



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

MODELO DINÁMICO DE CONTROLADORES  
FACTS EN EL DOMINIO DE LAS FASES

TESIS  
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:  
DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA:  
ESTHER BARRIOS MARTINEZ

TUTOR PRINCIPAL  
DR. CÉSAR ANGELES CAMACHO, INSTITUTO DE INGENIERÍA UNAM  
COMITÉ TUTOR  
DR. GERARDO RENÉ ESPINOSA PÉREZ, FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DR. RAFAEL ESCARELA PÉREZ, UAM  
DR. CLAUDIO RUBÉN FUERTE ESQUIVEL, UMSNH

MÉXICO, D. F. JUNIO 2017

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: DR. GERARDO RENÉ ESPINOSA PÉREZ  
Secretario: DR. RAFAEL ESCARELA PÉREZ  
Vocal: DR. CÉSAR ANGELES CAMACHO  
1<sup>er</sup>. Suplente: DR. JOSÉ JUAN MANUEL RAMÍREZ  
ARREDONDO  
2<sup>d o</sup>. Suplente: DR. CLAUDIO RUBÉN FUERTE ESQUIVEL

Lugar donde se realizó la tesis: MÉXICO, D. F.

**TUTOR DE TESIS:**

DR. CÉSAR ANGELES CAMACHO

-----  
**FIRMA**

---

# Resumen

En el presente trabajo se modelan los FACTS en derivación constituidos por Fuentes Conmutadas de Tensión, estos se implementan en una herramienta de simulación digital desarrollada ex profeso y se analiza su capacidad de compensación de tensión cuando se incorporan a diversas redes eléctricas, especialmente redes modernas con la inclusión de fuentes de energía renovables. La metodología para el modelado de sistemas eléctricos con FACTS considera un marco de referencia en las fases que tiene la capacidad de reproducir fenómenos importantes de las redes eléctricas, como operar y compensar una red desbalanceada y además tener la capacidad de interactuar de manera eficiente con los diferentes elementos que la conforman, como líneas de transmisión, transformadores y plantas generadoras. La incorporación del STATCOM en redes eléctricas modernas presenta importantes beneficios en el incremento en la capacidad de transmisión de potencia, la disminución de las oscilaciones de los parámetros del sistema, el tiempo de respuesta ante los cambios en las condiciones de la red, la flexibilidad en la incorporación de generación eólica, la reducción de las pérdidas y el mejoramiento del perfil de tensión, debido a que la introducción de este tipo de fuentes de potencia reactiva tiene lugar en los buses más débiles que se determinan a través del análisis modal.

---

# Abstract

In this PhD project, the FACTS in shunt are modelled as Voltage Switching Sources, which are implemented in a digital simulation tool expressly to analyse their capacity of voltage compensation in modern networks with the inclusion of renewable energy sources. The methodology used to model of electrical systems with FACTS considers a frame of reference in the phases with the capacity to reproduce an unbalanced network and also the capacity to interact efficiently with transmission lines, transformers and generating plants. The incorporation of STATCOM in modern electrical networks presents important benefits in the increase in the capacity of transmission of power, the reduction of the oscillations of the system parameters, the time of response to the changes in the conditions of the network, the flexibility in the incorporation of wind power generation, the reduction of losses and the improvement of the voltage profile. Such benefits are possible because the introduction of this type of reactive power sources takes place in the weaker buses that are determined through the modal analysis.

---

# Índice

Resumen	i
Abstract	ii
Índice	iii
Índice de Figuras	vii
Índice de Tablas	x
Acrónimos	xi
Simbología	xiii
<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 Antecedentes	2
1.2 Formulación del problema	3
1.3 Objetivos	3
1.3.1 Objetivo general	3
1.3.2 Objetivos particulares	4
1.4 Hipótesis	4
1.5 Metodología	5
1.6 Logros	5
1.7 Resultados obtenidos	6

1.7.1	Artículo indexado	6
1.7.2	Capítulos de libros	6
1.7.3	Conferencias internacionales	7
1.7.4	Conferencias nacionales	7
1.8	Distribución de capítulos	7
<b>2</b>	<b>FACTS compensadores de voltaje</b>	<b>9</b>
2.1	Estabilidad de voltaje	9
2.2	Equipos de compensación de voltaje	10
2.2.1	Transformador	10
2.2.2	Compensador síncrono rotatorio	11
2.2.3	Bancos de capacitores y reactores	12
2.2.4	FACTS	13
2.3	Ubicación de compensación de voltaje	15
2.3.1	Análisis de sensibilidad VQ	15
2.3.2	Análisis modal	16
2.4	Compensador estático de VARs: SVC	18
2.5	Compensador estático síncrono: STATCOM	20
2.6	Comparación de compensadores de voltaje	22
2.7	Estudios de caso	24
2.7.1	Modelo del SVC	24
2.7.2	Modelo del STATCOM	26

2.7.3	Sistema de 5 nodos	27
2.7.3.1	Análisis en estado estable	27
2.7.3.2	Análisis transitorio	29
2.7.4	Sistema de 39 nodos de la IEEE	32
2.7.4.1	Análisis en estado estable	33
2.7.4.2	Análisis transitorio	34
2.8	Otros parámetros comparativos	36
2.8.1	Tiempo de respuesta	37
2.8.2	Tamaño e instalación	37
2.8.3	Costos	38
<b>3</b>	<b>Compensador Estático Síncrono: STATCOM</b>	<b>39</b>
3.1	Modelo trifásicos del STATCOM en estado estable	40
3.2	Modelo trifásico del STATCOM en estado dinámico	43
3.3	Modelo de generadores eólicos	45
3.4	Validación	46
3.4.1	Flujos Dinámicos de Potencia	46
3.4.2	Software comercial	48
3.4.3	Análisis en estado estable	48
3.4.4	Análisis Dinámico	50
3.5	Estudio de caso: Sistema de 39 nodos de la IEEE	52
3.5.1	Caso base	52

## Índice

---

3.5.2	Sistema de 39 nodos con generación eólica	52
3.5.3	Compensación	55
3.5.4	Sistema de 39 nodos con generación eólica y compensación	57
3.6	Estudio de caso: Sistema de 14 nodos de la IEEE	61
3.6.1	Caso base	61
3.6.2	Sistema de 14 nodos con generación eólica	62
3.6.3	Compensación	62
3.6.4	Sistema de 14 nodos con generación eólica y compensación	64
<b>4</b>	<b>Modelo dinámico del STATCOM basado en pasividad</b>	<b>69</b>
4.1	Modelo monofásico dinámico del STATCOM	70
4.2	Caso de estudio: Control de tensión en un nodo remoto mediante el STATCOM	72
4.3	Incorporación del modelo trifásico dinámico del STATCOM basado en pasividad a Flujos de Potencia Dinámicos	79
<b>5</b>	<b>Conclusiones y trabajo futuro</b>	<b>82</b>
5.1	Conclusiones	82
5.2	Trabajo futuro	84
<b>6</b>	<b>Bibliografía</b>	<b>85</b>
	Anexo: Elementos del Jacobiano	99

---

# Índice de figuras

Figura 2.1	Circuito equivalente de un generador síncrono.	11
Figura 2.2	Tipos del SVC.	19
Figura 2.3	SVC tipo TSC-TCR y equipos auxiliares.	20
Figura 2.4	La VSC conectada a la red de CA a través de un transformador en derivación.	21
Figura 2.5	Representación esquemática del STATCOM.	21
Figura 2.6	Comparación de la curva VI entre el SVC y el STATCOM.	23
Figura 2.7	Comparación de la curva VQ entre el SVC y el STATCOM.	23
Figura 2.8	Circuito equivalente del SVC.	25
Figura 2.9	Circuito equivalente del STATCOM.	26
Figura 2.10	Flujos de potencia de la red a) sin compensación, b) con el SVC y c) con el STATCOM instalado.	28
Figura 2.11	Magnitud de tensión en los nodos para la red a) sin compensación, b) con el SVC y c) con el STATCOM instalado.	30
Figura 2.12	Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica a) sin compensación; b) con el SVC y c) con el STATCOM.	31
Figura 2.13	Operación del SVC y del STATCOM durante la falla trifásica.	32
Figura 2.14	Perfil de tensión de la red de 39 nodos del caso base y con compensación.	33
Figura 2.15	Magnitud de tensión en los nodos para la red a) sin compensación, b) con el SVC y c) con el STATCOM instalado.	35

Figura 2.16	Operación del SVC en a) y del STATCOM en b) durante la falla trifásica.	36
Figura 2.17	Comparación de la instalación física entre el SVC y el STATCOM de 100 MW.	37
Figura 3.1	Circuito equivalente trifásico del STATCOM.	41
Figura 3.2	Diagrama de bloques para el modelo dinámico del STATCOM.	44
Figura 3.3	Características técnicas típicas de un aerogenerador.	47
Figura 3.4	Los modelos de generadores y STATCOM conectados a la red de transmisión.	48
Figura 3.5	Flujos de potencia para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos.	50
Figura 3.6	Tensión en los nodos para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos, a) con el software propio y b) con el software comercial.	51
Figura 3.7	Potencia reactiva para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos.	52
Figura 3.8	Características técnicas del aerogenerador.	54
Figura 3.9	Velocidad del viento.	54
Figura 3.10	Potencia activa generada.	55
Figura 3.11	Potencia reactiva.	55
Figura 3.12	Sensibilidades VQ para el caso base.	56
Figura 3.13	Perfil de tensiones nodales para: el caso base y los casos modificados, cuando los STATCOM's se incorporan en la red	58
Figura 3.14	Frecuencia de sistema a) en el caso base y b) con STATCOM.	60
Figura 3.15	Potencia reactiva del STATCOM.	61
Figura 3.16	Red de prueba de 14 nodos de la IEEE modificada con la conexión del STATCOM en el nodo 12 y de una planta de generación eólica en el nodo 13.	62
Figura 3.17	Sensibilidades VQ para el caso base.	63
Figura 3.18	Perfil de tensión para el caso base y el caso modificado cuando el STATCOM se integra a la red.	65

Figura 3.19	Frecuencia del sistema: a) sin STATCOM y generación eólica, b) con la generación eólica y c) con STATCOM.	67
Figura 3.20	Perfiles de tensión: a) sin STATCOM y generación eólica, b) con la generación eólica y c) con STATCOM.	69
Figura 4.1	Convertidor topología puente H.	70
Figura 4.2	Diagrama del STATCOM con (a) a y a' (b) b y b' cerrados.	71
Figura 4.3	STATCOM basado en pasividad.	72
Figura 4.4	STATCOM conectado a una red de prueba.	73
Figura 4.5	Tensión en las terminales de la carga.	76
Figura 4.6	k en la tensión del capacitor del STATCOM cuando se tiene una carga (a) puramente resistiva, (b) puramente inductiva y (c) puramente capacitiva.	77
Figura 4.7	Errores de tensión y de corriente en el circuito cuando se tiene una carga (a) puramente resistiva, (b) puramente inductiva y (c) puramente capacitiva.	78

