

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del título de:  
INGENIERO ELÉCTRICO  
ESPECIALIZACIÓN SISTEMAS DE POTENCIA**

**TEMA:  
CONTROL FLUJO DE POTENCIA DEL SNI DE ECUADOR EN BASE A FACTS  
Y SISTEMAS WAMS**

**AUTOR:  
JUAN CARLOS TOCTAQUIZA VARGAS**

**DIRECTOR:  
ING. DIEGO ANIBAL ARIAS CAZCO**

**Quito, Febrero 2015**

## **DECLARATORIA DE AUTORÍA**

Yo, Juan Carlos Toctaquiza Vargas autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 19 de Febrero del 2015

---

**Juan Carlos Toctaquiza Vargas**

**AUTOR**

## **CERTIFICA**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento del “Control de Flujo de Potencia del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador en Base a FACTS y Sistemas WAMS” realizada por el Sr. Juan Carlos Toctaquiza Vargas, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 19 de Febrero del 2015

---

**Ing. Diego Aníbal Arias Cazco**

**DIRECTOR**

## **DEDICATORIA**

*Este proyecto es dedicado  
con mucho amor a mi familia  
quien ha sido el motor y la fuerza para  
culminar con éxito mi carrera profesional.  
A todos mis maestros quienes han puesto  
todos sus conocimientos y  
entrega durante mis estudios.*

*Juan Carlos Toctaquiza*

## **AGRADECIMIENTO**

*En primer lugar agradezco a Dios  
por permitirme alcanzar una de mis metas  
en mi vida profesional.*

*Además a la Universidad Politécnica Salesiana  
que gracias al profesionalismo de sus docentes  
he adquirido destrezas que me permitirán  
aplicar todos los conocimientos impartidos  
en el área eléctrica así como todos los valores  
humanos al servicio de la sociedad.*

*Un agradecimiento muy especial a mi tutor Ing. Diego Arias  
por su valiosa guía para la elaboración  
del presente trabajo investigativo.*

*Juan Carlos Toctaquiza Vargas*

## INDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA .....	i
CERTIFICA.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTO .....	iv
INDICE GENERAL .....	v
INDICE DE FIGURAS .....	vii
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	xi
ABSTRACT .....	xiv
RESUMEN .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
INTRODUCCIÓN .....	xv
CAPITULO I.....	1
1. SISTEMAS FACTS .....	1
1.1 ELECTRÓNICA DE POTENCIA.....	1
1.1.1 Semiconductores .....	1
1.1.2 Convertidores de potencia .....	3
1.2 SISTEMAS HVDC.....	4
1.3 SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CA (FACTS) .....	5
1.4 CONTROLADORES FACTS .....	9
1.5 CONTROL EN BASE A CONVERTIDORES .....	10
1.5.1 Compensador Síncrono Estático.....	10
1.5.2 Compensador Serie Estático Síncrono .....	12
1.5.3 Controlador de Flujo de Potencia Unificada .....	14
1.5.4 Controlador de Flujo de Potencia Entrelíneas .....	15
1.6 COMPENSACIÓN REACTIVA.....	16
1.6.1 Compensador Estático.....	16
1.6.2 Compensación Serie Controlado por Tiristores .....	19
1.6.3 Controlador de Flujo Dinámico.....	21
CAPITULO II.....	23
2. SISTEMAS WAMS .....	23

2.1	SISTEMAS DE MEDICIÓN EN ÁREA EXTENDIDA .....	24
2.2	APLICACIONES DE MEDICIONES DE ÁREA EXTENDIDA .....	27
2.2.1	Estimador de Estado.....	27
2.2.2	Estimador Sincrofasor.....	30
2.2.3	La frecuencia y tasa de cambio de estimación de frecuencia .....	30
2.3	APLICACIONES DE CONTROL DE ÁREA EXTENDIDA .....	31
2.3.1	Estructura del SVC PSDC Basado en Wide Área Señales .....	33
2.3.2	Selección de la señal de entrada base en el Índice Sintético de residuos .....	34
2.3.3	Diseño de parámetros de SVC PSDC .....	35
2.3.4	Cálculo del parámetro basado en el método de prueba de la señal .....	36
2.4	SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU) .....	37
2.4.1	Mediciones de Sincrofasores .....	38
2.4.2	Elementos y características de las PMU .....	40
CAPITULO III .....		41
3.	MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN FLUJO DE POTENCIA MEDIANTE FACTS Y WAMS. ....	41
3.1.	Características de la zona a implementar un control de flujo .....	41
3.1.1	Características de la Interconexión Eléctrica Ecuador - Colombia.....	43
3.1.2	Características de la Línea de Transmisión a 230 kV Santa Rosa – Totoras .	44
3.1.3	Características de la Central Hidroeléctrica Paute – Molino.....	44
3.1.4	Características de la Demanda Eléctrica en Ecuador .....	44
3.1.5	Contingencias y Escenarios de Análisis .....	45
3.2.	Monitoreo de límite térmico y estabilidad oscilatoria .....	46
3.2.1	Cargabilidad de líneas y transformadores.....	46
3.2.2	Importancia de la Estabilidad en los Sistemas de Potencia .....	52
3.3.	Modelamiento de control de flujo.....	55
3.4.	Simulación de control de flujo mediante FACTS y WAMS .....	56
3.4.1	Análisis mediante FACTS .....	57
3.4.2	Simulación en un caso ilustrativo.....	57
3.4.3	Simulación mediante WAMS en DIGSILENT 14.0.....	61
3.4.4	Análisis en Condiciones Normales .....	61
3.4.5	Análisis en Estabilidad Transitoria .....	67
3.4.6	Análisis de Estabilidad de Voltaje .....	68

CAPITULO IV .....	70
4. ANÁLISIS DE CONTROL DE FLUJO Y MONITOREO MEDIANTE FACTS – WAMS. ....	70
4.1. Análisis de Flujos de Potencia .....	71
4.2. Análisis de Estabilidad de Voltaje en el SNI .....	72
4.3. Simulación Aplicada al SNI .....	73
4.4. Cargabilidad en líneas de transmisión .....	74
4.5. Control de flujo de potencia .....	75
CONCLUSIONES .....	76
RECOMENDACIONES .....	76
REFERENCIAS .....	77
ANEXOS .....	83
Anexo 1 .....	83
Anexo 2 .....	1
Anexo 3 .....	2
Anexo 4 .....	1

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1. 1.</b> Rangos de convertidores de voltaje y aplicaciones de potencias para semiconductores de potencia. ....	2
<b>Figura 1. 2.</b> Filas de semiconductores, a) topología IGCT de 3 niveles de media tensión, la fila de alimentación de 9 MVA, b) Válvula de Tiristores SVC, c) Fila IGBT de alta tensión para STATCOM. ....	3
<b>Figura 1. 3.</b> Tiristor convertidor de medio puente y el diagrama de funcionamiento. ....	3
<b>Figura 1. 4.</b> Convertidor de fuente de tensión de 2 niveles con modulación de ancho de pulso, izquierda: medio puente, a la derecha: TWIN-circuito. ....	4
<b>Figura 1.5.</b> Fuente: Autor. Esquema básico de un HVDC. ....	5
<b>Figura 1. 6.</b> Principales Dispositivos FACTS. ....	8
<b>Figura 1. 7.</b> Control de Flujo de Potencia y mejora de Estabilidad en Sistemas AC. ....	9
<b>Figura 1. 8.</b> Estructura STATCOM y características de voltaje-corriente. ....	11

<b>Figura 1. 9.</b> Control de fase STATCOM con amortiguación de oscilación, donde $\alpha$ es el desplazamiento del control de voltaje de fase en AC y el voltaje del bus V.....	12
<b>Figura 1. 10.</b> Principio de funcionamiento de un SSSC e implementación como DVR para aplicación de calidad de energía.....	13
<b>Figura 1. 11.</b> Configuración de un UPFC.....	14
<b>Figura 1. 12.</b> Configuración principal de un IPFC.....	16
<b>Figura 1. 13.</b> Estructura del controlador SVC con amortiguación de oscilación, donde B es la susceptancia shunt equivalente del controlador. ....	17
<b>Figura 1. 14.</b> Configuración de Compensadores Estáticos SVC. a) Configuración TSR/TSC. b) Configuración TCR/TSC. c) Configuración TCR/MS. ....	18
<b>Figura 1. 15.</b> Representación esquemática de configuraciones TCSC. a) Banco de capacitores con switcheo de tiristor. b) Capacitor fijo paralelo con un reactor controlado por tiristores. ....	20
<b>Figura 1. 16.</b> Modelo TCSC para estudios de estabilidad. ....	21
<b>Figura 1. 17.</b> Configuración de Control Dinámico de Flujo DFC. ....	22
<b>Figura 1. 18.</b> Diagrama Operacional de un DFC. ....	23
<b>Figura 2. 1.</b> Diagrama conceptual del sistema de medida de fasores sincronizados. ....	24
<b>Figura 2. 2.</b> Ventajas de las mediciones de las PMU's.....	25
<b>Figura 2. 3.</b> Niveles de un WAMS.....	25
<b>Figura 2. 4.</b> Sistema de monitoreo de área extendida. ....	26
<b>Figura 2. 5.</b> Procedimiento de evaluación de la seguridad de estado en línea. ....	28
<b>Figura 2. 6.</b> Sistema SMIB con un SVC.....	32
<b>Figura 2. 7.</b> Sistema de cuatro máquinas con señal de WAMS utilizado para PSDC. ....	34
<b>Figura 2. 8.</b> Fuente. Autor. Diagrama de Bloque de un SVC PSDC. ....	35
<b>Figura 2. 9.</b> Convenio para la representación de un Sincrofasor norma IEEE C37-118. ....	39
<b>Figura 2. 10.</b> Diagrama de conexión de un PMU Arbiter 1133A. ....	41
<b>Figura 3. 1.</b> Ubicación de PMU's en el Anillo Troncal del SNI.....	42
<b>Figura 3. 2.</b> Diagrama unifilar con la ubicación física de PMU's en el SNI.....	42

<b>Figura 3. 3.</b> Curva de Demanda Diaria Nacional. ....	45
<b>Figura 3. 4.</b> Cargabilidad en Líneas de transmisión 230 kV. ....	48
<b>Figura 3. 5.</b> Fuente. PME 2013.Cargabilidad de Transformadores 230 kV/138 kV. ....	48
<b>Figura 3. 6.</b> Modelo $\pi$ de una línea de Transmisión. ....	49
<b>Figura 3. 7.</b> Modelo $\pi$ de un transformador con taps. ....	49
<b>Figura 3. 8.</b> Sistema Nacional Interconectado Ecuador. ....	53
<b>Figura 3. 9.</b> Esquema de la metodología utilizada para un control de Flujo de Potencia utilizando el TCSC. ....	56
<b>Figura 3. 10.</b> Esquema unifilar de Sistema de potencia. ....	58
<b>Figura 3. 11.</b> Velocidad y Potencia Total de los Generadores en Estado Estable sin TCSC. .....	62
<b>Figura 3. 12.</b> Reporte de Resultados del Digsilent Sin TCSC. ....	62
<b>Figura 3. 13.</b> Resultados de Potencia del Sistema. ....	63
<b>Figura 3. 14.</b> Resultado de Voltaje en Barras del Sistema sin TCSC. ....	63
<b>Figura 3. 15.</b> Aplicación de TCSC en Red de Potencia. ....	64
<b>Figura 3. 16.</b> Velocidad y Potencia Total de los Generadores en Estado Estable con TCSC. .....	65
<b>Figura 3. 17.</b> Reporte de Resultados del Digsilent Sin TCSC. ....	65
<b>Figura 3. 18.</b> Resultados de Potencia del Sistema con TCSC. ....	66
<b>Figura 3. 19.</b> Resultado de Voltaje en Barras del Sistema con TCSC. ....	66
<b>Figura 3. 20.</b> Velocidad y Potencia Total de los Generadores en Estado Transitorio sin TCSC. ....	67
<b>Figura 3. 21.</b> Velocidad y Potencia Total de los Generadores en Estado Transitorio con TCSC. ....	68
<b>Figura 3. 22.</b> Estabilidad de Voltaje sin TCSC. ....	69
<b>Figura 3. 23.</b> Estabilidad de Voltaje con TCSC. ....	69
<b>Figura 4. 1.</b> Anillo Troncal del SNI sin TCSC. ....	70

<b>Figura 4. 2.</b> Anillo Troncal del SNI con TCSC.....	71
<b>Figura 4. 3.</b> Comportamiento de Unidad 6 Hidropaute Sin TCSC. ....	73
<b>Figura 4. 4.</b> Comportamiento de una Carga en la Barra Pomasqui 230kV en demanda máxima sin TCSC. ....	74

## **INDICE DE TABLAS**

<b>Tabla 1.</b> Tipos de FACTS. ....	8
<b>Tabla 2.</b> Compensadores estáticos. ....	17
<b>Tabla 3.</b> Algunos elementos de los principales de PMU´s. ....	40
<b>Tabla 4.</b> Puntos de medición de PMU en 230 kV. ....	43
<b>Tabla 5.</b> Demanda para un día laborable SNI.....	46
<b>Tabla 6.</b> Términos utilizados dentro de la operación del SIN. ....	47
<b>Tabla 7.</b> Tipos de barras en un SEP y sus características. ....	52
<b>Tabla 8.</b> Características fundamentales de PowerFactory. ....	57
<b>Tabla 9.</b> Datos de las Líneas del SEP.....	58
<b>Tabla 10.</b> Datos de los Nodos del SEP. ....	58
<b>Tabla 11.</b> Datos e incógnitas del SEP. ....	59

## **INDICE DE ANEXOS**

<b>Anexo 1</b> .....	83
<b>Anexo 2</b> .....	1
<b>Anexo 3</b> .....	2
<b>Anexo 4</b> .....	1

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Sistema Nacional Interconectado (S.N.I):** comprende el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica. Este conjunto está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección.

**Phasor Measurement Units (PMU):** Equipo de medición de ondas eléctricas en una red eléctrica para determinar el estado del sistema. Se conocen también comúnmente como sincrofasores y son considerados uno de los dispositivos de medición más importantes en el futuro de los sistemas de energía.

**Fasor:** Un fasor es un número complejo que representa la magnitud y ángulo de fase de las ondas sinusoidales en electricidad. La medición de fasores en el mismo instante de tiempo que se lo realiza con equipos que se les llama "sincrofasores", como son los dispositivos de la PMU que permiten su medición.

**Cambiador de Taps Bajo Carga (OLTC):** Equipo adicional a un transformador de potencia que se utiliza para conmutar la toma intermedias de los devanados y poder regular tensión bajo carga.

**Phasor Data Concentrator (PDC):** Equipo concentrador de datos enviados por los PMU por medio del sistema de comunicación. Un PDC forma un nodo en un sistema donde los datos fasores de una serie de unidades PMU que se correlacionan para crear un conjunto de sistema de medición amplio. Puede proporcionar una serie de productos especializados, tales como una conexión directa a un sistema SCADA.

**Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA):** Se refiere a los sistemas de control industrial y sistemas eléctricos: los sistemas informáticos que supervisan y controlan la industria, las infraestructuras, instalaciones, procesos o sistemas eléctricos.

**Special Protection System (SPS):** Sistemas de protección con tecnologías de comunicación avanzadas para obtener información en tiempo real, tanto del estado del sistema, como de las contingencias acaecidas.

**Wide Area Measurement Systems (WAMS):** Es una medición dinámica del sistema desarrollada por un SCADA/EMS y usando PMU (Phasor Measurement Unit) sincronizados, el cual es basado en el mejor reloj sincronizador de área amplia proporcionado por un Global Position System (GPS) y se podría llevar a cabo monitoreado en tiempo real los estados de operación de un sistema de potencia.

**Distributed network protocol (DNP):** Es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes y estaciones controladores, componentes de sistemas SCADA. Es un protocolo ampliamente utilizado en el sector eléctrico.

**Global Positioning System (GPS):** Es basado en un sistema mundial de navegación por satélite que proporciona información sobre la ubicación y la hora en todo tiempo y lugar en o cerca de la Tierra, donde hay una línea de visión sin obstáculos a cuatro o más satélites GPS. Es mantenido por el gobierno de Estados Unidos y es de libre acceso por cualquier

persona con un receptor GPS. En los sistemas eléctricos es utilizado como sincronizador de área amplia.

## RESUMEN

### “CONTROL FLUJO DE POTENCIA DEL SNI DE ECUADOR EN BASE FACTS Y SISTEMAS WAMS”

Juan Carlos Toctaquiza Vargas

juancarlostoctaquiza@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

**Resumen**— El tema que aborda esta tesis es el control de flujo de potencia del S.N.I de Ecuador en base a FACTS y sistemas WAMS; estos esfuerzos están representados en simulaciones que ocurren en situaciones de máxima demanda y con caídas de energía en el anillo troncal.

A través de los sistemas WAMS se plantea una innovación a la tecnología existente por lo cual los mencionados sistemas proveerán al Sistema Nacional Interconectado de fiabilidad y sobre todo tiempos muy cortos de reacción para que la potencia energética se mantenga en límites normales de funcionamiento y exista la estabilidad requerida.

La combinación de estas dos tecnologías (FACTS y WAMS) conlleva que la red eléctrica puede alcanzar a sus límites máximos de operación como lo confirman las simulaciones realizadas en sistemas eléctricos similares de otros países.

En consecuencia se concluye que por medio de las mismas el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador potenciará sus alcances y podrá mejorar el rendimiento especialmente en su anillo troncal y en un futuro no muy lejano ser competitivos a nivel internacional y ser un referente energético en Latinoamérica.

**Índice de Términos**— Flujo de Potencia – Sistemas de Transmisión Flexible AC (FACTS) – Medición en Área Extendida (WAMS).

## ABSTRACT

### “CONTROL POWER FLOW OF ECUADOR SNI BASED ON FACTS AND WAMS SYSTEMS”

Juan Carlos Toctaquiza Vargas

juancarlostoctaquiza@gmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

**Abstract**— The issue addressed in this thesis is Control power flow of Ecuador SNI based on FACTS and WAMS systems; these efforts are represented in simulations that occur in situations of peak demand and energy falls in the trunk ring.

Through WAMS systems innovation arises existing technology by which the mentioned systems will provide to the National Interconnected System reliability. Especially it will let very short time reaction. The systems for the energy power is maintained at normal operating limits and there is required stability.

The combination of these two technologies (FACTS and WAMS) means that the grid can reach their maximum operating as confirmed by simulations similar electrical systems in other countries.

Therefore, it is concluded that through FACTS and WAMS systems the national grid of Ecuador enhance its scope and may improve performance especially in its backbone ring. In a near future, we can turn into internationally competitive and be a leader in Latin America energy.

**Introducción**— El tema que aborda esta tesis es el control de flujo de potencia del S.N.I de Ecuador en base a FACTS y sistemas WAMS; estos esfuerzos están representados en simulaciones que ocurren en situaciones de máxima demanda y con caídas de energía en el anillo troncal.

A través de los sistemas WAMS se plantea una innovación a la tecnología existente por lo cual los mencionados sistemas proveerán al Sistema Nacional Interconectado de fiabilidad y sobre todo tiempos muy cortos de reacción para que la potencia energética se mantenga en límites normales de funcionamiento y exista la estabilidad requerida.

La combinación de estas dos tecnologías (FACTS y WAMS) conlleva que la red eléctrica puede alcanzar a sus límites máximos de operación como lo confirman las simulaciones realizadas en sistemas eléctricos similares de otros países.

En consecuencia se concluye que por medio de las mismas el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador potenciará sus alcances y podrá mejorar el rendimiento especialmente en su anillo troncal y en un futuro no muy lejano ser competitivos a nivel internacional y ser un referente energético en Latinoamérica.

**Índice de Términos**— Flujo de Potencia – Sistemas de Transmisión Flexible AC (FACTS) – Medición en Área Extendida (WAMS).

## INTRODUCCIÓN

Los sistemas eléctricos de potencia en general, son controlados por equipos electromecánicos y debido a su naturaleza tienen una capacidad de respuesta lenta que puede durar entre 3 y 15 ciclos en responder frente a cambios de carga dentro del sistema. Estos equipos requieren de un estricto programa de mantenimiento debido a los desgastes mecánicos que se producen cuando entran en operación. Por otra parte, los tiempos de respuesta también dependen las acciones de control de los operadores. Debido a esto, la red eléctrica tiene respuestas lentas ante contingencias, dando dificultad al control del flujo de potencia en velocidad y versatilidad.

La constante evolución del sector eléctrico en general, la calidad de energía y la continuidad de brindar servicio se ha vuelto indispensable debido al incremento de cargas importantes como residencial, industrial, comercial, transporte, etc. Estos incrementos en la red eléctrica han complicado el control de flujo de potencia, para lo cual se han desarrollado nuevas tecnologías como los “Sistemas Flexibles de transmisión en corriente alterna (FACTS: *Flexible AC Transmission System*) y sistemas flexibles, confiables e inteligentes para la entrega de energía eléctrica (FRIENDS: Flexible Reliable and Intelligent Electrical Energy Delivery Systems)”.

El desarrollo acelerado de los sistemas de energía eléctrica generados por el aumento de la demanda eléctrica, inicialmente en los países industrializados y luego en los países emergentes, llevaron a diferentes problemas técnicos en los sistemas. El objetivo principal de la operación del sistema eléctrico es coincidir con la oferta / demanda, proporcionando una compensación para la transmisión, el voltaje y regulación de frecuencia, la provisión fiable, etc. La necesidad de sistemas eléctricos más eficientes y que respondan rápidamente, han dado lugar a innovaciones en la transmisión utilizando dispositivos de estado sólido [1].

Sin embargo, rompiendo las innovaciones en la tecnología de semiconductores, se dio paso a la fabricación de tiristores potentes y, posteriormente nuevos elementos como los tiristores puerta de desconexión (GTO) y transistores bipolares de puerta aislada (IGBT). El desarrollo basado en estos dispositivos semiconductores estableció la creación de la primera tecnología de alto voltaje de transmisión de corriente continua (HVDC), como alternativa a la transmisión de corriente alterna a larga distancia. La tecnología HVDC, a su vez, ha servido de base para el desarrollo de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) equipos que pueden resolver problemas en la transmisión de corriente alterna. Como resultado de la no regulación, surgen problemas operativos que crean requisitos adicionales para el control de flujo de carga y necesidades de servicios auxiliares en el sistema [2][3][4].



## CAPITULO I

### 1. SISTEMAS FACTS

El desarrollo de dispositivos (FACTS) ha comenzado con las crecientes capacidades de los componentes electrónicos de potencia. Dispositivos para niveles de alta potencia se han hecho disponibles en convertidores para niveles altos e incluso más altos de tensión. Los puntos de partida generales son elementos de red que influyen en la potencia reactiva o la impedancia de una parte del sistema de potencia.

Para los (FACTS) hacia la taxonomía en términos de "dinámico" y "estático" necesita un poco de explicación. El término "dinámica" se utiliza para expresar la rápida capacidad de control de los dispositivos FACTS, proporcionados por la electrónica de potencia y por la característica de los semiconductores. Este es uno de los principales factores de diferenciación forman los dispositivos convencionales. El término "estática" significa que los dispositivos no tienen partes móviles, como interruptores mecánicos para llevar a cabo la capacidad de control dinámico. Por lo tanto la mayor parte de los dispositivos (FACTS-) puede igualmente ser estático y dinámico.

#### 1.1 ELECTRÓNICA DE POTENCIA

La Electrónica de Potencia tiene muchas aplicaciones de accionamientos de máquinas eléctricas a la excitación sistemas, altos rectificadores de corriente industriales para fundiciones de metales, controladores de frecuencia para trenes eléctricos. Los dispositivos FACTS son sólo una aplicación comparados con otros, pero con las mismas tendencias tecnológicas. Se ha comenzado con los primeros rectificadores de tiristores en 1965 con los IGBT hoy modularizado de IGCT convertidores de fuente de tensión.

##### 1.1.1 Semiconductores

Desde el primer desarrollo del Tiristor por General Electric en 1957, los objetivos de los semiconductores de potencia fueron mejorar las bajas pérdidas de conmutación para las altas tasas de empalme y mínimas pérdidas de conducción. La innovación en los FACTS se debe principalmente al desarrollo de los mismos. Hoy en día, existen tecnologías de Tiristores y Transistores disponibles. La **Figura 1. 1** muestra los rangos de potencia y voltaje para las aplicaciones de los semiconductores específicos [5].

El Tiristor es un dispositivo, que puede ser activado con un pulso en la puerta y permanece en activado hasta el siguiente cruce cero de corriente. Por lo tanto, sólo una conmutación por medio ciclo es posible, lo que limita la capacidad de control.

El Tiristor tiene la más alta corriente y bloqueo de voltaje. Esto significa que necesitan menos semiconductores para ser utilizado para una aplicación. Los tiristores se utilizan como interruptores para capacitancias o inductancias, en convertidores para compensadores de potencia reactiva o como interruptores de protección de los convertidores de potencia menos robustos.

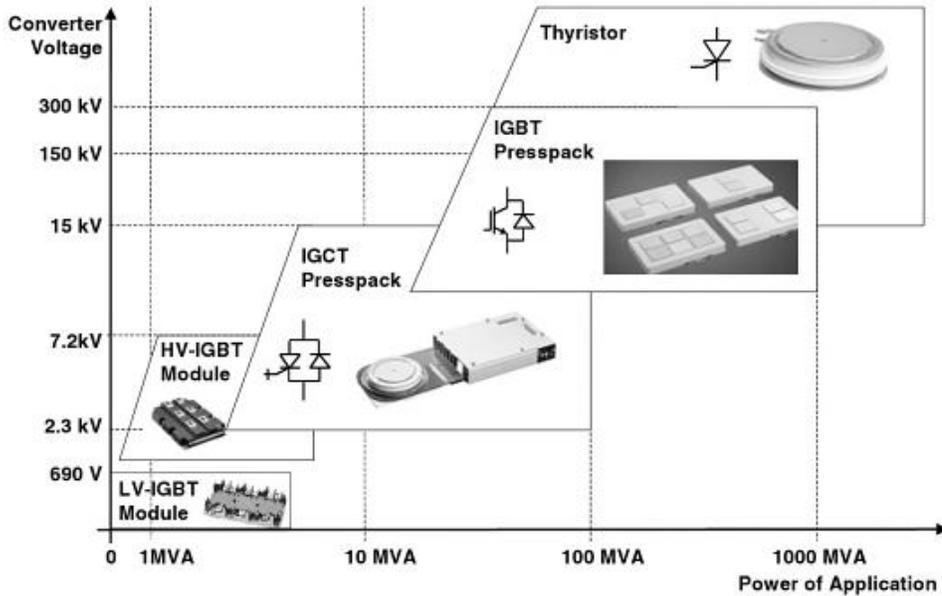


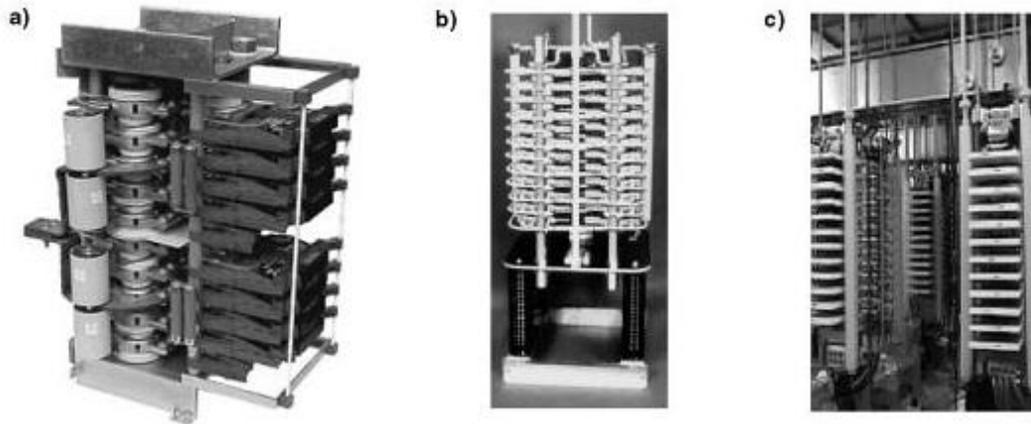
Figura 1. 1. Rangos de convertidores de voltaje y aplicaciones de potencias para semiconductores de potencia.

Fuente: [5].

El Tiristor tiene la más alta corriente y bloqueo de voltaje. Esto significa que necesitan menos semiconductores para ser utilizado para una aplicación. Los tiristores se utilizan como interruptores para capacitancias o inductancias, en convertidores para compensadores de potencia reactiva o como interruptores de protección de los convertidores de potencia menos robustos.

Una cuestión importante para los semiconductores de potencia es el empaque para asegurar una conexión fiable a la unidad de control de compuerta. Este circuito electrónico asegura el lado de control del semiconductor así como su supervisión y protección. Un desarrollo en el área del tiristor intenta activar el tiristor con una señal de luz a través de una fibra óptica. Esto permite el desacoplamiento del Semiconductor y la unidad de control de compuerta. La ventaja es que el circuito electrónico se puede sacar del alto campo electromagnético cerca del tiristor. La desventaja es, que la protección del tiristor tiene que ser implementado en el mismo tiristor, lo que conduce a un componente extremadamente complejo. Una supervisión del Tiristor por la unidad de accionamiento de compuerta es así imposible en este caso, lo que conduce a desventajas para todo el convertidor.

Una segunda cuestión para el empaque es el apilamiento de los dispositivos semiconductores. Un número de dispositivos necesitan ser apilados para alcanzar el nivel de tensión necesario para la aplicación del sistema de potencia. Un empaque mecánicamente estable debe garantizar una distribución de corriente igual en el semiconductor. La **Figura 1. 2** muestra tres ejemplos de IGCT's apilados, tiristores y IGBT's.

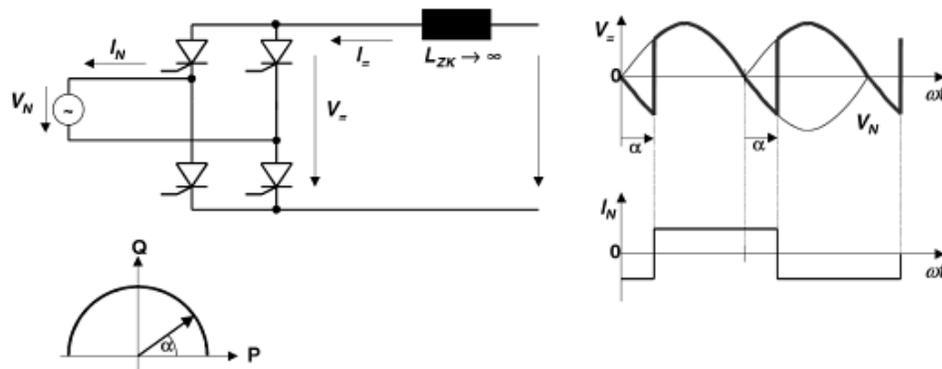


**Figura 1. 2.** Filas de semiconductores, a) topología IGCT de 3 niveles de media tensión, la fila de alimentación de 9 MVA, b) Válvula de Tiristores SVC, c) Fila IGBT de alta tensión para STATCOM.

Fuente: [5].

### 1.1.2 Convertidores de potencia

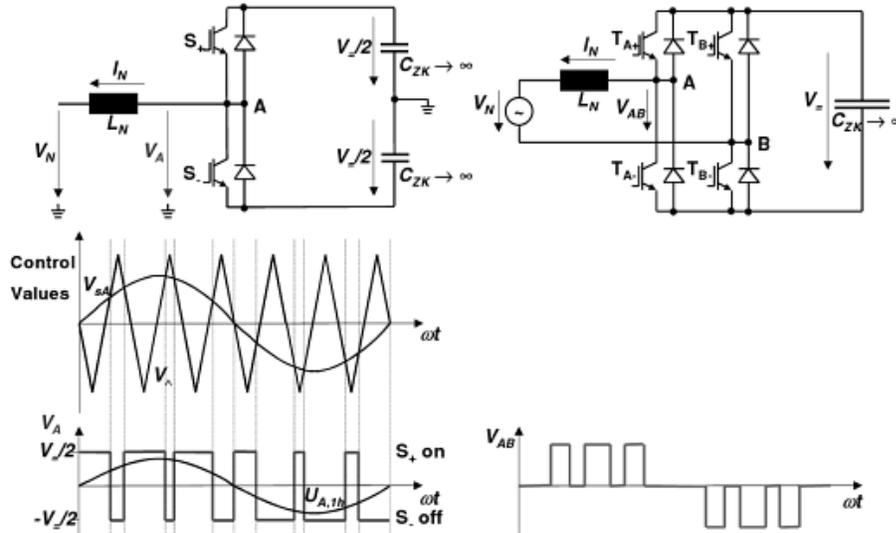
El Tiristor puede ser utilizado más simplemente como un interruptor. Los Tiristores conmutados capacitivos o inductivos son posibles aplicaciones. El convertidor de tiristores como se muestra en una configuración más sencilla en la **Figura 1. 3**. En este puente de media onda, el tiristor puede activarse una vez en un medio ciclo, el siguiente cruce por cero bloqueará el tiristor. En un caso ideal, donde la inductancia de alimentación en el lado DC es infinito, la corriente AC de salida es rectangular, que significa que tiene un alto contenido de armónicos. Sin embargo, debido al pequeño número de conmutaciones, las pérdidas de conmutación son bajas. El diagrama operacional es un medio ciclo, lo que significa, que el flujo de potencia activa se puede controlar, pero la potencia reactiva se fija con una cierta proporción.



**Figura 1. 3.** Tiristor convertidor de medio puente y el diagrama de funcionamiento.

Fuente: [5].

Para superar estos inconvenientes para aplicaciones FACTS en las que la capacidad de control y de potencia reactiva es un objetivo primordial, dentro y fuera de los dispositivos conmutables deben ser utilizados. La **Figura 1. 4** muestra en el puente de media onda con IGBT's izquierda. La misma disposición es válida también para GTO-tiristores o IGCT's.



**Figura 1. 4.** Convertidor de fuente de tensión de 2 niveles con modulación de ancho de pulso, izquierda: medio puente, a la derecha: TWIN-circuito.

Fuente: [5].

Un patrón de conmutación adecuada debe estar definido para la capacidad de encendido y apagado del Tiristor. La solución más simple es la combinación de un voltaje triangular con un voltaje de referencia como valores de control. El signo cambiante de la diferencia de ambas señales desencadena los IGBT's alternativamente. El voltaje de salida está variando entre los dos máximos, con un creciente número de conmutaciones del contenido armónico que tiende a disminuir.

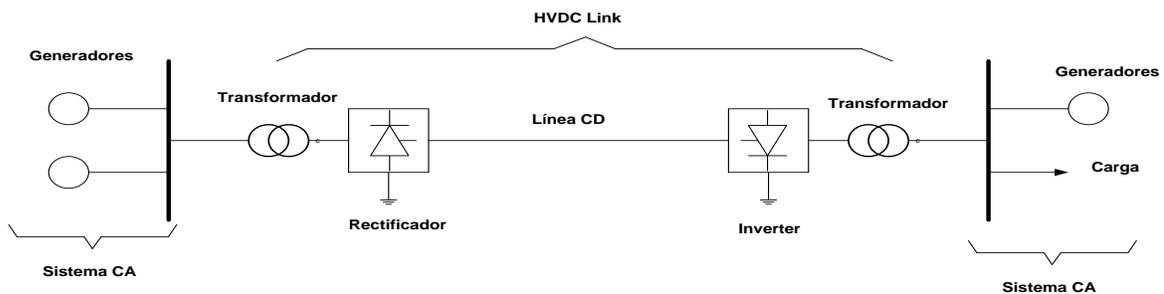
## 1.2 SISTEMAS HVDC

Los sistemas HVDC juegan un papel muy importante en los sistemas de potencia en todo el mundo, pero su potencial como un elemento integral dentro de las redes de corriente alterna aún no se ha explotado plenamente, en parte porque en corriente directa CD depende de la comunicación y la lógica programada para lograr el beneficio de respuesta de emergencia que en corriente alterna CA logra a través de leyes de Kirchoff. Además las normas de fiabilidad, derivadas en gran parte de la operación del sistema de corriente alterna, tardan en adaptarse a las capacidades y características de HVDC [6].

