.118.2-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–53, Dec 2011.
- [40] "Ieee standard for synchrophasor measurements for power systems – amendment 1: Modification of selected performance requirements," *IEEE Std C37.118.1a-2014 (Amendment to IEEE Std C37.118.1-2011)*, pp. 1–25, April 2014.

- [41] "Ieee synchrophasor measurement test suite specification," *IEEE Synchrophasor Measurement Test Suite Specification*, pp. 1–44, Dec 2014.
- [42] M. Kezunovic, *Application of Time-synchronized Measurements in Power System Transmission Networks*. Springer, 2014.
- [43] A. Orebaugh, G. Ramirez, and J. Beale, *Wireshark & Ethereal network protocol analyzer toolkit*. Elsevier, 2006.
- [44] A. Chakraborty and P. Khargonekar, "Introduction to wide-area control of power systems," in *American Control Conference (ACC)*, 2013, pp. 6758–6770.
- [45] I. Kamwa, A. Heniche, G. Trudel, M. Dobrescu, R. Grondin, and D. Lefebvre, "Assessing the technical value of facts-based wide-area damping control loops," in *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005, pp. 1734–1743 Vol. 2.
- [46] *RTAC SEL-3530 Instruction Manual*. Available: <https://www.selinc.com>.
- [47] N. I. C. website, *Sistemas CompactRio*. Available: <http://www.ni.com/es-mx/shop/compactrio.html>.
- [48] K. Habur and D. O'Leary, "For cost effective and reliable transmission of electrical energy," *World Bank* http://www.worldbank.org/html/fpd/em/transmission/facts_siemens.pdf, 2000.
- [49] A. Esparza, J. Segundo-Ramirez, and C. Nuñez-Gutierrez, "Wide area control in electric power systems incorporating facts controllers," in *Power, Electronics and Computing (ROPEC), 2014 IEEE International Autumn Meeting on*. IEEE, 2014, pp. 1–6.
- [50] C. A. Canizares, "Power flow and transient stability models of facts controllers for voltage and angle stability studies," in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, vol. 2. IEEE, 2000, pp. 1447–1454.
- [51] K. Padiyar, *FACTS controllers in power transmission and distribution*. New Age International, 2007.
- [52] M. Eremia, C.-C. Liu, and A.-A. Edris, *Advanced solutions in power systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*. John Wiley & Sons, 2016, vol. 52.
- [53] M. Zarghami and M. Crow, "Dynamic placement and signal selection for upfcs in wide-area controlled power systems," in *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, 2010, pp. 1–8.
- [54] S. Ray and G. Venayagamoorthy, "Wide area signal based optimal neurocontroller for a upfc," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, 2008, pp. 1–1.
- [55] A. Bose, S. Bruno, M. De Benedictis, and M. La Scala, "A dynamic optimization approach for wide-area control of transient phenomena," in *Proceedings of CIGRÉ General Meeting*, 2004.
- [56] V. K. Sood, *HVDC and FACTS controllers: applications of static converters in power systems*. Springer Science & Business Media, 2006.