---

# Índice de figuras

Figura 2.1	Circuito equivalente de un generador síncrono.	11
Figura 2.2	Tipos del SVC.	19
Figura 2.3	SVC tipo TSC-TCR y equipos auxiliares.	20
Figura 2.4	La VSC conectada a la red de CA a través de un transformador en derivación.	21
Figura 2.5	Representación esquemática del STATCOM.	21
Figura 2.6	Comparación de la curva VI entre el SVC y el STATCOM.	23
Figura 2.7	Comparación de la curva VQ entre el SVC y el STATCOM.	23
Figura 2.8	Circuito equivalente del SVC.	25
Figura 2.9	Circuito equivalente del STATCOM.	26
Figura 2.10	Flujos de potencia de la red a) sin compensación, b) con el SVC y c) con el STATCOM instalado.	28
Figura 2.11	Magnitud de tensión en los nodos para la red a) sin compensación, b) con el SVC y c) con el STATCOM instalado.	30
Figura 2.12	Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica a) sin compensación; b) con el SVC y c) con el STATCOM.	31
Figura 2.13	Operación del SVC y del STATCOM durante la falla trifásica.	32
Figura 2.14	Perfil de tensión de la red de 39 nodos del caso base y con compensación.	33
Figura 2.15	Magnitud de tensión en los nodos para la red a) sin compensación, b) con el SVC y c) con el STATCOM instalado.	35

Figura 2.16	Operación del SVC en a) y del STATCOM en b) durante la falla trifásica.	36
Figura 2.17	Comparación de la instalación física entre el SVC y el STATCOM de 100 MW.	37
Figura 3.1	Circuito equivalente trifásico del STATCOM.	41
Figura 3.2	Diagrama de bloques para el modelo dinámico del STATCOM.	44
Figura 3.3	Características técnicas típicas de un aerogenerador.	47
Figura 3.4	Los modelos de generadores y STATCOM conectados a la red de transmisión.	48
Figura 3.5	Flujos de potencia para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos.	50
Figura 3.6	Tensión en los nodos para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos, a) con el software propio y b) con el software comercial.	51
Figura 3.7	Potencia reactiva para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos.	52
Figura 3.8	Características técnicas del aerogenerador.	54
Figura 3.9	Velocidad del viento.	54
Figura 3.10	Potencia activa generada.	55
Figura 3.11	Potencia reactiva.	55
Figura 3.12	Sensibilidades VQ para el caso base.	56
Figura 3.13	Perfil de tensiones nodales para: el caso base y los casos modificados, cuando los STATCOM's se incorporan en la red	58
Figura 3.14	Frecuencia de sistema a) en el caso base y b) con STATCOM.	60
Figura 3.15	Potencia reactiva del STATCOM.	61
Figura 3.16	Red de prueba de 14 nodos de la IEEE modificada con la conexión del STATCOM en el nodo 12 y de una planta de generación eólica en el nodo 13.	62
Figura 3.17	Sensibilidades VQ para el caso base.	63
Figura 3.18	Perfil de tensión para el caso base y el caso modificado cuando el STATCOM se integra a la red.	65

Figura 3.19	Frecuencia del sistema: a) sin STATCOM y generación eólica, b) con la generación eólica y c) con STATCOM.	67
Figura 3.20	Perfiles de tensión: a) sin STATCOM y generación eólica, b) con la generación eólica y c) con STATCOM.	69
Figura 4.1	Convertidor topología puente H.	70
Figura 4.2	Diagrama del STATCOM con (a) a y a' (b) b y b' cerrados.	71
Figura 4.3	STATCOM basado en pasividad.	72
Figura 4.4	STATCOM conectado a una red de prueba.	73
Figura 4.5	Tensión en las terminales de la carga.	76
Figura 4.6	k en la tensión del capacitor del STATCOM cuando se tiene una carga (a) puramente resistiva, (b) puramente inductiva y (c) puramente capacitiva.	77
Figura 4.7	Errores de tensión y de corriente en el circuito cuando se tiene una carga (a) puramente resistiva, (b) puramente inductiva y (c) puramente capacitiva.	78

---

## Índice de tablas

Tabla 2.1	Aplicaciones del STATCOM.	13
Tabla 2.2	El STATCOM en operación y sus características representativas.	14
Tabla 2.3	Comparación de costos entre el SVC y el STATCOM.	38
Tabla 3.1	Valores propios del caso base de la red de 39 nodos.	56
Tabla 3.2	Factores de participación para el modo 1, $\lambda=4.1948$ .	56
Tabla 3.3	Flujos de potencia de la red de 39 nodos.	58
Tabla 3.4	Escenario de eventos para la Red de 39 nodos.	59
Tabla 3.5	Valores propios del caso base de la red de 14 nodos.	63
Tabla 3.6	Factores de participación para el modo 1, $\lambda=1.2287$ .	63
Tabla 3.7	Escenario de eventos para la Red de 14 nodos.	65
Tabla 4.1	Parámetros del STATCOM y del sistema de prueba.	75

---

# Acrónimos

AVR	Regulador automático de voltaje
CA	Corriente Alterna
CD	Corriente Directa
CSC	Fuente conmutada de tensión
FACTS	Sistemas de Transmisión en Corriente Alterna Flexibles
FPD	Flujos de Potencia Dinámicos
GTO	Tiristores de encendido por compuerta
HVDC	Corriente Directa de Alto Voltaje
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
IGBT	Transistores bipolares de compuerta aislada
PID	Controlador Proporcional Integral Derivativo
POO	Programación Orientada a Objetos
PSS/E	Simulador de Sistemas de Potencia para Ingenieros
PV	Potencia Real-Tensión
PWM	Modulación por ancho de pulso
RE	Redes Eléctricas

## Acrónimos

---

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SSSC	Compensador Serie Estático Síncrono
STATCOM	Compensador Estático Síncrono
SVC	Compensador Estático de Vars
TCSC	Compensador Serie Controlado por Tiristores
UPFC	Controlador Unificado de Flujo de Potencia
VQ	Tensión-Potencia Reactiva
TS	Conmutado por Tiristores
TC	Controlado por Tiristores
TSC	Capacitores Conmutados por Tiristores
TCR-FC	Reactor Controlado por Tiristores con Capacitor Fijo
TCR-TSC	Reactor Controlado por Tiristores con el Capacitor Conmutado por Tiristores
TA	transformador de acoplamiento
TCR	Reactores Controlados por Tiristores
VSC	Fuente Conmutada de Tensión

---

# Simbología

$Y$	admitancia
$\delta$	ángulo de voltaje
$\theta$	ángulo de voltaje de nodo
$C$	capacitancia
$G$	conductancia
*	conjugado de un valor complejo
$T$	constante de tiempo
$vR$	convertidor conectado en paralelo
$I$	corriente compleja
$D$	diodo
$a$	fase a
$b$	fase b
$c$	fase c
$K$	ganancia
°	grados
$Z$	impedancia

## Acrónimos

---

$\Delta$	incremento
$m_a$	índice de modulación de amplitud
$m_f$	índice de modulación de frecuencia
$L$	Inductancia
$S_x$	Interruptor
$it$	Iteración
$J$	Jacobiano
$V$	magnitud de voltaje
$n_b$	número de buses de una red
$NSTATCOM$	número de STATCOM's conectados a una red
$j$	operador complejo $\sqrt{-1}$
$f$	parte imaginaria del voltaje
$e$	parte real del voltaje
$pu$	por unidad
$S$	potencia compleja
$Q$	potencia reactiva
$P$	potencia real
$X$	reactancia
$r$	resistencia
$B$	susceptancia

## Acrónimos

---

$t$	tiempo
$PV$	tipo de nodo controlador de voltaje
$tol$	tolerancia
$E$	vector de voltaje
$V_{CD}$	voltaje de corriente directa
$\longrightarrow$	Potencia activa
$\rightarrow+$	Potencia reactiva
$P_{ik}$	Factor de participación relativa del bus $k$ en el modo
$P_{ji}$	factor de participación de la rama $j$ asociado al modo $i$
$P_{mi}$	Factor de participación de la $m$ -ésima maquina en el modo $i$
$q_{mod}$	Vector de potencias reactivas modales
$v_{mod}$	Vector de tensiones modales
$C$	Fuente de CD
$C_1$	Carga capacitiva
$E_o$	Tensión inducida
$E_T$	Tensión en terminales
$I_d$	Corriente del STATCOM deseada
$J_R$	Matriz jacobiana reducida
$k$	Ley de control
$k_1$	Ganancia 1
$k_2$	Ganancia 2

## Acrónimos

---

$L_1$	Inductancia de la línea 1
$L_1$	Carga inductiva
$L_2$	Inductancia de la línea 2
$L_s$	Inductancia del transformador de acoplamiento
$P_w$	potencia activa suministrada por un aerogenerador
$R_1$	Carga resistiva
$R_c$	Pérdidas por conmutación
$R_s$	Resistencia del transformador de acoplamiento
$R_w$	Resistencia interna de un parque eólico
$v$	Velocidad del viento
$V_{Cd}$	Tensión de la fuente de CD deseada
$V_t$	Tensión en las terminales de la carga
$X_w$	Reactancia interna de un parque eólico
$\eta$	matrices de vectores característicos izquierdos normalizados
$A$	matriz diagonal de valores característicos
$\mu$	señal de control
$\xi$	matriz de vectores característicos derechos normalizados
$\Sigma_{NL}$	Conjunto de ecuaciones diferenciales
$\Sigma_{NLS}$	Conjunto de ecuaciones algebraicas
$\omega$	Frecuencia

---

# Simbología

$Y$	admitancia
$\delta$	ángulo de voltaje
$\theta$	ángulo de voltaje de nodo
$C$	capacitancia
$G$	conductancia
$*$	conjugado de un valor complejo
$T$	constante de tiempo
$vR$	convertidor conectado en paralelo
$I$	corriente compleja
$D$	diodo
$a$	fase a
$b$	fase b
$c$	fase c
$K$	ganancia
$^{\circ}$	grados
$Z$	impedancia

## Acrónimos

---

$\Delta$	incremento
$m_a$	índice de modulación de amplitud
$m_f$	índice de modulación de frecuencia
$L$	Inductancia
$S_x$	Interruptor
$it$	Iteración
$J$	Jacobiano
$V$	magnitud de voltaje
$n_b$	número de buses de una red
$NSTATCOM$	número de STATCOM's conectados a una red
$j$	operador complejo $\sqrt{-1}$
$f$	parte imaginaria del voltaje
$e$	parte real del voltaje
$pu$	por unidad
$S$	potencia compleja
$Q$	potencia reactiva
$P$	potencia real
$X$	reactancia
$r$	resistencia
$B$	susceptancia

## Acrónimos

---

$t$	tiempo
$PV$	tipo de nodo controlador de voltaje
$tol$	tolerancia
$E$	vector de voltaje
$V_{CD}$	voltaje de corriente directa
$\longrightarrow$	Potencia activa
$\rightarrow+$	Potencia reactiva
$P_{ik}$	Factor de participación relativa del bus $k$ en el modo
$P_{ji}$	factor de participación de la rama $j$ asociado al modo $i$
$P_{mi}$	Factor de participación de la $m$ -ésima maquina en el modo $i$
$q_{mod}$	Vector de potencias reactivas modales
$v_{mod}$	Vector de tensiones modales
$C$	Fuente de CD
$C_1$	Carga capacitiva
$E_o$	Tensión inducida
$E_T$	Tensión en terminales
$I_d$	Corriente del STATCOM deseada
$J_R$	Matriz jacobiana reducida
$k$	Ley de control
$k_1$	Ganancia 1
$k_2$	Ganancia 2

## Acrónimos

---

$L_1$	Inductancia de la línea 1
$L_1$	Carga inductiva
$L_2$	Inductancia de la línea 2
$L_s$	Inductancia del transformador de acoplamiento
$P_w$	potencia activa suministrada por un aerogenerador
$R_1$	Carga resistiva
$R_c$	Pérdidas por conmutación
$R_s$	Resistencia del transformador de acoplamiento
$R_w$	Resistencia interna de un parque eólico
$v$	Velocidad del viento
$V_{Cd}$	Tensión de la fuente de CD deseada
$V_t$	Tensión en las terminales de la carga
$X_w$	Reactancia interna de un parque eólico
$\eta$	matrices de vectores característicos izquierdos normalizados
$A$	matriz diagonal de valores característicos
$\mu$	señal de control
$\xi$	matriz de vectores característicos derechos normalizados
$\Sigma_{NL}$	Conjunto de ecuaciones diferenciales
$\Sigma_{NLS}$	Conjunto de ecuaciones algebraicas
$\omega$	Frecuencia

# 1

---

## Introducción

Los Sistemas Eléctricos de Potencia son sistemas dinámicos que deben operar de manera confiable y segura ante todas las posibles condiciones. Por lo tanto, estos deben contar con equipos que los hacen más robustos, tales como los dispositivos de compensación.