La necesidad de ofrecer costos de energía eficaz en el mercado de la energía se ha vuelto una preocupación importante en esta era de la tecnología emergente. Por lo tanto, el establecimiento de una condición de potencia deseado en los puntos dados, se logra mejor usando controladores de potencia, como el Sistema de Alto Voltaje de Corriente Directa (HVDC) **Figura 1.5** y Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna (FACTS).

Los factores a considerar son el costo, rendimiento y fiabilidad técnica. Un sistema de transmisión de corriente alterna flexible (FACTS) es un sistema compuesto de equipos estáticos utilizados para la transmisión de energía eléctrica de CA. Tiene el propósito de mejorar la capacidad de control y aumentar la capacidad de transferencia de energía de la red.

La tecnología de alto voltaje de corriente continua (HVDC) ha sido ampliamente aplicada para larga distancia y en la mayor entrega de potencia en las redes de transmisión[7]. Por lo tanto, para utilizar los ahorros que ofrece la transmisión de CD, la CA generada debe ser convertida a CD en una estación convertidora y transmiten a través de una línea de corriente continua a otra estación convertidora, donde se convierte de nuevo a CA. La falta de equipos de conversión de energía fiable y de alto voltaje de hecho la aplicación de sistemas de corriente continua impracticables hasta mediados del I950s, cuando el desarrollo de la válvula de vapor de mercurio de alta tensión se tradujo en una posición competitiva en el mercado para la transmisión HVDC.



**Figura 1.5.** Fuente: Autor. Esquema básico de un HVDC.

**Fuente:** Autor.

El terminal de HVDC es una parte integral del sistema HVDC [8]. Proporciona el sistema de la función-conversión básica de CA a CD o viceversa. Cuando un terminal se convierte de CA a CD, se conoce como un terminal "rectificador"; cuando convierte CD a CA, que se conoce como un terminal de "inversor". Para simplificar, y puesto que la mayoría de los terminales de hoy en día están diseñados para ambos modos de funcionamiento, cualquiera de los terminales puede ser referido como un terminal "convertidor". El terminal convertidor se define como una unidad operativa compuesta por los siguientes componentes principales:

- Convertidor (valor) y sus controles
- Transformadores convertidores
- Reactores
- Filtros
- Fuentes de alimentación de reactivos, de protección, monitoreo, medición, comunicaciones, y equipos auxiliares.

### 1.3 SISTEMAS FLEXIBLES DE TRANSMISIÓN DE CA (FACTS)

Desde los años ochenta se ha implementado varios dispositivos de control conocidos como FACTS (Flexible AC Transmission System – Sistemas flexibles de Transmisión de CA), han

ganado un gran interés en los últimos años, debido a los recientes avances en la electrónica de potencia. Se han utilizado principalmente para la solución de diversos sistemas de potencia en estado estable pero con constantes dificultades en el control, tales como la regulación de voltaje, el control de flujo de potencia, y mejoramiento de la capacidad de transferencia [9][4]. El objetivo de estos dispositivos es resolver los problemas causados por restricciones de construcción de nuevas líneas de transmisión, para renovar la estabilidad de potencia y permitir el intercambio de potencia entre diferentes compañías generadoras y grandes consumidores de energía.[10]

Actualmente la tecnología electrónica de potencia nos brinda simplicidad al desarrollar equipos de sistemas de potencia para optimizar mucho mejor los sistemas existentes. Según [11], los FACTS son muy utilizados para:

- Controlar flujos de potencia.
- Compartir carga entre corredores paralelos.
- Regular voltajes.
- Aumentar la estabilidad transitoria.
- Mitigar oscilaciones del sistema.
- Incrementar capacidad de transmisión.
- Compensar potencia reactiva.
- Mejorar la calidad de potencia del sistema.
- Acondicionamiento de la energía.
- Mitigar los Flicker<sup>1</sup> producidos en la red eléctrica.

Al ser sistemas flexibles los FACTS permiten que una línea conduzca energía eléctrica más cerca de su capacidad térmica y responde rápidamente a diferentes cambios en condiciones operativas. El control de flujo de potencia en sistemas de transmisión se basa en dos objetivos como son:

- Incremento en la capacidad de transferir potencia, y
- Conservar el flujo en las trayectorias de la red debido a cambios en las condiciones de operación.

En todas las aplicaciones, los requerimientos deben ser prácticos, necesarios y beneficiosos para justificar la inversión de un dispositivo complejo[12]. Para los dispositivos FACTS se establecen dos términos "dinámico" y "estático". El término "dinámico" se utiliza para expresar la capacidad de control rápido de los dispositivos FACTS, proporcionada por la electrónica de potencia. Este es uno de los principales factores de diferenciación que forman los dispositivos convencionales. El término "estática" significa que estos dispositivos no

---

<sup>1</sup> Flicker se define como "La *impresión subjetiva de fluctuación de luminancia*", de acuerdo con la CEI-555-1 (COMISIÓN ELECTROTECNIA INTERNACIONAL). Es un fenómeno fisiológico, visual que se presenta en los usuarios de lámparas alimentadas por una fuente común a los circuitos de iluminación y carga.

tienen partes móviles para llevar a cabo la capacidad de control dinámico. Por lo tanto la mayor parte de los dispositivos FACTS puede igualmente ser estático y dinámico.

El término FACTS engloba la totalidad de sistemas basado en la electrónica de alta potencia que se utilizan para la transmisión de energía de CA como se menciona en [13], Figura 1. 6. Los dispositivos “convencionales” se construyen a partir de componentes fijos o mecánicamente conmutables como resistencia, inductancia o capacitancia junto con el transformador. Los dispositivos “FACTS” contienen estos elementos también, pero utilizan adicionalmente las válvulas o los convertidores electrónicos de potencia para cambiar los elementos en pasos más pequeños o con cambiar los patrones dentro de un ciclo de la corriente alterna. Los dispositivos FACTS utilizan válvulas de tiristor o convertidores. Estas válvulas o convertidores son bien conocidos desde hace varios años y tienen diferentes utilidades en el campo eléctrico lo cual le hace un mecanismo confiable y permite su aplicación en diversos sectores.

Estos dispositivos tienen bajas pérdidas a causa de su baja frecuencia de conmutación de una vez por ciclo en los convertidores.

Como el primer controlador FACTS en la lista, SVC ya ha estado en uso desde hace dos décadas con excelentes experiencias operativas. La demanda de SVC ha aumentado continuamente a medida que los sistemas se volvieron más sobrecargados, donde surgieron problemas en materia de control de voltaje. La segunda tarea para el SVC, para amortiguar las oscilaciones de potencia y aumentar el límite de la estabilidad en los sistemas de transmisión de larga distancia, se hizo importante a medida que se construyeron nuevos sistemas de transmisión de gran tamaño. En el futuro, en lugar de SVC, la alternativa STATCOM (con dispositivos GTO) se utilizará con más frecuencia para los controladores de derivación conectada.

Los primeros FACTS conectados con compensadores en serie controlados por tiristores (TCSC) se pusieron en marcha hace varios años atrás. Recientemente se han realizado pruebas en proyectos comerciales con TCSC.

La tarea principal de este tipo de controlador es el control de flujo de carga y la mejora de las condiciones de estabilidad en el sistema. Una ventaja adicional de TCSC es la capacidad para amortiguar resonancias sub-síncrono.

Los nuevos controladores basados en la tecnología GTO, como el Compensador Estático Síncrono en Serie (SSSC) y el Controlador Unificado de flujo de potencia (UPFC), serán utilizados en el futuro.

Las primeras grandes escalas de UPFC se han puesto en funcionamiento recientemente y corresponden a innovaciones realizadas en los últimos años. El regulador de ángulo de fase controlado por tiristores (TCPAR), puede influir en un cambio rápido del ángulo de fase y podría ser basado en tiristores o basado en GTO, esto es posible, ya que no requiere de un mayor desarrollo, a diferencia de los otros controladores mencionados anteriormente.

Sin embargo, hasta ahora no ha habido necesidad de este equipo en los sistemas ya que, en la mayoría de los casos, un desfase de conmutación mecánica podría cubrir las necesidades.

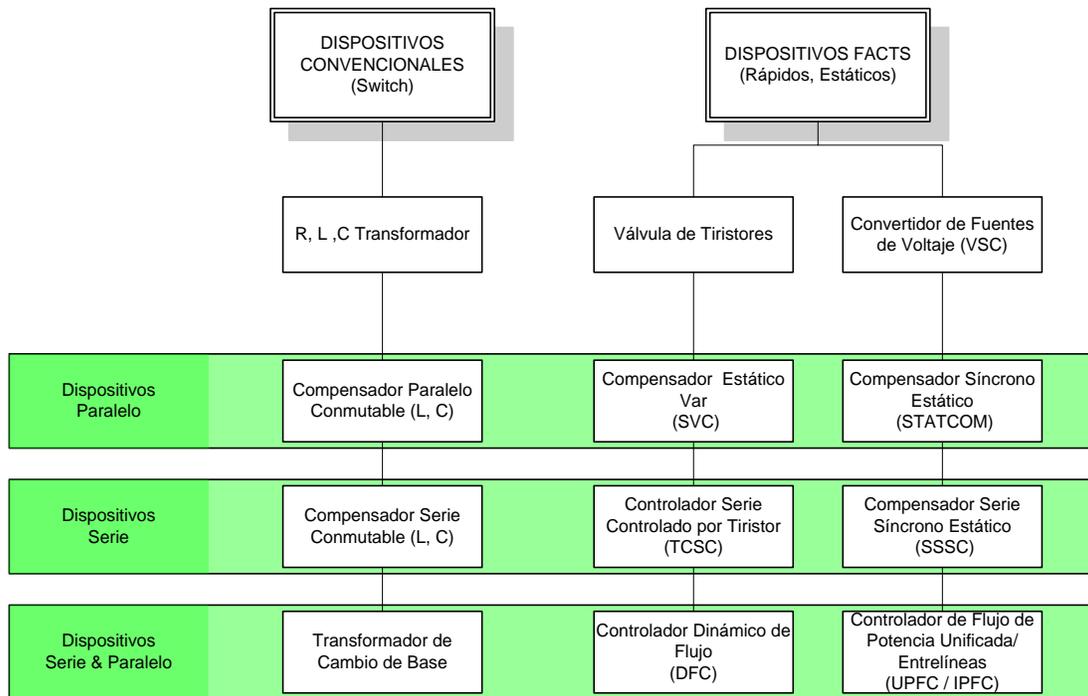


Figura 1. 6. Principales Dispositivos FACTS.

Fuente: Autor.

Los FACTS se dividen en diferentes dispositivos principales que son muy utilizados y como se describe en la **Tabla 1**:

Tabla 1. Tipos de FACTS.

Fuente: Autor.

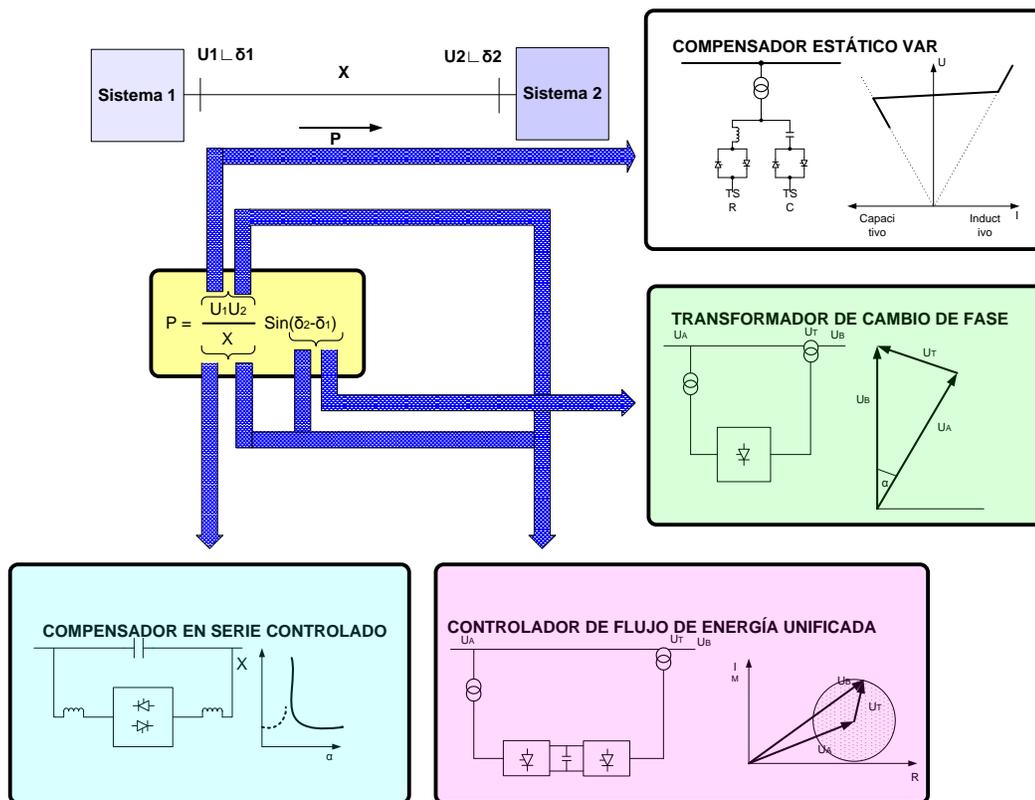
Elemento	Descripción
<b>SVC</b>	Compensador estático.
<b>TCSC</b>	Capacitor en serie, fijo y controlado por tiristores.
<b>PST/APST</b>	Transformador de desplazamiento de fase (PST) y PST asistido (APST).
<b>STATCOM</b>	Compensador estático síncrono.
<b>SSSC</b>	Compensador en serie estático síncrono.
<b>UPFC</b>	Controlador unificado de flujo de energía.

## 1.4 CONTROLADORES FACTS

Los controladores FACTS representan una nueva tecnología para sistemas de transmisión de electricidad, basados en la electrónica de alta potencia, ofrece un nuevo y potente medio para afrontar con éxito los nuevos desafíos.

La idea de FACTS se explica gráficamente en la **Figura 1. 7** [3], donde se representa un esquema de dos sistemas de interconexión de CA entre dos sistemas de potencia. La potencia activa transmitida entre estos sistemas se define por (1).

$$P = \frac{U_1 * U_2}{X} * \sin(\delta_2 - \delta_1) \quad (1)$$



**Figura 1. 7.** Control de Flujo de Potencia y mejora de Estabilidad en Sistemas AC.

**Fuente:** [3].

La transmisión de flujo de potencia está relacionada por tres parámetros indispensables dentro del sistema como son: voltaje, impedancia y diferencia del ángulo de voltaje. Debido a esto, los dispositivos FACTS pueden influir uno o más de estos parámetros y de este modo actuar en el flujo de potencia.

La ventaja de los dispositivos FACTS se evidencia en nuevas alternativas para el control de la potencia y el incremento de la capacidad disponible, puesto que permiten controlar la corriente a través de una línea a un costo razonable. De la misma manera, permite operar las

líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, anteriormente esto no era posible de realizarse sin violar las restricciones de seguridad del sistema.

## **1.5 CONTROL EN BASE A CONVERTIDORES**

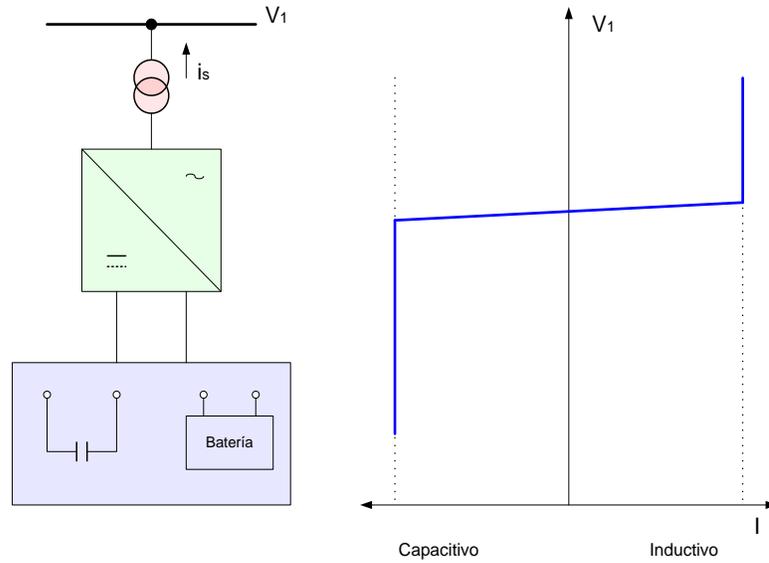
### **1.5.1 Compensador Síncrono Estático**

Aproximadamente sobre el año de 1999, el primer SVC con convertidor de fuente de voltaje llamado STATCOM (Compensador Estático) entró en operación. El STATCOM tiene una característica similar a la del compensador síncrono, pero con un dispositivo electrónico, este no tiene inercia y es superior a la del compensador síncrono de muchas maneras; tales como una mejor dinámica, un menor coste de inversión y menores costes operativos y de mantenimiento [12][14].

Un STATCOM es construido con Tiristores con capacidad de desvío como un GTO o IGCT o con más transistores IGBT como lo señala en [15]. La estructura y característica de funcionamiento se muestra en la **Figura 1. 8**. La línea estática entre las limitaciones actuales tiene una cierta inclinación para determinar la característica de control de voltaje. La ventaja de un STATCOM es que la disposición de potencia reactiva es independiente del voltaje real en el punto de conexión. Esto se puede ver en el diagrama de las corrientes máximas siendo independiente del voltaje en comparación con el SVC, como se describe en la figura 1-3. Esto significa que, incluso durante la mayoría de contingencias graves, el STATCOM mantiene su plena capacidad.

Este simple concepto representa bien el hecho de que, a la frecuencia fundamental, el voltaje de salida del convertidor de STATCOM puede ser ajustado contra el voltaje del sistema de corriente alterna para lograr objetivos de control muy ajustado, una capacidad que ofrece la tecnología es el modo conmutado del convertidor [16], [17].

Una estrategia de control de fase se asume para el control del voltaje del bus STATCOM, y el bloque y las señales de control adicionales se agregan para una amortiguación de oscilación, como se muestra en la **Figura 1. 9**.



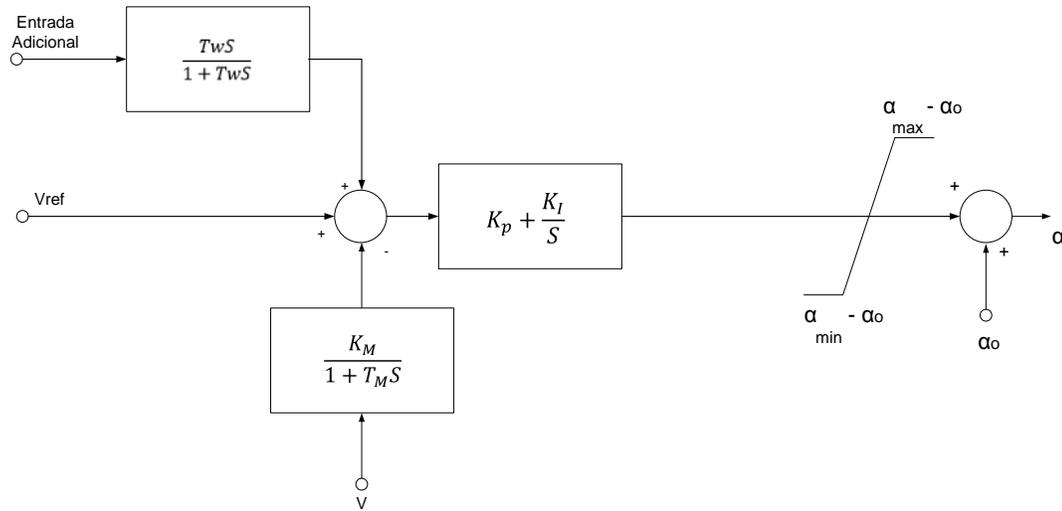
**Figura 1. 8.** Estructura STATCOM y características de voltaje-corriente.

**Fuente:** Autor.

Un compensador síncrono estático (STATCOM), es similar a un SVC, proporciona un control de voltaje para el intercambio de potencia activa, la fuente de CD, en el modelo general, SVS puede ser sustituido por un relativamente pequeño capacitor [18]. El convertidor absorbe una pequeña cantidad de potencia activa para mantener el voltaje del capacitor. STATCOM puede proporcionar compensación tanto capacitiva y como inductiva.

A modo de ejemplo, el flujo de potencia reactiva se puede controlar mediante el ajuste de la magnitud del voltaje de salida del convertidor en contra del voltaje del sistema de corriente alterna. El concepto fuente de voltaje controlable explica el funcionamiento en estado estacionario del STATCOM de la ventaja de su lado CA. Sin embargo, no explica su funcionamiento desde el lado de CD.

Una excepción notable es el modelo de fuente de voltaje equivalente en [19], donde el voltaje de CA del STATCOM se expresa como una función del voltaje de CD y la relación de modulación de amplitud. Sin embargo, la incorporación de las pérdidas de conmutación en el bus de CD o una carga de corriente continua sería difícil de representar en este modelo debido a su naturaleza fuente de voltaje equivalente.



**Figura 1. 9.** Control de fase STATCOM con amortiguación de oscilación, donde  $\alpha$  es el desplazamiento del control de voltaje de fase en AC y el voltaje del bus V.

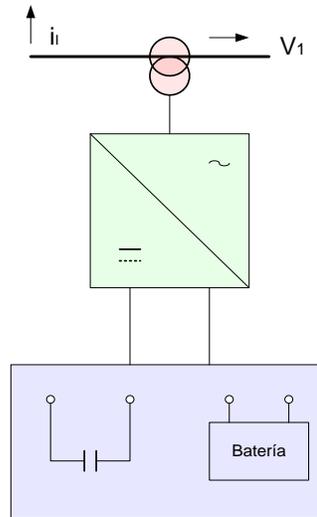
**Fuente:** Autor.

La ventaja de un STATCOM sobre un SVC es la capacidad de controlar su corriente de salida independientemente del voltaje del sistema de CA. De hecho, cuando el voltaje en el terminal de CA del convertidor es mayor que en el voltaje de línea de CA, que suministra la potencia reactiva a la red [20]. Por otra parte, mediante el establecimiento del voltaje en los bornes de CA del convertidor menor que el voltaje de línea de CA, puede absorber la potencia reactiva de la red. STATCOM también mejora el transitorio (primer golpe) y la estabilidad aún mejor que un SVC.

En el sector de la energía distribuida el uso de convertidores de fuente de voltaje para la interconexión de redes es una práctica común hoy en día. El siguiente paso en el desarrollo de STATCOM es la combinación con los depósitos de energía en el lado de CD. El rendimiento de calidad de la energía y el funcionamiento de red equilibrada se puede mejorar mucho más con la combinación de la potencia activa y reactiva.

### 1.5.2 Compensador Serie Estático Síncrono

Mientras que el TCSC puede ser modelado como una impedancia en serie [21], el SSSC es una fuente de voltaje en serie y puede ser modelado. La configuración de principio se muestra en la **Figura 1. 10**, que se parece, básicamente, la misma que STATCOM. En realidad, este dispositivo es más complicado debido a la plataforma de montaje y la baja capacidad de sobrecarga de los semiconductores, especialmente cuando se utilizan IGBT.



**Figura 1. 10.** Principio de funcionamiento de un SSSC e implementación como DVR para aplicación de calidad de energía.

**Fuente:** Autor.

El convertidor de fuente de voltaje además de la protección del Tiristor hace que el dispositivo sea mucho más costoso, mientras que el mejor nivel de rendimiento no se puede utilizar en transmisión. El panorama es muy diferente si nos fijamos en las aplicaciones de calidad de la energía. Este dispositivo se llama Dinámica Voltaje Restaurador (DVR). El DVR se utiliza para mantener constante el nivel de voltaje, por ejemplo en una fábrica de alimentación. Las caídas de voltaje y los Flicker, que es muy común en un sistema de potencia pueden ser mitigados con este dispositivo. La duración de la acción está limitada por la energía almacenada en el capacitor CD. Con un mecanismo de carga o la batería en el lado de CD, el dispositivo podría funcionar como un sistema de alimentación ininterrumpida.

En [22] realiza un análisis del modelo funcional multi-control de un SSSC, para un análisis de flujo de potencia para una línea de transmisión, el cual es usado para control de estado estable para uno de los siguientes parámetros:

- El flujo de potencia activa en la línea de transmisión.
- El flujo de potencia reactiva en la línea de transmisión.
- El voltaje en el bus; y
- La impedancia (reactancia) de la línea de transmisión.

El SSSC es inmune a las resonancias clásicas de la red y puede proporcionar voltaje de compensación capacitiva en serie controlables como explica en [23]. Considerando que la compensación capacitiva serie convencional en un ángulo de transmisión, aumenta la potencia transmitida por un porcentaje fijo de la transmitida por la línea no compensada, el SSSC aumenta por una fracción fija de la potencia máxima transmisible por la línea no compensada. El SSSC es capaz de revertir el flujo de potencia mediante la inyección de una

serie suficientemente grande de voltaje de compensación reactiva. Además de la compensación reactiva serie, con una fuente de alimentación externa de CD. El SSSC también puede compensar la caída de voltaje en el componente resistivo de la impedancia de línea.

En [4] explica la inestabilidad de la resonancia sub-síncrona (SSR) que se dan por las resonancias de torsión del eje de inercia de las turbinas de vapor en los generadores, estas interactúan con la inductancia de línea y la resonancia eléctrica LC [24]. Igualmente describe dos funciones principales como son:

- Proporcionar alguna compensación reactancia capacitiva serie, para
- Amortiguar modos SSR inestables incipientes.

### 1.5.3 Controlador de Flujo de Potencia Unificada

El UPFC es una combinación de un compensador estático y la compensación en serie estática. Actúa como una derivación de compensación y un dispositivo de desplazamiento de fase de forma simultánea.

El UPFC consiste de una derivación y un transformador en serie, que están conectados a través de dos convertidores de fuente de voltaje con un DC-capacitor común. El DC-circuito permite el intercambio de potencia activa entre la derivación y el transformador en serie para controlar el desplazamiento de fase del voltaje de serie. Esta configuración, como se muestra en la **Figura 1. 11**, proporciona la capacidad de control completo para voltaje y flujo de potencia. El convertidor de serie debe ser protegido con un puente de tiristores. Debido a los altos esfuerzos de los convertidores de fuente del voltaje y la protección, un UPFC tiene un elevado costo, lo que limita las aplicaciones prácticas donde se requiere el control del voltaje y el flujo de energía simultáneamente.

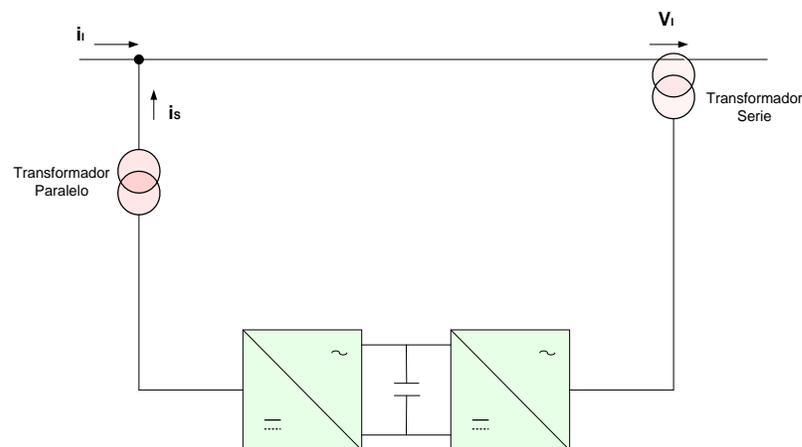


Figura 1. 11. Configuración de un UPFC.

Fuente: Autor.

El controlador de flujo de potencia unificada (UPFC) es sin duda el dispositivo más completo que ha desarrollado hasta ahora los FACTS [25]. Al menos en principio, la UPFC ofrece nuevos horizontes en términos de control del sistema eléctrico, con la posibilidad de controlar de forma independiente tres parámetros del sistema de energía, como el voltaje de bus, la línea activa y potencia reactiva [26].

Siempre hay límites operativos que por alguna razón no son controlados, el UPFC regula estas tres variables simultáneamente o cualquier combinación de ellos. El uso de componentes controlables de UPFC, fluye en la línea y se puede cambiar de una manera tal que los límites térmicos son controlados, las pérdidas se reducen al mínimo, el margen de estabilidad aumenta, etc. sin violar el despacho de energía especificado.

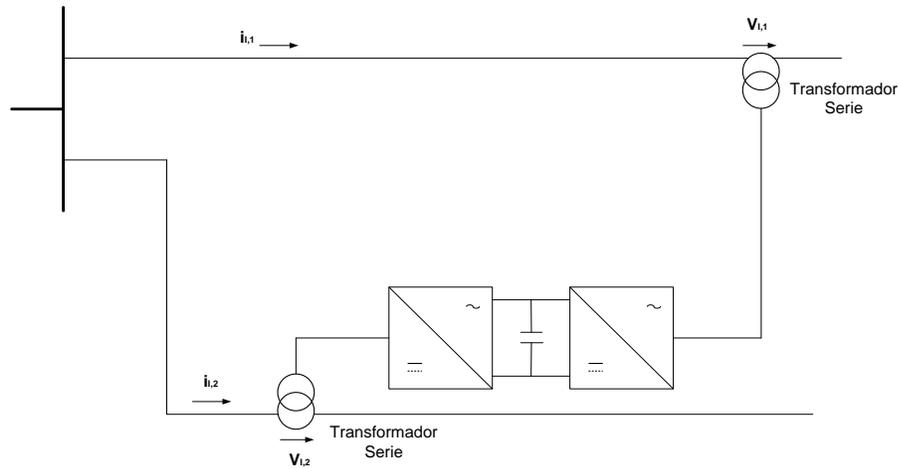
El análisis de flujo de energía o carga [27], consiste en el cálculo de los flujos de energía en líneas / transformadores y voltajes de un sistema de energía para un determinado conjunto de cargas de barras de bus, el programa de generación de potencia activa y la magnitud del voltaje de bus se especifica en la generación de autobuses. Tales cálculos se utilizan ampliamente en el análisis y diseño de funcionamiento en estado estacionario, así como el rendimiento dinámico del sistema.

#### **1.5.4 Controlador de Flujo de Potencia Entrelíneas**

Uno de los últimos dispositivos FACTS es llamado Compensador Convertible Estático (CSC) y fue recientemente instalado como un proyecto piloto por la Autoridad de Potencia de New York (NYPA). El proyecto CSC deberá incrementar la capacidad de transferencia de potencia y maximizar el uso de las redes de transmisión existentes. Dentro del concepto general de las estructuras de los CSC, dos convertidores múltiples en dispositivos FACTS, el Controlador de Flujo de Potencia Entrelíneas y el Control de Flujo de Potencia Unificada, son entre algunas las posibles configuraciones en este FACTS.

El objetivo es el control de los flujos de energía de múltiples líneas o una subred en lugar de controlar el flujo de potencia de una sola línea, por ejemplo, DFC o UPFC. El IPFC combina dos o más convertidores de serie y el UPFC combina un convertidor de derivación y dos o más convertidores de serie. Instalación CSC La corriente de NYPA es un dos-uno convertidor y puede funcionar como un IPFC, pero no como un UPFC.

Cuando los flujos de potencia de dos líneas que comienzan en una Subestación necesitan ser controlados, se puede utilizar de un Control de Flujo de Potencia Interlineal (IPFC). El IPFC [28] constan de dos VSC's series cuyos capacitores DC están acoplados. Esto permite que la potencia activa que circule entre los VSC. La Figura 1. 12, muestra la configuración del principio de una IPFC. Con esta configuración de dos líneas pueden ser controlados simultáneamente para optimizar la utilización de la red. En general, debido a su configuración compleja, los casos específicos de aplicación deben ser identificados para justificar la inversión [29].



**Figura 1. 12.** Configuración principal de un IPFC.

**Fuente:** Autor.

Las fuentes convertidores de voltaje (VSC) proporcionan una solución potencialmente atractiva para el control de flujo de potencia en la red eléctrica moderna. Dos ejemplos de dispositivos FACTS basados en VSC que han recibido recientemente atención son el controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) y el controlador de interlínea de flujo de potencia (IPFC) [30]. El UPFC consta de un VSC shunt y un VSC conectado en serie a través de un bus de CC común que incluye un condensador de CC para el control de ondulación. La derivación VSC ofrece soporte de voltaje al bus conectado. El VSC serie tiene la capacidad de controlar con precisión el flujo de potencia en la línea.

En [31] IPFC los dos convertidores VSC se insertan tanto en serie con dos líneas diferentes y comparten un bus de CC común. Por lo tanto, tienen la capacidad de controlar con precisión el flujo de potencia en dos líneas de transmisión diferentes. IPFC es relativamente escasa. El trabajo reportado en el IPFC considera aspectos tales como el flujo de energía, las limitaciones y la comparación con los dispositivos de otros FACTS. Ha habido muy pocos estudios sobre el rendimiento de estabilidad de pequeña señal del IPFC.

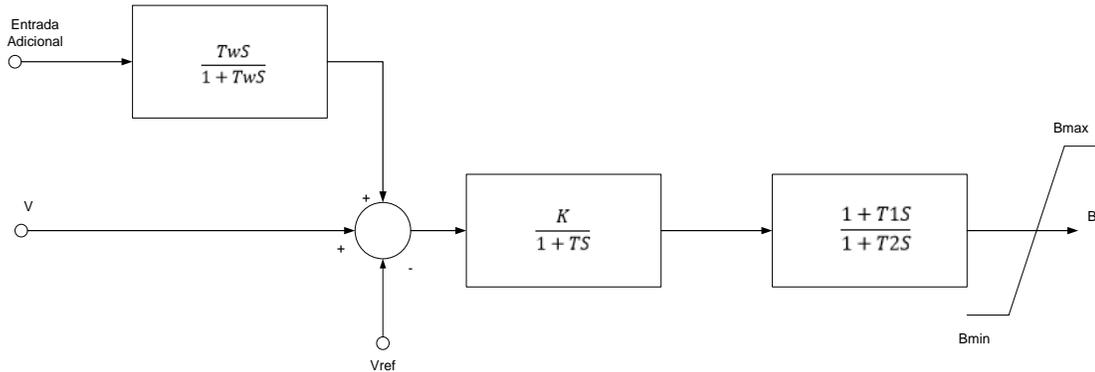
## 1.6 COMPENSACIÓN REACTIVA

### 1.6.1 Compensador Estático

Compensador estático (SVC), es la primera generación de controladores FACTS y se emplean ampliamente en muchos sistemas de utilidad eléctrica. Este compensador conectado en paralelo emplea tiristores de conmutación rápida, para controlar los bancos de reactores o capacitores. Proporciona compensación dinámica paralela, proporcionando continuamente la potencia reactiva necesaria para controlar el voltaje en diversas condiciones del sistema, mejorando el rendimiento de la transmisión y distribución del sistema eléctrico [32]. El control del ángulo de disparo de los tiristores determina la admitancia en derivación equivalente conectado a la línea. Transitorio (primera oscilación), dinámica (amortiguación oscilación) y estabilidad también se puede mejorar usando un control rápido de las válvulas de tiristor. Una señal adicional de estabilización y de control suplementaria, superpuesto

sobre el bucle de control de voltaje de un SVC pueden proporcionar amortiguación de la oscilación del sistema como se discute en [33].