- [57] B. Singh, N. Sharma, A. Tiwari, K. Verma, and S. Singh, "Applications of phasor measurement units (pmus) in electric power system networks incorporated with facts controllers," *International Journal of Engineering, Science and Technology*, vol. 3, no. 3, 2011.
- [58] J. Paserba, "How facts controllers benefit ac transmission systems - phases of power system studies," in *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, PSCE '09*, 2009, pp. 1–4.
- [59] X. Xie, J. Li, J. Xiao, and Y. Han, "Inter-area damping control of statcom using wide-area measurements," in *Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, (DRPT 2004)*, vol. 1, 2004, pp. 222–227 Vol.1.
- [60] N. Chaudhuri, A. Domahidi, R. Majumder, B. Chaudhuri, P. Korba, S. Ray, and K. Uhlen, "Wide-area power oscillation damping control in nordic equivalent system," *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 4, no. 10, pp. 1139–1150, 2010.
- [61] W. Qiao, G. Venayagamoorthy, and R. Harley, "Dhp-based wide-area coordinating control of a power system with a large wind farm and multiple facts devices," in *International Joint Conference on Neural Networks, IJCNN 2007*, 2007, pp. 2093–2098.
- [62] A. Leon, J. Mauricio, A. Gomez-Exposito, and J. Solsona, "Hierarchical wide-area control of power systems including wind farms and facts for short-term frequency regulation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2084–2092, 2012.
- [63] G. K. Venayagamoorthy and S. R. Jetti, "Dual-function neuron-based external controller for a static var compensator," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 2, pp. 997–1006, 2008.
- [64] A. Heniche and I. Kamwa, "Assessment of two methods to select wide-area signals for power system damping control," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 2, pp. 572–581, 2008.
- [65] Y. Li, C. Rehtanz, S. Ruberg, L. Luo, and Y. Cao, "Wide-area robust coordination approach of hvdc and facts controllers for damping multiple interarea oscillations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 3, pp. 1096–1105, 2012.
- [66] S. Zhang and V. Vittal, "Design of wide-area power system damping controllers resilient to communication failures," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4292–4300, 2013.
- [67] J. Deng, C. Li, and X.-P. Zhang, "Coordinated design of multiple robust facts damping controllers: A bmi-based sequential approach with multi-model systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 3150–3159, 2015.
- [68] A. Vahidnia, G. Ledwich, and E. W. Palmer, "Transient stability improvement through wide-area controlled svcs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 3082–3089, 2016.
- [69] B. P. Padhy, S. C. Srivastava, and N. K. Verma, "A wide-area damping controller considering network input and output delays and packet drop," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 166–176, 2017.
- [70] K. Zhu, M. Chenine, and L. Nordstrom, "Ict architecture impact on wide area monitoring and control systems' reliability," *IEEE transactions on power delivery*, vol. 26, no. 4, pp. 2801–2808, 2011.

- [71] S. Wang, X. Meng, and T. Chen, "Wide-area control of power systems through delayed network communication," *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, vol. 20, no. 2, pp. 495–503, 2012.
- [72] H. Song, L. Yu, and W.-A. Zhang, "Stabilisation of networked control systems with communication constraints and multiple distributed transmission delays," *IET control theory & applications*, vol. 3, no. 10, pp. 1307–1316, 2009.
- [73] N. R. Chaudhuri, S. Ray, R. Majumder, and B. Chaudhuri, "A new approach to continuous latency compensation with adaptive phasor power oscillation damping controller (pod)," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 939–946, 2010.
- [74] N. Chaudhuri, D. Chakraborty, and B. Chaudhuri, "An architecture for facts controllers to deal with bandwidth-constrained communication," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 1, pp. 188–196, 2011.
- [75] R. Majumder, B. Chaudhuri, and B. Pal, "Implementation and test results of a wide-area measurement-based controller for damping interarea oscillations considering signal-transmission delay," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 1, no. 1, pp. 1–7, 2007.
- [76] S. Ray and G. Venayagamoorthy, "Real-time implementation of a measurement-based adaptive wide-area control system considering communication delays," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 2, no. 1, pp. 62–70, 2008.
- [77] P. Mitra and G. Venayagamoorthy, "Wide area control for improving stability of a power system with plug-in electric vehicles," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 4, no. 10, pp. 1151–1163, 2010.
- [78] D. P. Ke, C. Chung, and Y. Xue, "An eigenstructure-based performance index and its application to control design for damping inter-area oscillations in power systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2371–2380, 2011.
- [79] B. Chaudhuri, R. Majumder, and B. C. Pal, "Wide-area measurement-based stabilizing control of power system considering signal transmission delay," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1971–1979, 2004.
- [80] N. Chaudhuri, B. Chaudhuri, S. Ray, and R. Majumder, "Wide-area phasor power oscillation damping controller: A new approach to handling time-varying signal latency," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 4, no. 5, pp. 620–630, 2010.
- [81] Y. Pipelzadeh, B. Chaudhuri, and T. C. Green, "Wide-area power oscillation damping control through hvdc: A case study on australian equivalent system," in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. IEEE, 2010, pp. 1–7.
- [82] T. Zabaoui, L.-A. Dessaint, F.-A. Okou, and R. Grondin, "Wide-area measurements based coordination of svcs and synchronous generators," in *Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*. IEEE, 2008, pp. 1–8.