Los bancos de capacitores y reactores se han utilizado para una compensación convencional de potencia reactiva en los Sistemas Eléctricos, estos operan con controles electromecánicos. No obstante, se han diseñado controles más modernos que utilizan electrónica de potencia para la interconexión de estos reactores y/o capacitores; estos son llamados FACTS (Flexible AC Transmission Systems, por sus siglas en inglés). Al paso del tiempo ha sido necesario que estos dispositivos operen más rápido. Así surge otra familia de FACTS basados en VSC's (Voltage Source Converter, por sus siglas en inglés) y en los últimos años por necesidades de compensación, a estos se les ha integrado generación de potencia activa [1].

Los resultados de la aplicación de los FACTS han sido diversos, entre ellos destacan los siguientes: i) permiten una operación más económica de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) debido a que su aplicación aumenta la capacidad de transferencia de potencia en la red [2, 3], ii) mejoran el control en subsistemas interconectados, iii) responden más rápido que los dispositivos electromecánicos ante perturbaciones [4, 5], iv) amortiguan oscilaciones de los parámetros eléctricos que podrían dañar los equipos y v) apoyan la interconexión de energías renovables [6, 7]. El conjunto de estos beneficios de los FACTS le dan el distintivo de hacer flexible la operación de los SEP's.

Los Sistemas Eléctricos siguen evolucionando; por lo tanto, el comportamiento confiable y el grado de madurez que los FACTS han alcanzado, los hacen una de las mejores soluciones para mantener

el paso de la modernización de estos sistemas. Incluso, se prevé que los FACTS sean uno de los equipos principales de las llamadas Redes Inteligentes de Transmisión.

## 1.1 Antecedentes

Debido a que los FACTS pueden modificar dinámicamente varios parámetros de las redes, estos pueden ser utilizados para propósitos múltiples. Sin embargo, la razón más sobresaliente y por la cual se utilizan en el presente trabajo es su comportamiento en estabilidad dinámica [8].

Un tipo de FACTS en derivación puede ser el STATCOM, su función principal es el control de la tensión. Un tipo de FACTS en serie es el Compensador Serie Estático Síncrono (SSSC), este inyecta tensión variable de cualquier polaridad en cuadratura con la corriente. Con la combinación del SSSC y el STATCOM se conforma el Controlador Unificado de Flujo de Potencia (UPFC) y con la combinación de dos STATCOM's se puede obtener el llamado HVDC-VSC (Enlace de Corriente Directa de Alto Voltaje, basado en VSC). El HVDC-VSC facilita la transmisión de potencia en CD. Aunque estos cuatro dispositivos son los FACTS basados en VSC analizados con mayor frecuencia, se tiene una gran variedad de otros dispositivos [8, 9].

El desarrollo de los modelos dinámicos de los FACTS habitualmente se basa en dos principios: i) funcionamiento y ii) estructura. Los modelos que se basan en el funcionamiento frecuentemente usan la VSC [10] junto con algoritmos de control. Por otro lado, los modelos basados en la estructura, describen los dispositivos a detalle, en los cuales se tienen más variables de estado; una técnica para este tipo de modelos se deriva de funciones de energía-estado, en el cual se obtienen ecuaciones de equilibrio a partir de los elementos conservativos que integran al dispositivo [11]. Es importante mencionar el gran número de trabajos, ya sea: textos, patentes y trabajos de investigación, que los FACTS han arrojado hasta días recientes [12]. Además, la validación de estos modelos se apoya de simulaciones en software desarrollados por los propios investigadores [13], como en el presente trabajo o en programas comerciales que incorporan modelos genéricos.

Desde el punto de vista operacional ha habido software importante que utiliza el método de discretización de la regla trapezoidal para el análisis dinámico de los FACTS. Por ejemplo, en [14] se presenta una simulación para estabilidad dinámica de largo plazo del SVC (Compensador Estático de Vars) y del TCSC (Compensador Serie Controlado por Tiristores) con resultados que

muestran los beneficios en una red de prueba. Sin embargo, estas metodologías de modelado junto con la filosofía de la Programación Orientada a Objetos (POO) también son aplicables en la simulación de los FACTS basados en las VSC's, formando así, herramientas de simulación más poderosas [10].

## **1.2 Formulación del problema**

La tarea compleja de modelar los equipos eléctricos para reproducir fielmente su comportamiento apoya en gran medida a las áreas de diseño, planeación y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Las metodologías para el modelado de sistemas eléctricos son numerosas [15]; sin embargo, pocas de ellas consideran un marco de referencia en las fases que tenga la capacidad de reproducir fenómenos importantes de las redes eléctricas, como lo es operar y compensar una red desbalanceada y además tener la capacidad de interactuar de manera eficiente con los diferentes elementos que la conforman, como líneas de transmisión, transformadores y plantas generadoras. Y más aún, que se tenga una herramienta de simulación con la capacidad de validar la aportación de los FACTS en la estabilidad de largo plazo de SEP.

En este trabajo se modelan los FACTS en derivación constituidos por una VSC, estos se implementan en una herramienta de simulación digital desarrollada ex profeso y se analiza su capacidad de compensación de tensión cuando se incorporan a diversas redes eléctricas, especialmente redes modernas con la inclusión de fuentes renovables de energía.

## **1.3 Objetivos**

### **1.3.1 Objetivo general**

Proponer y desarrollar modelos del STATCOM para análisis dinámico en el dominio de las fases basados en su principio de operación y las funciones de energía-estado.

### **1.3.2 Objetivos particulares**

- Implementar los modelos trifásicos de STATCOM para el análisis en estado estable.
- Desarrollar, simular y validar los modelos trifásicos de STATCOM para el análisis en estado dinámico.
- Determinar la ubicación más adecuada del STATCOM en la red para que el impacto sea integral.
- Establecer los beneficios del STATCOM en redes modernas con integración de energía eólica.
- Actualizar una herramienta de simulación para análisis dinámico de Sistemas Eléctricos de Potencia en el dominio de las fases.

## **1.4 Hipótesis**

Los modelos dinámicos de FACTS en el dominio de las fases pueden establecerse a partir de las hipótesis siguientes.

- Los FACTS son una de las mejores soluciones para hacer flexible la operación de los SEP.
- Tener modelos dinámicos de STATCOM ayudaría a comprender su interacción con los demás componentes de los SEP.
- El funcionamiento del STATCOM presentarían beneficios en todos los tipos de estabilidad, en particular en la estabilidad de tensión.
- Una herramienta adecuada para validar la aportación de estos dispositivos en la estabilidad de los SEP podría ser codificada en el marco de referencia de las fases, escrito en C++ con la filosofía de la POO.
- Con los modelos de los FACTS en la herramienta de simulación, además se podría evaluar como estos ayudan en la integración de fuentes de energía limpia y en general realizar análisis de redes eléctricas inteligentes.

## 1.5 Metodología

Para asegurar el cumplimiento de los objetivos y la evaluación de las hipótesis, el proyecto puntualiza la metodología siguiente:

- Establecer el contexto teórico de la compensación en SEP.
- Desarrollar modelos trifásicos del STATCOM para el análisis en estado estable.
- Codificar los modelos trifásicos del STATCOM para el análisis en estado estable.
- Determinar la mejor ubicación del STATCOM a partir del análisis de sensibilidades voltaje-potencia reactiva y análisis modal.
- Incorporar los modelos en estado estable a los SEP de diversas complejidades y tamaños.
- Realizar simulaciones con los modelos en estado estable.
- Desarrollar modelos trifásicos del STATCOM para el análisis en estado dinámico
- Codificar los modelos trifásicos del STATCOM para el análisis en estado dinámico.
- Incorporar los modelos en estado dinámico a los SEP de diversas complejidades y tamaños.
- Realizar simulaciones con los modelos en estado dinámico.
- Analizar los SEP en redes modernas con integración de energía eólica y con el STATCOM.
- Comparar el desempeño dinámico del STATCOM y el SVC.
- Desarrollar una herramienta que permita evaluar los modelos en las redes eléctricas en el marco de referencia de las fases.
- Validar resultados y la herramienta de simulación contra un software comercial.

## 1.6 Logros

El cumplimiento paulatino de la metodología fue completando una herramienta para simulación de redes eléctricas modernas con incorporación de FACTS como sigue:

- Se modelaron, simularon y validaron los modelos trifásicos del STATCOM y del SVC para el análisis en estado estable y estado dinámico en base a su principio de operación y estructura.
- Se propuso una mejor ubicación del STATCOM a partir del análisis de sensibilidades y análisis modal, no solo para tener efectos positivos en análisis de estado estable, sino también en análisis dinámico.

- Se actualizó una herramienta de simulación para análisis dinámico de redes eléctricas modernas.
- Se cuenta con un método de flujos de potencia dinámico unificado para el análisis de sistemas eléctricos.
- Se realizaron simulaciones y análisis de redes modernas con integración de energía eólica y con el STATCOM mediante una herramienta de simulación para análisis dinámico de Sistemas Eléctricos de Potencia.

## 1.7 Resultados obtenidos

De la documentación de los resultados obtenidos en el presente proyecto han emanado los artículos y capítulos de libros siguientes.

### 1.7.1 Artículos indexados

- **Barrios-Martínez, E.**, and Angeles-Camacho, C.: “*Technical Comparison of FACTS Controllers in Parallel Connection*”, Journal of Applied Research and Technology. JART, online 16-Feb-2017, doi: 10.1016/j.jart.2017.01.001.