Los SVC son representados por una variable de reactancia con límites inductivos y capacitivos máximos para el control del voltaje del bus de SVC, con un bloque de control adicional y señales para amortiguar las oscilaciones, como muestra en la **Figura 1. 13**.



**Figura 1. 13.** Estructura del controlador SVC con amortiguación de oscilación, donde B es la susceptancia shunt equivalente del controlador.

**Fuente:** Autor

En [34] describe el funcionamiento de los TCR, TSC, TSR, MSC, **Figura 1. 14**. Un TCR es una bobina de reactancia fija, generalmente del tipo sin núcleo magnético, está conectada en serie a una válvula de tiristores bidireccional. La corriente de frecuencia fundamental es variada mediante el control de la fase de la válvula de tiristores. Mientras un TSC está compuesto de un capacitor en serie con una válvula de tiristores bidireccional y una reactancia amortiguadora. La principal función del conmutador de tiristores es conectar o desconectar el capacitor para un número entero de semiciclos del voltaje aplicado. El capacitor no es de control por fase, sino que simplemente está conectado o desconectado.

Existen diversos compensadores estáticos y la mayoría de estos tienen controladores similares, entre estos existen como se describe en la **Tabla 2** :

**Tabla 2.** Compensadores estáticos.

**Fuente:** Autor.

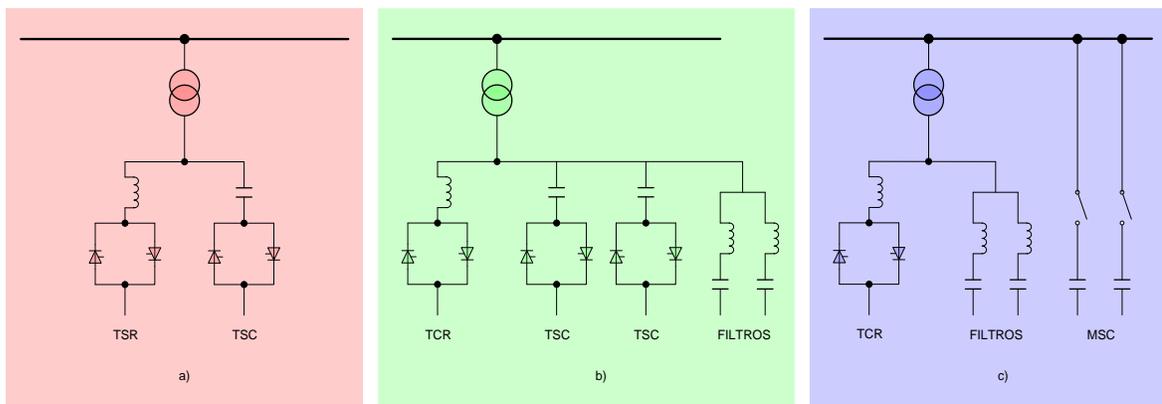
Elementos	Descripción
<b>TCR</b>	Reactancia controlada por tiristores
<b>TSC</b>	Capacitor conmutado por tiristores
<b>TSR</b>	Reactancia conmutada por tiristores
<b>MSC</b>	Capacitores conmutado mecánicamente

La reactancia del circuito del TSC sirve para limitar la corriente en condiciones anormales y para ajustar el circuito a la frecuencia deseada. El TSR es un TCR sin control de fase de la corriente, que se conecta o se desconecta como un TSC.

Por último, el MSC es una derivación sintonizada que comprende una batería de capacitor y una reactancia. Está diseñado para ser conmutado sólo unas pocas veces al día, ya que la conmutación se realiza por disyuntores. La misión del MSC es satisfacer la demanda de potencia reactiva en régimen permanente.

Los SVC son utilizados principalmente para aumentar la capacidad de transmisión y mejorar la estabilidad del ángulo de fase, resolviendo insuficiencias en la potencia reactiva dinámica en la red. Con la expansión prolongada de una red, se debe considerar la distribución óptima del voltaje y la potencia reactiva. Varios lugares necesitan múltiples SVC o una subestación denominada Multi-SVC. Los Multi-SVC deben controlar y coordinar íntegramente toda la red con el fin de evitar una acción no deseada en su propia regulación.

El principio de control de los Multi-SVC se describe en [35] considerando la demanda general de la red eléctrica y describe lo siguiente:



**Figura 1. 14.** Configuración de Compensadores Estáticos SVC. a) Configuración TSR/TSC. b) Configuración TCR/TSC. c) Configuración TCR/MSC.

**Fuente:** Autor.

- Dentro del SEP se debe elaborar la topología de la red, para determinar los capacitores y reactores que van en el bus del sistema. No siempre se colocan los capacitores y reactores en el mismo bus del sistema.
- Establecer el tiempo de conexión-desconexión y desconexión-conexión del capacitor y reactor. Generalmente no debe ser menor a 20 minutos en cada caso.
- Las reactancias en serie de un capacitor en paralelo necesitan las mismas velocidades en el ciclo de switcheo para evitar deslizamientos en las máquinas rotativas del sistema.
- Si un transformador de potencia está en mantenimiento o en falla, el SVC sale de operación.
- Si los tiempos de operación de equipos de energía reactiva llegan al setpoint (número

máximo de operación), no opera el SVC. Este setpoint puede ser configurado.

Asumiendo que el control de voltaje, la que para los SVC está en la barra (bus), es sinusoidal y realizando un análisis con las series de Fourier sobre la forma de onda de la corriente del inductor, la frecuencia fundamental del TCR puede ser demostrada al ser equivalente a la variable inductancia  $X_V$  como lo demuestran en [36].

$$X_V = X_L \frac{\pi}{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha} \quad (2)$$

Donde  $X_L$  es la frecuencia fundamental de la reactancia de un inductor sin control de un tiristor y  $\alpha$  es el ángulo del disparo de las válvulas con respecto al cruce por cero del controlador de voltaje. Por lo tanto, la impedancia equivalente total  $X_e$  del controlador puede ser representado por:

$$X_e = X_C \frac{\frac{\pi}{r_x}}{\sin 2\alpha - 2\alpha + \pi(2 - \frac{1}{r_x})} \quad (3)$$

Donde  $r_x = \frac{X_C}{X_L}$ . Los límites de los controladores vienen dados por los límites de disparo del ángulo, los cuales son corregidos en el diseño.

El control de estado estable de un SVC como se menciona en [37] representado en la Figura 1. 6, puede ser representado por la ecuación:

$$V = V_{ref} + X_{SL} * I \quad (4)$$

Donde  $V$  and  $I$  representan el voltaje total del controlador RMS y las magnitudes de corriente respectivamente.  $V_{ref}$ , representa una referencia de voltaje. Los valores típicos pendientes para  $X_{SL}$  en un rango de 2 a 5%, con respecto al SVC base. Es necesario para evitar límites de bateo para pequeñas variaciones del bus de voltaje tal como lo describe en [38].

### 1.6.2 Compensación Serie Controlado por Tiristores

Los Capacitores en Serie Controlados por Tiristores (TCSC), se componen en una tecnología de fácil aplicación a problemas dinámicos en sistemas de transmisión de energía eléctrica. Su aplicación da mayor amortización al interconectar sistemas eléctricos de potencia de gran magnitud y puede dar solución a problemas de Resonancia Sub-Síncrona (SSR), un fenómeno producido principalmente por las interacciones entre unidades generadoras térmicas de gran dimensión y los sistemas de transmisión de potencia compuestos por dispositivos de compensación serie.

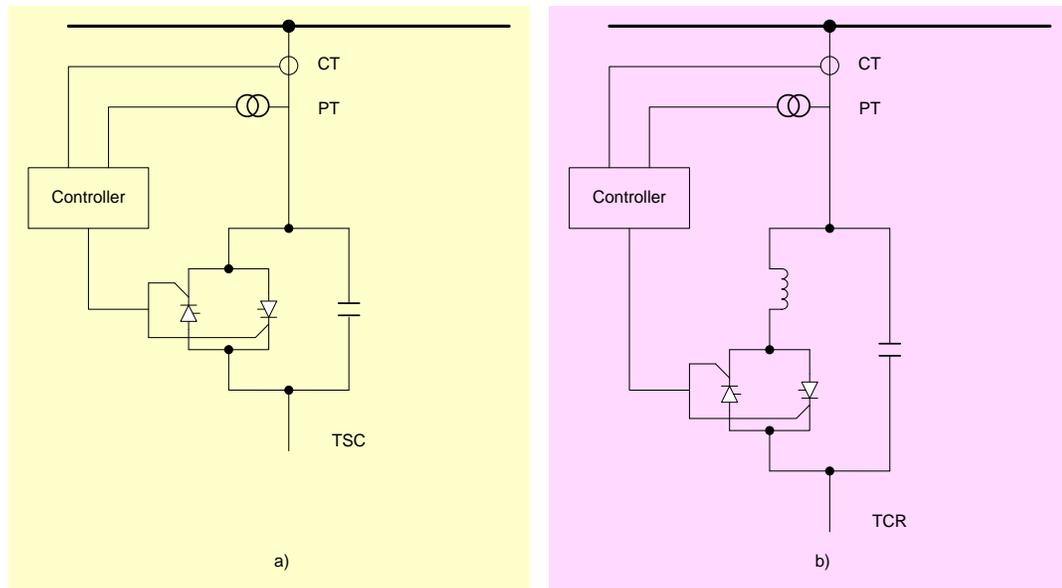
El TCSC se basa en un banco de TSC o en un capacitor de valor fijo conectado en paralelo con un inductor controlado por tiristores TCR **Figura 1. 15**. Entre las principales características del TCSC como como describe [39] están los cuatro métodos operativos que se acoplan según las necesidades de la red, como son:

- Inductivos, la impedancia equivalente del TCSC es inductiva permitiendo una

reducción de la corriente que circula por la línea.

- Capacitivo, es el más usado ya que la impedancia equivalente del TCSC es capacitiva logrando un aumento de la corriente por la línea.
- By-pass.
- Bloqueo que son punto límites donde la impedancia es respectivamente inductiva o capacitiva pura.

En [40] muestra un diagrama de bloques general **Figura 1. 16** y detalla un TCSC en donde se puede identificar dos bloques principales operacionales como: control externo y control interno. La función del control externo es operar el controlador para cumplir con los objetivos específicos de compensación, este control se basa directamente en variables de sistemas de medición para definir la referencia para el control interno que generalmente es el valor de la reactancia del controlador. La función del control interno es proporcionar señales de control de puerta, apropiadas para la válvula de tiristores, para producir la reactancia de compensación deseada.  $X_m$  es el valor de la reactancia de control de estabilidad, determinado por el bucle de control dinámico.  $X_{eo}$  denota la reactancia en estado estable de un TSCS, cuyo valor es proporcionada por el flujo de potencia o el bucle de control de estado estable. La suma de estos valores de los rendimientos  $X'_m$  el cuál es valor final de la reactancia ordenado por el bloque de control externo. Esta señal se coloca a través de un retardo de primer orden para representar la respuesta natural del dispositivo y del retardo introducido por el control interior el cuál la reactancia capacitiva es equivalente  $X_e$  de un TCSC como se explica en [41].



**Figura 1. 15.** Representación esquemática de configuraciones TCSC. a) Banco de capacitores con switcheo de tiristor. b) Capacitor fijo paralelo con un reactor controlado por tiristores.

**Fuente:** Autor.

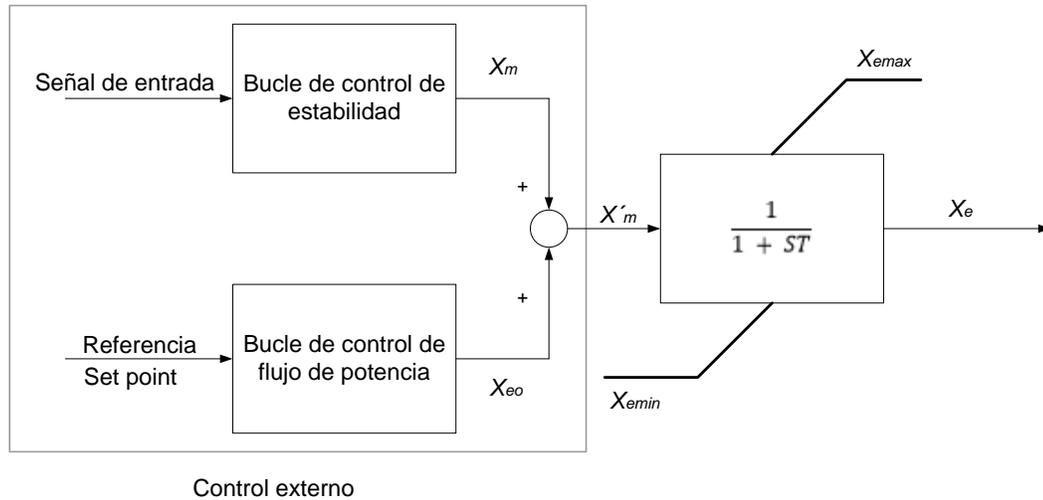


Figura 1. 16. Modelo TCSC para estudios de estabilidad.

Fuente: Autor.

La compensación serie, disminuye la reactancia de transferencia de una línea eléctrica a la frecuencia de la red. La instalación de un capacitor en serie genera energía reactiva y compensa una parte de la reactancia de transferencia de la línea. Las ventajas de usar controladores serie es el mejoramiento del sistema de transporte debido a:

- Aumento de la estabilidad angular del corredor de potencia.
- Mejora de la estabilidad del voltaje del corredor.
- Optimización de la división de potencias entre circuitos paralelos.

La conexión del controlador serie se conecta a un dispositivo específico, estos elementos pueden ser impedancias variables (capacitores o reactores) o fuentes variables construidos mediante dispositivos de electrónica de potencia, que envíen una señal de voltaje a una frecuencia armónica deseada.

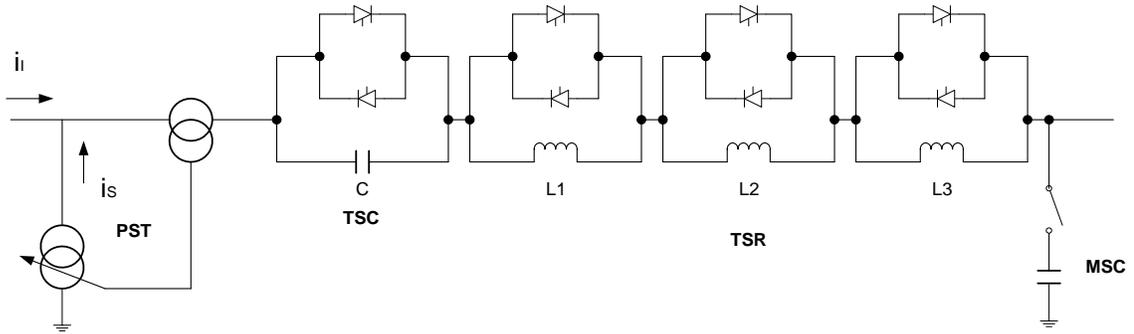
El impacto de los TCSC sobre la congestión del sistema se presenta en [42], donde se demuestra que el TSCS podría reducir la congestión, así como las pérdidas del sistema. En [43] propone métodos para asignación óptima de los TSCS para eliminar las sobrecargas de líneas, donde el índice de sensibilidad se introduce para el ranking de la ubicación óptima.

### 1.6.3 Controlador de Flujo Dinámico

Un nuevo dispositivo en el área de control de flujo de potencia es la dinámica de poder controlador de flujo (DFC) como se describe en[44]. El DFC es un dispositivo híbrido entre un cambio de fase del transformador (PST) y el cambio de la compensación en serie.

El diagrama unifilar funcional del controlador dinámico de flujo se muestra en la **Figura 1. 17**, y consta de los siguientes componentes [45]:

- Una Fase de desplazamiento Estándar del Transformador con el cambiador de tomas (PST).
- Un Capacitor Conmutado por Tiristores conectado en Serie (TSC).
- Un Reactor Conmutado por Tiristores conectado en Serie (TSR).
- Un Capacitor de derivación de Conmutación Mecánica (MSC). (Esto es opcional, dependiendo de los requisitos del sistema de reactivos).



**Figura 1. 17.** Configuración de Control Dinámico de Flujo DFC.

**Fuente:** Autor.

Sobre la base de los requisitos del sistema, un DFC podría consistir en un número de serie TSC o TSR. El capacitor paralelo conmutada mecánicamente (MSC) proporcionará soporte de voltaje en caso de sobrecarga y otras condiciones. Normalmente las reactancias de los reactores y los capacitores se seleccionan sobre una base binaria para dar lugar a una variación escalonada reactancia deseada [46], [47].

La conmutación de reactores en serie se produce en una corriente cero para evitar cualquier armónico. Sin embargo, el principio de control de ángulo de fase utilizado en TCSC se puede también aplicar para un control continuo como lo muestra [48]. La operación de un DFC se basa en las siguientes reglas:

- TSC / TSR se activa cuando se requiere una respuesta rápida.
- El relieve de la sobrecarga y el trabajo en situaciones de voltaje es manejado por el TSC / TSR.
- La conmutación del cambiador de tomas bajo PST debe minimizarse particularmente para las corrientes más altas que la carga normal.
- El consumo de potencia reactiva total del dispositivo se puede optimizar el funcionamiento del MSC, el cambiador de tomas y de las capacidades y los reactores conmutados.

Como se explica en [49], los TCSC destinan a garantizar la sincronización de par transitorio máximo entre las zonas eléctricas en caso de faltas graves del proceso estático/dinámico. El estudio realizado a través de diferentes pruebas con fallos de gran relevancia muestra la localización y las calificaciones de cada controlador FACTS adecuadamente.

Con el fin de visualizar el rango de operación de estado estacionario de la DFC, suponemos una inductancia en paralelo que representa vías de transmisión paralelas. El objetivo general de control en estado estacionario debe ser para controlar la distribución del flujo de potencia entre la rama, con la DFC y el camino paralelo. Este control se lleva a cabo mediante el control de voltaje de serie inyectado.

Según [12], el PST inyectará un voltaje en cuadratura con el voltaje de nodo y la reactancia controlable inyectará un voltaje en cuadratura con la corriente de rendimiento. Sin embargo, en términos de velocidad de control, la influencia del balance de potencia reactiva y la eficacia en alto o bajo carga de las dos partes de voltaje de la serie, tienen características muy diferentes. El rango de control de estado estacionario para cargas hasta la corriente nominal se ilustra en la **Figura 1. 18**, donde el eje “x” corresponde a la corriente de rendimiento y el eje “y” corresponde al voltaje de serie inyectado.

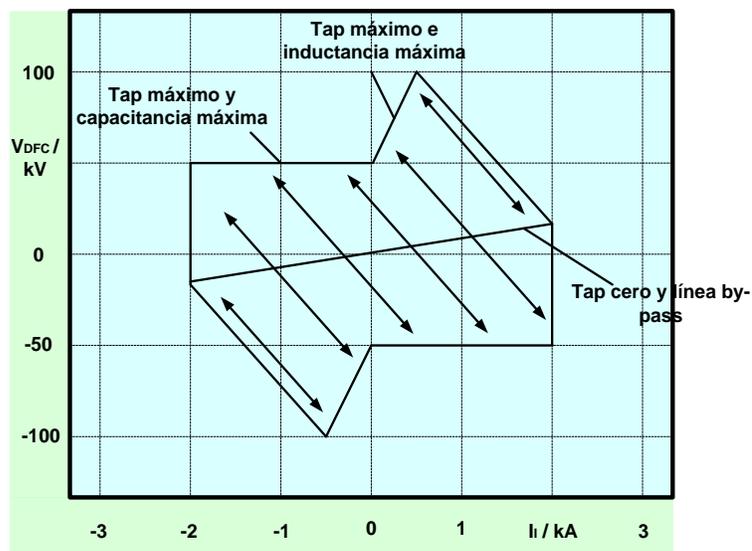


Figura 1. 18. Diagrama Operacional de un DFC.

Fuente: Autor.

La operación en el primer y tercer cuadrante corresponde a la reducción de la potencia a través de la DFC, mientras que la operación en el segundo y cuarto cuadrante corresponde a incrementar el flujo de potencia a través de la DFC. La pendiente de la recta que pasa por el origen depende de la reactancia de cortocircuito del PST.

## CAPITULO II

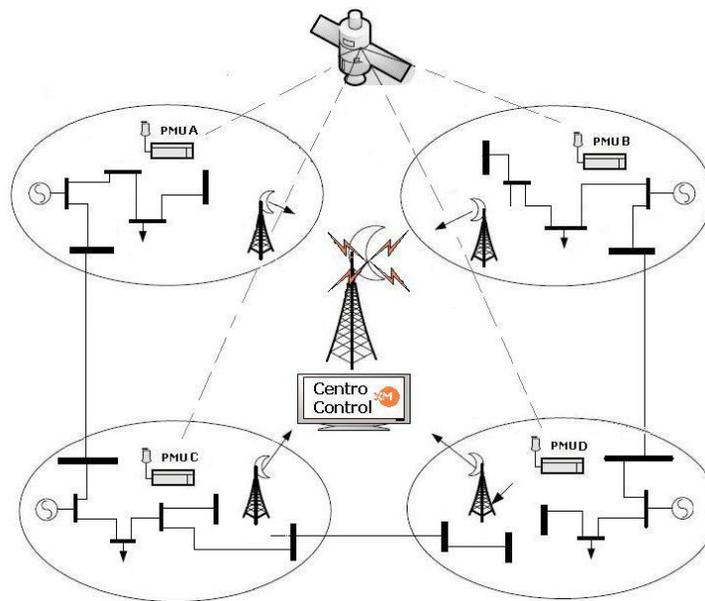
### 2. SISTEMAS WAMS

El Wide Area Measurement System (WAMS) es un sistema de mediciones distribuidas en el sistema eléctrico de potencia (SEP) que involucra principalmente mediciones

sincrofasoriales (PMU), a través de algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales y una infraestructura capaz de proporcionar información dinámica del sistema.

WAMS permite realizar varias funciones entre ellas una característica fundamental es aquella que permite la adquisición de información en alto rango y con una misma referencia de tiempo en el orden de los milisegundos, mediante un Sistema de Posicionamiento Global GPS.

En general esta tecnología incluye aplicaciones de supervisión y control de la operación del SEP en tiempo real [50].



**Figura 2. 1.** Diagrama conceptual del sistema de medida de fasores sincronizados.

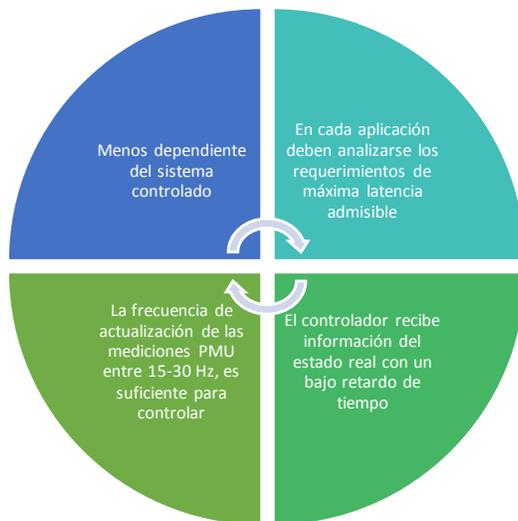
Fuente: [50].

Los sistemas de área amplia combinados con las tecnologías de medición sincrofasorial han sido estudiados ampliamente en el mundo como medida para prevenir los fallos repentinos en el sistema que ocasionan gran impacto desde pérdidas de áreas eléctricas hasta llegar a apagarse el sistema por completo, con las consecuentes pérdidas económicas.

## 2.1 SISTEMAS DE MEDICIÓN EN ÁREA EXTENDIDA

WAMS es un sistema de medición de área extendida dinámica desarrollada a partir del uso sincronizado del SCADA, con Unidades de Medición Fasorial (PMU). El tiempo de respuesta de datos que se basa en la sincronización de área ancha proporcionada por el Sistema de Posicionamiento Global (GPS) y puede llevar a cabo monitoreo en tiempo real para el estado de funcionamiento del sistema de potencia, permiten tomar decisiones de manera eficiente, generando precisiones en la evaluación del estado del sistema y evitando apagones a gran escala.[51][52].

Los sistemas de control tradicionales están basados en realimentación de mediciones locales y en el modelo matemático del sistema. Con las mediciones PMU se obtiene un sistema de control basado en realimentación de mediciones remotas que tiene algunas ventajas como se muestra en la **Figura 2. 2**:

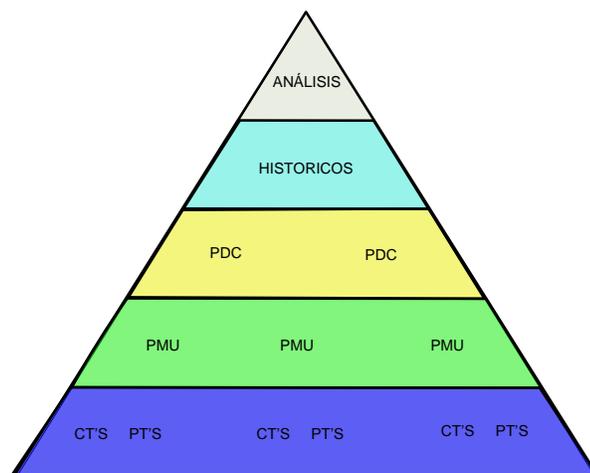


**Figura 2. 2.** Ventajas de las mediciones de las PMU's.

Fuente: [53]

Algunos años atrás la protección local eliminaba el fallo, tales como: interruptor automático que desconecta el equipo falla. De ahí la filosofía de Protección del sistema, que utiliza para salvar el sistema a partir de un corte o apagón parcial o total en la situación operacional [54]. La acción incluye: condensador shunt / reactor, caseta de carga, generador de viaje, OLTC, SVC, TCSC, AGC.

La estructura de una general de una WAMS se describe en la **Figura 2. 3**:



**Figura 2. 3.** Niveles de un WAMS.

Fuente: Autor.

En el primer nivel se ubican los elementos de medida: CT's (transformadores de corriente) y PT's (transformadores de tensión), los cuales adquieren con precisión y exactitud la medida de los dispositivos de potencia, también pueden introducir errores y desfases en las mediciones realizadas.

En el segundo nivel están las Unidades de Medición Fasorial (PMU), que disponen de diferentes números de entradas y salidas, digitales y análogas para diferentes usos, que normalmente son usados para llevar señales de alarmas y disparos de protección hacia los relés.

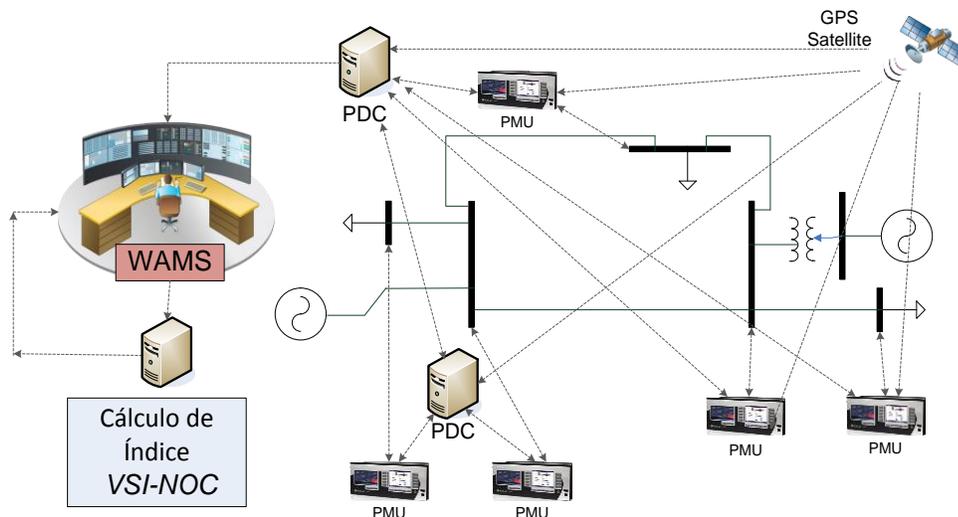
En el tercer nivel se ubican los Concentradores de Datos Fasorial (PDC), realiza aplicaciones avanzadas con los sincrofasores, estos pueden ser locales o regionales, todos realizan la misma función pero a un nivel de la red diferente.

En el cuarto nivel están los históricos, estos se encuentran normalmente ligados a los PDC's, aquí es donde se almacena toda información que envían las PMU's.

Por último en el quinto nivel se encuentran todos los software de análisis de datos ya sean históricos o en tiempo real permitiendo generación de alarmas y controles digitales sobre el comportamiento del sistema eléctrico de potencia[40].

Entre los fenómenos causados por la inestabilidad de contramedidas en un sistema de potencia incluye:

- Inestabilidad transitoria ángulo.
- Pequeña inestabilidad en el ángulo de la señal.
- Inestabilidad de la frecuencia.
- Inestabilidad de voltaje a corto plazo.
- Inestabilidad de voltaje a largo plazo.



**Figura 2. 4.** Sistema de monitoreo de área extendida.

**Fuente:** [55].

Los sistemas de monitoreo de área extendida WAMS se basan en datos obtenidos a partir de unidades de PMU eliminando las desventajas de los clásicos SCADA al tener tiempos de muestreo superiores y sincronización en las medidas, permitiendo por ende una mejor estimación de variables de operación del sistema. En la **Figura 2. 4** se muestran los componentes principales de un WAMS: unidades PMU de medición de fasores (por sus siglas en inglés Phasor Measurement Unit), un PDC (por sus siglas en inglés Phasor Data Concentrator), y un GPS (por sus siglas en inglés Global Positioning Satellite) [56], [55].

De esta manera, la gran dispersión las señales de los sistemas de energía pueden ser centralizadas, procesadas y distribuidos incluso en tiempo real, lo que hace que el área amplia señalar una buena alternativa para la entrada de control.

## **2.2 APLICACIONES DE MEDICIONES DE ÁREA EXTENDIDA**

El objetivo principal de mediciones de área extendida es brindar seguridad al funcionamiento del SEP, así como también la protección respectiva a los equipos que conforman las subestaciones eléctricas dentro del sistema. Pero esto se puede cumplir eficientemente si el monitoreo de la red eléctrica es dinámico y no de manera estática como actualmente se lo realiza en el S.N.I. El uso de equipos de alta tecnología como los PMU son parte de la solución para cumplir con este propósito de monitoreo. Existen diferentes métodos complejos para establecer el comportamiento del SEP, entre estos están los denominados Estimadores de Estado.

Los sistemas de medición sincrofasorial utilizando PMU's han creado un nuevo modelo en la operación de un SEP, creando una nueva clase de aplicaciones que están basadas en mediciones y no dependen de ningún modelo matemático del sistema eléctrico. Como se describe en [53] estas aplicaciones están en pleno desarrollo y no se dispone de un misceláneo definido de aplicaciones estándares, debido a esto cada empresa dispone de sus propias aplicaciones WAMS con sus propias características. Ver Anexo 1.

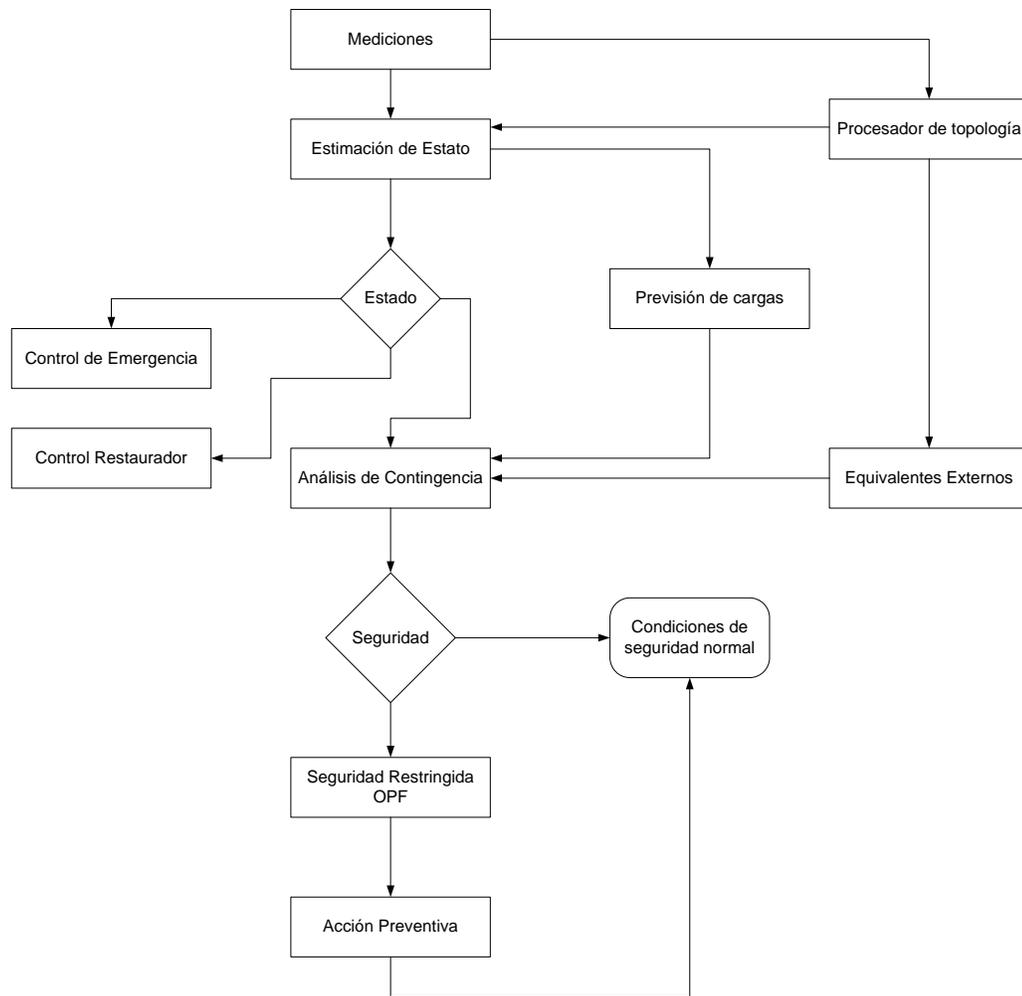
### **2.2.1 Estimador de Estado**

El estimador de estado es una herramienta muy utilizada por los centros de control de energía eléctrica para una construcción, en tiempo real, del modelo eléctrico del sistema. Este modelo debe ser confiable, sobre todo en la operación de mercados de energía, donde cuestiones económicas entran en conflicto, como son los límites de operación del sistema [57].

En [58] considera estadísticamente como Estimador de Estado robusto si el estado proporcionado por el mismo, permanece incentivo a las desviaciones más importantes dentro de un conjunto de mediciones redundantes.

El Estimador de Estado permite el cálculo de estas variables de interés con gran confianza a pesar de:

- Mediciones que están dañados por el ruido.
- Mediciones que pueden ser una falla o mediciones que son drásticamente inexactas.