- [83] —, “Wide-area coordinating control of svcs and synchronous generators with signal transmission delay compensation,” in *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*. IEEE, 2010, pp. 1–9.
- [84] J. Quintero and V. M. Venkatasubramanian, “A real-time wide-area control framework for mitigating small-signal instability in large electric power systems,” in *null*. IEEE, 2005, p. 66c.
- [85] D. Westermann and H. Sauvain, “Power system operation with wide area control including real time atc calculation and power flow control,” in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*. IEEE, 2009, pp. 1–5.
- [86] B. P. Padhy, S. Srivastava, and N. K. Verma, “A network delay compensation technique for wide-area svc damping controller in power system,” in *T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES*. IEEE, 2014, pp. 1–6.
- [87] Y. Li, Y. Zhou, F. Liu, Y. Cao, and C. Rehtanz, “Design and implementation of delay-dependent wide-area damping control for stability enhancement of power systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 4, pp. 1831–1842, 2017.
- [88] A. S. Musleh, S. Muyeen, A. Al-Durra, and I. Kamwa, “Testing and validation of wide-area control of statcom using real-time digital simulator with hybrid hil–sil configuration,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 11, no. 12, pp. 3039–3049, 2017.
- [89] A. S. Musleh, S. Muyeen, A. Al-Durra, I. Kamwa, M. A. Masoum, and S. Islam, “Time-delay analysis of wide-area voltage control considering smart grid contingences in a real-time environment,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 14, no. 3, pp. 1242–1252, 2018.
- [90] F. Zhang, L. Cheng, and W. Gao, “Prediction based hierarchical compensation for delays in wide-area control systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 4, pp. 3897–3899, 2018.
- [91] G. Barchi, D. Macii, and D. Petri, “Synchrophasor estimators accuracy: A comparative analysis,” *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 62, no. 5, pp. 963–973, 2013.
- [92] I. Kamwa, S. Samantaray, and G. Joos, “Compliance analysis of pmu algorithms and devices for wide-area stabilizing control of large power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1766–1778, 2013.
- [93] M. Simulink and M. Natick, “The mathworks, improve transient stability using svc and pss,” 2014.
- [94] “Ieee recommended practice for excitation system models for power system stability studies,” *IEEE Std 421.5-2016 (Revision of IEEE Std 421.5-2005)*, pp. 1–207, Aug 2016.
- [95] “Hydraulic turbine and turbine control models for system dynamic studies,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 7, no. 1, pp. 167–179, Feb 1992.
- [96] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power system stability and control*. McGraw-hill New York, 1994, vol. 7.
- [97] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, C. L. Sousa, and P. R. Torres, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill, 1996.