### 1.7.2 Capítulos de libros

- “Static Compensators in Power Systems”, Chapter: *STATCOM on the Mexican Power Systems: Two case studies*, by Olguín-Becerril, M. A., **Barrios-Martínez, E.** and Angeles-Camacho, C., editors: Dr. Farhad Shahnia, Dr. Sumedha Rajakaruna & Prof. Arindam Ghosh, Springer. Australia, 2015. ISBN 978-981-287-281-4.
- "Modeling and Control Aspects of Wind Power Systems", Chapter 6: *An integrated power flow solution of flexible AC transmission systems containing wind energy conversion systems*, by **Barrios-Martínez, E.**, Castro, L. M., Fuerte-Esquivel C. R. and Angeles-Camacho, C., editors: Dr. S. M. Mueeen, Ahmed Al-durra & Hany M. Hasanien, Department of Electrical Engineering, The Petroleum Institute, Abu-Dhabi, UAE, Intech Open Access Publisher, Rijeka, Croatia, ISBN 980-953-307-562-9. March 2013. DOI: 10.5772/52835. (Overall number of downloads are 1683, January the 29th 2014). Available from: <http://www.intechopen.com/books/modeling-and-control-aspects-of-wind-power->

systems/an-integrated-power-flow-solution-of-flexible-ac-transmission-systems-containing-wind-energy-convers.

### 1.7.3 Conferencias internacionales

- Castro, L. M., **Barrios-Martínez, E.**, Angeles-Camacho, C. & Fuerte-Esquivel, C. R.: “*An integrated power flow solution of Flexible AC Transmission Systems containing Wind Energy Conversion Systems*”, The IET Conference on Renewable Power Generation 2011, RPG 2011, Edinburgh, UK; 6-8 September 2011.
- **Barrios-Martínez, E.**, Angeles-Camacho, C. and Olguín-Becerril, M. A.: “*Dynamic Phase-domain Modelling and Simulation of STATCOM in Large-scale Power Systems*”, 2009 IEEE Bucharest POWERTECH, Proceedings, Bucharest, Vols 1-5, pp. 565-572, Rumania, Julio 2009, ISBN 978-1-4244-2235-7.

### 1.7.4 Conferencias nacionales

- Angeles-Camacho, C., **Barrios-Martínez, E.** & Fuerte-Esquivel, C. R.: “*Modelado y Simulación de un Controlador Unificado de Flujos de Potencia (UPFC) en el Marco de las Fases*”, IEEE México, 24<sup>a</sup> Reunión internacional de Verano de Potencia, aplicaciones industriales y exposición industrial (RVP-AI/2011). Acapulco, Gro., México, Julio 2011.
- **Barrios-Martínez, E.** y Angeles-Camacho, C.: “*Evaluación de Modelos de la Unidad Generadora en Análisis Dinámicos*”, IEEE México, 22<sup>a</sup> Reunión de Verano de Potencia, (RVP/AI/2009). Acapulco, Gro., México. Julio 2009.

## 1.8 Distribución de capítulos

El **capítulo 1** contiene la introducción que abarca los objetivos, la justificación de la temática del proyecto, las hipótesis, la metodología y los antecedentes. El **capítulo 2** contiene el marco teórico sobre la estabilidad de tensión y los métodos para mejorarla. Además, este capítulo discute la comparación entre SVC y STATCOM a través de las curvas de corriente-tensión y tensión-potencia reactiva, tiempo de respuesta, tamaño de la instalación y costos. Principalmente, los comportamientos en estado estable y transitorio se comparan mediante simulaciones. El **capítulo 3** detalla los modelos del STATCOM usados en el análisis del estado estable y dinámico de Redes Eléctricas, así como la metodología para incorporar estos modelos a un programa de flujos de

potencia dinámicos. El análisis de redes eléctricas modernas con el STATCOM que se presenta en este capítulo, se realiza mediante diversos casos de estudio. En el mismo capítulo se compara el software propio codificado en el marco de referencia de las fases escrito en C++ con la filosofía de la POO, contra herramientas de simulación comercial. El **capítulo 4** contiene un modelo dinámico del STATCOM y su correspondiente control basado en pasividad. Las conclusiones y la descripción del trabajo futuro de este proyecto se exponen en el **capítulo 5**. Finalmente, las referencias bibliográficas se enlistan en el **capítulo 6** y la descripción de los elementos del jacobiano del modelado del STATCOM en el Apéndice.

# 2

---

## **FACTS compensadores de voltaje**

Los SEP son sistemas con constantes cambios de carga y consecuentemente de generación. Si los sistemas no son lo suficientemente robustos para cada movimiento, entonces implica nuevas condiciones de estabilidad. La tensión de cada punto de los SEP ha sido considerada como un parámetro primordial para cuantificar la estabilidad de estos [16]. Así, cuando la tensión se separa más allá de los umbrales establecidos, los recursos de compensación se vuelven los más efectivos para aportar mejores condiciones de operación de los SEP. Por lo tanto, en éste capítulo se considera a la compensación como una necesidad continua del diseño, planeación y operación de una red eléctrica.

### **2.1 Estabilidad de voltaje**

La magnitud y tipo de inestabilidad de tensión depende del tipo de perturbación y del tiempo que altera la operación del sistema en equilibrio. En el análisis de SEP se clasifican los problemas de tensión en diferentes escalas de tiempo [16, 17].

A la inestabilidad de tensión que ocurre en un periodo de tiempo de un segundo, se le llama estabilidad de tensión transitoria. En caso de que esto tome decenas de minutos, se le llama estabilidad de tensión de largo plazo. Otro problema grave de las redes es el colapso de tensión, el cual puede ocurrir después de un gran disturbio o un incremento grande de carga que demande grandes cantidades de energía al sistema eléctrico. Una de las opciones más recurrentes para que un sistema no pierda estabilidad de tensión es la aplicación de fuentes de potencia reactiva. Al realizar una lista de estas fuentes de potencia reactiva convencionales y otros equipos más modernos se

muestra lo suficientemente extensa para cubrir de la mejor manera las inestabilidades de tensión en los SEP.

## **2.2 Equipos para compensación de tensión**

Los problemas de tensión se corrigen localmente, ya que las medidas a llevar a cabo y los equipos usados tienen alcance fundamentalmente local. Los equipos convencionales frecuentemente usados para la estabilidad de tensión son: los bancos de capacitores y reactores, los transformadores con cambiadores de *taps* y los generadores síncronos de las plantas o condensadores síncronos. A estos equipos se han adicionado los FACTS, los cuales han demostrando en años recientes compensar la tensión de manera eficiente y robustecer aun más las redes eléctricas [5].

### **2.2.1 Transformador**

Los transformadores tienen una serie de *taps* en los devanados para permitir pequeños cambios en su relación de transformación, así se ajustan para minimizar las variaciones de tensión.

Los transformadores con cambio de derivaciones en vacío requieren su desconexión del sistema antes de cambiar de *tap*, suministrando un método de regulación fija. Los transformadores con cambio de derivaciones bajo carga tienen un circuito sensor de tensión que cambia automáticamente los *taps* para mantener constante la tensión del sistema [18].

La capacidad de regulación se cuantifica con el rango total de variación de la tensión y la magnitud del paso entre derivaciones sucesivas. Por ejemplo, el rango total de variación puede ser  $\pm 10\%$ ,  $\pm 12\%$  o  $\pm 15\%$ , y la magnitud del paso entre derivaciones puede ser de 1.25% o 1.5%.

Para una regulación de rangos menores a los anteriores, se aplica el autotransformador. Este tipo de compensación puede ser necesaria debido a una caída de tensión en un nodo lejano de los generadores. En tales circunstancias, es demasiado costoso usar un transformador de dos devanados con *taps*.

## 2.2.2 Compensador síncrono rotatorio

Una máquina eléctrica síncrona que está operando sobreexcitada o subexcitada es capaz de suministrar o absorber potencia reactiva, respectivamente. La característica de que una máquina pueda cambiar gradualmente desde el efecto capacitivo hacia el inductivo la hace muy útil para regular la tensión. A las máquinas operando en estas condiciones se les llama compensadores síncronos rotatorios. Como se describe en la Figura 2.1, la tensión inducida  $E_o$  depende del flujo por polo, el cual, a su vez depende de la corriente de excitación de CD que fluye en los devanados de los polos. Por consiguiente, la tensión en las terminales del generador  $E_T$  puede modificarse ajustando la corriente de excitación de CD.

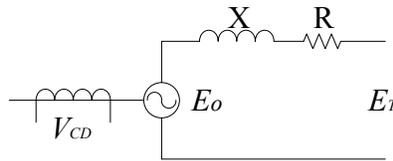


Figura 2.1 Circuito equivalente de un generador síncrono.

De acuerdo con el circuito equivalente de la Figura 2.1 y considerando que la diferencia entre los ángulos de los fasores  $E_o$  y  $E_T$  tiende a cero, se puede obtener la potencia reactiva  $Q$  como:

$$Q = \frac{XE_o}{R^2 + X^2} (E_o - E_T) \quad (2.1)$$

donde  $X$  es la reactancia del estator,  $R$  es la resistencia de los devanados,  $E_o$  es el tensión del estator generada a medida que los polos barren los conductores de estator.

De la Ecuación (2.1) se puede ver que la transmisión de  $Q$  es posible si las magnitudes de  $E_o$  y  $E_T$  son desiguales. Así, para  $E_o > E_T$  la máquina síncrona genera potencia reactiva, mientras que para  $E_T < E_o$  la consume. Este control actúa sobre la corriente de excitación de CD del generador mediante el AVR (Regulador Automático de Tensión, por sus siglas en inglés).

El Compensador Síncrono Rotatorio tiene un efecto preponderante en la estabilidad de tensión de largo plazo. Sin embargo, es importante mencionar algunas limitaciones de este equipo, las cuales

se derivan de que los devanados de campo y armadura tienen la capacidad de sobrecargarse solo por pocos minutos.

### **2.2.3 Bancos de capacitores y reactores**

El comportamiento de los sistemas de transmisión se puede mejorar por la compensación reactiva de tipo serie o paralelo. Los bancos de capacitores y reactores permiten compensar la potencia reactiva en el punto de conexión o cerca de él. La compensación serie puede consistir en la conexión de un banco de capacitores en serie con los conductores de una línea de transmisión [19].

El reactor en conexión en derivación es un dispositivo que se utiliza para compensar la capacitancia en derivación y la corriente de carga resultante conducida por una línea de transmisión. Si no se proporciona compensación de corriente de carga, la tensión en el extremo receptor de una línea de transmisión larga puede exceder la tensión del extremo emisor hasta en un 50% bajo una carga ligera o pérdida de carga. Por lo tanto, este tipo de compensación en paralelo se refiere a la colocación de reactores de cada línea al neutro para reducir la susceptancia en paralelo.

Un banco de capacitores se utiliza para mantener o aumentar las tensiones en los sistemas de transmisión y mejorar la eficiencia del sistema mediante la reducción de las pérdidas inductivas. El capacitor es un dispositivo que entrega corriente en adelanto. Un capacitor en derivación proporciona potencia reactiva para aumentar la tensión del sistema y para mejorar el factor de potencia. El capacitor en derivación reduce las pérdidas y por lo tanto, mejora la eficiencia de transmisión de potencia mediante la adición de potencia reactiva al sistema.