**Figura 2. 5.** Procedimiento de evaluación de la seguridad de estado en línea.

Fuente: [58].

Las variables de interés que se consideran en los Estimadores de Estado, son indicativos de:

- Márgenes a los límites de operación.
- Cuidado de los equipos.
- Acción que requiere de un operador.

Se emplean diferentes procedimientos y pruebas estadísticas para el cálculo de las variables de estado como se menciona en [59], **Figura 2. 5**. Para el modelamiento del estimador de estado, el error en las mediciones ( $e$ ) se calcula como la diferencia entre la medición especificada ( $z$ ), tales como: potencia activa, potencia reactiva y magnitudes de voltaje, y la medición calculada ( $h(x_1, x_2, \dots, x_n)$ ), donde  $x$  representa las variables de estado del sistema, magnitud de voltaje ( $V$ ) y ángulo de voltaje ( $\theta$ ) descrito de la siguiente forma:

$e$ = error en la medición.

$H$ = matriz Jacobiana que relaciona las mediciones y las variables de estado del sistema

$R$ = matriz de ponderaciones de las mediciones.

$G$ = matriz de ganancia.

$$\begin{aligned} e_1 &= z_1 - h_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ &\vdots \\ e_n &= z_n - h_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{aligned} \quad (5)$$

La suma ponderada de los errores al cuadrado tiene lo siguiente:

$$f = \sum_{j=1}^n \frac{e_j^2}{\sigma_j^2} = \frac{(z_1 - h_1(x_1, \dots, x_n))^2}{\sigma_1^2} + \dots + \frac{(z_n - h_n(x_1, \dots, x_n))^2}{\sigma_n^2} \quad (6)$$

Donde  $\sigma_i$  representa el factor de ponderación de la medición  $i$ . Con el fin de minimizar el error, se deriva la ecuación 2 respecto a las variables de estado e igualando a cero se tiene:

$$H^T R^{-1} \begin{bmatrix} z_1 - h_1(x_1, \dots, x_n) \\ z_2 - h_2(x_1, \dots, x_n) \\ \vdots \\ z_n - h_n(x_1, \dots, x_n) \end{bmatrix} = 0 \quad (7)$$

Usando expansión de series de Taylor se puede dar solución a la ecuación (7), linealizando las ecuaciones alrededor de un punto de operación  $(x_1^{(0)}, \dots, x_n^{(0)})$ , tal como se muestra en [60].

Teniendo en cuenta que  $\Delta x_i^{(k)} = x_i^{(k+1)} - x_i^{(k)}$ , se obtiene en forma matricial la siguiente expresión:

$$x^{(k+1)} - x^{(k)} = (G^{(k)})^{(-1)} * (H^{(k)})^{(t)} * (R^{(-1)}) * e^{(k)} \quad (8)$$

A través de la ecuación (8) se actualizan las variables de estado del sistema en cada iteración, hasta llegar a cumplir con el criterio de convergencia.

$$\max |x^{(k+1)} - x^{(k)}| < tol \quad (9)$$

Los algoritmos de estimación utilizan mediciones  $z$  se describen en [53]:

- Flujo de potencia activa  $P_{km}$  y flujo de potencia reactiva  $Q_{km}$  por las líneas y transformadores.
- Potencia activa  $P_k$  y reactiva  $Q_k$  de inyección en generadores y cargas.
- Magnitud de tensión en barras  $V_k$ .

El monitoreo en tiempo real es el objetivo principal de los WAMS, cuyo propósito es mantener la estabilidad de voltaje, la Cargabilidad de las líneas, etc. Considerando los límites térmicos del sistema.

### 2.2.2 Estimador Sincrofasor

Una PMU puede calcular y comunicar las estimaciones sincrofasor como definen en [61]. El presupuesto del proyecto incluirá sincrofasores de secuencias positivas, monofásica o ambos. Se tomarán disposiciones para la selección del usuario de los valores medidos. Se dan la exactitud de medición, plazos de notificación, y criterios de evaluación según la norma IEEE C37-118. Teniendo en cuenta que las mediciones son en realidad las estimaciones de un determinado valor.

### 2.2.3 La frecuencia y tasa de cambio de estimación de frecuencia

Una PMU deberá calcular y ser capaz de reportar la frecuencia y ROCOF. Para esta medida, se utilizarán las siguientes definiciones estándar. Dada una señal sinusoidal, como se muestra en (10):

$$x(t) = X_m \cos[\psi(t)] \quad (10)$$

La frecuencia está definida como se indica en (11):

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\psi(t)}{dt} \quad (11)$$

El ROCOF está definido como se muestra en (12):

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt} \quad (12)$$

Sincrofasores siempre se calculan en relación a la frecuencia nominal del sistema ( $f_0$ ). Si el argumento coseno se representa como  $\psi(t) = \omega_0 t + \varphi(t) = 2\pi f_0 t + \varphi(t) = 2\pi[f_0 t + \varphi(t)/2\pi]$ , la fórmula para la frecuencia se convierte, como se muestra en (13):

$$f(t) = f_0 + \frac{d\left[\frac{\varphi(t)}{2\pi}\right]}{dt} = f_0 + \Delta f(t) \quad (13)$$

Donde  $\Delta f(t)$  es la desviación de frecuencia nominal como se ve en la siguiente (14):

$$ROCOF(t) = \frac{d^2 \left[ \frac{\varphi(t)}{2\pi} \right]}{dt^2} = \frac{d(\Delta f(t))}{dt} \quad (14)$$

Frecuencia en las mediciones de fasores se puede reportar como la frecuencia real  $f(t)$  o la desviación de la frecuencia nominal de,  $\Delta f(t)$ . En condiciones de estado estacionario,  $\Delta f(t)$  puede ser representado como un número escalar  $\Delta f$ .

### 2.3 APLICACIONES DE CONTROL DE ÁREA EXTENDIDA

Los continuos avances en las tecnologías de electrónica de potencia han hecho que la aplicación de dispositivos FACTS sean muy populares en los sistemas de energía. Generalmente, estos dispositivos se instalan en que no sea para aumentar la amortiguación de la oscilación de baja frecuencia del sistema. Sin embargo, un controlador complementario puede ser necesario para cada dispositivo FACTS que aumenta la amortiguación de ciertos modos de oscilación electromecánicos (modos inter-área) [62], mientras cumple los fines de control primario.

SVC es un tipo de dispositivo FACTS que se utiliza principalmente para el propósito de control de voltaje y potencia reactiva [63]. Una vez instalado, una señal de control suplementaria podría ser introducida en la unión sumadora voltaje de la SVC y un controlador de amortiguación adicional se podría diseñar a fin de mejorar la amortiguación de la oscilación del sistema.

Debido a la restricción de medida local, estos controladores tienden a ser demasiado complicados para ser realizable o demasiado fijos para ofrecer un rendimiento satisfactorio en varias condiciones de funcionamiento del sistema.

La elección adecuada de entrada de control es de vital importancia para el logro de un desempeño satisfactorio del control de coordenadas de amortiguación. Un SVC PSDC es generalmente un compensador de adelanto-retraso <sup>2</sup>SISO. Los modos y los residuos relacionados con los modos oscilantes inter-área deben ser identificados con el fin de determinar la entrada de control del SVC y la compensación de fase requerida. Dado que es difícil encontrar todos los valores propios de la red eléctrica de transporte utilizando métodos analíticos tradicionales [64][36].

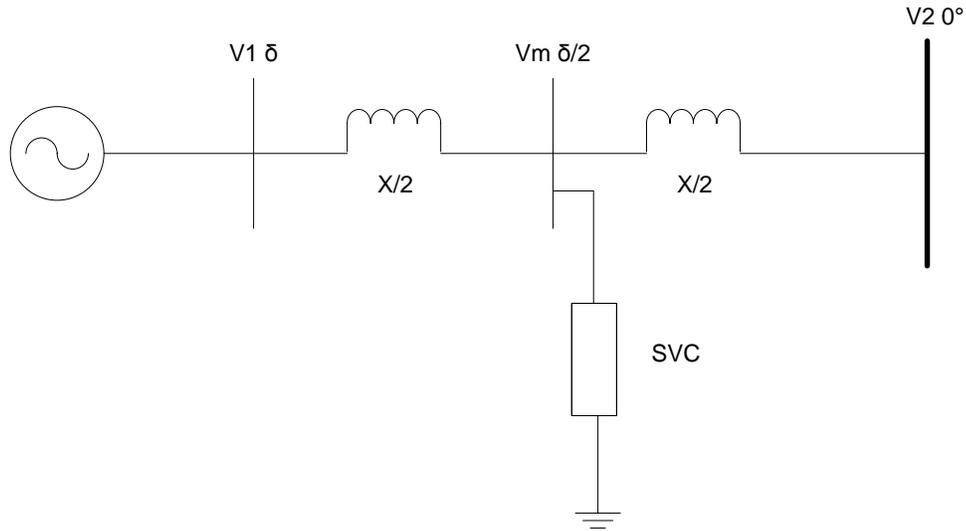
Desde los SVC se utilizan principalmente para el control de voltaje, sus contribuciones a la amortiguación de las oscilaciones del sistema que resultan de la regulación de voltaje, solo suelen ser pequeños. El siguiente análisis muestra que un SVC con control suplementario puede mejorar la amortiguación eléctrica del sistema de energía de manera significativa.

---

<sup>2</sup> En la ingeniería de control, un solo sistema de salida y un solo sistema de entrada (SISO), es un sistema sencillo de una sola variable de control con una entrada y una salida.

El sistema SMIB (Single Machine Infinite Bus) con un Tieline sin pérdidas se utiliza para ilustrar la aplicación de SVC.

Como se muestra en la **Figura 2. 6**, un SVC ideal se encuentra en el centro de la Tieline, que se utiliza para controlar el voltaje  $V_m$  [65].



**Figura 2. 6.** Sistema SMIB con un SVC.

**Fuente:** Autor.

$$\begin{aligned}
 V_1 &= |V_1| \sin(wt + \delta) \\
 V_2 &= |V_2| \sin wt \\
 V_m &= |V_m| \sin\left(wt + \frac{\delta}{2}\right)
 \end{aligned}
 \tag{15}$$

La potencia eléctrica  $P_E$  transmitida a través de la línea puede ser descrita de la siguiente manera:

$$P_E = \frac{VV_m}{0.5X} \sin \frac{\delta}{2}
 \tag{16}$$

El cambio incremental en la potencia eléctrica se puede obtener linealizando la siguiente ecuación (16):

$$\Delta P_E = \frac{\partial P_E}{\partial V} \Delta V + \frac{\partial P_E}{\partial V_m} \Delta V_m + \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \Delta \delta
 \tag{17}$$

Cuando se supone que el voltaje extremo emisor a ser constante, la siguiente ecuación se puede conseguir mediante la sustitución de (17) en la ecuación de oscilación.

$$M \frac{d^2(\Delta\delta)}{dt^2} + \frac{\partial P_E}{\partial V_m} \Delta V_m + \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \Delta\delta = 0 \quad (18)$$

Por tanto, el SVC puede contribuir a la amortiguación de oscilaciones del sistema si el voltaje de punto medio se puede mantener estrictamente constante. Específicamente, el voltaje de punto medio se puede modular como una función de  $\frac{d(\Delta\delta)}{dt}$ , que puede ser definida como:

$$\Delta V_m = K \frac{d(\Delta\delta)}{dt} \quad (19)$$

Donde K es constante.

Sustituyendo  $\Delta V_m$  en (18) resulta en una modificación gradual de la ecuación de oscilación:

$$M \frac{d^2(\Delta\delta)}{dt^2} + \frac{\partial P_E}{\partial V_m} K \frac{d(\Delta\delta)}{dt} + \frac{\partial P_E}{\partial \delta} \Delta\delta = 0 \quad (20)$$

La ecuación característica correspondiente es:

$$s^2 + 2\epsilon s + \omega_n^2 = 0 \quad (21)$$

Así, la amortiguación se puede expresar como:

$$2\mathcal{G} = \frac{K}{M} \frac{\partial P_E}{\partial V_m} \quad (22)$$

Así, el SVC puede proporcionar amortiguación a la oscilación del sistema por su capacidad de regulación de voltaje.

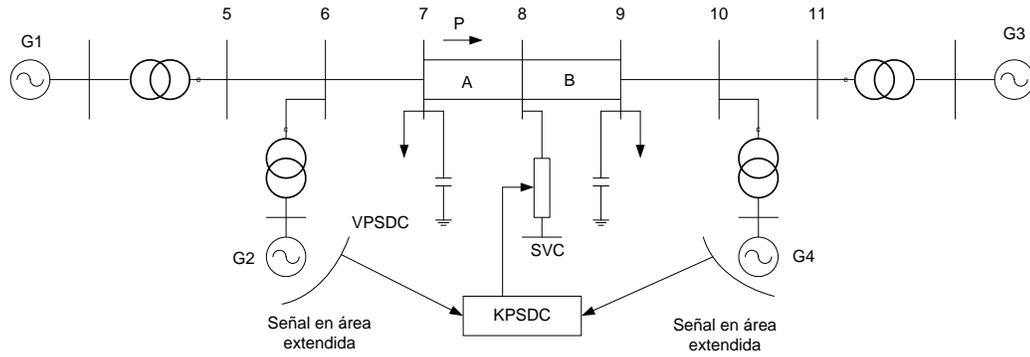
### 2.3.1 Estructura del SVC PSDC Basado en Wide Área Señales

Debido a la tecnología de comunicación de fibra óptica y GPS, la medición fasorial síncrono puede ser realizado por WAMS. En esta investigación, la entrada PSDC para dos áreas de un sistema de cuatro máquinas es identificada por comparación de algunas señales de área amplia. El diagrama de una línea de sistema se muestra en la **Figura 2. 7**, [66], [67].

Hay muchos tipos de señales de área amplia como los ángulos del rotor de los generadores, las desviaciones de velocidad de los generadores de energía eléctrica de algunas máquinas y la energía eléctrica en una rama. Señales apropiadas y sus lugares de medición son de vital importancia para el logro de un desempeño satisfactorio del control de coordenadas de amortiguación. En cualquier caso, los siguientes factores deben ser considerados en la selección de una señal auxiliar [68]:

- La sensibilidad de la señal de control a los modos de oscilación de potencia debe ser alta, particularmente a niveles de potencia más altos cuando debe proporcionar suficiente amortiguación.

- La eficacia o la robustez de la señal de control en hacer contribuciones positivas de amortiguación en diversas condiciones de funcionamiento del sistema.
- La mínima sensibilidad de la señal de control a otros modos de potencia.



**Figura 2. 7.** Sistema de cuatro máquinas con señal de WAMS utilizado para PSDC.

**Fuente:** Autor.

### 2.3.2 Selección de la señal de entrada base en el Índice Sintético de residuos

Las ecuaciones de espacio de estado del sistema en lazo abierto SISO  $G(S)$  se pueden escribir como:

$$\begin{aligned} x &= Ax + Bu \\ y &= Cx \end{aligned} \quad (23)$$

La función de transferencia entre la entrada  $u_k$  y la salida  $y_j$  puede ser expresada en términos de residuos y los valores propios como [69], [70]:

$$\begin{aligned} G_{jk}(S) &= \sum_{i=1}^n \frac{R_{ijk}}{(S - \lambda_i)} \\ R_{ijk} &= C_j t_i v_i B_k \end{aligned} \quad (24)$$

Donde  $\lambda_i (i = 1, 2, \dots, n)$  son los valores propios del sistema de lazo abierto  $G(S)$ ;  $t_i$  y  $v_i$  denota los vectores propios derecho e izquierdo, respectivamente;  $R_{ijk}$  es el residuo asociado con los valores propios de  $\lambda_i$  y es un índice incluyendo la controlabilidad y la observabilidad.

Modo de controlabilidad: La capacidad de control de modo  $i$  al generador  $j$  viene dada por:

$$cont_{ij} = |v_i B_j| \quad (25)$$

Modo de observabilidad: observabilidad de modo  $i$  a  $j$  máquina se puede definir como:

$$obsv_{ij} = |C_j t_i| \quad (26)$$

De (24) a (26) tenemos:

$$R_{ij} = cont_{ij} * obsv_{ij} \quad (27)$$

El concepto de índice sintético residuo se introdujo al extender este análisis a modo de señales de área amplia, que es:

$$Econt_{ijk} = f(cont_{ik}, cont_{jk}) \quad (28)$$

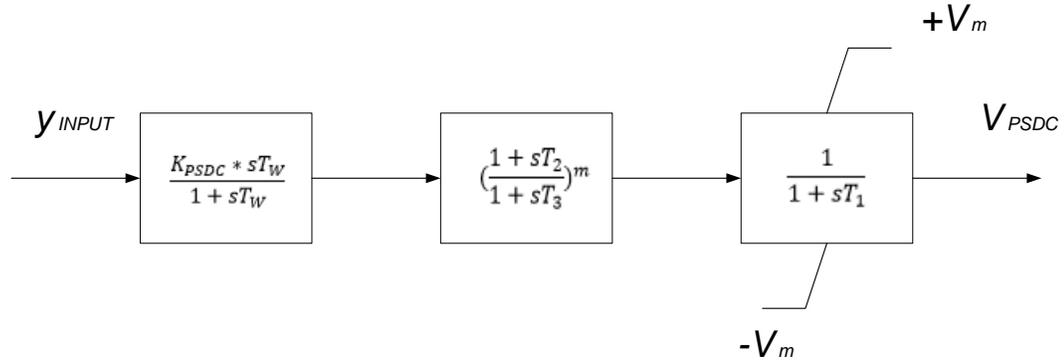
$$Eobsv_{ijk} = f(obsv_{ik}, obsv_{jk}) \quad (29)$$

Estos medios de la controlabilidad y observabilidad de modo  $k$  para la combinación de los generadores de  $i$  y  $j$ . La función  $f$  denota la relación entre la salida del generador dos. Por consiguiente, el índice sintético residuo se define como:

$$Eresid_{ijk} = f(Econt_{ijk}, Eobsv_{ijk}) \quad (30)$$

### 2.3.3 Diseño de parámetros de SVC PSDC

El controlador SVC PSDC incluye un bloque de medición. Puede ser representado por el diagrama de bloques de la Figura 2. 8.



**Figura 2. 8.** Fuente. Autor. Diagrama de Bloque de un SVC PSDC.

**Fuente:** Autor.

La función de transferencia del controlador de amortiguación se puede escribir como:

$$H_{PSDC}(S) = K_{PSDC} * H(S) \quad (31)$$

Sensibilidad del valor propio  $\lambda_i$  a la ganancia  $K$  se puede expresar como:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K} = R_{ijk} \Delta KH(\lambda_i) \quad (32)$$

Cuando la ganancia varía de 0 al valor mínimo de  $K$ , tenemos:

$$\begin{aligned}\Delta\lambda_i &= R_{ijk} \Delta KH (\lambda_i) \\ \Delta K &= K\end{aligned}\quad (33)$$

Es evidente que  $\Delta\lambda_i$  es proporcional a  $R_{ijk}$  si  $K$  es lo suficientemente pequeño. Por lo tanto, menos cambio de la magnitud de  $R_{ijk}$  bajo diferentes condiciones de funcionamiento denota una mayor robustez del controlador. El controlador SVC PSDC puede ser diseñado por un método de compensación de fase como explica en [71], [72].

De acuerdo a la figura 5, la función de transferencia del controlador SVC es PSDC.

$$H_{PSDC}(S) = K \frac{1}{1+ST_1} \left( \frac{1+ST_2}{1+ST_3} \right)^m \quad (34)$$

Parámetros de los bloques de adelanto - retraso se pueden calcular a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned}\phi &= 180^\circ - \arg(R) \\ \alpha &= \frac{T_3}{T_2} = \frac{1 - \sin\left(\frac{\phi}{m}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\phi}{m}\right)} \\ T_2 &= \frac{1}{w_i \sqrt{\alpha}} \\ T_3 &= \alpha T_1\end{aligned}\quad (35)$$

Donde  $\phi$  representa la fase que ser compensado;  $R$  es el residuo;  $w_i$  es la frecuencia del modo de oscilación inter-área.

#### 2.3.4 Cálculo del parámetro basado en el método de prueba de la señal

El método de señal de prueba se puede aplicar para obtener los residuos y modos de oscilación entre áreas que son difíciles de encontrar utilizando el método analítico tradicional. Entre estos según [73] se puede citar los siguientes:

- Preparar los datos para la solución de flujo de potencia y simulación dinámica, e identificar algunas condiciones de funcionamiento con el fin de seleccionar la señal de entrada de control.
- En condiciones cuando SVC está funcionando en bucle abierto, la pequeña perturbación  $\Delta Y = \sum_{k=k_1}^{k_n} X_k \cos(kw_0 t + \varphi_k)$  se añade a la salida del SVC. Desde oscilaciones inter-área suelen tener lugar en el rango de **0.3 Hz ~ 2Hz**, que es razonable para garantizar que  $k w_0$  está en el rango de  $0 \leq k w_0 \leq 6\pi$ .
- Cuando se selecciona  $Q$  como la señal de entrada de control, simulación dinámica se lleva a cabo en el sistema y los valores de  $\Delta Y$  y  $\Delta Q$  durante un período común se

extraen.

- Realizando por descomposición de Fourier  $\Delta Y$  y  $\Delta Q$  por lo que se obtiene el fasor de  $DFT(\Delta y)$  y  $DFT(\Delta Q)$  a diferentes frecuencias. La secuencia de respuesta de impulsos puede entonces calcularse como  $G^* = \frac{DFT(\Delta Q)}{DFT(\Delta Y)}$ .
- Coloque la función de transferencia en lazo abierto  $G(s) = \frac{\Delta Y(s)}{\Delta Q(s)}$  basado en el método de identificación del sistema. El ángulo de magnitud y fase de los residuos, inter-área de frecuencias oscilantes, coeficiente de amortiguamiento y la relación de residuos en diferentes condiciones de funcionamiento se determina entonces de acuerdo con la función de transferencia.
- Elija la señal de entrada de control basada en el método de la relación de residuos. Controlador SVC PSDC está diseñado entonces por el método de compensación de fase residuo o método de asignación de polos.

#### 2.4 SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

Las PMU's son equipos electrónicos capaces de calcular la representación fasorial de la componente fundamental de una onda de tensión o de corriente, miden los valores de secuencia, cabe mencionar que se usa típicamente la transformada discreta de Fourier. Su nombre proviene de las siglas en inglés de Phasor Measurement Unit, aunque se le conoce también como Synchrophasor que es el nombre que recibió esta tecnología cuando fue creada. El desarrollo comercial es posible al desarrollo del Sistema Posicionamiento Global (GPS), ya que este sistema pone a disposición de una forma económica, un tiempo estandarizado que sirve de referencia para poder sincronizar la medición de los fasores.

Las unidades de medición fasorial (PMU) permiten satisfacer los problemas tradicionales de las empresas eléctricas y ofrecen innumerables ventajas, entre las que se puede citar las siguientes [74]:

- Posibilidad de hacer estimaciones precisas sobre el estado del sistema a intervalos frecuentes, lo que permite controlar los fenómenos dinámicos desde un lugar central y tomar las medidas de control apropiadas.
- Gran mejora de los análisis posteriores a las perturbaciones, ya que la sincronización GPS permite obtener instantáneas precisas de los estados del sistema.
- Posibilidad de implementar un sistema avanzado de protección a partir de las mediciones sincronizadas de fasores, con opciones para mejorar la respuesta global del sistema a los acontecimientos catastróficos.
- Posibilidad de utilizar un sistema avanzado de control con realimentación a distancia, mejorando así el rendimiento del controlador.

La norma IEEE 1344 [75] permite asegurar que las futuras aplicaciones de la medición sincronizada de fasores puedan acceder a los datos de fasores suministrados por las unidades PMU de los distintos fabricantes. Esta norma define los formatos de archivos de salida suministrados por las unidades de medición fasorial (PMU). Se aclaran dos archivos

(Encabezamiento y Configuración) para la configuración y la asistencia a la interpretación de los datos de los fasores, así como el formato del archivo de salida binario en tiempo real, que consta de fasores y de la marca de tiempo e incluye la salida principal de las unidades PMU.

## 2.4.1 Mediciones de Sincrofasores

### 2.4.1.1 Definición de fasor

La representación de fasor de señal sinusoidal es comúnmente usada en sistemas de análisis de potencia en CA. La forma de onda sinusoidal se define en la presente ecuación:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varnothing) \quad (36)$$

Es común que sea representada tal fasor como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} X &= \left( X_m / \sqrt{2} \right) e^{j\varnothing} \\ X &= \left( X_m / \sqrt{2} \right) (\cos \varnothing + j \sin \varnothing) \\ X &= X_r + jX_i \end{aligned} \quad (37)$$

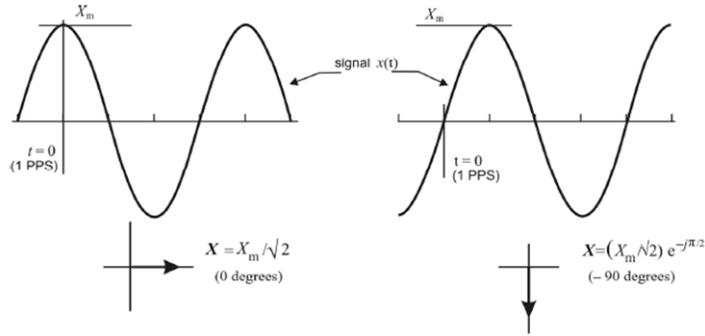
Donde el valor de magnitud de la raíz cuadrada media (rms),  $X_m/\sqrt{2}$ , la forma de onda, y los subíndices  $r$  e  $i$  significan parte real e imaginaria de un valor complejo en componentes rectangulares. El valor de  $\varnothing$  depende de la escala de tiempo, en particular cuando  $t = 0$ . Es importante tener en cuenta este fasor se define para la frecuencia angular  $\omega$ ; La evaluación con otros fasores debe hacerse con la misma escala de tiempo y frecuencia.

### 2.4.1.2 Definición de Sincrofasor

La representación sincrofasor de la señal  $x(t)$  en la ecuación (1) es el valor  $X$  en la ecuación (2), donde  $\varphi$  es el ángulo de fase instantánea relativa a una función coseno a la frecuencia nominal del sistema sincronizado a UTC.

Para la protección local de los elementos individuales como generadores, transformadores, líneas y barras, los relés de protección con tiempos de respuesta de varios milisegundos, son suficientes, pero para proteger un área, los datos de las PMU's se deben integrar a las aplicaciones SCADA para obtener una visión dinámica de la red y poder protegerla ya que actualmente aunque los sistemas SCADA, permiten la visualización de todo el sistema eléctrico, los tipos de datos limitados proporcionan una visión relativamente estática[53].

Bajo esta definición,  $\varphi$  es el desplazamiento de una función coseno a la frecuencia nominal del sistema sincronizado a UTC. A coseno tiene un máximo en  $t = 0$ , por lo que el ángulo de sincrofasor es 0 grados cuando se produce el máximo de  $x(t)$  en el segundo UTC (1 PPS señal de tiempo), y -90 grados cuando el cruce por cero positivo se produce en el segundo UTC (forma de onda sinusoidal). La **Figura 2. 9** ilustra la relación de tiempo de ángulo / UTC fase.



**Figura 2. 9.** Convenio para la representación de un Sincrofasor norma IEEE C37-118.

**Fuente:** [75].

La Sinusoide que se muestra en (38):

$$x(t) = X_m \cos(\omega_0 t + \varnothing) = X_m \cos(2\pi f_0 t + \varnothing) \quad (38)$$

Donde  $f_0$  es la frecuencia angular nominal del sistema (60 Hz para el sistema ecuatoriano), directamente representado por el fasor en la ecuación (2). En el caso general donde la amplitud es una función del tiempo  $X_m(t)$  y la sinusoide de frecuencia es también una función del tiempo  $f(t)$ , podemos definir la función  $g = f - f_0$  donde  $f_0$  es la frecuencia nominal y  $g$  es la diferencia entre las frecuencias reales y nominales, la sinusoide puede entonces ser escrito como se muestra en:

$$\begin{aligned} x(t) &= X_m(t) \cos\left(2\pi \int f dt + \varnothing\right) \\ x(t) &= X_m(t) \cos\left(2\pi \int (f_0 + g) dt + \varnothing\right) \\ x(t) &= X_m(t) \cos(2\pi f_0 t + (2\pi \int g dt + \varnothing)) \end{aligned} \quad (39)$$

La representación del sincrofasor para esta forma de onda se muestra en (40):

$$X(t) = \left(X_m(t) / \sqrt{2}\right) e^{j(2\pi \int g dt + \varnothing)} \quad (40)$$

Para casos especiales donde  $X_m(t) = X_m$  es constante y  $g = \Delta f$  es una constante que se compensa de la frecuencia nominal,  $\int g(t) dt = \int \Delta f dt = \Delta f t$  así el sincrofasor es simplificado como se muestran en:

$$X(t) = \left(X_m(t) / \sqrt{2}\right) e^{j(2\pi \Delta f t + \varnothing)} \quad (41)$$

Esto rotará uniformemente en el rango de  $\Delta f$ , es la diferencia entre la frecuencia real y la nominal.

### 2.4.2 Elementos y características de las PMU

Dependiendo del diseño y fabricación de las PMU's estas se componen de un modelo con los siguientes elementos:

*Tabla 3. Algunos elementos de los principales de PMU's.*

*Fuente: Autor.*

Elemento	Descripción
<b>FILTRO ANTIALIASING</b>	Filtra las frecuencias superiores a la frecuencia de muestreo, para evitar que estas sean digitalizadas.
<b>CONVERSION ANÁLOGO/DIGITAL</b>	Transforma las medidas análogas de voltajes y corrientes en valores digitales
<b>MICROPROCESADOR</b>	Calcula los valores fasoriales aplicando la transformada discreta de Fourier y/o algoritmos propietarios.
<b>RECEPTOR DE SEÑALES DE GPS</b>	Permite la sincronización de las medidas a una misma referencia de tiempo.
<b>TRANSDUCTOR DE COMUNICACIÓN</b>	Constituye el canal de salida para la transmisión de datos fasoriales.

Las PMU permiten realizar las siguientes actividades:

- Medir los fasores de voltaje y corriente, lo que permite monitorear la estabilidad angular y dinámica de los sistemas de potencia y analizar el sistema eléctrico en con una precisión de  $\neq 1 \mu S$ .
- La PMU permite tomar muestras cada ciclo o dos, es decir hasta 60 muestras en un segundo.
- La Medición de los sincrofasores se realiza con la referencia de tiempo UTC (unidad de tiempo coordinado), con la cual la PMU genera una onda cosenoidal perfecta a frecuencia y amplitud nominal, que es la señal de referencia con la ue se comparan las señales de entrada.

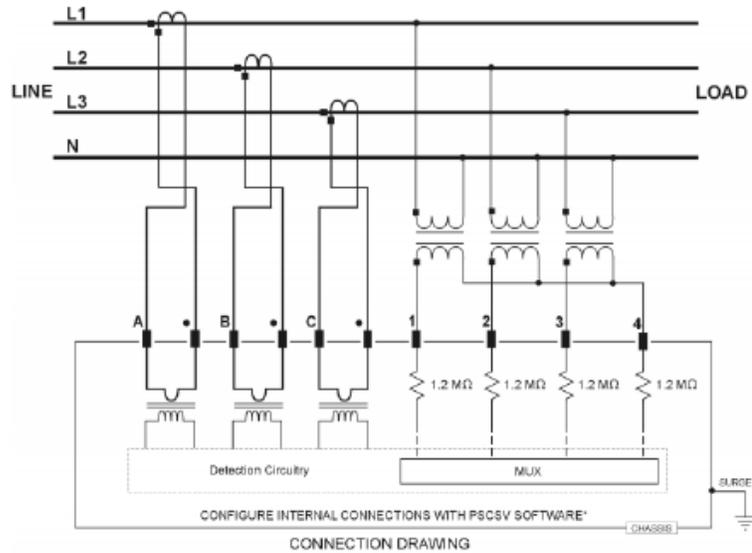


Figura 2. 10. Diagrama de conexión de un PMU Arbitr 1133A.

Fuente: [76]

### CAPITULO III

## 3. MODELAMIENTO Y SIMULACIÓN DE UN FLUJO DE POTENCIA MEDIANTE FACTS Y WAMS.

### 3.1. Características de la zona a implementar un control de flujo

La implementación del Sistema de Supervisión de Área Extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado SNI, hace que el monitoreo del SNI sea dinámico y con esto la aplicación de soluciones a cualquier suceso sea más rápida. Al momento se encuentran instaladas PMU's en las principales subestaciones del anillo troncal de 230 kV del SNI como se aprecia en la ubicación geográfica de la **Figura 3. 1**, y como se describe en la **Tabla 4**, donde se aprecia la importancia de esta ubicación estratégica de estos equipos para el monitoreo del sistema y en el diagrama unifilar de la **Figura 3. 2** se puede notar que estos equipos también son instalados en niveles de voltaje de 138 kV en las subestaciones de Salitral, San Idelfonso y Molino. A nivel de 69 kV se encuentra instalado un PMU en la subestación de Villonaco en Loja. En este trabajo nos enfocaremos en los equipos instalados en el Anillo Troncal de Ecuador a nivel de voltaje de 230 kV.

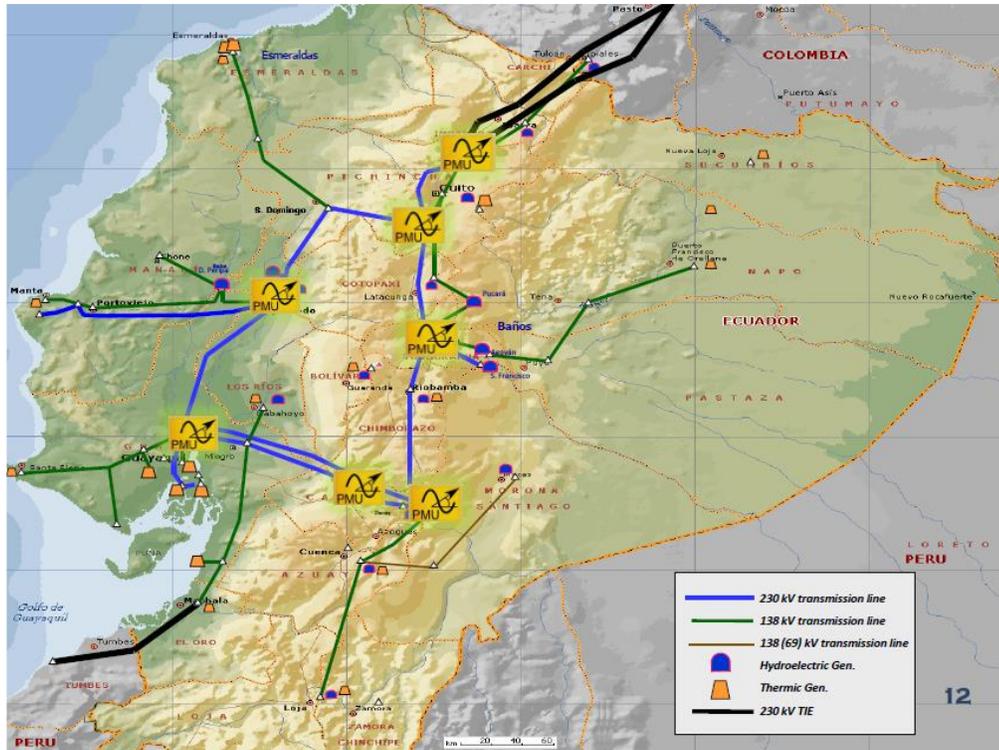


Figura 3. 1. Ubicación de PMU's en el Anillo Troncal del SNI.