- [98] H. Lomei, K. M. Muttaqi, and D. Sutanto, "Improving the power system stabilizer dynamic characteristics in an uncertain environment using an optimal robust controller," in *Power System Technology (POWERCON), 2016 IEEE International Conference on*. IEEE, 2016, pp. 1–6.
- [99] M. C. R. Caro, P. A. C. Narváez, and E. R. Trujillo, "Análisis de estabilidad transitoria y de pequeña señal en un sistema multimáquina: caso de estudio," *Revista vínculos*, vol. 15, no. 2, 2018.
- [100] A. Jamal, S. Suripto, and R. Syahputra, "Multi-band power system stabilizer model for power flow optimization in order to improve power system stability," 2015.
- [101] J. A. Martinez-Velasco, *Transient analysis of power systems: solution techniques, tools and applications*. John Wiley & Sons, 2014.
- [102] N. Watson and J. Arrillaga, *Power systems electromagnetic transients simulation*. Iet, 2003, vol. 39.
- [103] J. Mahseredjian, V. Dinavahi, and J. A. Martinez, "Simulation tools for electromagnetic transients in power systems: Overview and challenges," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 3, pp. 1657–1669, 2009.
- [104] R. Kuffel, J. Giesbrecht, T. Maguire, R. Wierckx, and P. McLaren, "Rtds-a fully digital power system simulator operating in real time," in *Energy Management and Power Delivery, 1995. Proceedings of EMPD'95., 1995 International Conference on*, vol. 2. IEEE, 1995, pp. 498–503.
- [105] P. Forsyth and R. Kuffel, "Utility applications of a rtds® simulator," in *Power Engineering Conference, 2007. IPEC 2007. International*. IEEE, 2007, pp. 112–117.
- [106] D. Paré, G. Turmel, J. Soumagne, V. Do, S. Casoria, M. Bissonnette, B. Marcoux, and D. McNabb, "Validation tests of the hypersim digital real time simulator with a large ac-dc network," in *Proc. Int. Conf. Power System Transients*, 2003, pp. 577–582.
- [107] J.-N. Paquin, J. Bélanger, L. A. Snider, C. Pirolli, and W. Li, "Monte-carlo study on a large-scale power system model in real-time using emegasim," in *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE'09)*, 2009, pp. 3194–3202.
- [108] R. Technologies, *Cubicles*. Recuperado de: <https://www.rtds.com/the-simulator/our-hardware/cubicles/>.
- [109] O. RT, *Cybersecurity*. Recuperado de: <https://www.opal-rt.com/cybersecurity-overview/>.
- [110] X. Guillaud, A. Faruque, A. Teninge, A. H. Hariri, L. Vanfretti, M. Paolone, V. Dinavahi, P. Mitra, G. Lauss, C. Dufour *et al.*, "Applications of real-time simulation technologies in power and energy systems," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 2, no. EPFL-ARTICLE-213842, pp. 103–115, 2015.
- [111] M. O. Faruque, T. Strasser, G. Lauss, V. Jalili-Marandi, P. Forsyth, C. Dufour, V. Dinavahi, A. Monti, P. Kotsampopoulos, J. A. Martinez *et al.*, "Real-time simulation technologies for power systems design, testing, and analysis," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 2, no. 2, pp. 63–73, 2015.
- [112] SELINC, *ACSELERATOR Quickset SEL-5030 Software Instruction Manual*. Available: <https://www.selinc.com>.

- [113] B. Zhou, G. Huang, Y. Wang, and H. ZHANG, "Time synchronization with irig-b code in substation ied," *Electric Power Automation Equipment*, vol. 25, no. 9, pp. 86–88, 2005.
- [114] *SEL-2404 Satellite-Synchronized Clock Instruction Manual*. Available: <https://www.selinc.com>.
- [115] SELINC, *ACSELERATOR RTAC SEL-5033 Software Instruction Manual*. Available: <https://www.selinc.com>.
- [116] *SEL-351 Instruction Manual*. Available: <https://www.selinc.com>.
- [117] SELINC, *SEL-421 Instruction Manual*. Available: <https://www.selinc.com>.
- [118] M. S. Almas and L. Vanfretti, "Methodologies for power protection relay testing: From conventional to real-time hardware-in-the-loop (hil) simulation approaches," in *IPST 2013*, 2013.
- [119] B. Naduvathuparambil, M. C. Valenti, and A. Feliachi, "Communication delays in wide area measurement systems," in *System Theory, 2002. Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on*. IEEE, 2002, pp. 118–122.
- [120] F. Milano and M. Anghel, "Impact of time delays on power system stability," *IEEE Transactions on Circuits and Systems I: Regular Papers*, vol. 59, no. 4, pp. 889–900, 2012.
- [121] H. Wu, K. S. Tsakalis, and G. T. Heydt, "Evaluation of time delay effects to wide-area power system stabilizer design," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1935–1941, 2004.
- [122] L. Jiang, W. Yao, Q. H. Wu, J. Y. Wen, and S. J. Cheng, "Delay-dependent stability for load frequency control with constant and time-varying delays," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, pp. 932–941, May 2012.
- [123] R. L. Burden and J. D. Faires, *Análisis numérico*. Thomson Learning, 2002.
- [124] C. C. Steven and P. C. Raymond, "Métodos numéricos para ingenieros con aplicaciones en computadoras personales, 5^a," 2006.
- [125] M. Haque, "Improvement of first swing stability limit by utilizing full benefit of shunt facts devices," *IEEE transactions on power systems*, vol. 19, no. 4, pp. 1894–1902, 2004.



UASLP
Universidad Autónoma
de San Luis Potosí



FACULTAD DE
INGENIERÍA

TESIS presentada en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de San Luis Potosí para obtener el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica.

Aarón Esparza Gurrola
aaron.esparza@alumnos.uaslp.edu.mx.
2018