Un capacitor en serie se conecta con una línea de transmisión, por lo general, a 230 KV y superiores, para mejorar la capacidad de transmisión de potencia y en algunos casos, lograr la división más ventajosa y económica de los flujos de potencia entre las líneas de transmisión que funcionan en paralelo. Aunque los bancos de capacitores pueden estar situados en cualquier punto, frecuentemente se conectan cerca del centro de una línea. Los capacitores en serie también pueden forzar más flujo de potencia en la línea de transmisión con capacitores más grandes cuando las líneas paralelas tienen tamaños diferentes [20].

## 2.2.4 FACTS

Para estabilidad de tensión destacan dos FACTS, a saber, el SVC y el STATCOM. En particular, algunos proyectos han fijado la pauta en la aplicación de STATCOM, la Tabla 2.1 enlista los resultados obtenidos.

Tabla 2.1 Aplicaciones del STATCOM.

Funcionamiento	Excelente	Bueno	Limitado
Compensación de potencia reactiva	✓		
Compensación de potencia activa			✓
Regulación de tensión	✓		
Mejoramiento de estabilidad de tensión	✓		
Mejoramiento de estabilidad de estado estable		✓	
Mejoramiento de estabilidad transitoria		✓	
Mejoramiento de estabilidad dinámica		✓	
Control de flujos de potencia			✓
Amortiguamiento de oscilaciones de potencia		✓	
Amortiguamiento de oscilaciones de frecuencia baja		✓	
Estabilidad de ángulo de rotor			✓
Mejoramiento de la calidad de energía		✓	
Mejoramiento de la capacidad de transmisión		✓	
Enlaces asíncronos	✓		

Al igual que los compensadores síncronos rotatorios, el SVC compensa la tensión. Sin embargo, ante condiciones de tensiones muy bajas, el STATCOM compensa la tensión de manera más efectiva. En particular, el STATCOM ha demostrado un buen funcionamiento también en los otros tipos de estabilidad como lo muestra la Tabla 2.1.

La Tabla 2.2 muestra los proyectos más representativos del STATCOM y describe que con la aplicación de este equipo se pueden complementar uno o más beneficios. Así, debido a que los problemas en la transmisión de energía se han visto agravados por el crecimiento de los SEP, se espera que el STATCOM continúe siendo uno de los FACTS más prometedores para resolver estos grandes problemas.

Tabla 2.2 El STATCOM en operación y sus características representativas.

Instalado en:	País y año	Característica	Inversores	MVAR	Aplicaciones
Kita Osaka [23]	Japón, 1980	El primero	Tiristores	±20	Estabilidad de Tensión
Rejsby Hede [24]	Dinamarca, 1997	Con generación eólica	IGBT	±8	Estabilidad dinámica
Eagle Pass/Piedras Negras [25]	USA/México, 1999	En la Red Mexicana	GTO	±36	Enlace asíncrono
Marcy [26]	USA, 2001	El de mayor capacidad	IGBT	±200	Incremento de la capacidad de transmisión

No obstante, para que cualquier método de compensación tenga resultados más significativos en la estabilidad, es importante determinar la mejor ubicación de estos en las redes eléctricas. En [21, 22] se describen metodologías de localización de FACTS que parten de ventajas técnicas y económicas.

## 2.3 Ubicación de compensación de tensión

La localización de la compensación de tensión para mejorar el estado estable y los márgenes de estabilidad de tensión es el bus del sistema más sensible a cambios de potencia reactiva [27]. Las curvas de potencia activa-tensión, PV y tensión-potencia reactiva, VQ [28], el análisis modal [29], el índice L y el índice V/V<sub>0</sub> [30] son algunos de los métodos que suministran información confiable sobre la proximidad de la inestabilidad de tensión en diversos puntos del sistema.

El análisis modal comienza con el análisis de sensibilidades VQ y continúa con el cálculo de los factores de participación. Este método es de aplicación sencilla, por lo tanto, es uno de los métodos más usados. A este respecto se puede hacer notar que el análisis nodal es el método que frecuentemente se incluye en las herramientas de simulación de SEP comerciales.

### 2.3.1 Análisis de sensibilidad VQ

El análisis de sensibilidad VQ consiste en encontrar una relación entre las variaciones de tensión y la potencia reactiva. Un sistema es estable en términos de tensión si la relación VQ es positiva en todos los buses e inestable si la relación VQ es negativa en al menos un bus. La sensibilidad VQ se puede deducir a partir de las ecuaciones linealizadas de estado estacionario de un sistema de potencia dadas por [31]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Por lo tanto, si se considera que  $[\Delta P]=0$ , se puede deducir una expresión que relaciona  $[\Delta Q]$  y  $[\Delta V]$  a través de la matriz jacobiana reducida  $[J_R]$ , que proporciona las sensibilidades de todos los buses del sistema, según se muestra en la ecuación (2.3).

$$[J_R] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial Q}{\partial \theta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial V} \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

Así se cumple que:

$$[\Delta V] = [J_R]^{-1}[\Delta Q] \quad (2.4)$$

La ecuación (2.4) muestra la dependencia de la tensión a la potencia reactiva.

### 2.3.2 Análisis modal

El análisis modal proporciona información de los equipos que contribuyen a la inestabilidad de tensión. Las características de estabilidad de tensión se identifican al calcular los vectores característicos de  $[J_R]$ . Asociando a cada valor característico con un modo de variación de tensión-potencia reactiva se proporciona una medida relativa de la proximidad a la inestabilidad de tensión. La formulación se basa en suponer que  $[J_R]$  es simétrica, por lo que se puede diagonalizar ortogonalmente y expresarse como una relación entre las matrices de vectores característicos derechos e izquierdos normalizados,  $[\xi]$  y  $[\eta]$ , respectivamente, así como por una matriz diagonal de valores característicos  $[\Lambda]$ , como:

$$[J_R] = [\xi][\Lambda][\eta] \quad (2.5)$$

Obteniendo la inversa de la ecuación (2.5) se tiene:

$$[J_R]^{-1} = [\xi][\Lambda]^{-1}[\eta] \quad (2.6)$$

Sustituyendo (2.6) en (2.4) y conociendo que las matrices  $[\eta]$  y  $[\xi]$  son ortogonales, se cumple que  $[\eta]=[\xi]^{-1}$ , la ecuación (2.4) se puede escribir como:

$$[\eta][\Delta V] = [\Lambda]^{-1}[\eta][\Delta Q] \quad (2.7)$$

Definiendo así, el vector de variaciones de tensiones modales  $[v_{mod}]$  y el vector de variaciones de potencia reactiva modales  $[q_{mod}]$  como:

$$[v_{mod}] = [\Lambda]^{-1}[q_{mod}] \quad (2.8)$$

Por lo tanto, para el  $i$ -ésimo modo se tiene:

$$v_i = \frac{1}{\lambda_i} q_i \quad (2.9)$$

La magnitud de  $\lambda_i$  determina el grado de estabilidad de la  $i$ -ésima tensión modal. Si  $\lambda_i > 0$  el sistema es estable en términos de tensión, si  $\lambda_i < 0$  el sistema es inestable en términos de tensión y si  $\lambda_i = 0$  entonces la  $i$ -ésima tensión modal del sistema colapsaría debido a que cualquier cambio en la potencia reactiva modal provoca cambios infinitos en el tensión modal. El valor característico  $\lambda_i$  positivo de menor magnitud indica que en la correspondiente  $i$ -ésima tensión modal el sistema está más cercano a ser inestable.

Una vez que el sistema se considera estable, es importante determinar los factores de participación para los buses, líneas, transformadores y generadores. Estos factores permiten de manera confiable determinar cuáles son las variables de estado y por lo tanto los equipos que tienen mayor influencia neta sobre cualquiera de los eigenvalores del sistema [32].

La participación relativa del bus  $k$  en el modo  $i$  está dada por el factor de participación de bus determinado por:

$$P_{ik} = \xi_{ki}\eta_{ik} \quad (2.10)$$

Altos factores de participación de buses pueden identificar áreas potencialmente inestables. En [29] y [30] se define el factor de participación de las ramas, es decir, de las líneas y los transformadores, como una medida de la participación de cada rama en el comportamiento de cada  $\lambda_i$ . Así, el factor de participación de la rama  $j$  asociado al modo  $i$  es:

$$P_{ji} = \frac{\Delta Q_{ji}}{\Delta Q_{\max(i)}} \quad (2.11)$$

lo cual indica para cada modo  $i$ , cuales ramas consumen la mayor cantidad de potencia reactiva dado el incremento modal de carga reactiva. Las ramas con factores de participación grandes son enlaces sobrecargados. La información que suministran estos factores son útiles para identificar las medidas correctivas para problemas de estabilidad de tensión y también para determinar cuáles son las contingencias más críticas que pueden presentarse en el sistema.

Así mismo, la participación relativa de la  $m$ -ésima maquina en el modo  $i$  está dado por el factor de participación:

$$P_{mi} = \frac{\Delta Q_{mi}}{\Delta Q_{\max(i)}} \quad (2.12)$$

El factor de participación de generadores indica cuál de los generadores aporta mayor cantidad de potencia reactiva ante un incremento de la carga y además proporciona información sobre la distribución de potencia reactiva a través de todas las máquinas para mantener un valor adecuado del margen de la estabilidad de la tensión.

Una vez que se determina la ubicación de los dispositivos compensadores en las redes eléctricas, entonces se realizan diversos análisis para comprobar el grado de mejorías que proporcionan los FACTS. Frecuentemente, en una red compensada con este tipo de equipos no solo se mejora la

estabilidad de tensión, además se obtienen buenos efectos en la estabilidad de estado estable y la estabilidad dinámica. Por lo tanto, ésta y otras ventajas han ocasionado que la diversidad de FACTS aumente en los últimos años [29]. Se pueden encontrar cuatro categorías de estos en función de su conexión y los parámetros sobre los cuales se tiene control: i) Si las magnitudes de tensión son compensadas se denomina compensación paralelo, derivación o shunt; ii) Si la impedancia de línea es compensada se denomina compensación serie; iii) Si se modifican los ángulos se trata de compensación de ángulo de fase; y iv) Si dos o más parámetros son compensados se considera como compensación mixta [5].

Dentro de la compensación clasificada como paralelo destacan el SVC y el STATCOM. Ambos equipos se han utilizado para robustecer las redes eléctricas debido a que mantienen la magnitud de la tensión mediante la absorción o inyección de potencia reactiva. Sin embargo, estos FACTS presentan diferencias significativas desde su formación. Por lo tanto, un análisis comparativo proporciona una visión amplia del alcance de las aplicaciones del SVC y del STATCOM.

## **2.4 Compensador estático de VARs (SVC)**

El SVC se utiliza en las redes eléctricas para mejorar las cantidades de potencia reactiva y así mantener la tensión de los nodos dentro de los límites necesarios para una operación confiable. Algunas de sus características son las siguientes: i) no requiere mantenimiento mayor, ya que no posee partes rotatorias; ii) posee tiempos de respuesta rápidos, del orden de 2 ciclos, 33.33 *ms* a una frecuencia de 60 *Hz*; iii) el control de tensión puede ser independiente por fase; iv) presenta pérdidas mínimas asociadas a su operación; v) presenta rentabilidad alta en comparación a la instalación de líneas de transmisión nuevas; y vi) puede contribuir con reactivos durante fallas. Sin embargo, el SVC también presenta algunas desventajas, la más sobresaliente es la generación de armónicos.