Fuente: Cenace [77].

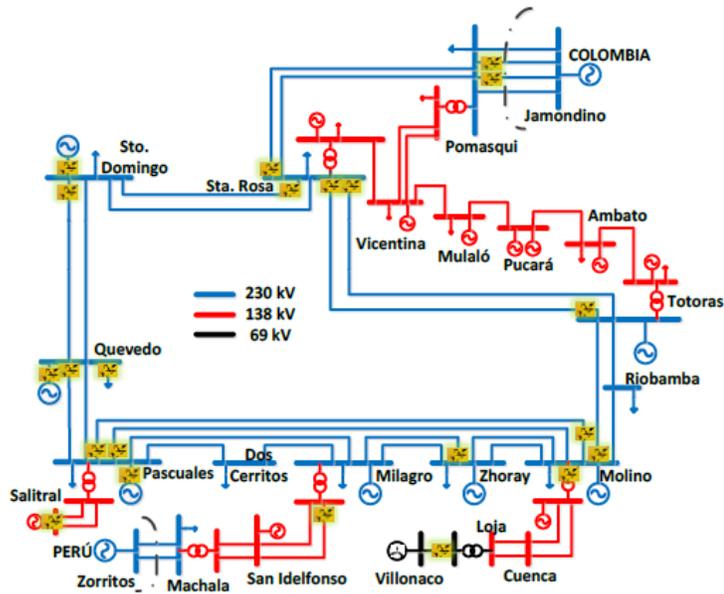


Figura 3. 2. Diagrama unifilar con la ubicación física de PMU's en el SNI.

Fuente: [76]

**Tabla 4.** Puntos de medición de PMU en 230 kV.

**Fuente:** Autor.

Subestación	Ubicación
Molino	Pascuales 1
	Totoras
Pomasqui	Jamondino 2
	Jamondino 3
Pascuales	Molino 1
	Molino 2
Quevedo	Pascuales 1
Santa Rosa	Totoras 1
	Totoras 2
	Santo Domingo 1
	Pomasqui 1
Totoras	Santa Rosa 1
Zhoray	Milagro 2

### 3.1.1 Características de la Interconexión Eléctrica Ecuador - Colombia

El proyecto de interconexión con Colombia nació de la necesidad por parte de Ecuador para cubrir la creciente demanda energética del país, sobre todo en los meses de estiaje, y evitar así los racionamientos de energía eléctrica. En la actualidad, Ecuador dispone de dos puntos de interconexión con Colombia, el primero a un voltaje de 138 kV con una capacidad de 345 MW entre las subestaciones de Tulcán (Ecuador) y Panamericana (Colombia) y el segundo a un voltaje de 230 kV con una capacidad de 500 MW entre las subestaciones de Pomasqui (Ecuador) y Jamondino (Colombia) constituido por cuatro circuitos.

El resultado de la interconexión con Colombia como se explica en [78] permite que el Ecuador pueda disponer de 1500 millones de kilovatios-hora/año aproximadamente, y se convierte actualmente en una fuente de suministro de energía más importante para el país. Con el funcionamiento de la línea Pomasqui – Jamondino, con doble circuito de 230 kV y otra en la línea Tulcán – Panamericana en 138 kV, ayudará a estabilizar el flujo de potencia en Ecuador.

El criterio principal de este estudio, está en la pérdida de la interconexión en condiciones de máxima transferencia de Colombia a Ecuador. Esto representaría un impacto en la frecuencia del sistema eléctrico del Ecuador si no se toma las medidas necesarias de seguridad y protección.

### **3.1.2 Características de la Línea de Transmisión a 230 kV Santa Rosa – Totoras**

La línea de transmisión Santa Rosa – Totoras forma parte del anillo de transmisión del Sistema Nacional Interconectado operando a 230 kV, en un tramo de 109.8 km, a una altura promedio de 2900 msnm. Se extiende a lo largo de una zona mayoritariamente de tipo de suelo de arcilla arenosa húmeda, con nivel cerámico de 10 días de tormenta por año. En [79] se considera que está formada por vanos uniformes de 463 m de longitud, que es el valor promedio de los vanos reales. Ver Anexo 2.

### **3.1.3 Características de la Central Hidroeléctrica Paute – Molino**

La Central Hidroeléctrica Paute – Molino conocida también como represa Paute (Embalse Amalusa), está ubicada en el río Paute, es la generadora hidroeléctrica más grande de Ecuador y contribuye con la mayor cantidad de energía eléctrica a nuestro país. La potencia nominal es de 1075 MW y la potencia efectiva de 1100MW con una producción anual de 4900 GWH [80].

La Central Hidroeléctrica Paute – Molino consta de dos fases, la Fase AB y la Fase C que fue la ampliación de 5 turbinas dejando un total de 10 turbinas tipo Pelton, en donde la Fase C se conecta al SNI, mediante la línea de 230 kV a las barras de la subestación Zhoray con una distancia de 15 km, a Pascuales con una distancia de 188,8 km, a Riobamba con una distancia de 157,3 km y a Totoras con una distancia de 200 km [81].

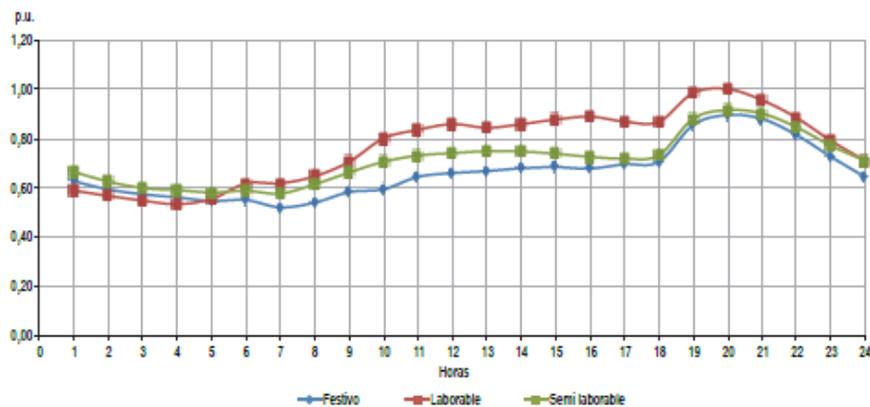
### **3.1.4 Características de la Demanda Eléctrica en Ecuador**

De acuerdo con datos publicados en el Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 por el Consejo Nacional de Electricidad (Conelec) [82], el Ecuador pasará de un promedio del 5,5% en el incremento anual de la demanda de electricidad registrado entre el 2000 y el 2012, a tasas de crecimiento que llegarán hasta el 21,3% anual en el 2017. Este cálculo se basa en una primera etapa sobre el incremento proyectado de la demanda del país, con base en el consumo de los usuarios. A ello, se incorporan las demandas industriales vinculadas con la actividad minera, como es el proyecto de cobre Mirador [83]. En el Anexo 3 se detalla gráficamente el incremento de la demanda en el Ecuador.

Adicionalmente incorporará la demanda del programa nacional de cocción eficiente. Esto implica el cambio progresivo de cocinas a gas, por cocinas de inducción. Además también está prevista la incorporación de la demanda de energía del proyecto Refinería del Pacífico y también los proyectos de transporte público de alto consumo de energía eléctrica, como son el Metro de Quito y el Tranvía de Cuenca. De esta manera, la nueva oferta y demanda de energía llegan a un punto de equilibrio según datos del Conelec y del Ministerio de Electricidad.

La demanda máxima de potencia registrada en el 2012 a nivel de bornes de generación, se produjo en diciembre con 3.207 MW, mientras que la potencia mínima se registró en enero con 2.937 MW. En lo referente a energía, la demanda máxima de energía se produjo en mayo con 1.715 GWh, mientras que la demanda mínima de energía se registró en febrero con 1.502 GWh.

En la **Figura 3. 3** se puede ver que la demanda de los días laborables y festivos mantiene similar comportamiento, mientras que la curva del día semi laborable se encuentra en medio de las dos curvas. Además, la demanda en el día semi laborable y del día festivo coincide con la demanda máxima a las 20 horas, mientras que la demanda del día laborable se encuentra un 10% por arriba de las demandas antes mencionadas a esa misma hora.



**Figura 3. 3.** Curva de Demanda Diaria Nacional.

Fuente: PME 2013 [82].

### 3.1.5 Contingencias y Escenarios de Análisis

Considerando el análisis previo se tomará en cuenta diversos escenarios que permitirán tener un mejor panorama de la aplicación de FACTS en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador. Es importante mencionar los lugares donde se realizará el estudio para su posterior estudio.

Para el análisis de contingencias, demostraremos las ventajas de realizar un Control de Flujo a través del TCSC mediante el monitoreo de los sistemas WAMS, guiándonos también por el análisis de contingencias que realizan las instituciones que representan al sector eléctrico ecuatoriano, que se consideran las más críticas para diferentes condiciones de transferencia para un día laborable, entre las cuales se citan [84], para nuestro estudio nos referimos a los siguiente:

- Salida de un circuito de la línea de interconexión Pomasqui – Jamondino.
- Salida de un circuito de la línea Totoras – Santa Rosa.
- Salida de la central hidroeléctrica Paute – Molino Fase C en Ecuador.

La demanda considerada para el estudio es la Banda Horaria de Demanda [85]:

- Demanda Máxima: 17:00 – 22:00.

- Se respeta los criterios de voltaje ( $\pm 5\%$  **Barras 230 kV y 138 kV**).
- También se respetó la potencia activa y la reactiva en los generadores.

En la **Tabla 5** se detalla las demandas del SNI, para un día normal.

*Tabla 5. Demanda para un día laborable SNI.*

*Fuente:* [85].

	Banda Horaria	Carga [MW]
<b>Demanda para el 2013.</b>	Demanda Mínima	2008
	Demanda Media	2915
	Demanda Máxima	3239
<b>Demanda para el 2014.</b>	Demanda Mínima	2097
	Demanda Media	3011
	Demanda Máxima	3397

Cabe aclarar también que en este escenario se considera una posición fija en los taps de los transformadores a fin de mantener un voltaje fijo para desarrollar los diferentes análisis de este trabajo.

### 3.2. Monitoreo de límite térmico y estabilidad oscilatoria

#### 3.2.1 Cargabilidad de líneas y transformadores

La potencia máxima teóricamente se obtiene basado en voltajes nominales del terminal y su ángulo  $\delta = 90^\circ$  que no puede ser simulado en la práctica. Generalmente existen tres factores que limitan la máxima potencia transmitida a través de una línea de transmisión como se describe en [86] y que son:

- El límite térmico: Para líneas cortas (menor a 80 Km.), la cargabilidad es limitada por el índice térmico de los conductores.
- Voltaje máximo permitido: Para líneas de mediana longitud (entre 80 y 250 km.) la cargabilidad es limitada por el voltaje permitido que es usualmente del cinco por ciento.
- Condiciones de estabilidad: Este factor de mayor preocupación para líneas de larga longitud ( más de 250 Km. ) limitan el desplazamiento angular  $\delta$  a menos de  $35^\circ$  para mantener el sincronismo de máquinas sincronizadas durante los transientes.

Se puede analizar y visualizar de mejor manera a través de la **Figura 3. 4** y la **Figura 3. 5** donde se muestran los niveles de cargabilidad de líneas y transformadores del SNT ecuatoriano que se registran en condiciones normales de operación y en la **Tabla 6** se detalla los términos utilizados.

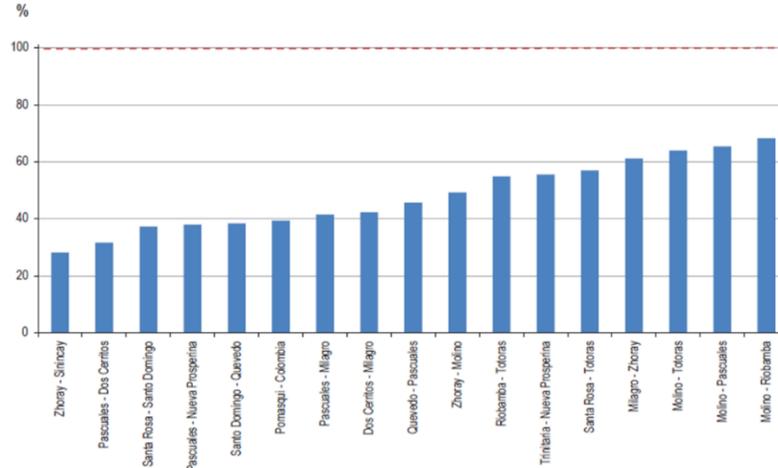
**Tabla 6.** Términos utilizados dentro de la operación del SIN.

*Fuente:* Autor.

Término	Características
<b>Cargabilidad</b>	Existen un mínimo valor entre: El límite térmico de conductores. Máxima capacidad de los transformadores de corriente. Límite de transmisión por regulación de voltaje. Límite por estabilidad transitoria y dinámica.
<b>Operación Normal</b>	Régimen de operación satisface requerimientos de calidad de servicio y energía sin riesgo de las instalaciones del sistema.
<b>Operación de Alerta</b>	Estado que adquiere el sistema cuando el nivel de seguridad llega a un punto donde los límites operativos corren riesgo ante una contingencia.
<b>Operación de Emergencia</b>	Régimen de operación fuera de lo normal.
<b>Sensitividad</b>	Mide el efecto de variación de una variable de control sobre una variable dependiente.
<b>Sincronización</b>	Conjunto de acciones que deben realizarse para cerrar un elemento eléctrico energizado en uno de sus extremos.
<b>Contingencia n-1</b>	Desconexión de un elemento del SNI, sin que afecte la estabilidad del sistema.

Como consecuencia de la falta de generación en la Zona Norte del S.N.I., en condiciones de máxima y media demanda, por la línea de transmisión Totoras – Santa Rosa 230 kV, de 110 km de longitud, normalmente se registran altas transferencias de potencia, en varios casos superiores a los 400 MW. Si bien las condiciones de operación en esta zona del sistema de transmisión y de esta línea en particular presentan voltaje y cargabilidad aceptables, la indisponibilidad de la línea por fallas, causa serios riesgos operativos para el suministro de energía de Quito y parte norte del país, a pesar de que la actuación de protecciones sistémicas ayudan a mitigar los efectos de esta contingencia en el sistema.

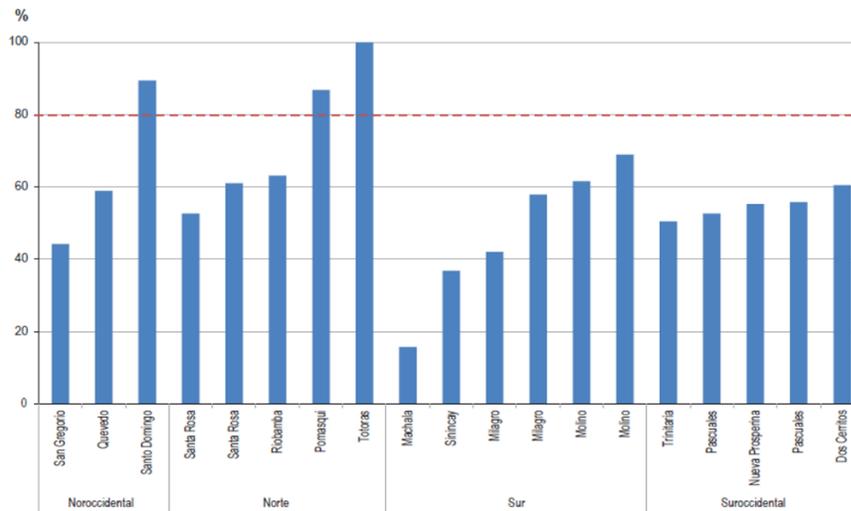
En la **Figura 3. 4** se observa claramente el nivel de cargabilidad de las líneas encontrándose que la menor cargabilidad se encuentra en Zhoray-Sancay con una potencia eléctrica inferior al 30%, en contraste con la Molino-Riobamba que según se puede apreciar alcanza una cargabilidad de más del 60% así como también Molino-Totoras y Molino-Pascuales con índices similares.



**Figura 3. 4.** Cargabilidad en Líneas de transmisión 230 kV.

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013 [82].

En la **Figura 3. 5** referente a la cargabilidad de transformadores de 230 kV / y 138 kV se obtuvieron los siguientes resultados: En la zona Noroccidental la menor cantidad de cargabilidad fue en San Gregorio y la mayor en Santo Domingo. En la zona Norte la cargabilidad máxima que alcanza el 100% es en Totoras, así mismo en la zona Sur fue Molino quien superó en niveles de potencia eléctrica. En la zona Suroccidental se observa un mayor equilibrio sin embargo Dos Cerritos tiene una ligera superioridad entre las de su sector.



**Figura 3. 5.** Fuente. PME 2013.Cargabilidad de Transformadores 230 kV/138 kV.

**Fuente:** Plan Maestro de Electrificación 2013 [82].

### 3.2.1.1 Modelo de Líneas de Transmisión

Debido a que las líneas de transmisión del S.N.I. son de 138 kV y 230 kV y presentan longitudes máximas de 154 Km. y 200 km, respectivamente éstas deben ser consideradas como Líneas Medias ya que las líneas con longitudes comprendidas entre 60 Km y 259 km y voltajes comprendidos entre 40 k y 220 kV, aproximadamente son líneas de transmisión de longitud media [87].

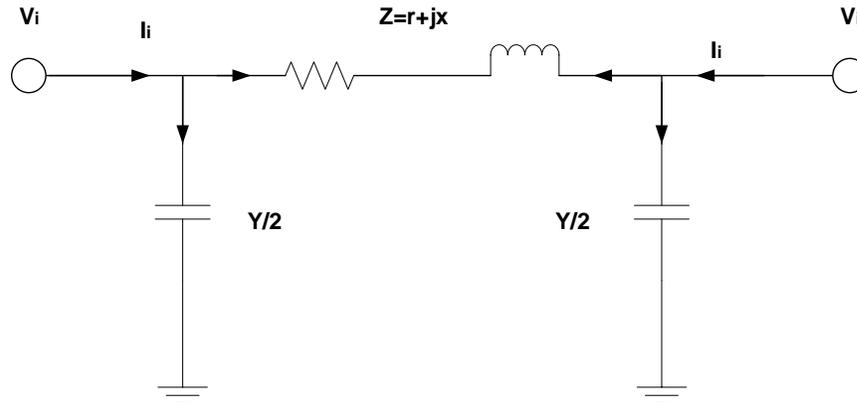


Figura 3. 6. Modelo  $\pi$  de una línea de Transmisión.

Fuente: Autor.

### 3.2.1.2 Modelo de Transformadores

En los transformadores de potencia generalmente  $x \gg r$  por lo que se puede despreciar la resistencia sin cometer errores excesivos. Además dichos transformadores tienen cambiadores de taps los que se usan para mantener el voltaje secundario constante con voltaje primario variable o para controlar el voltaje secundario con un voltaje primario fijo o simplemente regular el voltaje hasta cumplir con las condiciones del sistema mediante la variación del flujo de potencia reactiva [87], [88].

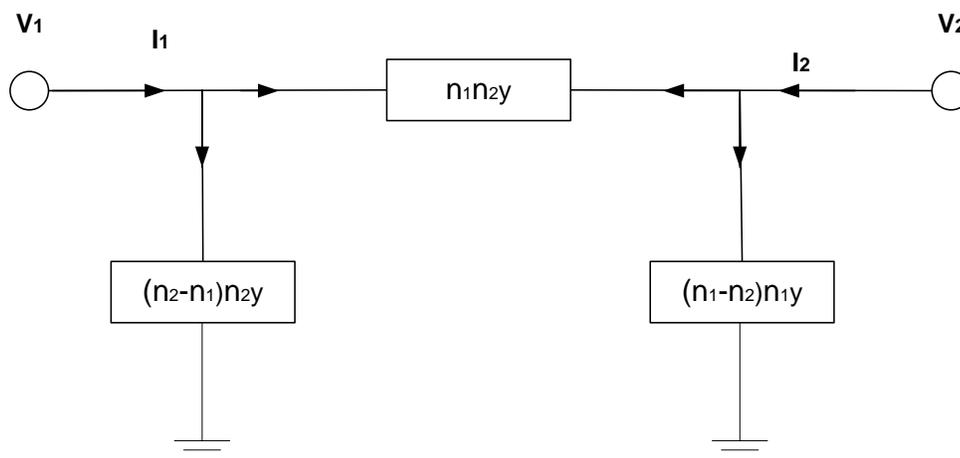


Figura 3. 7. Modelo  $\pi$  de un transformador con taps.

Fuente: Autor.

Como la variación de los taps provoca un cambio en el flujo de la potencia reactiva su efecto también deber ser modelado, por esto los transformadores de potencia, al igual que las líneas tienen un modelo equivalente  $\pi$  en el que además de la impedancia del transformador se incluye el efecto de la posición de los taps (ya sea que estén en el secundario o en el primario del transformador).

### 3.2.1.3 Modelo de Generadores

Los generadores que forman parte del S.N.I son máquinas sincrónicas y para estudios en estado estacionario, éstas máquinas pueden modelarse considerándolas ideales, esto es, suponiendo que la corriente de campo es constante.

Existen dos tipos de máquinas sincrónicas, las de rotor cilíndrico (de alta velocidad, modelo apropiado para generadores térmicos) y las de polos salientes (de baja velocidad, modelo apropiado para generadores hidráulicos) [87], [67].

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de generadores sincrónicos de rotor cilíndrico son:

(42)

6t

$$Q = \frac{VE_f}{X_d} * \cos(\delta) - \frac{V^2}{X_d} \quad (43)$$

Las ecuaciones de potencia activa y reactiva de generadores sincrónicos de polos salientes son:

$$P = \frac{VE_f}{X_d} * \text{sen}(\delta) + \frac{V^2}{2X_dX_q} * (X_d - X_q) * \text{sen}(2\delta) \quad (44)$$

$$Q = \frac{VE_f}{X_d} * \cos(\delta) - \frac{V^2}{2X_dX_q} * (X_d - X_q) + \frac{V^2}{2X_dX_q} * (X_d - X_q) * \cos(2\delta) \quad (45)$$

Siendo en estas relaciones:

$V =$  Voltaje a los terminales del generador.

$E_f =$  Voltaje inducido por corriente de excitación.

$\delta =$  Ángulo de potencia.

$X_d =$  Reactancia de eje directo.

$X_q =$  Reactancia de eje en cuadratura.

Las potencias activa y reactiva de un generador sincrónico están limitadas por la curva de cargabilidad, la cual debe ser considerada en la solución del flujo de potencia.

### **3.2.1.4 Modelo de Cargas**

Las cargas comúnmente están dispersas a través de los sistemas de distribución, de modo que un modelado estricto de estos componentes requiere de modelar la red de distribución, además de considerar su naturaleza aleatoria para conectarse y desconectarse del sistema y que pueden ser monofásicas o trifásicas. Esto sin duda, haría más difícil el análisis de los sistemas eléctricos. Para evitar esta situación, se ha optado por modelar las cargas suponiendo que se concentran en el nodo ya sea de alto o de bajo voltaje en la subestación del sistema de distribución.

Además, para sistemas eléctricos de potencia la carga puede ser modelada de acuerdo al tipo de estudio que se desea analizar, así, para el caso de flujos de potencia se considera el modelo de Potencia Constante, en el cual la carga permanece constante independientemente de la variación del voltaje y frecuencia [87].

### **3.2.1.5 Modelo de Compensadores**

Los elementos de compensación son necesarios para la adecuada operación de sistemas eléctricos de potencia. Estos pueden clasificarse de diversas maneras, de acuerdo a su principio de funcionamiento propósito y la forma en que se conectan al sistema, pudiendo ser ajustables o fijos, para controlar voltaje y potencia reactiva o potencia activa, o bien conectado en derivación o en serie, respectivamente. Normalmente, están relacionados con la operación de sistemas eléctricos con redes de transmisión muy limitadas en cuanto a regulación de voltaje y transferencia de potencia activa.

El S.N.I. dispone de compensadores en derivación siendo estos tanto reactores como capacitores y pueden ser modelados como cargas de Impedancia Constante, las cuales varían la potencia (en este caso reactiva) en función de la variación del voltaje [87].

### **3.2.1.6 Solución de Flujo de Potencia**

La solución del flujo de potencia requiere resolver sistemas de ecuaciones no lineales en las que el número de ecuaciones dependen del número de nodos que conformen el sistema.

El planteamiento analítico del flujo de potencia requiere de cuatro variables en cada barra del sistema, la potencia activa neta inyectada, la potencia reactiva neta inyectada, la magnitud de voltaje y el ángulo de voltaje son variables de estado. Únicamente dos de estas variables pueden ser definidas como datos de flujo en cada barra del sistema [87], [89].

*Tabla 7. Tipos de barras en un SEP y sus características.*

*Fuente: Autor.*

Tipo de Barra	Características	Datos	Incógnitas
<b>Barra de Carga o Barra P-Q</b>	En ella se define la potencia activa y potencia reactiva inyectada. Físicamente corresponde a un centro de carga o un generador de poca capacidad que no puede fijar el voltaje de barra.	$P, Q$	$V, \theta$
<b>Barra de Generación o Barra P-V</b>	En ella se determina la potencia activa neta inyectada y el voltaje que puede sostener la barra por medio del apoyo de la potencia reactiva generada.	$P, V$	$Q, \theta$
<b>Barra Oscilante o Barra Slack</b>	Es una barra de generación que se utiliza como referencia al sistema en la que se especifica el voltaje y su ángulo. En ella no se fija el valor de potencia activa inyectada y se requiere un generador que cubra esta potencia.	$V, \theta$	$P, Q$

### 3.2.2 Importancia de la Estabilidad en los Sistemas de Potencia

En la **Figura 3. 8** se muestra el diagrama unifilar de todo el sistema interconectado a nivel de 230 kV, con la ubicación del TCSC en diferentes lugares del sistema eléctrico. Esto para ensayar algunas contingencias y de esta manera encontrar la opción más adecuada para su aplicación. Para obtener un mejor desempeño de la Compensación Capacitiva Serie controlada por Tiristores (TCSC) en el Sistema Nacional Interconectado, con criterios de operatividad se ha ubicado el TCSC en distintas posiciones de la red de 230 kV. Para eso se plantea 2 puntos muy importantes para nuestro estudio de la siguiente manera:

- Ubicación del TCSC dentro del sistema, para identificar la mejor respuesta ante un grupo de contingencias n-2 en el anillo troncal de 230 kV.
- Identificar un grupo de contingencias n-2 considerables y que pueden conllevar un alto riesgo de colapso en el sistema.

#### 3.2.2.1 Categorías de Estabilidad

La clasificación de estabilidad de sistema de potencia está basada en las siguientes consideraciones [87]:

- La naturaleza física de la clase de inestabilidad resultante, indicada por la variable principal del sistema en la cual la inestabilidad puede ser observada.
- El tamaño de la perturbación considerada, la cual influencia en el método de cálculo y predicción de estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y el período de tiempo que deben tenerse en cuenta para evaluar la estabilidad.

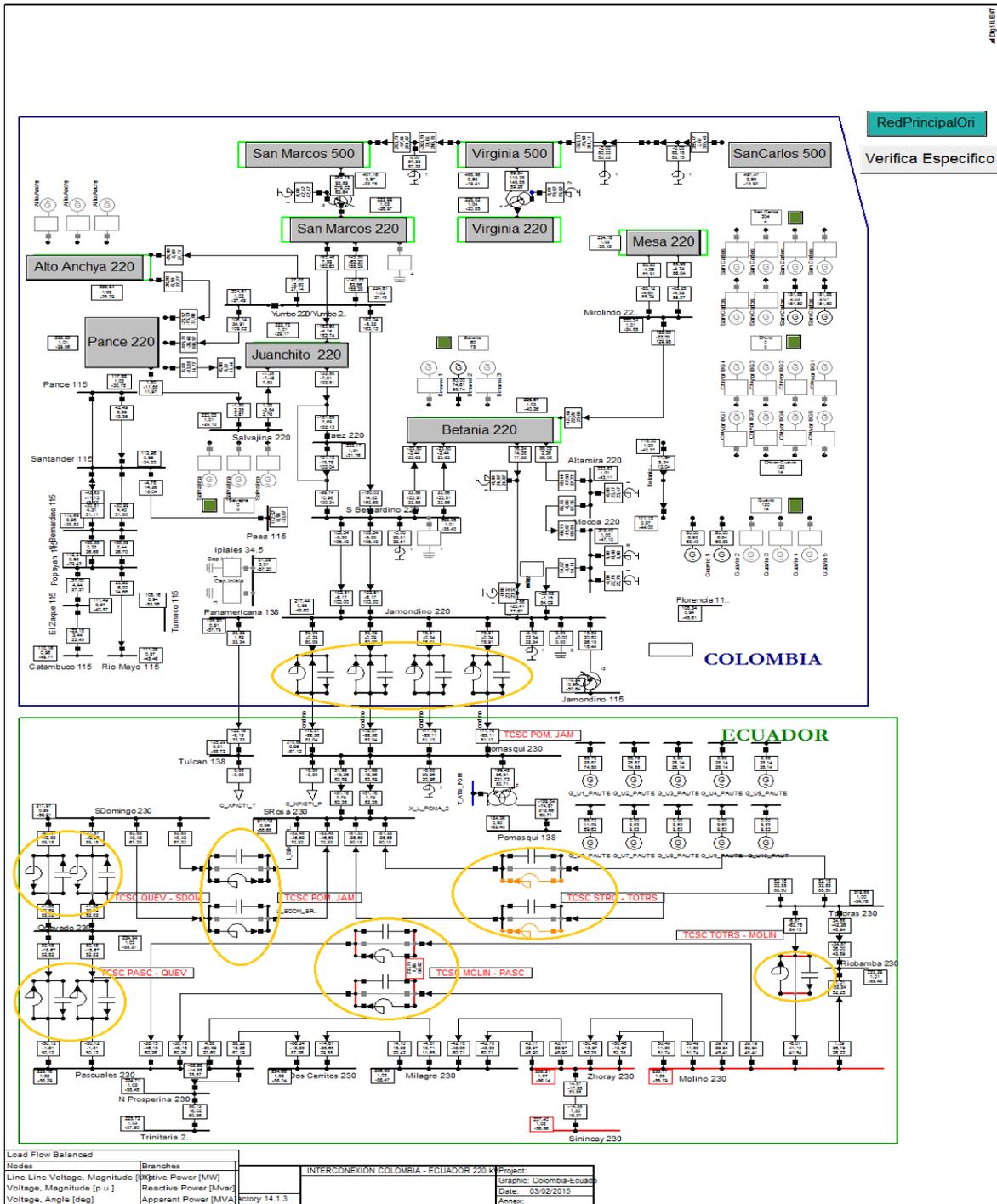


Figura 3. 8. Sistema Nacional Interconectado Ecuador.

Fuente: Autor.

### 3.2.2.2 Estabilidad transitoria

La estabilidad del ángulo del rotor de perturbaciones grandes o estabilidad transitoria como se conoce normalmente, se preocupa por la habilidad del Sistema de potencia de mantener

sincronismo cuando está sujeto a una perturbación severa, como un corto circuito en una línea de la transmisión o la salida de una central de generación grande.

La respuesta del Sistema involucra grandes variaciones de los ángulos del rotor de los generadores, influenciadas por la relación no lineal potencia-ángulo.

La estabilidad transitoria depende del estado de operación inicial del sistema y de la severidad de la perturbación. La inestabilidad normalmente se manifiesta en forma de separación angular no periódica debido a insuficiente torque sincronizate [87].

### **3.2.2.3 Estabilidad de Voltaje**

La estabilidad de voltaje se refiere a la habilidad de un sistema de potencia de mantener voltajes estables en todas las barras del sistema luego de someterse a una perturbación desde una condición de operación dada. Depende de la habilidad de mantener o recuperar el equilibrio entre la demanda de carga y suministro de potencia del sistema de generación. La inestabilidad que puede resultar se presenta en forma de una progresiva caída o crecimiento de los voltajes de algunas barras.

Un posible resultado de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de carga en un área o apertura de las líneas de transmisión y otros elementos debido a la actuación de sus protecciones. La pérdida de sincronismo de algunos generadores puede darse debido a condiciones de operación que violan el límite de corriente de campo [87].

### **3.2.2.4 Causas de la Inestabilidad de Voltaje**

La tendencia más fuerte para inestabilidad de voltaje se debe normalmente a las cargas: en respuesta a la perturbación, la potencia consumida por las cargas tiende a ser recuperada por la acción de ajustes de deslizamiento de motores, reguladores de voltaje de distribución, cambiadores de tap de transformadores y termostatos. La inestabilidad de voltaje ocurre cuando la carga dinámica intenta restaurar el consumo de potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada.

Un factor importante que contribuye a la inestabilidad de voltaje es la caída de voltaje en las reactancias inductivas de la red de transmisión, lo cual limita la cargabilidad de las líneas de transmisión para transferir potencia y mantener el voltaje. La estabilidad de voltaje está amenazada cuando una perturbación incrementa la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sustentable de los recursos de potencias disponibles.

Mientras la mayoría de las formas de inestabilidad de voltaje es la caída progresiva de voltajes de barra, el riesgo de inestabilidad de sobrevoltaje también existe. Es causado por la conducta capacitiva de la red (líneas de operación operando por debajo de la demanda de impedancia de carga) así como también por los límites de subexcitación de los generadores y/o los compensadores sincrónicos que absorben el exceso de potencia reactiva. En este caso, la inestabilidad está asociada con la incapacidad de combinar los sistemas de generación y transmisión operando con niveles de carga bajos. En su esfuerzo por restaurar esta potencia de carga, los cambiadores de tap de los transformadores provocan una inestabilidad de voltaje de período largo [87].

### **3.3. Modelamiento de control de flujo**

El modelamiento de control de flujo de potencia busca calcular con precisión las variables del sistema eléctrico, que son monitoreados a través del WAMS y que nos sirven para realizar un control dinámico en la red. A continuación se muestra los puntos más relevantes para modelamiento de control de flujo.

#### **a) Ubicación de FACTS - TCSC en varias posiciones del sistema eléctrico**

De acuerdo al sistema que estamos analizando, con criterios de operatividad y en función de la debilidad del mismo, se ubica al TCSC en varias posiciones del sistema de potencia.

#### **b) Centro de Control utilizando WAMS**

Monitoreo en tiempo real del Sistema Eléctrico de Potencia.

#### **c) Simulación en el dominio del Tiempo**

En función de los datos entregados por el centro de control se establecen valores iniciales factibles para los parámetros a ser identificados se realizan simulaciones en el dominio del tiempo para un conjunto de perturbaciones pre-definidas, que corresponden a aquellas registradas y almacenadas por PMU's instalados en el sistema real.

#### **d) Análisis de Contingencias**

En base a criterios de operatividad de sistemas eléctricos, se analiza un grupo de contingencias con alto grado de incidencia en la estabilidad del sistema de potencia, para probar el dispositivo ante condiciones más críticas y demostrar su efectividad.

#### **e) Criterios de los parámetros de control del TCSC, para estabilidad transitoria**

Analizando el comportamiento transitorio para cada caso de estudio, se determina los parámetros del sistema de control (tiempos de compensación, potencia de cortocircuitos, corrientes de cortocircuito, % compensación) en función de la respuesta transitoria en cada caso.