El SVC está constituido por una válvula de tiristores bidireccionales de potencia alta TS (Thyristor Switched), o bien TC (Thyristor Controlled), además de un conjunto de algoritmos que permiten su control [30]. Estas válvulas de semiconductores pueden conmutar y/o controlar bancos de capacitores (C) y/o reactores (R). Así, los elementos característicos de un SVC son los Capacitores Conmutados por Tiristores (TSC) y los Reactores Controlados por Tiristores (TCR).

La forma en que los arreglos de los reactores y capacitores son instalados define los principales

tipos de SVC. Según su constitución se pueden encontrar las configuraciones siguientes: El TCR, el Reactor Controlado por Tiristores con un Capacitor Fijo (TCR-FC), el TSC y el Reactor Controlado por Tiristores con el Capacitor Conmutado por Tiristores (TCR-TSC) [33]. Algunos de estos arreglos junto con su transformador de acoplamiento (TA) se muestran en la Figura 2.2.

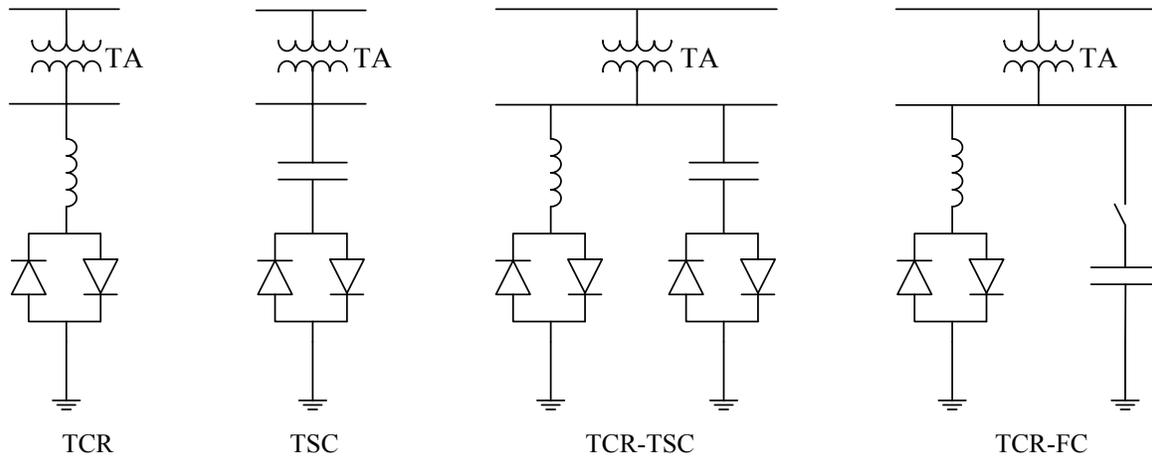


Figura 2.2. Tipos del SVC.

La utilización de un transformador en la conexión del SVC tiene los objetivos siguientes: conectar el SVC al bus de alta tensión, y filtrar la corriente de la 3ª armónica que se produce por efecto del ángulo de disparo de los tiristores y por la presencia de resonancias en los bancos de capacitores del equipo. Así mismo, otros equipos de utilización en el SVC son los filtros, los cuales, en la mayoría de los casos se instalan para eliminar la 5ª y 7ª armónicas.

La Figura 2.3 muestra la flexibilidad de un modelo del SVC tipo TSC-TCR junto con el transformador de acoplamiento a la red y equipos auxiliares derivados para flujos de potencia. Éste tipo de SVC es adoptado generalmente por ser el que proporciona mayor versatilidad y ventajas técnico-económicas [34].

El SVC de la Figura 2.3 proporciona la potencia reactiva a través de la conmutación de los TSCs a pasos discretos y también permite el ajuste fino de la potencia reactiva total necesaria de forma automática absorbiendo la cantidad de potencia reactiva apropiada mediante el TCR.

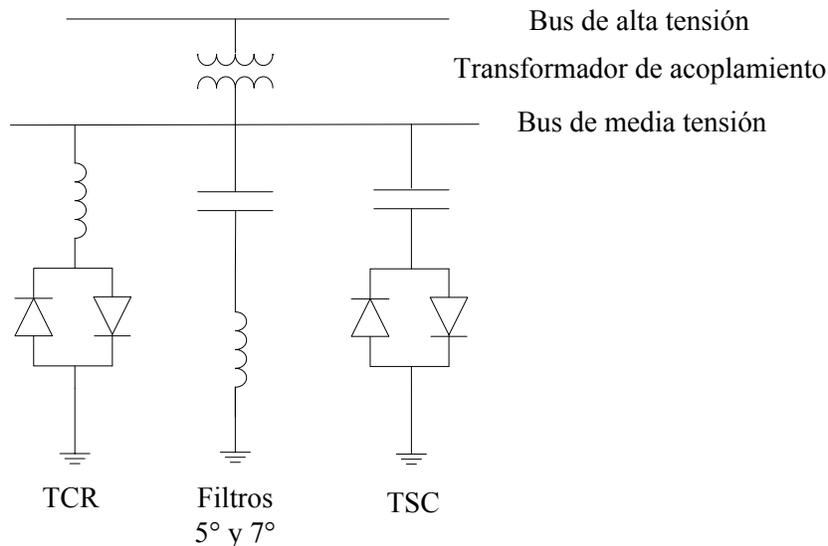


Figura 2.3. SVC tipo TSC-TCR y equipos auxiliares.

## 2.5 Compensador Estático Síncrono (STATCOM)

La definición del STATCOM de acuerdo al IEEE es: generador estático síncrono operado como un compensador estático de potencia reactiva en conexión en paralelo en el cual la corriente de salida, ya sea capacitiva o inductiva, puede ser controlada de forma independiente de la tensión del sistema [35, 36]. Para que esto sea posible, el STATCOM se considera estructuralmente como un convertidor CD/CA de potencia alta basado en semiconductores alimentado con una tensión de CD de un capacitor y conectado a la red eléctrica en CA mediante un transformador. En la Figura 2.4 se muestra una configuración típica de la VSC: una fuente de tres fases, de dos niveles y seis pulsos.

En base a su principio de funcionamiento, los convertidores pueden ser agrupados como una fuente de tensión (VSC, Voltage Source Converter) o una fuente de corriente (CSC, Current Source Converter). Sin embargo, la mayoría de los controladores de potencia reactiva de última generación basan su operación en la VSC por razones económicas y por eficiencia. La Figura 2.5 presenta un esquema del STATCOM basado en una VSC, en el cual además de observarse sus elementos constitutivos, también se muestran los índices de modulación de amplitud y de frecuencia,  $m_a$  y  $m_f$  respectivamente. Ambos índices son importantes al aplicar una técnica de disparo a los

semiconductores que forman la VSC.

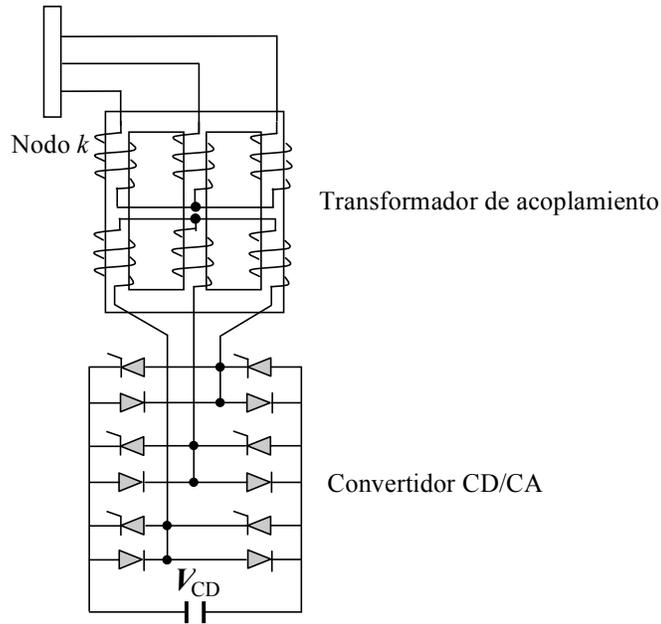


Figura 2.4 La VSC conectada a la red de CA a través de un transformador en derivación.

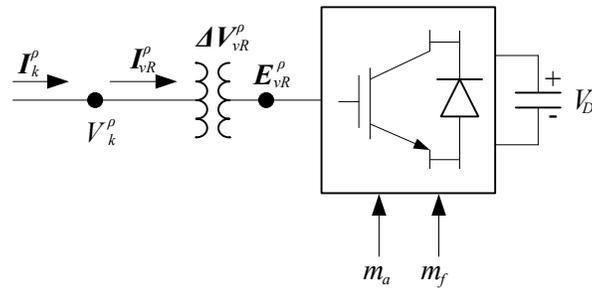


Figura 2.5 Representación esquemática del STATCOM.

El intercambio de potencia reactiva entre el convertidor y el sistema de CA puede ser controlado variando la amplitud de la tensión trifásica de salida  $V_{vR}$  del convertidor. Si la magnitud de la tensión  $V_{vR}$  se incrementa por encima de la tensión en el bus de conexión  $V_k$ , entonces se presenta

un flujo de corriente por la reactancia del convertidor hacia el sistema, es decir, el convertidor genera potencia reactiva capacitiva para entregarla al sistema. Por otro lado, si  $V_{vR}$  se encuentra por debajo de  $V_k$ , entonces se presenta un flujo de corriente del sistema hacia el convertidor, el cual absorberá la potencia reactiva inductiva del sistema.

## 2.6 Comparación de compensadores de voltaje

Diversas investigaciones demuestran el impacto de la compensación del SVC y/o STATCOM en el análisis de estado estable [37, 38] y para mejorar la estabilidad de primera oscilación [39]. La aplicación de los FACTS en conexión en derivación incluyendo la ubicación, el tamaño, las curvas PV y perfil de tensión también se investigan en [40]. En algunos documentos tanto el SVC como el STATCOM han presentado beneficios similares, mientras que en otros, la conexión de STATCOM es mejor. Hasta el momento, en términos de viabilidad económica, el STATCOM tiene desventajas [41, 42]. Del mismo modo, el impacto del SVC y STATCOM en el funcionamiento de las protecciones de distancia es desfavorable [43]. De acuerdo a lo anterior, el estudio y la comparación holística de los FACTS es útil para determinar por qué estos dispositivos incrementan la flexibilidad y controlabilidad en la operación de un SEP y además para puntualizar cómo el STATCOM ha adelantado en aplicaciones al SVC.

En cuanto a las capacidades de compensación, se puede resaltar que para cambios drásticos de carga en el sistema que provocan variaciones de tensión, ambos dispositivos mantienen la magnitud de la tensión mediante la inyección o absorción de potencia reactiva. Sin embargo, si la tensión del sistema disminuye drásticamente el STATCOM presenta mayor capacidad de compensación.

En el caso del SVC, si la tensión del sistema es menor que la tensión de referencia, la impedancia ofrecida por el reactor es alta. Por otro lado, si se aumenta la tensión del sistema para superar la tensión de referencia, entonces el control del SVC conmuta los reactores para disminuir la impedancia de la rama inductiva. Esto es, si el SVC tiene una tensión superior, se comporta como un elemento inductivo absorbiendo reactivos y para cualquier tensión más baja el SVC es un elemento capacitivo suministrando reactivos.

En la Figura 2.6, se muestran las curvas de la tensión y la corriente VI y en la Figura 2.7 las curvas de la tensión y potencia reactiva VQ para el SVC y el STATCOM.

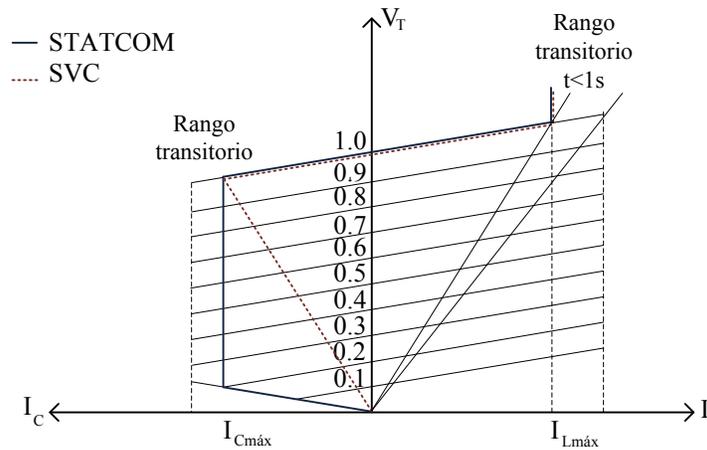


Figura 2.6. Comparación de la curva VI entre el SVC y el STATCOM.

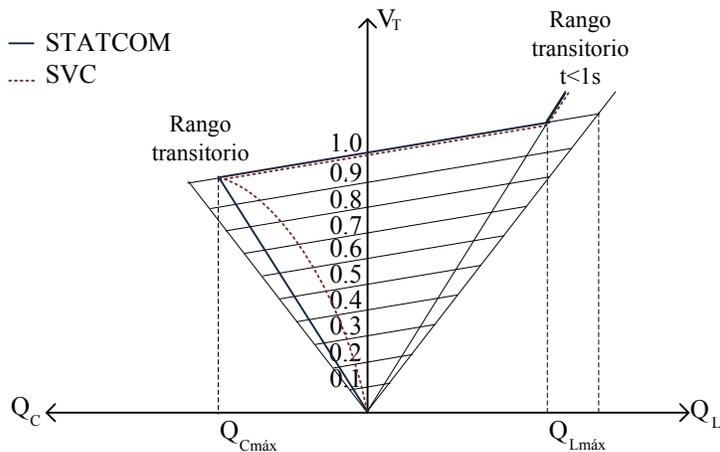


Figura 2.7. Comparación de la curva VQ entre el SVC y el STATCOM.

En las Figuras anteriores sobresale la capacidad del STATCOM para proporcionar la compensación incluso a tensiones bajas. Es decir, la corriente de salida del STATCOM es independiente de la tensión del sistema, mientras que la corriente de compensación de la SVC disminuye linealmente con la tensión del sistema [44].

Por otro lado, la instalación de un compensador en un punto estratégico de una red eléctrica incrementa el margen de estabilidad transitoria. Esto es debido a que la variación dinámica de la potencia reactiva del compensador produce un incremento de la transferencia de potencia real. Sin embargo, el SVC no aumenta transitoriamente la generación de potencia reactiva ya que la corriente capacitiva consumida se determina estrictamente por el tamaño del capacitor y la magnitud de tensión del sistema.

## 2.7 Estudios de caso

Un conjunto de simulaciones se presentan con la finalidad de analizar y comparar el comportamiento y operación en estado estable y transitorio del SVC y del STATCOM. Para llevar a cabo estas simulaciones se han modelado el SVC y el STATCOM en el software desarrollado y validado con un software comercial.

La red de prueba de [45] es usada para este análisis, la cual consta de cinco nodos interconectados por medio de siete líneas de transmisión, dos generadores y cuatro cargas. La red opera a una frecuencia de 60 Hz, además, 400 kV y 100 MVA son las bases del sistema.

### 2.7.1 Modelo del SVC

La conexión y desconexión de capacitores y reactores junto con sus equipos auxiliares dirigen a la consideración de una susceptancia variable ( $B_{SVC}$ ) que se ajusta para absorber o inyectar potencia reactiva, como se muestra en la Figura 2.8.

La  $B_{SVC}$  capacitiva o inductiva, modifica la reactancia equivalente del sistema vista por el SVC, produciendo una variación de tensión en el punto de acoplamiento. Por lo tanto, para una configuración con transformador de reducción, la susceptancia queda determinada por la Ecuación (2.13).

$$B_{SVC} = \frac{B\sigma(B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN} + B_{TCR})}{B\sigma + B_C + B_{TCR}} = \frac{1}{1 + \frac{B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN} + B_{TCR}}{B\sigma}} (B_C + B_{TCR}) \quad (2.13)$$

donde  $B_\sigma$  corresponde a la susceptancia del transformador y  $B_{TCR}$  varía desde 0 hasta  $B_L$ , con los

ángulos de disparo de 180° a 90°. De la ecuación (2.13) se desprenden las expresiones siguientes para la susceptancia máxima y mínima.

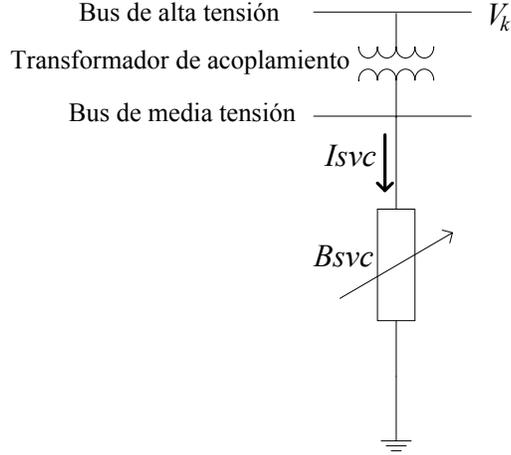


Figura 2.8 Circuito equivalente del SVC.

$$B_{SVC_{min}} = \frac{B_{\sigma}(B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN})}{B_{\sigma} + (B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN})} \quad (2.14)$$

$$B_{SVC_{min}} = \frac{B_{\sigma}[(B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN}) + B_L]}{B_{\sigma} + (B_{C1} + B_{C2} + \dots + B_{CN}) + B_L} \quad (2.15)$$

Con  $B_L$  se representa la susceptancia del reactor y  $B_C$  la susceptancia del banco de capacitores. Además en base a las ecuaciones (2.14) y (2.15), los límites de potencia reactiva que se pueden intercambiar al sistema quedan definidos por:

$$Q_{max} = -V_{max}^2 B_{SVC_{min}} \quad (2.16)$$

$$Q_{min} = -V_{min}^2 B_{SVC_{max}} \quad (2.17)$$

Finalmente, la expresión que representa la corriente por el SVC, en función de la tensión del sistema  $V$  y la  $B_{SVC}$  es determinada por [31]:

$$\vec{I}_{SVC} = jB_{SVC}\vec{V} \quad (2.18)$$

La ecuación (2.18) representa el modelo del SVC para análisis de Flujos de Potencia y análisis transitorio.

## 2.7.2 Modelo del STATCOM

El modelo del STATCOM puede derivarse a partir del principio de operación al considerarlo como una fuente conmutada acoplada en paralelo al nodo mediante una impedancia en serie [8, 31, 46, 47], como se muestra en la Figura 2.9.

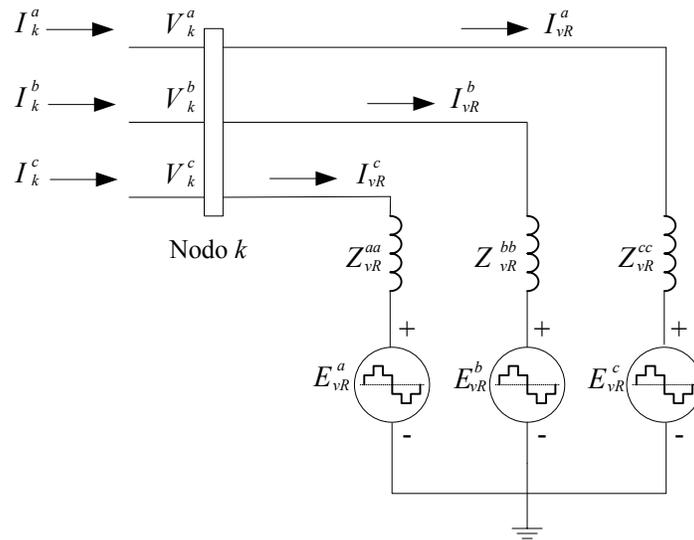


Figura 2.9 Circuito equivalente trifásico del STATCOM.

El circuito equivalente trifásico del STATCOM puede modelarse con la ecuación de potencia reactiva (2.19) y la modificación de potencia reactiva en el nodo  $k$  con la ecuación (2.20).

$$\begin{aligned}
 Q_{vR}^{\rho} = & f_{vR}^{\rho} \left[ \left( G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^{\rho} - B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^{\rho} \right) - \left( G_{vR}^{\rho\rho} e_k^{\rho} - B_{vR}^{\rho\rho} f_k^{\rho} \right) \right] \\
 & + e_{vR}^{\rho} \left[ - \left( G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^{\rho} + B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^{\rho} \right) + \left( G_{vR}^{\rho\rho} f_k^{\rho} + B_{vR}^{\rho\rho} e_k^{\rho} \right) \right]
 \end{aligned} \tag{2.19}$$

$$\begin{aligned}
Q_k^\rho = f_k^\rho & \left[ \left( G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho \right) - \left( G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho \right) \right] \\
& + e_k^\rho \left[ - \left( G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho \right) + \left( G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho \right) \right]
\end{aligned} \tag{2.20}$$

### 2.7.3 Sistema de 5 nodos

El sistema de prueba de 5 nodos comprende 2 generadores síncronos, 7 líneas de transmisión y 4 cargas, como se muestra en la Figura 2.10 a). A esta red se le adiciona compensación de potencia reactiva con un SVC o con un STATCOM.

En el análisis de Flujos de Potencia se determinan las tensiones en los nodos y los flujos de potencia a través de las líneas bajo condiciones preestablecidas de generación, carga y de configuración de la red. Para el caso del análisis transitorio, la presencia de una falla trifásica de corto circuito destaca los beneficios que brindan cada uno de estos compensadores dentro de un SEP.

#### 2.7.3.1 Análisis en estado estable

El escenario de este análisis consiste en solicitar una magnitud de tensión en el nodo de conexión del SVC o del STATCOM y comparar el cambio de flujos de potencia por las líneas causado por el cambio de tensiones en los nodos de la red. Por lo tanto, se plantean tres casos de análisis: el primer caso se trata del cálculo de Flujos de Potencia de la red de prueba, el cual se toma como caso base; el segundo caso muestra los resultados que se obtienen al colocar un SVC de 200 MVAR en el nodo Lake, y por último, se exponen los resultados después de colocar un STATCOM de 200 MVAR en el mismo nodo. En la Figura 2.10 se presentan los resultados para flujos de potencia obtenidos para estos tres casos diferentes.