#### **f) Control de Flujo de Potencia en base de TCSC**

Una vez que se recoge los resultados de las variables del sistema el TCSC actúa en base de a las señales dinámicas para realizar un control de flujo.

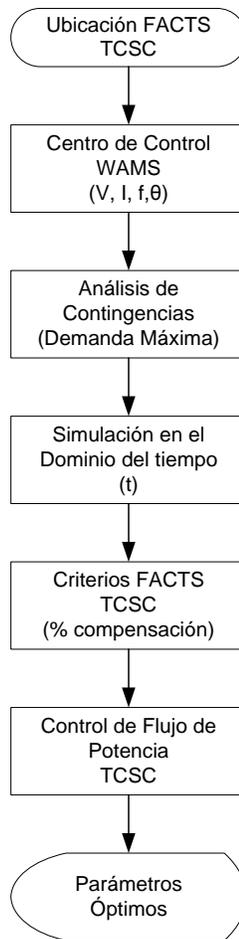
#### **g) Sistema Estable**

La búsqueda es repetitiva hasta satisfacer un Sistema Estable mediante pruebas en los diferentes casos de estudio establecidos y en base a los resultados obtenidos.

#### **h) Parámetros Óptimos**

El resultado de la estabilidad del sistema se ve reflejado en los parámetros óptimos.

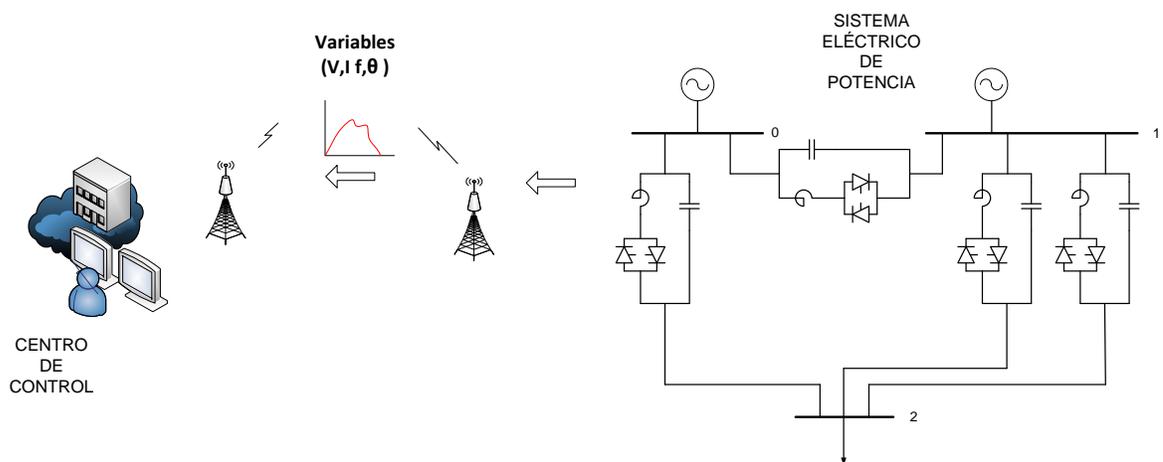
En la siguiente **Figura 3. 9** se muestra los pasos para realizar el modelamiento de control de flujo de este trabajo.



**Figura 3. 9.** Esquema de la metodología utilizada para un control de Flujo de Potencia utilizando el TCSC.

**Fuente:** Autor.

### 3.4. Simulación de control de flujo mediante FACTS y WAMS



**Figura 3. 10.** Representación de un Sistema Eléctrico con implementación WAMS.

**Fuente:** Autor.

En la **Figura 3. 10**, describe gráficamente como se estructura un sistema WAMS desde un sistema eléctrico hasta el centro de control donde se hace un seguimiento constante del comportamiento del sistema.

### 3.4.1 Análisis mediante FACTS

El análisis de la simulación de este trabajo se enfoca en el Anillo Troncal del SNI, que se puede determinar como un punto vulnerable a cualquier perturbación de nuestro Sistema. El procedimiento para simular un control de flujo en un SEP que disponga de un sistema WAMS se lo hará con datos obtenidos de las contingencias establecidas en **3.5.1** para ello se utilizará el programa DigSilent PowerFactory 14.0, cuyas características se muestran en la **Tabla 8** y su definición se presenta en el Anexo 4. La función principal de este programa es representar un centro de control para monitorear los eventos en el sistema y se procederá al estudio de un dispositivo FACTS denominado Compensador Serie Controlado por Tiristores (TCSC), para realizar un control de flujo aplicando diferentes contingencias dentro de un escenario de demanda máxima del sistema para mejorar la estabilidad del mismo.

### 3.4.2 Simulación en un caso ilustrativo

Previamente realizaremos un análisis con un ejercicio de Flujo de Potencia planteado en [90] y que se puede ver en la **Figura 3. 11** en el cual se resuelve y se realiza la simulación del mismo, utilizando diferentes contingencias en un escenario de alta demanda.

Con los datos que se obtendrá con lo mencionado anteriormente, se realizará una comparación de lo que ocurrirá con la implementación del FACTS sobre el mismo sistema de potencia y se explorará las ventajas de tener un FACTS en él. Este análisis nos da la pauta necesaria para la implementación de este sistema en el Anillo Troncal de nuestro SNI.

*Tabla 8. Características fundamentales de PowerFactory.*

*Fuente: Autor.*

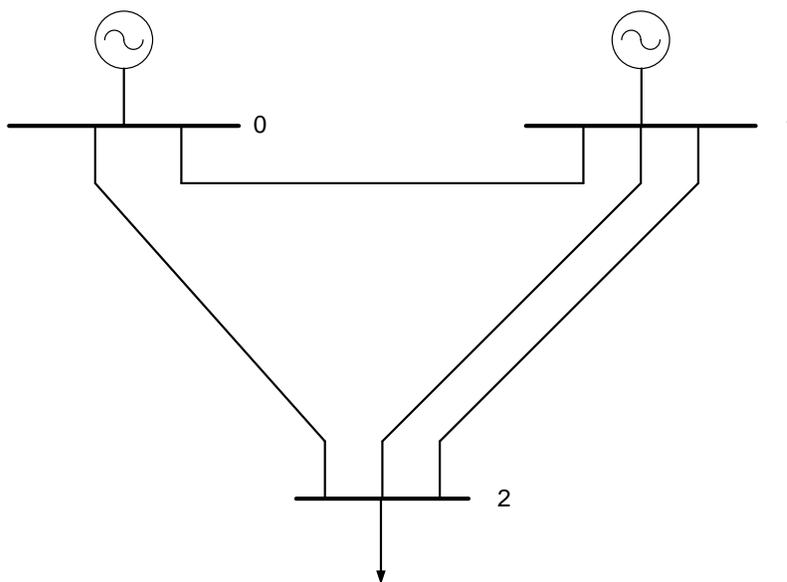
Detalle Técnico PowerFactory	Características
<b>Funciones Básicas</b>	Definición
	Modificación
	Organización
<b>Rutinas Numéricas Básicas</b>	Funciones de Salida
	Documentación

El ejercicio a estudiar consta de 3 nodos y los datos se encuentran especificados en la **Tabla 9** y **Tabla 10** con una potencia base de  $S_b=100\text{MVA}$ . En el nodo 1 especifica los límites inferiores y superiores de potencia reactiva que son de  $-10\text{ Mvar}$  y  $40\text{ Mvar}$  respectivamente. El umbral para este ejemplo es de  $10^{-3}$ .

**Tabla 9.** Datos de las Líneas del SEP.

Fuente: [90].

Nodos	Voltajes en p.u	Potencias
0	1.02	-
1	10.2	$P_G = 50MW$
2	-	$P_C = 100MW; Q_C = 60M \text{ var}$



**Figura 3. 11.** Esquema unifilar de Sistema de potencia.

Fuente: Autor.

**Tabla 10.** Datos de los Nodos del SEP.

Fuente: [90].

Líneas	Impedancias en p.u
0-1	$0.02 + 0.04j$
0-2	$0.02 + 0.06j$
1-2	$0.02 + 0.04j$ Cada una.

La resolución analítica de este ejemplo de flujo de potencia se hará a través del método de Newton-Raphson, de donde se obtendrá los siguientes resultados. En la **Tabla 11** se define los voltajes y potencias de este sistema.

**Tabla 11.** Datos e incógnitas del SEP.

Fuente: [90].

Nodo	Tipo	Datos		Incógnitas	
0	Slack	$V_0 = 1.02$	$\theta_0 = 0.0$	$P_0$	$Q_0$
1	PV	$V_0 = 1.02$	$P_1 = 0.5$	$\theta_1$	$Q_1$
2	PQ	$P_2 = -1.0$	$Q_2 = -0.6$	$\theta_2$	$V_2$

Resolviendo la matriz de admitancias del sistema es:

$$Y_{bus} = \begin{bmatrix} 15 - 35j & -10 + 20j & -5 + 15j \\ -10 + 20j & 30 - 60j & -20 + 40j \\ -5 + 15j & -20 + 40j & 25 - 55j \end{bmatrix}$$

Con los datos indicados en la **Tabla 11** las ecuaciones a resolver es:

$$\begin{aligned} \Delta P_1 &= 0.5 - P_1^{cal} = 0 \\ \Delta P_2 &= -1 - P_2^{cal} = 0 \\ \Delta Q_2 &= -0.6 - Q_2^{cal} = 0 \end{aligned}$$

El jacobiano a determinar en cada iteración sería:

$$J = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{12} \\ H_{21} & H_{22} & N_{22} \\ M_{21} & M_{22} & L_{22} \end{bmatrix}$$

La Primera iteración partiendo del perfil de voltajes da lo siguiente:

$$V^0 = \begin{bmatrix} 1.02 \\ 1.02 \\ 1.02 \end{bmatrix}; \theta^0 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Vector de residuos de potencia en nodos:

$$\Delta P = \begin{bmatrix} - \\ 0.5 \\ -1 \end{bmatrix}; \Delta Q = \begin{bmatrix} - \\ - \\ -0.6 \end{bmatrix}$$

El jacobiano para esta iteración es de:

$$J = \begin{bmatrix} 62.424 & -41.616 & -20.808 \\ -41.616 & 57.222 & 26.010 \\ 20.808 & -26.010 & 57.222 \end{bmatrix}$$

Término independiente.

$$b = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \Delta Q_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.5 \\ -1 \\ -0.6 \end{bmatrix}$$

Aplicando  $J\Delta x = b$  con  $x = [\Delta\theta_1 \quad \Delta\theta_2 \quad \Delta V_2 / V_2]^T$ , se obtiene el nuevo estado del sistema:

$$V^0 = \begin{bmatrix} 1.02 \\ 1.02 \\ 1.005 \end{bmatrix}; \theta^0 = \begin{bmatrix} 0 \\ -7.953 \times 10^{-3} \\ -0.016 \end{bmatrix}$$

Con este nuevo estado se determina el vector de residuos y se comprueban los límites de reactiva en el generador 1.

$$P_i^{cal} = \begin{bmatrix} 0.497 \\ 0.496 \\ -0.984 \end{bmatrix}; Q_i^{cal} = \begin{bmatrix} 0.071 \\ 0.538 \\ -0.587 \end{bmatrix}$$

$$\Delta P = \begin{bmatrix} - \\ 4.242 \times 10^{-3} \\ -0.016 \end{bmatrix}; \Delta Q = \begin{bmatrix} - \\ - \\ -0.013 \end{bmatrix}$$

Con estos resultados se puede observar que los residuos superan el umbral  $10^{-3}$ . La potencia máxima reactiva que puede producir el generador 1 es de 40 Mvar y la  $Q_i^{cal}$  obtenida es de 53 Mvar. Notándose que el mismo está fuera de límites. Esto significa el nodo 1 pase a ser un Nodo PQ, en la siguiente iteración, fijándose la reactiva generada en  $Q_1^{esp} = 0.4 pu$ . Debido a este cambio, el jacobiano a determinar en esta segunda iteración sería el correspondiente al de dos nudos con carácter PQ:

$$J = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{11} & N_{12} \\ H_{21} & H_{22} & N_{21} & N_{22} \\ M_{11} & M_{12} & L_{11} & L_{12} \\ M_{21} & M_{22} & L_{21} & L_{22} \end{bmatrix}$$

Con los voltajes que se obtuvo en la primera iteración tenemos:

$$\begin{bmatrix} 61.886 & -41.161 & 31.708 & -20.147 \\ -40.185 & 56.009 & -20.841 & 24.249 \\ -30.716 & 20.147 & 62.962 & -41.161 \\ 20.841 & -26.216 & -40.185 & 54.925 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta_1 \\ \Delta\theta_2 \\ \Delta V_1/V_1 \\ \Delta V_2/V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4.242 \times 10^{-3} \\ -0.016 \\ -0.138 \\ -0.013 \end{bmatrix}$$

Una vez resuelto da lugar al siguiente vector de estado:

$$V^0 = \begin{bmatrix} 1.02 \\ 1.016 \\ 1.001 \end{bmatrix}; \theta^0 = \begin{bmatrix} 0 \\ -6.455 \times 10^{-3} \\ -0.016 \end{bmatrix}$$

Calculando nuevamente los residuos para comprobar si ha alcanzado la convergencia.

$$P_i^{cal} = \begin{bmatrix} 0.51 \\ 0.5 \\ -1 \end{bmatrix}; Q_i^{cal} = \begin{bmatrix} 0,222 \\ 0.401 \\ -0.6 \end{bmatrix}$$

$$\Delta P = \begin{bmatrix} - \\ 41034 \times 10^{-4} \\ -1.842 \times 10^{-4} \end{bmatrix}; \Delta Q = \begin{bmatrix} - \\ -6.061 \times 10^{-4} \\ -5.482 \times 10^{-6} \end{bmatrix}$$

Finalizado la resolución se nota que la convergencia del ejemplo alcanzo la segunda iteración s con valores de  $10^{-3}$ . El generador 1 ha alcanzado su límite de operación máximo, no pudo mantener el voltaje en 1.02 y forzosamente alcanzó 1.061. El nodo Slack genera 51 MW y 22.2 Mvar.

### 3.4.3 Simulación mediante WAMS en DIGSILENT 14.0

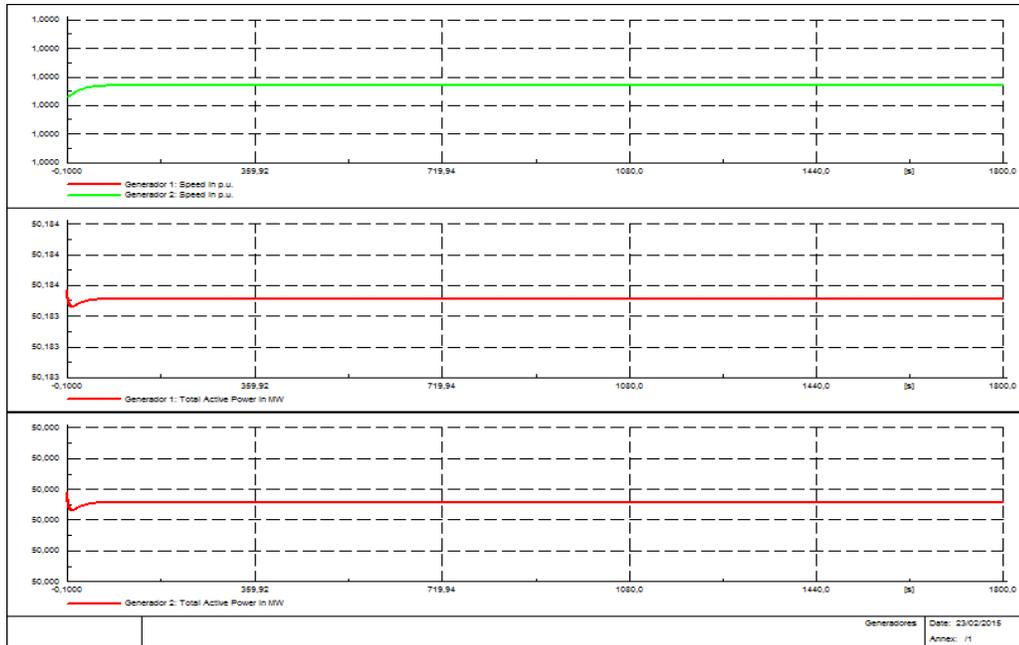
Resuelto el ejercicio analíticamente se simula en Digsilent 14.0 para realizar las contingencias planteadas en 3.1.5, para posteriormente compararlas con la implementación de un FACTS en el sistema; vemos las siguientes respuestas del SEP analizado.

#### 3.4.4 Análisis en Condiciones Normales

##### 3.4.4.1 Simulación del Sistema en Condiciones normales sin TCSC

El ejercicio que se presenta a continuación se ha diseñado y resuelto en una situación que no se presentan inestabilidades y se pueden apreciar en las diferentes figuras que demuestran las curvas obtenidas, los resultados así como también los voltajes y ángulos del sistema.

En la **Figura 3. 12** se encuentra las curvas del ejemplo analizado en condiciones normales, con este resultado el sistema se encuentra en estado estable. Se puede observar que la curva de color verde muestra la velocidad de los generadores alcanzando su valor nominal en p.u. Las curvas adicionales indican las potencias individuales de los generadores.



**Figura 3. 12.** Velocidad y Potencia Total de los Generadores en Estado Estable sin TCSC.

**Fuente:** Autor.

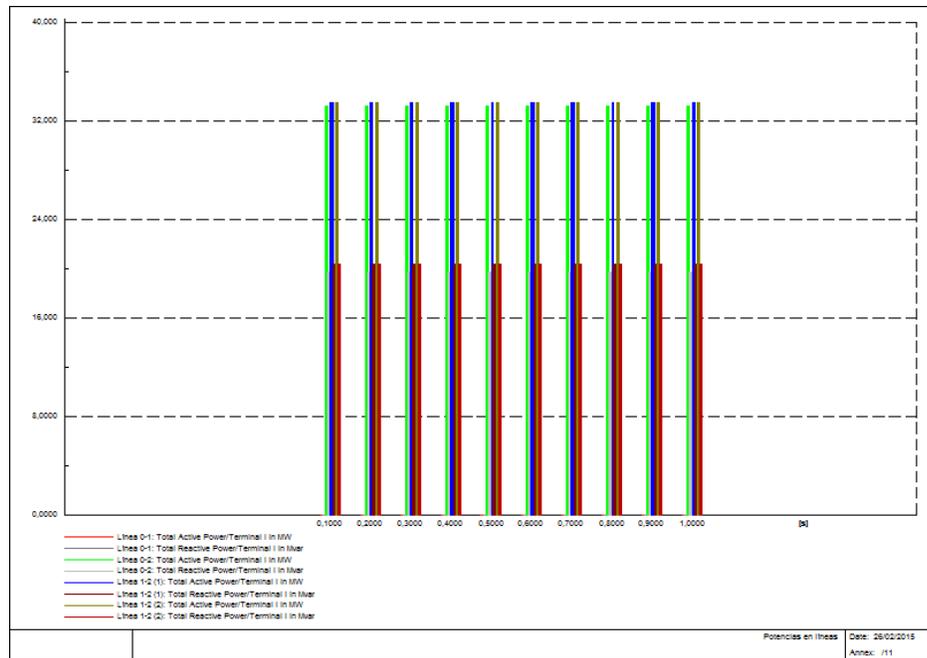
Calculation of Initial Conditions				Complete System Report: Voltage Profiles, Grid Interchange			
Balanced, Positive Sequence				Maximum Error of Model Equations 1,00 %			
Grid: SEP sin TCSC	System Stage: SEP sin TCSC			Study Case: Dynamic Stability sin TCSC			Annex: / 1
rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	Bus - voltage [kV]	Bus - voltage [deg]	-10	-5	0	Voltage - Deviation [%]
							+5 +10
Bus 0	230,00	1,000	230,00 0,00				
Bus 1	230,00	1,000	230,00 -0,09				
Bus 2	230,00	0,997	229,32 -0,19				
				DIGSILENT	Project:		
				PowerFactory	Date: 23/02/2015		
				14.1.3			

**Figura 3. 13.** Reporte de Resultados del Digsilent Sin TCSC.

**Fuente:** Autor.

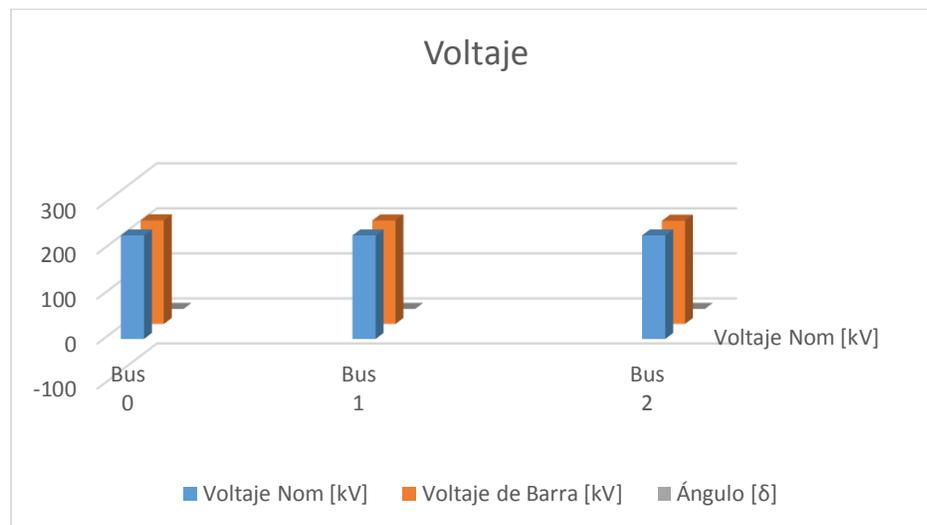
En la **Figura 3. 14** se presenta los resultados de potencia del ejemplo que se está estudiando. Estos valores corresponden a las variables de referencia de una carga en estado estacionario y que corresponden al sistema sin FACTS.

En la **Figura 3. 15** se presenta los diferentes valores de potencia dentro del sistema. Nótese que el flujo de potencia para cada línea es similar para cada una. Y en la **Figura 3. 15**, los valores de voltaje y ángulo permanecen constantes.



**Figura 3. 14.** Resultados de Potencia del Sistema

**Fuente:** Autor.



**Figura 3. 15.** Resultado de Voltaje en Barras del Sistema sin TCSC.

**Fuente:** Autor.

### 3.4.4.2 Simulación del Sistema en Condiciones Normales con TCSC

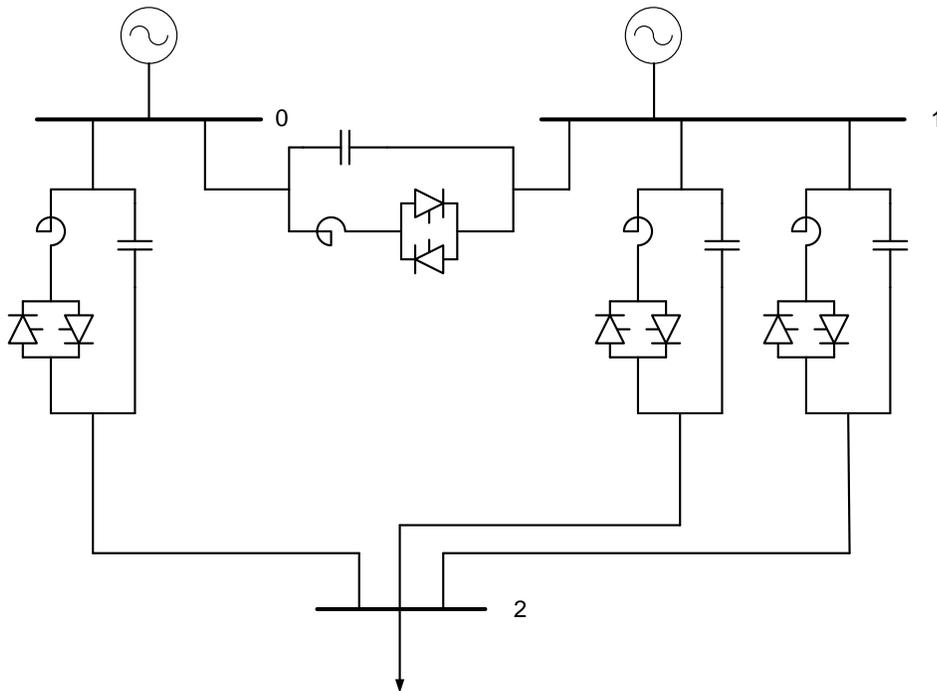
Para realizar un análisis comparativo se ha resuelto el ejercicio anterior pero en esta ocasión implementando el TCSC.

Para este ejercicio se realiza una compensación aplicando la siguiente fórmula. Para calcular el valor de capacitancia estimado para el TCSC.

$$k = \frac{X_c}{X_G + X_T + X_L} * 100 \quad (1.46)$$

Resolviendo aplicando al ejercicio analizado y despreciando los valores de impedancia del generador trabajaremos únicamente con las impedancias en las líneas. Con esto fijaremos los valores para el análisis del circuito con FACTS.

Con la implementación de los sistemas TCSC en el ejemplo analizado se puede comprobar que los valores de voltaje permiten brindar de estabilidad al sistema. Como se muestra en la **Figura 3. 16**. Los resultados de velocidad y la potencia del generador se pueden visualizar en la **Figura 3. 17**. Con facilidad que brinda el DIGSILENT 14.0 se puede realizar un reporte para visualizar los valores de voltaje en el sistema analizado, **Figura 3. 18**. En el mismo software se puede emitir un gráfico de barras como se aprecia en la **Figura 3. 19**, en el cual se visualiza la potencia del sistema con TCSC. Con los valores obtenidos en las anteriores figuras y para complementar el reporte a través de Excel como se indica en la **Figura 3. 20**.

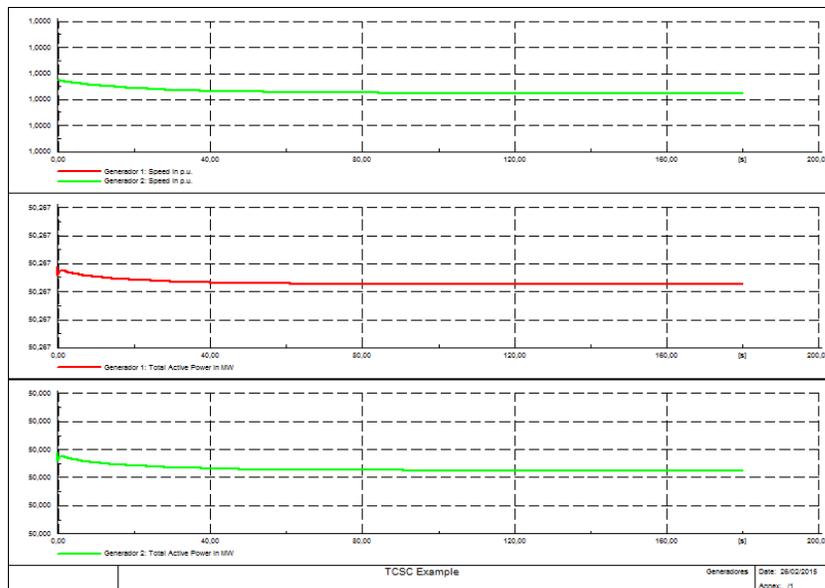


**Figura 3. 16.** Aplicación de TCSC en Red de Potencia.

**Fuente:** Autor.

En la **Figura 3. 17** a través del uso de FACTS se obtuvo los siguientes resultados: la velocidad de respuesta fue superior en relación con el sistema que no tiene FACTS y con el transcurso del tiempo simulado se observó que la curva con FACTS obtuvo un mayor equilibrio. Por otra parte en la simulación sin FACTS se observa ciertas desestabilidades en las curvas respectivas en relación al tiempo con el uso de los generadores instalados para el efecto.

Analizando los resultados aplicando el TCSC- FACTS en el sistema, se puede apreciar la diferencia que existe entre los dos sistemas analizados. Haciendo comparación entre lo obtenido en la **Figura 3. 12** y lo que se tiene en la **Figura 3. 17**, se puede notar la ventaja utilizar esta tecnología.



**Figura 3. 17.** Velocidad y Potencia Total de los Generadores en Condiciones Normales con TCSC.

**Fuente:** Autor.

```

-----
f Initial Conditions          Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |
Positive Sequence            |
                             |
                             | Maximum Error of Model Equations          1,00 %
                             |
-----
TCSC      System Stage: SEP con TCSC | Study Case: Dynamic Stability | Annex: / 2 |
-----
rtd.V     Bus - voltage          -10   -5   Voltage - Deviation [%]
[kV]      [p.u.] [kV] [deg]          0   +5   +10
-----
230,00   1,000  230,00  -0,00
230,00   1,000  230,00  -0,12
230,00   1,000  230,04  0,26
-----
|                                     | DigSILENT | Project: |
|                                     | PowerFactory | -----
|                                     | 14.1.3 | Date: 27/02/2015 |
-----
f Initial Conditions          Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |
Positive Sequence            |
                             |
                             | Maximum Error of Model Equations          1,00 %
                             |
-----

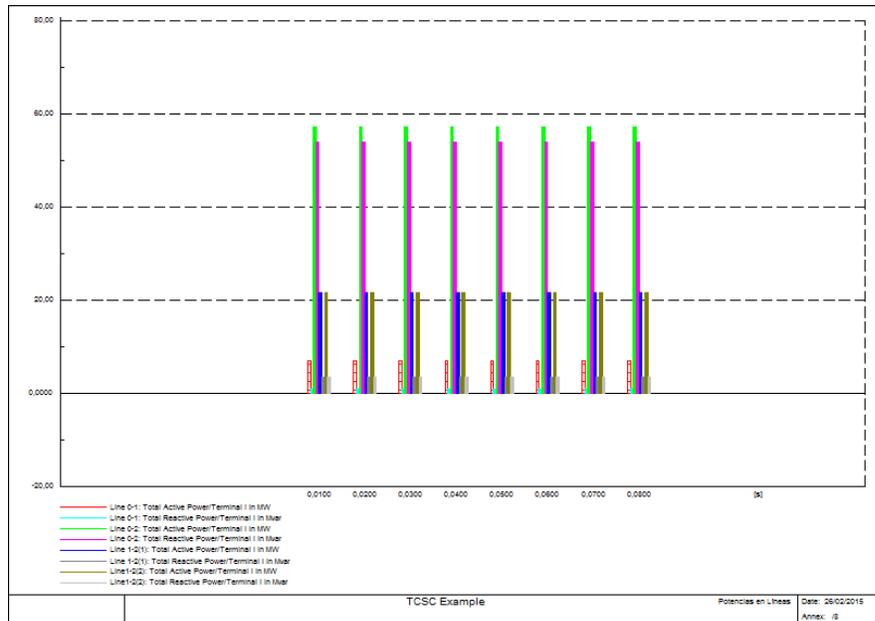
```

**Figura 3. 18.** Reporte de Resultados del Digsilent Sin TCSC.

**Fuente:** Autor

En la **Figura 3. 19** se observa los resultados de potencia del Sistema y se aprecia que en función del tiempo los resultados en milisegundos en los cuales los sistemas WAMS reaccionan para tomar los correctivos necesarios. Es de esta manera como se aprecia que en las barras de color verde poseen mayor potencia y tiempos más cortos de respuesta, Los de

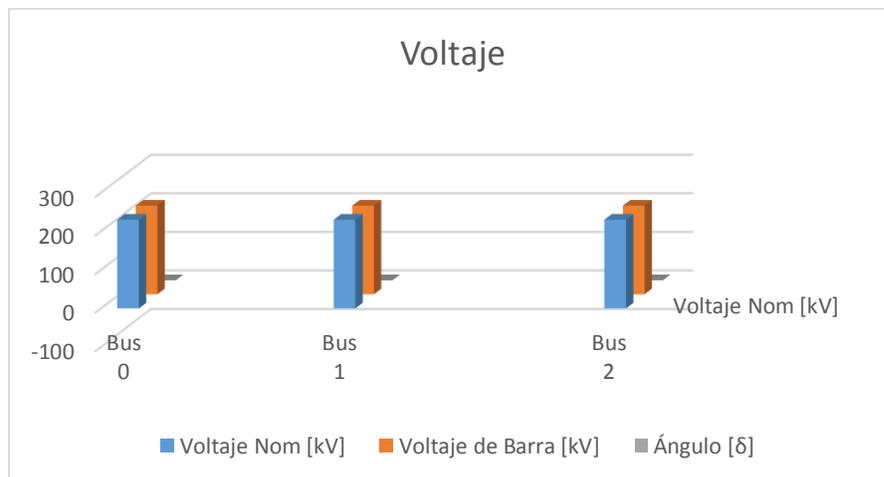
color rosa están a continuación con menor potencia y velocidades muy cortas de respuesta. En general, hay una constante en cuanto a eficiencia y potencia con la aplicación de WAMS en las simulaciones efectuadas en DIGSILENT 14.0.



**Figura 3. 19.** Resultados de Potencia del Sistema con TCSC.

Fuente: Autor.

En la **Figura 3. 20** se visualiza cómo se comporta el voltaje nominal y el voltaje de barra en KV tanto en bus 0, bus 1 y bus 2. Se observa que existe mayor voltaje en voltaje de barra en los 3 buses pero se han mantenido prácticamente en niveles similares en los diferentes buses hasta alcanzar los 300 Kv.



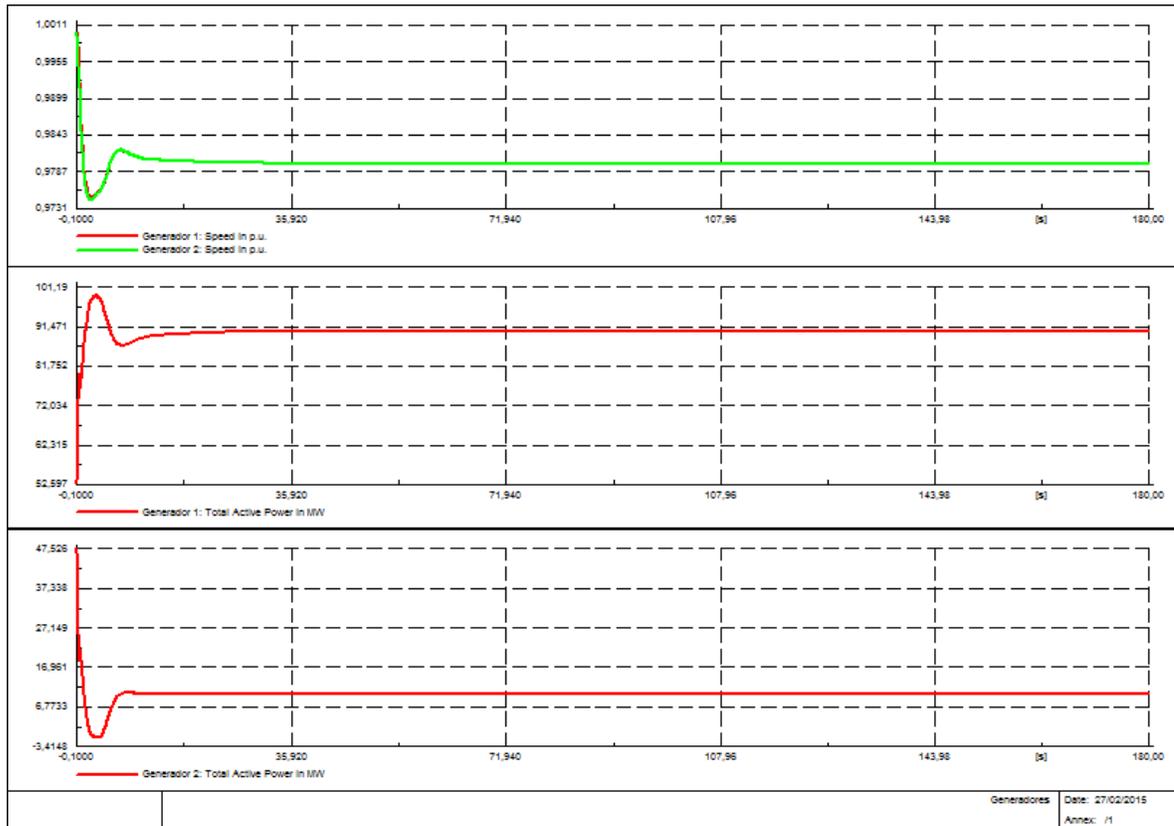
**Figura 3. 20.** Resultado de Voltaje en Barras del Sistema con TCSC.

Fuente: Autor.

### 3.4.5 Análisis en Estabilidad Transitoria

#### 3.4.5.1 Simulación de Estabilidad Transitoria sin TCSC

Para simular la falta de sincronismo en las máquinas de este ejercicio, se procedió a reemplazar valores en la regulación primaria del generador. En la **Figura 3. 21**, se observa la variación de la potencia en los generadores debido a este fenómeno transitorio.

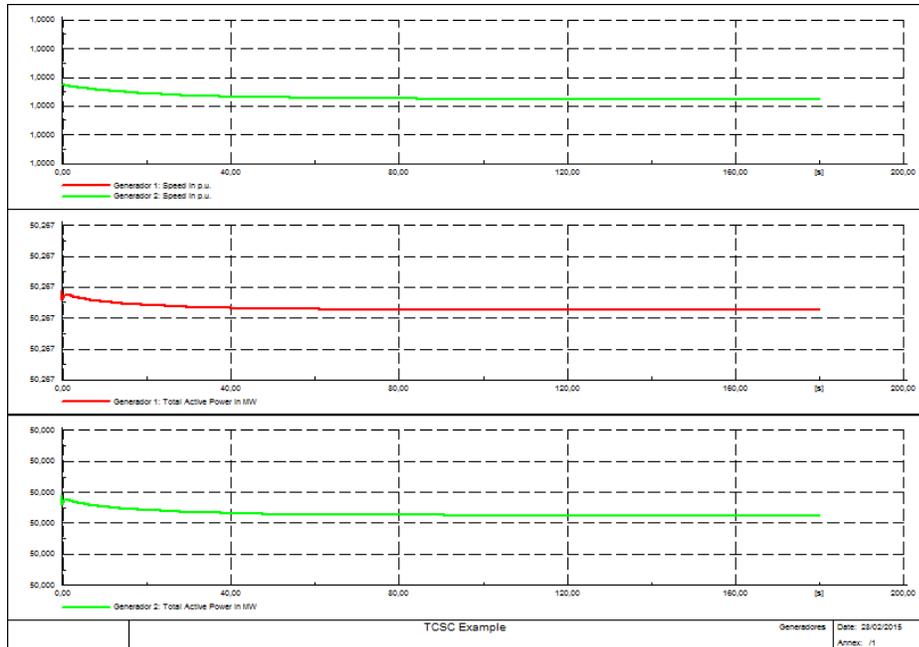


**Figura 3. 21.** Velocidad y Potencia Total de los Generadores en Estado Transitorio sin TCSC.

**Fuente:** Autor.

#### 3.4.5.2 Simulación de Estabilidad Transitoria con TCSC

Al analizar detenidamente las curvas obtenidas con TCSC se visualiza una mayor estabilidad en relación con los resultados anteriormente descritos.



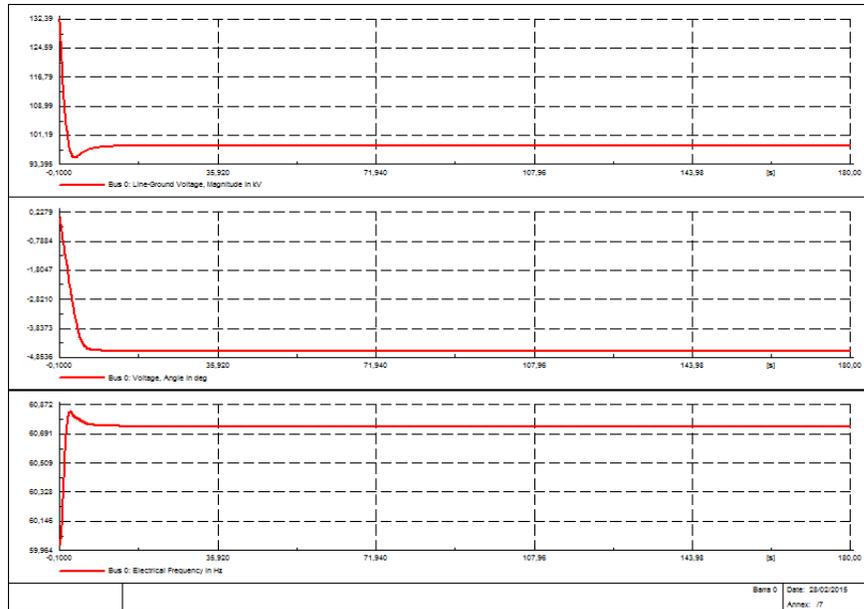
**Figura 3. 22.** Velocidad y Potencia Total de los Generadores en Estado Transitorio con TCSC.

**Fuente:** Autor.

### 3.4.6 Análisis de Estabilidad de Voltaje

#### 3.4.6.1 Simulación de Estabilidad de Voltaje sin TCSC

Como consta en la **Figura 3. 23** para analizar este ejercicio se dio valores a la carga reactiva para desbalancear el voltaje en el sistema y muestran los siguientes resultados en donde se puede apreciar la variación de voltaje en las barras, para nuestro caso particular la barra 0. Encontrándose que con el uso de WAMS la curva obtenida es muy constante y refleja la estabilidad demostrada y requerida de acuerdo a los tiempos de respuesta necesarios para las posibles contingencias en la simulación efectuada.

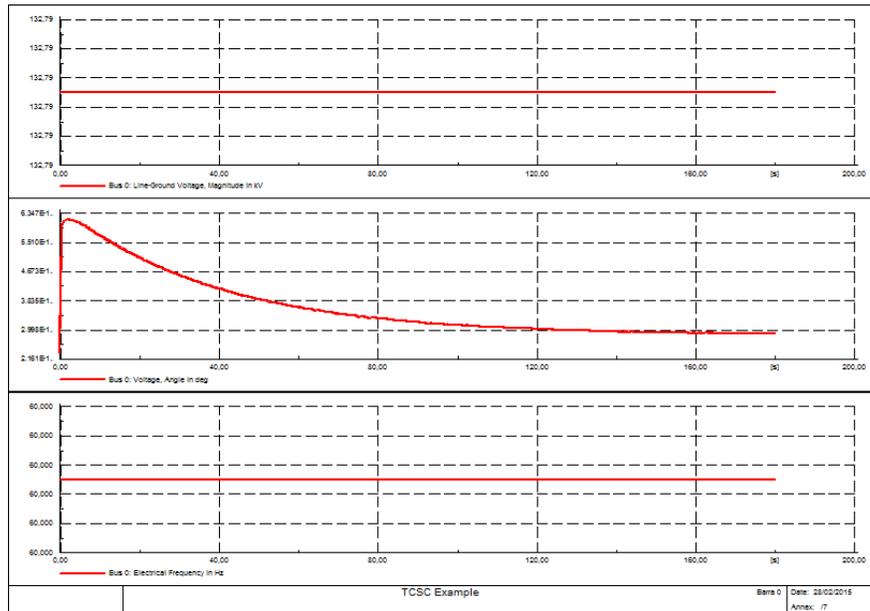


**Figura 3. 23.** Estabilidad de Voltaje sin TCSC.

**Fuente:** Autor.

### 3.4.6.2 Estabilidad de Voltaje con TCSC

Manteniendo la misma filosofía de análisis como lo descrito en 3.4.6.1, se analiza este ejercicio con valores a la carga variando la potencia reactiva para desbalancear el voltaje a continuación y muestran los siguientes resultados en la **Figura 3. 24** en donde se puede apreciar la estabilidad del sistema frente a una contingencia con FACTS.



**Figura 3. 24.** Estabilidad de Voltaje con TCSC

**Fuente:** Autor.

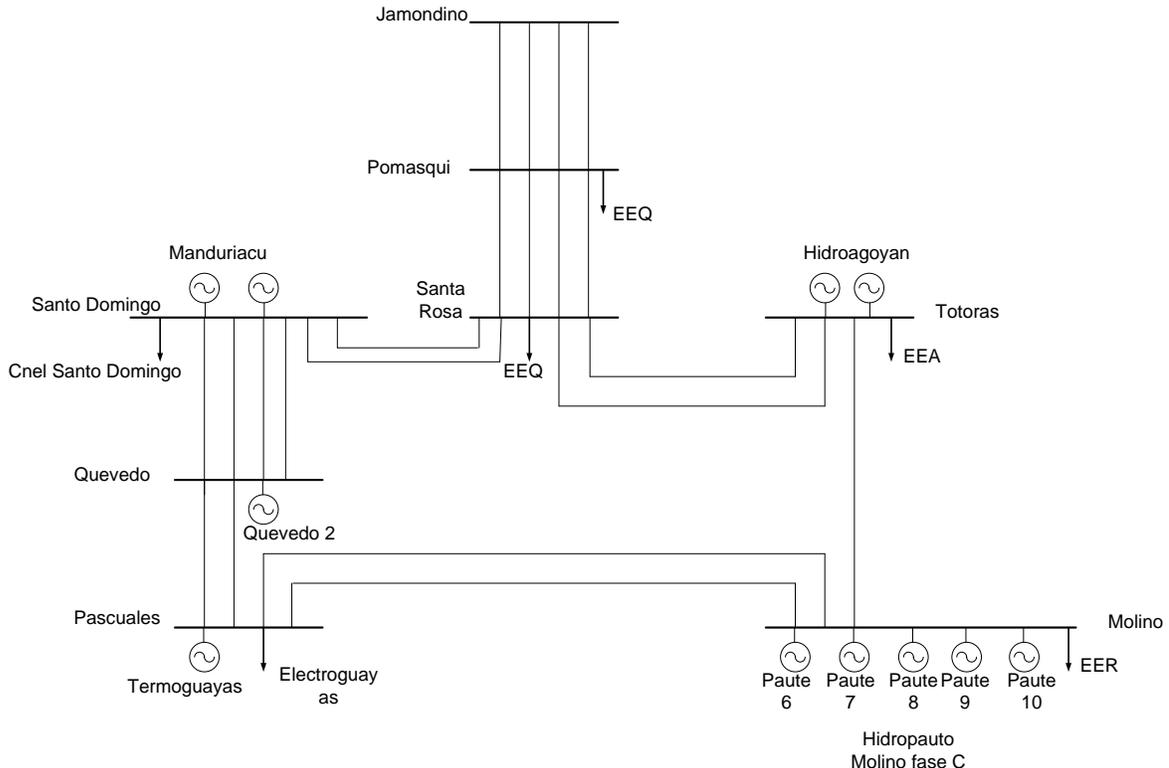
## CAPITULO IV

### 4. ANÁLISIS DE CONTROL DE FLUJO Y MONITOREO MEDIANTE FACTS – WAMS.

El análisis de este trabajo se basa en controlar un Flujo de Potencia mediante WAMS, para lo cual se estableció un punto estratégico como el Anillo troncal de nuestro SNI, para aplicar los puntos tratados en 3, 3.1 y realizar algunas contingencias planteadas en 3.1.5.

En la **Figura 4. 1** se muestra el Anillo Troncal del SNI sin TCSC donde se procederá a realizar contingencias descritas en 3.1.5 para luego comparar los resultados obtenidos con el sistema FACTS implementado en el Anillo Troncal en estudio tal como muestra la **Figura 4. 2**.

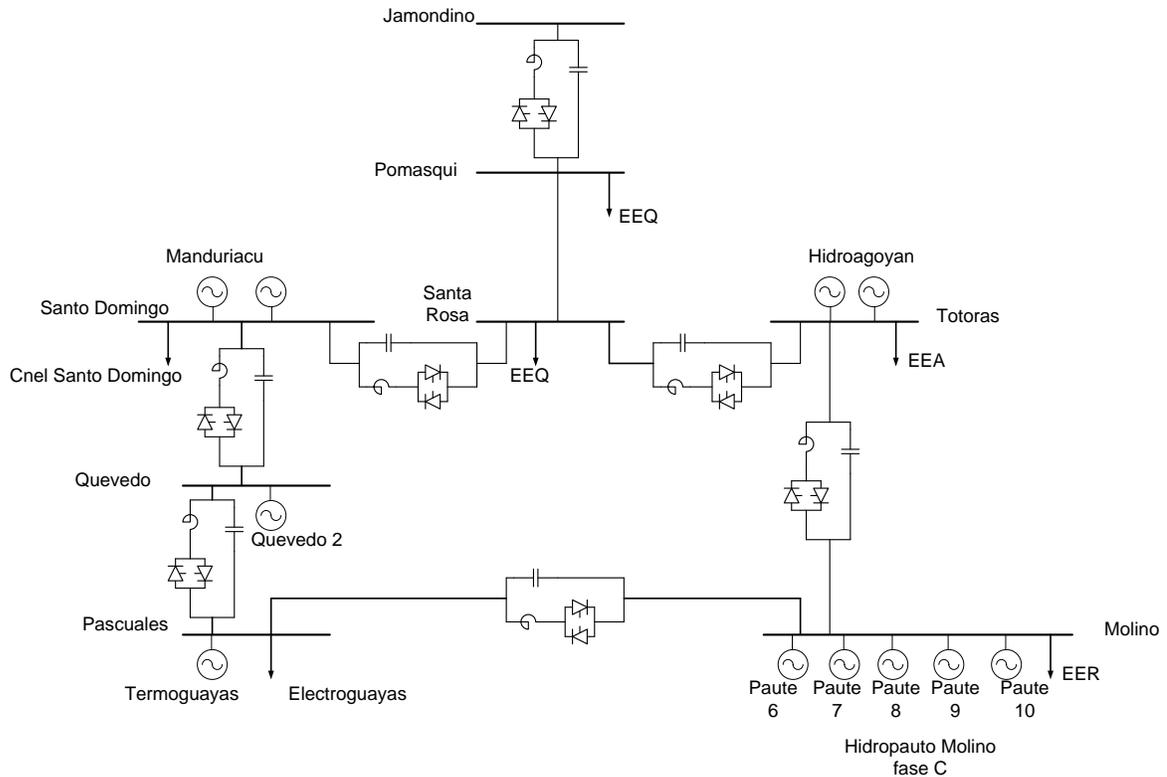
En este estudio, únicamente se analiza los componentes del Anillo Troncal del sistema en 230 kV. El cual consta como se muestra en la **Figura 4. 1** y se lo describe en 3.1. También se definió no incluir las barras DOS CERRITOS, MILAGRO, ZHORAY, que también forman parte del sistema en 230 kV, pero que para la aplicación de un FACTS no tendría mayor relevancia. Debido a que las distancias en la línea de transmisión son cortas a relación de las otras que tienen distancias considerables en el Anillo Troncal de Ecuador.



**Figura 4. 1.** Anillo Troncal del SNI sin TCSC.

**Fuente:** Autor.

Al definir el circuito del SNI, lo que buscamos es dar prioridad algunos supuestos eventos que podría ocurrir en el sistema y debido a la ubicación geográfica es necesario analizarlo en un área amplia para poder tomar soluciones ante cualquier evento. Aplicando el TCSC en el SNI, diagrama unifilar quedaría de la siguiente manera.



**Figura 4. 2.** Anillo Troncal del SNI con TCSC.

**Fuente:** Autor.

Este sistema consta en la ubicación del TCSC en diferentes puntos del sistema con el objeto de mejorar las condiciones de funcionamiento de nuestro tradicional sistema.

#### 4.1. Análisis de Flujos de Potencia

En la **Figura 4. 2** indica el diagrama del Anillo Troncal con un TCSC implementado para realizar los análisis correspondientes a fin de establecer Flujos de Potencia mediante esta tecnología. En el capítulo 1.6.2 se define la tecnología de este FACTS y se presenta los beneficios de este sistema en transmisiones de larga distancia.

Es importante recalcar que el análisis de flujos de potencia se utiliza los procedimientos computacionales comúnmente usados para el cálculo de flujo de potencia. La planificación, el diseño y la posterior operación de sistemas de potencia necesitan de aquellos cálculos para poder analizar el posible rendimiento en la estabilidad del sistema de potencia bajo diversas condiciones operativas en función del tiempo de respuesta y para poder experimentar los efectos de cambios de configuración y equipos.

Las salidas de flujo de potencia se efectúan utilizando software planteados específicamente para este propósito para nuestro caso el DIGSILENT 14.0.

Al obtener los resultados se la considera aceptable cuando las variables de estado (voltajes en magnitud y ángulo) y las variables dependientes (flujos de potencia en sus elementos) están dentro de rangos normales; si no se alcanza esta condición, en teoría se debe realizar precisiones de las variables de control (potencias o voltajes de generación, posición de taps, etc.) hasta encontrar la solución deseada para las circunstancias preestablecidas de carga y topología. Pero el fin de este estudio discrimina lo anterior para dar paso a un control de flujo directo en el TCSC para verificar el análisis de control.

#### 4.2. Análisis de Estabilidad de Voltaje en el SNI

Para realizar un estudio de estabilidad de voltaje incluye los siguientes seis pasos:

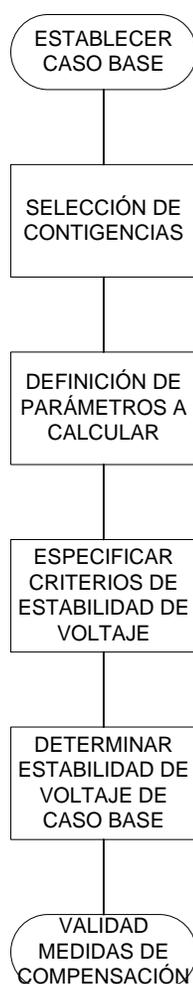


Figura 4. 3. Flujo de para determinar un caso de Estabilidad de Voltaje.

Fuente: Autor.

- a) Establecer el caso base para el cual se determinara los aspectos de estudio.
- b) Selección de una lista de contingencias probables para las cuales se determinará la

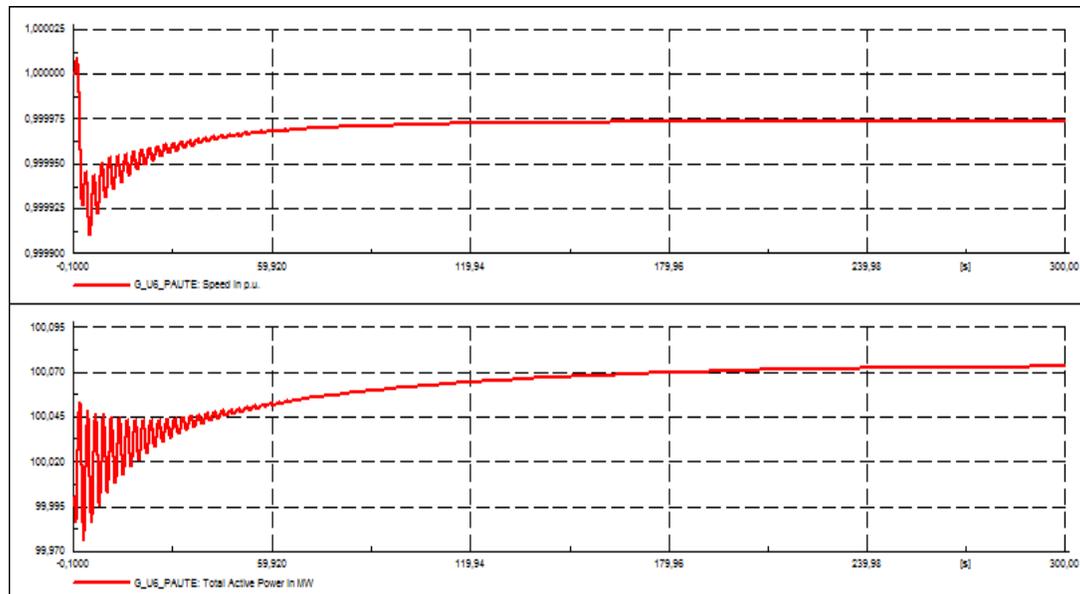
estabilidad de voltaje del sistema.

- c) Definición del parámetro clave para calcular el margen de estabilidad de voltaje.
- d) Especificar el criterio de estabilidad de voltaje.
- e) Determinar el margen de estabilidad de voltaje para el caso base y para todos los casos de contingencias probables.
- f) Diseñar y validar medidas de compensación para los casos en los cuales no se cumplió con el criterio establecido.

Para el caso del SNI ecuatoriano, y en el presente trabajo investigativo se ha considerado un caso de estudio el cual tiene referencia con la demanda máxima especificado en 3.1.4. Las cargas se modelaron considerando que su comportamiento se ajusta a un modelo de potencia constante (MVA), con el que se obtienen los resultados más conservadores. Se consideró todo el equipamiento de compensación reactiva existente y operativa en el SNI. La carga de la S/E Tulcán se considera transferida al sistema colombiano a través del enlace de 138 kV. Esta transferencia se la realiza cuando se presentan condiciones de alta carga y/o bajos voltajes en la zona norte del país. Se consideran los sistemas ecuatoriano y colombiano como dos áreas de control distintas que necesitan estar en sincronismo y asegurar el funcionamiento adecuado de ambos sistemas.

### 4.3. Simulación Aplicada al SNI

En la siguiente **Figura 4. 4** se muestra el comportamiento dinámico de un generador sin la aplicación del TCSC, que aporta energía eléctrica al SNI en demanda máxima.



**Figura 4. 4.** Comportamiento de Unidad 6 Hidropaute Sin TCSC.

**Fuente:** Autor.

Para la selección de contingencias se considera el criterio N-1 y se ha seleccionado la desconexión de las líneas del anillo de 230 kV, debido a que su desconexión causa fuertes depresiones en el perfil de voltaje del sistema o de ciertas zonas.

El margen de estabilidad es una medida de cuan cercano está el sistema a la inestabilidad de voltaje. El criterio de estabilidad de voltaje define cuanto margen es considerado suficiente para el caso base además de todos los casos de contingencias posibles. El sistema debe tener un voltaje estable para el caso base y todos los casos de contingencias seleccionadas.

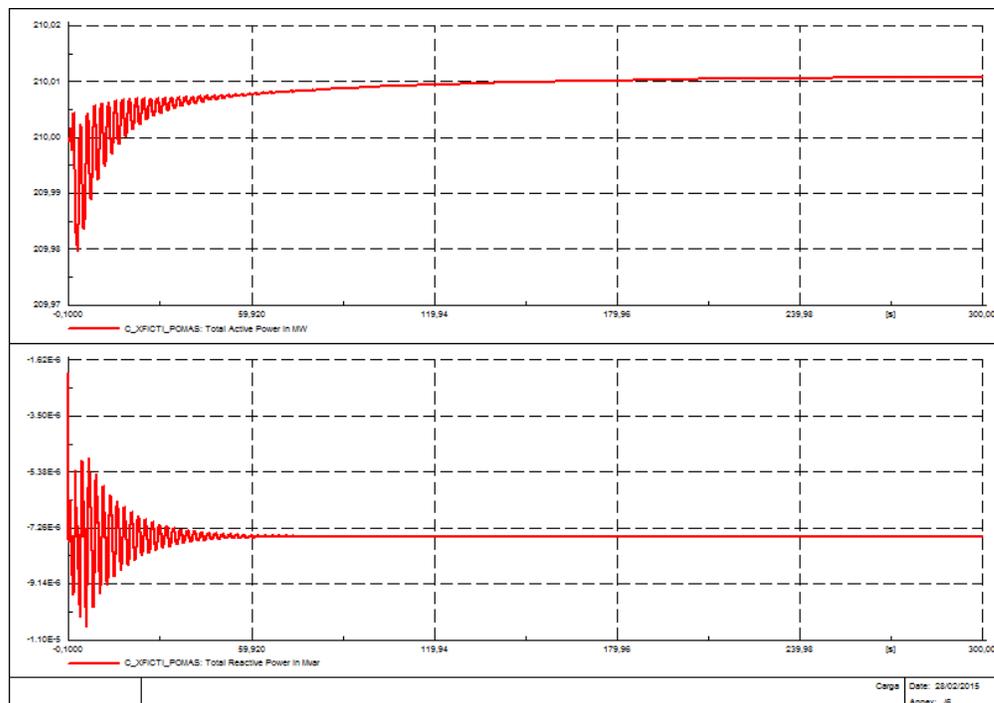
El proceso de determinar el margen de estabilidad de voltaje puede resumirse en los siguientes pasos:

- Calcular el margen de estabilidad de voltaje para el caso base.
- Calcular el margen de estabilidad de voltaje para todas las contingencias.
- Calcular el margen de estabilidad de voltaje para unas pocas contingencias críticas usando una herramienta de simulación dinámica que nos permita analizar en el dominio del tiempo y en áreas extendidas.

#### 4.4. Cargabilidad en líneas de transmisión

Si la simulación en el dominio del tiempo muestra que el sistema alcanza un punto de equilibrio estable después del evento luego de un período de tiempo establecido, el sistema es estable. Si no existe equilibrio de estado estable en el sistema al concluir la contingencia, las simulaciones dinámicas mostrarán que los voltajes de las barras continúan cayendo y por consiguiente el voltaje del SEP seguirá inestable.

Aquí se presenta el comportamiento de una carga representativa en condición de demanda máxima en el SNI.



**Figura 4. 5.** Comportamiento de una Carga en la Barra Pomasqui 230kV en demanda máxima sin TCSC.

**Fuente:** Autor.

Adicionalmente, se realiza el análisis modal del sistema en el punto de colapso con el fin de determinar las barras más prontas al colapso, en las cuales será más efectivo aplicar algún tipo de acción correctiva.

Como consecuencia de la falta de generación en la Zona Norte del S.N.I., en condiciones de máxima y media demanda, por la línea de transmisión Totoras – Santa Rosa 230 kV, de 110 km de longitud, normalmente se registran altas transferencias de potencia, en varios casos superiores a los 400 MW. Si bien las condiciones de operación en esta zona del sistema de transmisión y de esta línea en particular presentan voltaje y cargabilidad aceptables, la indisponibilidad de la línea por fallas, causa serios riesgos operativos para el suministro de energía de Quito y parte norte del país, a pesar de que la actuación de protecciones sistémicas ayudan a mitigar los efectos de esta contingencia en el sistema.

Los transformadores 230/138 kV que tienen niveles de carga superiores al 80% de su capacidad nominal son:

- Pomasqui 300 MVA, debido al crecimiento de la demanda de la zona Norte.
- Santo Domingo 167 MVA, en caso de indisponibilidad de la central térmica Esmeraldas.
- Totoras 100 MVA, en circunstancias de indisponibilidad de la central Pucará.

Los transformadores 138/69/13,8 kV con cargabilidad superior al 80% debido al crecimiento de la demanda en sus áreas de influencia son los siguientes:

- Babahoyo, 67 MVA;
- Chone, 60 MVA;
- Trinitaria, 150 MVA;
- Ambato, 44 MVA;
- Mulaló, 67 MVA;
- Móvil, instalado en la zona de Manta, 32 MVA;
- Portoviejo, 75 MVA.

El cambio del transformador la Vicentina de 48 MVA por uno de 100 MVA ayuda que la cargabilidad sea inferior al 80% que anteriormente sobrepasaba dicho valor en esta subestación.

#### **4.5. Control de flujo de potencia**

El flujo óptimo de potencia puede servir como una metodología para poder retomar un nivel de operación seguro. Por consiguiente, el sistema pasará a un estado de operación más confiable en el caso que se registre una perturbación y los elementos del sistema se sobrecarguen.

El modelamiento óptimo del flujo de potencia, consiste en identificar la función objetivo a maximizar o minimizar, posteriormente se analiza las posibles decisiones a tomar. Esto conlleva a encontrar las variables de decisión del problema, normalmente estas variables son

de carácter cuantitativo, mismas que servirán para analizar las decisiones admisibles en base a las restricciones aplicables al problema.

La modelación del flujo óptimo de potencia requiere identificar cuatro componentes básicos:

- Función a ser optimizada (minimizar o maximizar).
- El conjunto de datos, que intervienen en la optimización.
- Las variables involucradas en el problema, normalmente son de carácter cuantitativo con sus respectivas acotaciones (dominio admisible que puede tomar).
- Restricciones del problema, estas restricciones definen el espacio o región de soluciones admisibles de optimización.

## **CONCLUSIONES**

Al finalizar el presente trabajo de investigación y haber realizado las simulaciones respectivas que permitieron realizar estudios en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador en el software DIGSILENT 14.0 se ha llegado a establecer con prioridad las siguientes conclusiones:

El control de flujo de potencia mediante FACTS en base a WAMS, permite al SNI Ecuatoriano incrementar la transferencia de potencia en sistemas de transmisión de larga distancia corroborando lo especificado en 1.6.2, teniendo un control superior a través de rutas delimitadas, operando dentro de valores seguros de carga.

Se han establecido con claridad los diferentes parámetros de un sistema en una red eléctrica para un control de flujo de potencia en base a FACTS mediante sistemas WAMS y se han analizado en base a supuestos errores en el sistema eléctrico del país, debido a posibles variaciones angulares, transitorias, voltaje y corriente.

Por medio de las simulaciones y análisis de resultados se muestra la utilidad de disponer FACTS en el SNI por medio de la disponibilidad de mediciones en el sistema de área amplia. Con la innovación de los FACTS y WAMS la estabilidad del sistema mejora frente a una perturbación. Los Sistemas WAMS permiten tener una mejor administración de los flujos de potencia en el SNI. Por otro lado, este estudio ha desglosado las diferentes estrategias con aplicaciones dentro del campo eléctrico en control de flujo de potencia y expandir los beneficios de este sistema en los diferentes puntos de la red eléctrica del Ecuador.

Como punto fundamental se concluye que en base a los elementos descritos, se ha logrado observar y controlar las variables que afectan al sistema y corregirlos para que sean eficientes y a su vez brinden la confiabilidad en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

## **RECOMENDACIONES**

Se recomienda que con la aplicación y monitoreo por medio de los mencionados sistemas FACTS a través de WAMS se conseguirá tener un control real de flujos de potencia en diferentes situaciones de inestabilidad, bajos de voltaje así también como apagones y

mediante la aplicación de diversas contingencias que permitirán un funcionamiento fortalecido y eficiente en todo el anillo troncal del S.N.I. del Ecuador.

Es conveniente mencionar que la simulación, realice varios análisis del sistema considerando valores próximos a la situación real de un SEP, que en este estudio dejo pendiente, como es el caso de la posición de los Taps en los transformadores.

Realizar evaluaciones periódicas como se ha demostrado en el Capítulo 4 en las simulaciones realizadas, se evidencia una mejora de la estabilidad en las curvas emitidas por DIGSILENT 14.0. Además los resultados obtenidos sean una muestra para que sean efectuados en la práctica misma, considerando demanda máxima. De esta manera la aplicación de TCSC que puede ser útil y aprovechable teniendo en cuenta que nuestro sector eléctrico dispone de un sistema de monitoreo de área amplia.

Adicionalmente, se recomienda realizar un estudio de ubicación e implementación de FACTS en el SNI, que permita identificar cuáles son los puntos estratégicos para la implementación de un sistema TCSC para controlar de Flujos de Potencia.

Con la implementación de estos sistemas se logrará tener mayor eficiencia y en un futuro no muy lejano se logrará ampliar la cobertura de energía eléctrica a otros países de América Latina. De esta manera nuestro país puede situarse en un lugar destacado entre los países vecinos al contar con sobresaliente estructura y tecnología enmarcadas en las normas establecidas como lo pretende el actual Plan Maestro de Electrificación hasta el año 2022.

## REFERENCIAS

- [1] O. M. Micheloud and R. A. Vicini, *Smart Grids: Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones*. Cengage Learning Editores, 2012, p. 250.
- [2] O. M. Micheloud and R. A. Vicini, “*Smart Grids: Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones*”. Cengage Learning Editores, 2012, p. 250.
- [3] D. Povh, “Use of HVDC and FACTS,” *Proc. IEEE*, vol. 88, no. 2, pp. 235–245, Erlangen, Germany, 2000.
- [4] F. A. R. Al Jowder and B.-T. Ooi, “Series compensation of radial power system by a combination of SSSC and dielectric capacitors,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 1, pp. 458–465, Jan. 2005.
- [5] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, “*Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control: Modelling and Control*.” Springer, 2012, p. 569.
- [6] D. Jovcic and G. N. Pillai, “Analytical modeling of TCSC dynamics,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 20, no. 2, pp. 1097–1104, Apr. 2005.
- [7] G. Bhuvaneswari and B. C. Mahanta, “Analysis of Converter Transformer Failure in HVDC Systems and Possible Solutions,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 2, pp. 814–821, Apr. 2009.
- [8] F. Nozari and H. S. Patel, “Power electronics in electric utilities: HVDC power transmission systems,” *Proc. IEEE*, vol. 76, no. 4, pp. 495–506, Apr. 1988.

- [9] C. J. Droz, F. López, and H. Prendes, “Mediciones de velocidades y caudales con un ADCP en el Río Paraná,” 1998.
- [10] H. Akagi, E. H. Watanabe, and M. Aredes, *Instantaneous Power Theory and Applications to Power Conditioning*. John Wiley & Sons, 2007, p. 396.
- [11] D. P. Kothari, “*SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA*”. McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2008, p. 694.
- [12] X.-P. Zhang, C. Rehtanz, and B. Pal, “*Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control*”. Springer, 2012, p. 569.
- [13] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, and C. Angeles-Camacho, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. John Wiley & Sons, 2004, p. 422.
- [14] B.-S. Chen and Y.-Y. Hsu, “A Minimal Harmonic Controller for a STATCOM,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 55, no. 2, pp. 655–664, Feb. 2008.
- [15] J. J. Shea, “Understanding FACTS-concepts and technology of flexible AC transmission systems [Book Review],” *IEEE Electr. Insul. Mag. New York*, 2002, vol. 18, no. 1, pp. 46–46, Jan. .
- [16] A. Afzalian, M. Noorbakhsh, and S. A. Nabavi, “PLC implementation of decentralized supervisory control for Dynamic Flow Controller,” 2008, pp. 522–527.
- [17] Y.-H. Song and A. T. Johns, *Flexible Ac Transmission Systems (FACTS)*. IET, 1999, p. 614.
- [18] R. Goldoost, Y. Mishra, and G. Ledwich, “Utilizing Wide-Area Signals for off-center SVCs to damp interarea oscillations,” 2013, pp. 1–5.
- [19] C. A. Canizares, “Power flow and transient stability models of FACTS controllers for voltage and angle stability studies,” in *IEEE Conference Publications, Canada, 2000*, vol. 2, pp. 1447–1454 vol.2.
- [20] E. Acha and B. Kazemtabrizi, “A New STATCOM Model for Power Flows Using the Newton Raphson Method,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 2455–2465, Aug. 2013.
- [21] K. K. Sen, “SSSC-static synchronous series compensator: theory, modeling, and application,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 13, no. 1, pp. 241–246, Jan. 1998.
- [22] X.-P. Zhang, “Advanced modeling of the multicontrol functional static synchronous series compensator (SSSC) in Newton power flow,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1410–1416, Nov. 2003.
- [23] L. Gyugyi, C. D. Schauder, and K. K. Sen, “Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, no. 1, pp. 406–417, Jan. 1997.
- [24] X.-P. Zhang, C.-F. Xue, and K. R. Godfrey, “Modelling of the static synchronous series compensator (SSSC) in three-phase Newton power flow,” *Gener. Transm. Distrib. IEE Proceedings-*, vol. 151, no. 4, pp. 486–494, Jul. 2004.
- [25] M. H. Namin, “Using UPFC in order to Power flow control,” 2006, pp. 1486–1491.

- [26] C.-T. Chang and Y.-Y. Hsu, "Design of UPFC controllers and supplementary damping controller for power transmission control and stability enhancement of a longitudinal power system," *Gener. Transm. Distrib. IEE Proceedings-*, vol. 149, no. 4, pp. 463–471, Jul. 2002.
- [27] L. Gyugyi, C. D. Schauder, S. L. Williams, T. R. Rietman, D. R. Torgerson, and A. Edris, "The unified power flow controller: a new approach to power transmission control," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 2, pp. 1085–1097, Apr. 1995.
- [28] L. Gyugyi, "Application characteristics of converter-based FACTS controllers," 2000, vol. 1, pp. 391–396 vol.1.
- [29] I. Papic, P. Zunko, D. Povh, and M. Weinhold, "Basic control of unified power flow controller," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 12, no. 4, pp. 1734–1739, Nov. 1997.
- [30] S. Jiang, A. Gole, U. D. Annakkage, and D. . Jacobson, "Damping Performance Analysis of IPFC and UPFC Controllers Using Validated Small-Signal Models," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 26, no. 1, pp. 446–454, Jan. 2011.
- [31] R. Mihalic, P. Zunko, and D. Povh, "Improvement of transient stability using unified power flow controller," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, no. 1, pp. 485–492, Jan. 1996.
- [32] N. Mithulananthan, C. A. Canizares, J. Reeve, and G. J. Rogers, "Comparison of PSS, SVC, and STATCOM controllers for damping power system oscillations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 786–792, May 2003.
- [33] N. Mithulananthan, C. Cañizares, and J. Reeve, "Hopf bifurcation control in power system using power system stabilizers and static var compensators," in *Proc. North Amer. Power SympProc.*, pp. 155–163, San Luis Obispo, Oct, 1999.
- [34] R. Grünbaum, M. Noroozian, and B. Thorvaldsson, "FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía," *Rev. ABB*, vol. 5, no. 99, pp. 4–17, Västerås, Suecia, 1999.
- [35] X. Yong, Z. Dao-nong, and Y. Yuehai, "The SVC control based on the WAMS," in *16-20 Oct. 2011, IEEE Conference Publications, Beijing*, vol. 3, pp. 2258–2261.
- [36] C. A. Canizares and Z. T. Faur, "Analysis of SVC and TCSC controllers in voltage collapse," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 1, pp. 158–165, Feb. 1999.
- [37] M. H. Haque, "Application of energy function to assess the first-swing stability of a power system with a SVC," *Gener. Transm. Distrib. IEE Proceedings-*, vol. 152, no. 6, pp. 806–812, Nov. 2005.
- [38] R. M. Hamouda, M. R. Irvani, and R. Hackam, "Coordinated Static VAR Compensators and Power System Stabilizers for Damping Power System Oscillations," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, no. 4, pp. 1059–1067, Nov. 1987.
- [39] J. Vivas and J. Zambrano, "Modelación del capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) en ATP-EMTP," *Memorias la III Jorn. Ing. Eléctrica*, pp. 1–6, Caracas, Venezuela., 1997.
- [40] A. D. Del Rosso, C. A. Canizares, and V. M. Dona, "A study of TCSC controller design for power system stability improvement," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 4, pp. 1487–1496, Nov. 2003.

- [41] J. J. Paserba, N. W. Miller, E. V. Larsen, and R. J. Piwko, "A thyristor controlled series compensation model for power system stability analysis," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 10, no. 3, pp. 1471–1478, Jul. 1995.
- [42] N. Acharya and N. Mithulananthan, "Influence of TCSC on congestion and spot price in electricity market with bilateral contract," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 77, no. 8, pp. 1010–1018, Jun. 2007.
- [43] Y. Lu and A. Abur, "Static security enhancement via optimal utilization of thyristor-controlled series capacitors," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, no. 2, pp. 324–329, May 2002.
- [44] C. Rehtanz, "Dynamic Power Flow Controllers for transmission corridors," in *August 19-24, 2007, IEEE Conference Publications, Charleston, USA*, pp. 1–9.
- [45] A. A. Afzalilian, S. A. Nabavi Niaki, M. R. Iravani, and W. M. Wonham, "Discrete-Event Systems Supervisory Control for a Dynamic Flow Controller," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 1, pp. 219–230, Jan. 2009.
- [46] R. Ahmadi, A. Sheykholeslami, A. N. Niaki, and H. Ghaffari, "Power flow control and solutions with Dynamic Flow Controller," in *Oct. 2008, IEEE Conference Publications, Canada*, pp. 1–6.
- [47] A. Sheykholeslami, A. R. Ahmadi, S. A. N. Niaki, and H. Ghaffari, "Power flow modeling/calculation for power systems with Dynamic Flow Controller," in *Sept. 2008, IEEE Conference Publications, Harbin*, pp. 1–5.
- [48] S. A. Nabavi Niaki, R. Iravani, and M. Noroozian, "Power-Flow Model and Steady-State Analysis of the Hybrid Flow Controller," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 4, pp. 2330–2338, Oct. 2008.
- [49] L. A. S. Pilotto, W. W. Ping, A. R. Carvalho, A. Wey, W. F. Long, F. L. Alvarado, and A. Edris, "Determination of needed FACTS controllers that increase asset utilization of power systems," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 12, no. 1, pp. 364–371, Jan. 1997.
- [50] A. G. Phadke and J. S. Thorp, *Synchronized phasor measurements and their applications*. Springer Science & Business Media, 2008.
- [51] D. Yan, "Wide-area Protection and Control System With WAMS Based," *Proc. IEEE*, pp. 1–5, Oct. 2006.
- [52] Y. W. Law, M. Palaniswami, G. Kounga, and A. Lo, "WAKE: Key management scheme for wide-area measurement systems in smart grid," *IEEE Commun. Mag.*, vol. 51, no. 1, pp. 34–41, 2013.
- [53] A. B. de la Torre Altamirano, "Análisis técnico de la implementación de un sistema monitoreo de area extendida (Wams) en en sistema nacional interconectado del Ecuador," 2013.
- [54] J. Bertsch, C. Carnal, D. Karlson, J. McDaniel, and K. Vu, "Wide-Area Protection and Power System Utilization," *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 997–1003, May 2005.
- [55] D. A. Arias Cazco, "Índice de detección de problemas de estabilidad de tensión en base a WAMS," 2012.
- [56] M. Begovic, D. Novosel, D. Karlsson, C. Henville, and G. Michel, "Wide-area protection and emergency control," *Proc. IEEE*, vol. 93, no. 5, pp. 876–891, 2005.

- [57] M. GRANADA, “ESTIMACION DE ESTADO EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA: PARTE I DETECCION DE ERRORES GRANDES,” *Sci. Tech.*, vol. 2, no. 22, 2003.
- [58] A. Narváez Portillo, “Estimador de estado robusto de sistemas eléctricos de potencia en Matlab,” *Corporación Cenace*, p. 5, 2010.
- [59] J. J. Grainger, W. D. Stevenson, and C. L. Sousa, *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill, 1996.
- [60] H. A. Ruiz, E. M. Toro, and H. S. Isaza, “Algoritmo genético modificado chu-beasley aplicado a la identificación de errores en la estimación de estado en sistemas eléctricos,” *Sci. Tech.*, vol. 3, no. 35, 2007.
- [61] “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems,” *IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision IEEE Std C37.118-2005)*, pp. 1–61, Dec. 2011.
- [62] J. J. Sanchez-Gasca, “Coordinated control of two FACTS devices for damping interarea oscillations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 2, pp. 428–434, May 1998.
- [63] M. K. Pal, “Assessment of corrective measures for voltage stability considering load dynamics,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 17, no. 5, pp. 325–334, Sep. 1995.
- [64] A. Hammad, “Comparing the voltage control capabilities of present and future VAr compensating techniques in transmission systems,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 11, no. 1, pp. 475–484, Jan. 1996.
- [65] S. K. Tso, J. Liang, Q. Y. Zeng, K. L. Lo, and X. X. Zhou, “Coordination of TCSC and SVC for stability improvement of power systems,” 1997.
- [66] L. Dan, H. Fukun, G. Ziming, and others, “Wide-area real time dynamic security monitoring system of North China power grid,” *Power Syst. Technol.*, vol. 28, no. 23, pp. 52–56, 2004.
- [67] L. L. Grigsby, *Power System Stability and Control, Third Edition*. CRC Press, 2012, p. 453.
- [68] L. Angquist, B. Lundin, and J. Samuelsson, “Power oscillation damping using controlled reactive power compensation—a comparison between series and shunt approaches,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, no. 2, pp. 687–700, May 1993.
- [69] H. F. Wang, “Selection of robust installing locations and feedback signals of FACTS-based stabilizers in multi-machine power systems,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 14, no. 2, pp. 569–574, May 1999.
- [70] L. Fan and A. Feliachi, “Robust TCSC control design for damping inter-area oscillations,” 2001, vol. 2, pp. 784–789 vol.2.
- [71] “Static VAr compensator models for power flow and dynamic performance simulation,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, no. 1, pp. 229–240, Feb. 1994.
- [72] S. XU, X. XIE, and Y. XIN, “Present application situation and development tendency of synchronous phasor measurement technology based wide area measurement system [J],” *Power Syst. Technol.*, vol. 2, p. 009, 2005.

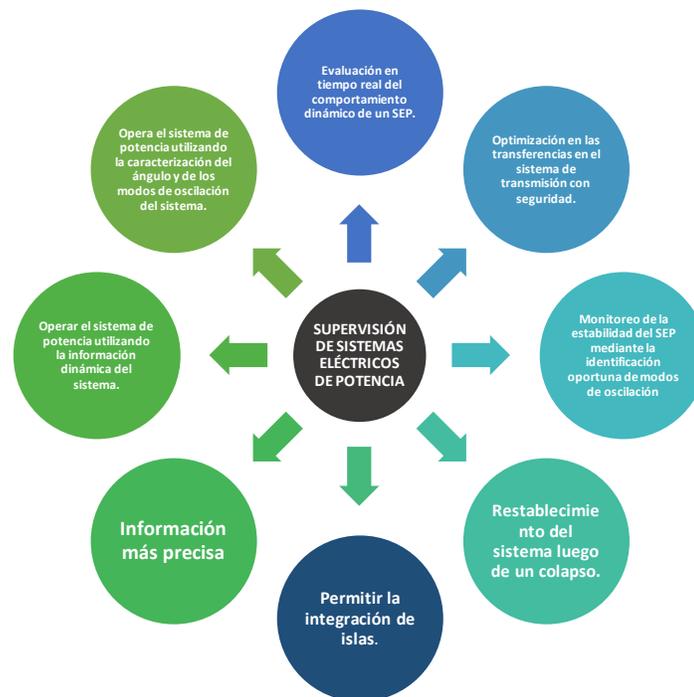
- [73] X. Zheng and F. Zhouyan, "A novel unified approach for analysis of small-signal stability of power systems," 2000, vol. 2, pp. 963–967 vol.2.
- [74] D. Novosel, M. Kaba, D. G. Hart, D. Karlsson, and V. Gharpure, "Unidades PMU Supervisión de las redes eléctricas: un nuevo enfoque," *Rev. ABB*, no. 1, pp. 58–61, 2001.
- [75] "IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems," *IEEE Std C37.118-2005 (Revision IEEE Std 1344-1995)*, pp. 0\_1–57, 2006.
- [76] J. Cepeda, D. Echeverría, and G. Arguello, "Cenace's experiences on implementing a wide area monitoring system (WAMS) in the Ecuadorian power system," 2014, pp. 1–7.
- [77] "CENACE." [Online]. Available: <http://www.cenace.org.ec/>. [Accessed: 11-Nov-2013].
- [78] R. E. Aguirre Proaño, "Estudios eléctricos para la operación interconectada Ecuador–Colombia a 230 Kv," *X Encuentro Latinoam. Sobre Pequeños Aprovech. Hidroeléctricos, ELPAH*, 2005.
- [79] F. G. Yugcha Guevara, "Cálculo del comportamiento de una línea de transmisión frente al flameo inverso basado en el método Montecarlo," 2010.
- [80] "CELEC EP, Hidropaute." [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/hidropaute/>. [Accessed: 20-Feb-2015].
- [81] R. S. Riera Romero and M. A. Espinoza Bustos, "Evaluación de confiabilidad en las unidades generadoras de CELEC EP-Hidropaute (Mazar & Molino) utilizando el método de simulación de Montecarlo," *Rev. Energía y Comput.*, vol. 13, no. 1, 2013.
- [82] M. Karthikeyan and P. Ajay-D-Vimalraj, "Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC," Mar-2011. [Online]. Available: <http://www.conelec.gob.ec/>. [Accessed: 19-Jan-2014].
- [83] R. Líderes, "La demanda de energía eléctrica crece con los proyectos." [Online]. Available: <http://www.revistalideres.ec/lideres/demanda-energia-electrica-crece-proyectos.html>. [Accessed: 20-Feb-2015].
- [84] A. P. Orejuela Puente, "Evaluación de los aspectos favorables y de los factores adversos de la interconexión eléctrica con Colombia," 2006.
- [85] Cenace, "CENACE," *Informe Marzo 2014 - Septiembre 2014.*, 2014. [Online]. Available: <http://www.cenace.org.ec/>. [Accessed: 11-Nov-2013].
- [86] M. Farzaneh, S. Farokhi, and W. Chisholm, *Electrical Design of Overhead Power Transmission Lines*. McGraw Hill Professional, 2012, p. 565.
- [87] R. P. Aguilar Chiriboga, "Análisis técnico-comercial del colapso nacional del 1 de marzo de 2003," 2005.
- [88] W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. McGraw-Hill, 1979, p. 383.
- [89] G. Argüello Ríos, "Análisis y control de sistemas eléctricos de potencia," 2007.
- [90] Antonio Gómez Expósito, *Sistemas eléctricos de potencia: problemas y ejercicios resueltos*. Pearson Educación, 2002, p. 292.

[91] H. Arcos Martínez and N. Granda Gutiérrez, “Estudio de estabilidad de voltaje para el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano,” 2007.

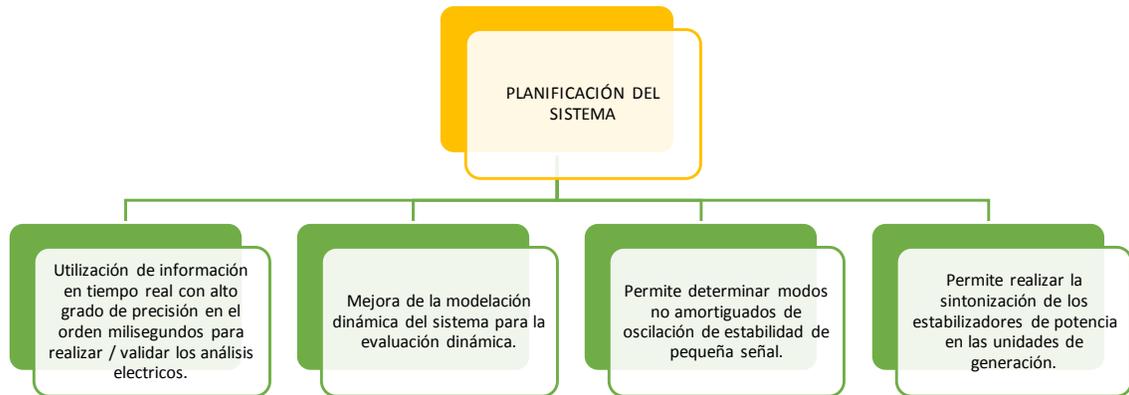
## ANEXOS

### Anexo 1

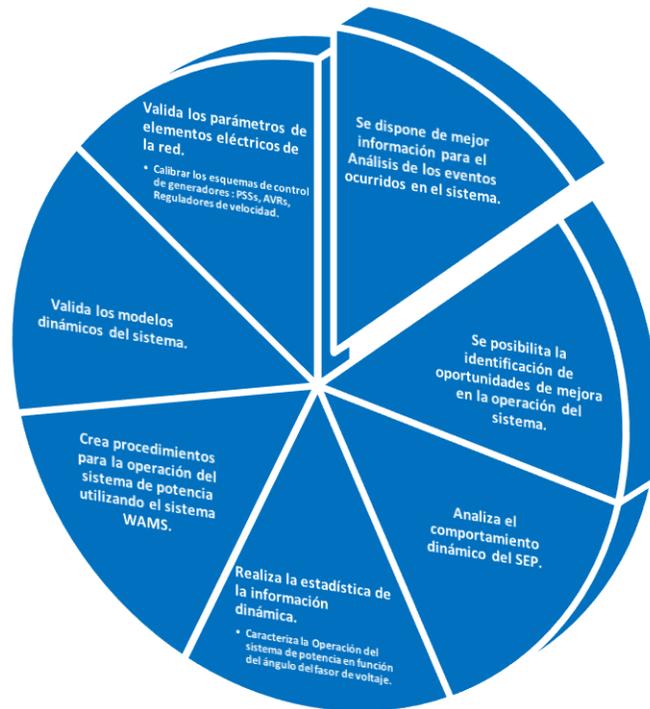
La gráfica a continuación detalla con precisión las funciones, ventajas y características más notorias referentes a los Sistemas de potencia a través de su supervisión en el campo eléctrico.



A continuación en el mapa conceptual se puede observar como la Planificación de los Sistemas de potencia contribuye efectiva y exhaustivamente para el desarrollo de las actividades que controlan los sistemas WAMS.



En la gráfica inferior se pueden visualizar específicamente las funciones que efectúan los sistemas de potencia para poder mejorarlos y considera como perfeccionar las actividades de control de todos los elementos eléctricos de las redes y la oportunidad de contribuir al incremento en las operaciones.



## Anexo 2

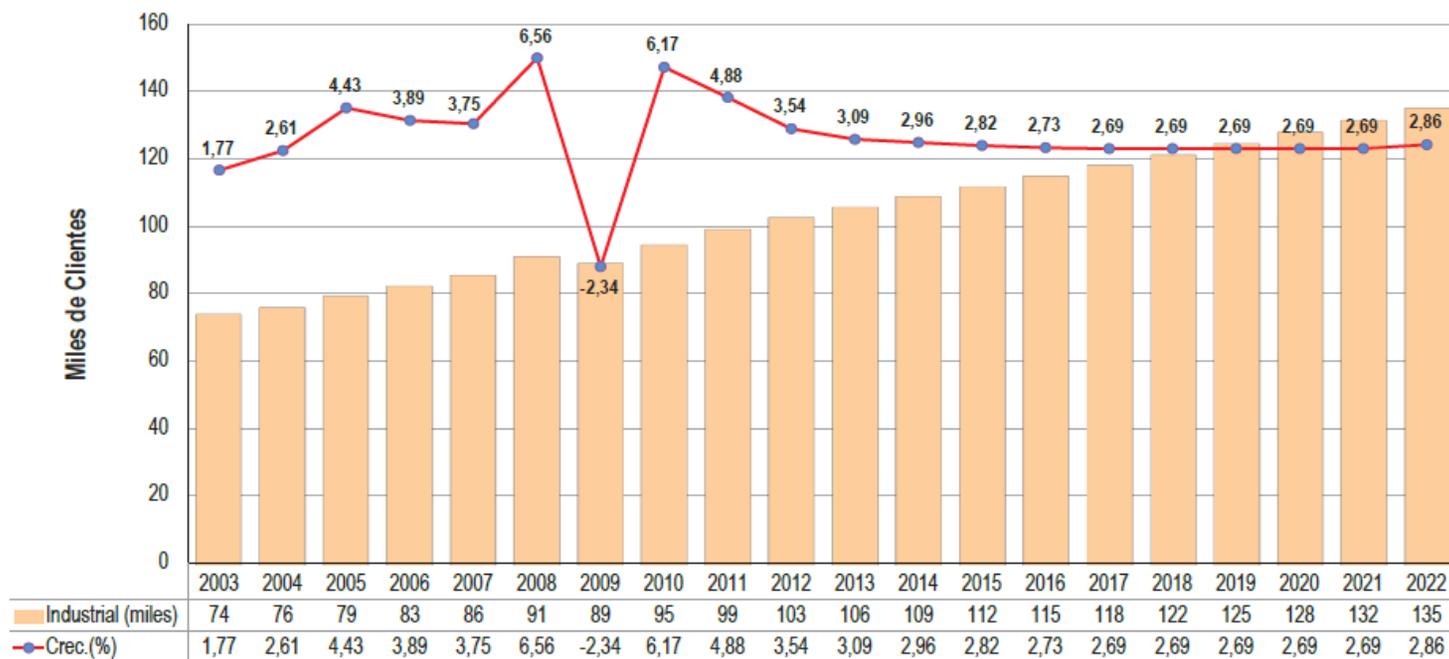
En la tabla que se detalla a continuación se visualizan las fallas en barras energizadas de 230 kV correspondientes a las fallas trifásicas y monofásicas en las diferentes subestaciones, denotando la vulnerabilidad de las mismas a diferentes eventos como caída de voltaje o fallas en las líneas de transmisión.

Nombre de la Barra	kV	Falla Trifásica						Falla Monofásica												
		Ik''	Sk''	Ip	R	X	Z	Ik''	Sk''	ip	Rk0	Xk0	Zk0	Rk1	Xk1	Zk1	Rk2	Xk2	Zk2	
		kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	kA	MVA	kA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
Baba	230	5,68	2164,57	13,77	2,61	24,46	24,60	5,50	698,12	13,32	2,34	27,37	27,47	2,61	24,46	24,60	2,68	24,05	24,20	
Dos Cerritos	230	11,25	4287,26	27,73	1,16	12,36	12,42	10,37	1317,54	25,56	1,78	15,35	15,45	1,16	12,36	12,42	1,18	12,48	12,54	
Esclusas	230	10,93	4165,44	27,59	0,91	12,75	12,78	11,97	1520,18	30,21	0,48	9,28	9,29	0,91	12,75	12,78	0,93	12,91	12,95	
Machala	230	1,36	519,69	3,44	7,98	102,14	102,45	1,64	208,33	4,13	0,85	58,97	58,98	7,98	102,14	102,45	7,59	93,92	94,23	
Mazar	230	13,72	5227,06	34,72	0,71	10,16	10,19	13,08	1661,58	33,11	1,19	11,57	11,63	0,71	10,16	10,19	0,68	10,21	10,23	
Milagro	230	10,28	3917,12	25,13	1,38	13,52	13,59	9,74	1236,64	23,80	1,42	15,78	15,84	1,38	13,52	13,59	1,41	13,55	13,62	
Molino	230	17,87	6808,72	46,23	0,39	7,81	7,82	20,57	2612,17	53,21	0,12	4,67	4,67	0,39	7,81	7,82	0,36	7,88	7,89	
Nueva Prosperina	230	11,21	4273,05	27,90	1,06	12,41	12,46	10,99	1396,32	27,35	1,34	12,97	13,04	1,06	12,41	12,46	1,08	12,58	12,63	
Pascuales	230	15,20	5793,26	37,95	0,73	9,16	9,19	16,12	2047,76	40,24	0,61	7,45	7,48	0,73	9,16	9,19	0,76	9,30	9,33	
Pomasqui	230	7,49	2853,30	18,36	1,82	18,57	18,66	7,15	908,14	17,53	2,79	21,12	21,30	1,82	18,57	18,66	1,85	18,58	18,67	
Quevedo	230	8,62	3286,00	21,08	1,54	16,13	16,20	9,04	1147,96	22,09	0,91	14,60	14,62	1,54	16,13	16,20	1,57	15,48	15,56	
Riobamba	230	5,15	1961,29	12,64	2,65	27,02	27,15	4,20	532,88	10,31	6,06	44,73	45,14	2,65	27,02	27,15	2,79	27,50	27,64	
San Francisco	230	6,65	2535,80	16,71	1,60	20,93	21,00	7,11	902,85	17,85	0,40	16,35	16,35	1,60	20,93	21,00	1,92	21,56	21,64	
San Gregorio	230	4,37	1663,99	10,62	3,32	31,82	32,00	4,07	516,89	9,90	3,44	39,13	39,28	3,32	31,82	32,00	3,44	31,54	31,73	
Santa Rosa	230	9,26	3527,79	22,72	1,42	15,02	15,09	10,09	1281,00	24,75	0,87	11,39	11,42	1,42	15,02	15,09	1,46	14,98	15,05	
Santo Domingo	230	7,21	2747,68	17,42	2,13	19,26	19,38	6,63	841,82	16,01	2,90	24,48	24,65	2,13	19,26	19,38	2,31	19,08	19,22	

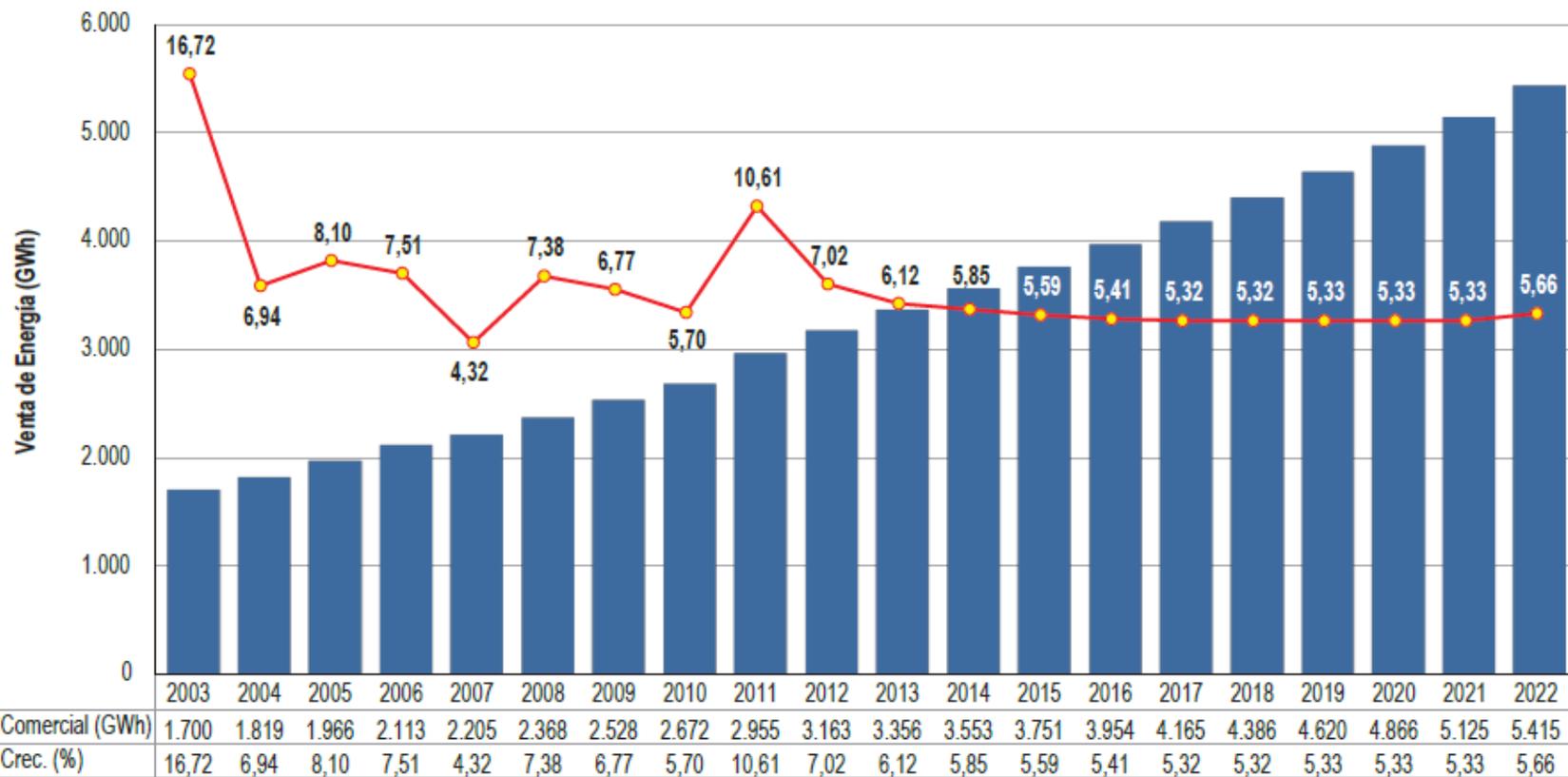
Sinincay	230	4,83	1840,20	11,93	2,74	28,80	28,93	4,14	526,01	10,23	6,34	42,87	43,34	2,74	28,80	28,93	2,71	28,85	28,98
Termoguayas	230	10,91	4157,14	27,52	0,92	12,77	12,81	11,93	1514,77	30,09	0,47	9,36	9,37	0,92	12,77	12,81	0,94	12,94	12,97
Totoras	230	8,50	3239,83	21,29	1,29	16,38	16,43	7,83	994,01	19,60	2,08	20,24	20,34	1,29	16,38	16,43	1,45	16,72	16,79
Trinitaria	230	10,98	4183,21	27,74	0,90	12,69	12,73	11,42	1450,68	28,86	0,89	10,99	11,03	0,90	12,69	12,73	0,94	12,91	12,95
Zhoray	230	14,86	5663,79	37,80	0,61	9,38	9,40	14,77	1875,96	37,56	0,91	9,49	9,53	0,61	9,38	9,40	0,59	9,43	9,45

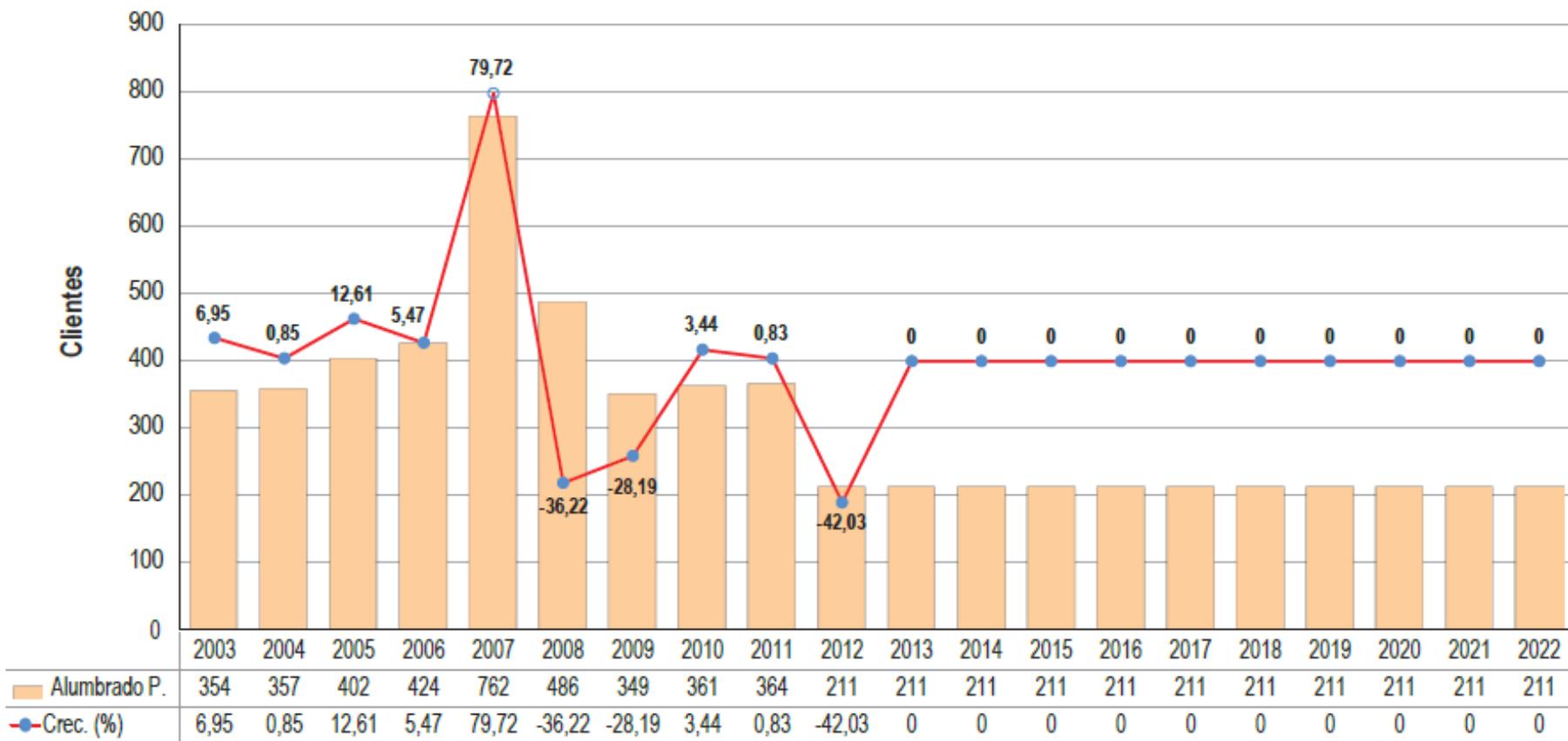
### Anexo 3

En las gráficas de las barras en la parte inferior de la presente descripción se identifica con claridad el consumo de energía eléctrica y las proyecciones en el período de 21 años considerando los diferentes sectores eléctricos: residencial, industrial, comercial y alumbrado público desde el año 2003 hasta el año 2022 como consta en el Plan Maestro de Electrificación publicado por el CONELEC.









## **Anexo 4**

### **Digsilent PowerFactory**

El nombre DIGSILENT significa en español, "Simulación Digital y Programa de Cálculo para Eléctrica Red ". DIGSILENT Versión 7 era software de análisis de primer sistema de energía del mundo, con una interfaz de una línea gráfica integrada. Ese diagrama de una línea interactiva incluye funciones de dibujo, edición de capacidades y todas funciones de cálculo estáticas y dinámicas pertinentes.

El PowerFactory, es una herramienta de ingeniería asistida por ordenador para el análisis de la transmisión, distribución y sistemas industriales de energía eléctrica. Se ha diseñado como un paquete de software integrado e interactivo avanzado dedicado a sistema de energía eléctrica y el análisis de control con el fin de alcanzar los objetivos principales de la planificación y la optimización de las operaciones.

El paquete PowerFactory fue diseñado y desarrollado por los ingenieros y programadores cualificados con muchos años de experiencia en ambos campos de análisis y programación del sistema de energía eléctrica. La precisión y la validez de los resultados obtenidos con este paquete se han confirmado en un gran número de implementaciones, por las organizaciones implicadas en la planificación y operación de sistemas de energía.

Las siguientes características claves, se proporcionan dentro de un programa ejecutable único:

- Integrado gráfico y los datos de una sola línea interactiva caso de manipulación elemento del sistema.
- Alimentación y caso base (datos).
- Funciones de cálculo integradas (por ejemplo, la línea y el cálculo de parámetros máquina basada en la información geométrica o placa de características).
- Potencia configuración de la red del sistema con acceso interactivo o en línea al sistema SCADA.
- Interfaz genérica para sistemas de mapas computarizados.