Como puede notarse, el SVC inyecta 37.62 MVAR en el nodo Lake manteniendo la magnitud de tensión en 400 kV, es decir en 1 pu. En comparación con la red sin compensación se tiene un incremento del flujo de potencia reactiva del nodo Lake hacia el nodo Main. También se puede observar que se presenta un incremento en el flujo de potencia reactiva entre South y el nodo Lake, la gran cantidad de potencia reactiva disponible en el sistema ocasiona que el generador síncrono GEN2 disminuya su potencia reactiva a 61.043 MVAR con el SVC instalado.

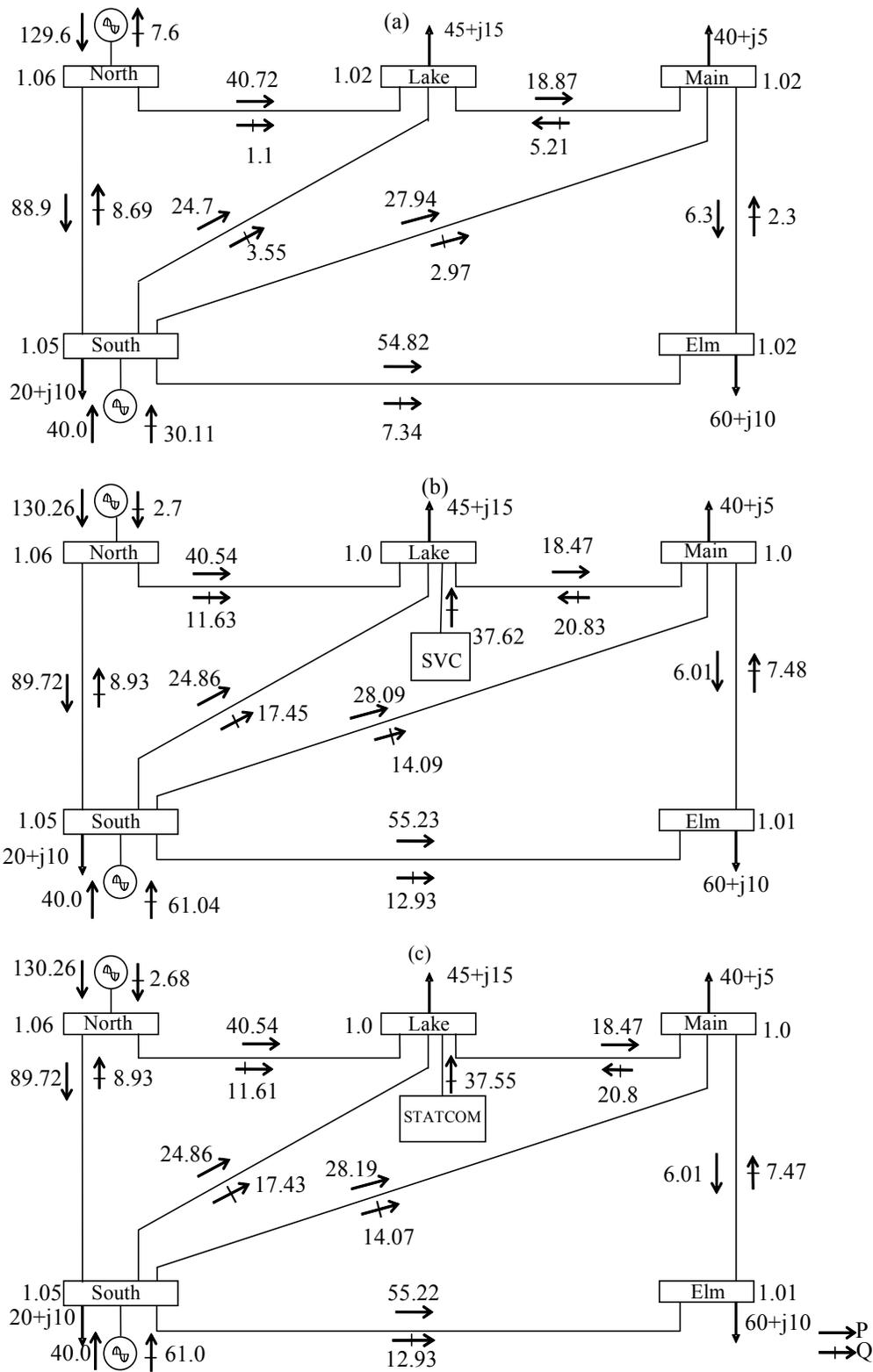


Figura 2.10 Flujos de potencia (a) sin compensación, (b) con el SVC y (c) con el STATCOM instalado.

En el tercer caso, de igual forma se implementa el STATCOM para mantener la magnitud de tensión en el nodo en un valor de 1 pu. De los valores obtenidos se puede apreciar que el STATCOM inyecta 37.55 MVAR un valor similar al suministrado en el caso del SVC. La diferencia de 0.07 MVAR puede deberse al principio de funcionamiento de cada FACTS reflejado en su modelo.

Se puede observar que una fuente de potencia reactiva local permite que los generadores la dejen de generar y las líneas la tengan que transportarla. Lo anterior a su vez ocasiona que el flujo de potencia reactiva entre el nodo North y Lake presente un decremento de aproximadamente de 5 MVAR, con respecto al caso sin compensación.

Por lo tanto, la conexión de compensación mediante el STATCOM y del SVC permite un control efectivo de la energía debido a que mantienen estable la magnitud de tensión.

### **2.7.3.2 Análisis en estado transitorio.**

En la red de la Figura 2.10 se presenta la falla trifásica de corto circuito en el nodo South a los 1.1 s con una duración de 0.2 s, el tiempo de simulación es de 10 s [45]. Por lo tanto, considerando este evento se plantean tres casos de análisis: el primer caso se trata del análisis transitorio de la red de prueba, el cual se toma como caso base; en el segundo caso se conecta un SVC de 200 MVAR en el nodo Lake, y por último, se conecta un STATCOM de 200 MVAR en el mismo nodo.

En la Figura 2.11 se observa la magnitud de tensión en los nodos de la red, la cual permanece constante hasta el valor de 1.1 s que es el instante cuando se presenta la falla trifásica.

Ante la falla y la presencia del compensador, no se observa un cambio drástico en la magnitud de tensión para el nodo South; sin embargo, en los buses North, Lake y Main se puede apreciar claramente una caída de tensión por abajo del 0.3 pu. En el intervalo de tiempo en que se mantiene la falla el SVC de la Figura 2.11 (b) inyecta potencia reactiva a la red e intenta elevar la magnitud de tensión en dichos nodos, en comparación con la Figura 2.11 (a). El efecto considerable del compensador se aprecia cuando se libra la falla debido a que amortigua las variaciones de tensión hasta que alcanza un punto de estabilidad.

En la Figura 2.11 (c) se aprecian que aun cuando la falla está en el sistema el STATCOM comienza a elevar la magnitud de tensión y cuando se libra la falla este consigue que las tensiones lleguen a

un nivel superior que el SVC en el mismo tiempo de operación. El efecto del STATCOM se aprecia aun en el nodo Elm, lo cual no ocurre en el caso del SVC.

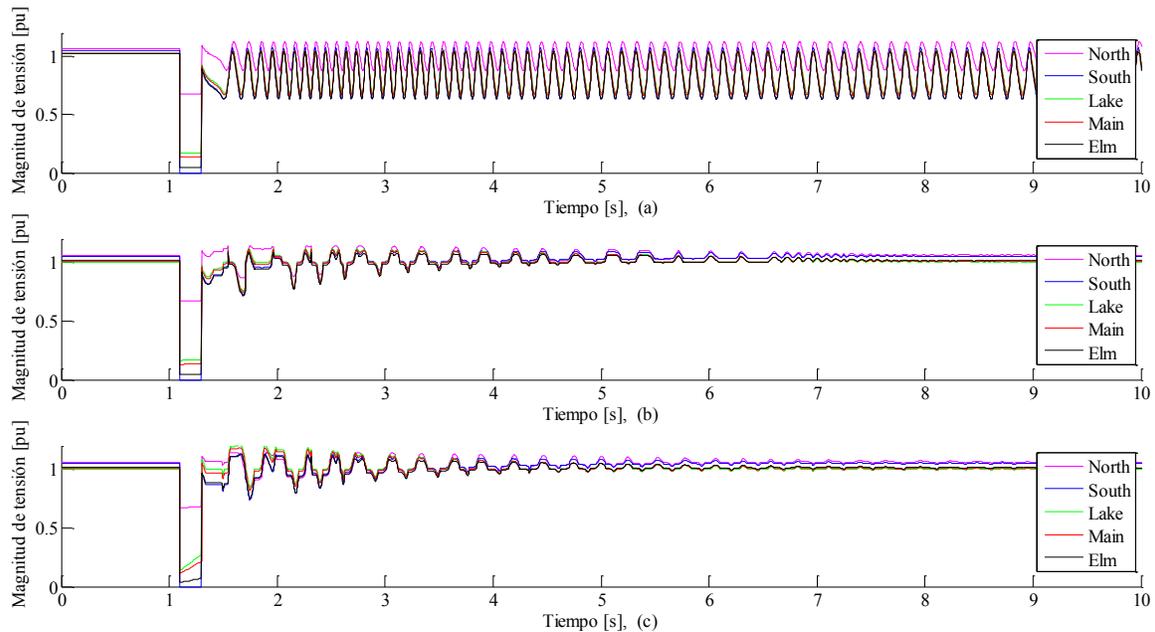


Figura 2.11 Magnitud de tensión en los nodos para la red (a) sin compensación, (b) con el SVC y (c) con el STATCOM instalado.

A consecuencia de la falla trifásica en la red, las máquinas conectadas en los nodos North y South también se ven afectadas en su desempeño y comportamiento como se aprecia en la Figura 2.12, la cual muestra la velocidad del rotor de ambos generadores.

En los tres casos de análisis, el GEN2, conectado en South, a diferencia del GEN1 presenta un incremento brusco en su velocidad debido a que en dicho bus es donde se presenta la falla, en cambio el GEN1 se frena bajando su velocidad. Para el caso base de la Figura 2.12 (a), después de la contingencia las máquinas no regresan a su operación normal, el rotor de la máquina conectada en el nodo North mantiene una velocidad baja, mientras que el GEN2 continua con una velocidad oscilatoria elevada.

Las máquinas síncronas son beneficiadas por el efecto de los FACTS, lo cual se aprecia en las Figuras 2.12 (b) y (c) cuando el SVC y el STATCOM están instalados, respectivamente. En ambos

casos, las máquinas presentan oscilaciones de velocidad de menor magnitud alrededor del punto de estabilidad que claramente recuperan en el período de análisis.

El comportamiento del SVC y del STATCOM es mostrado en la Figura 2.13, donde se observa que previo a la falla el compensador entrega 37.62 MVAR y 37.55 MVAR respectivamente al sistema y en el momento en que ocurre la perturbación los compensadores casi de manera inmediata detienen la inyección de potencia reactiva y cambia a un estado donde la absorbe, mientras las máquinas recuperan su estabilidad.

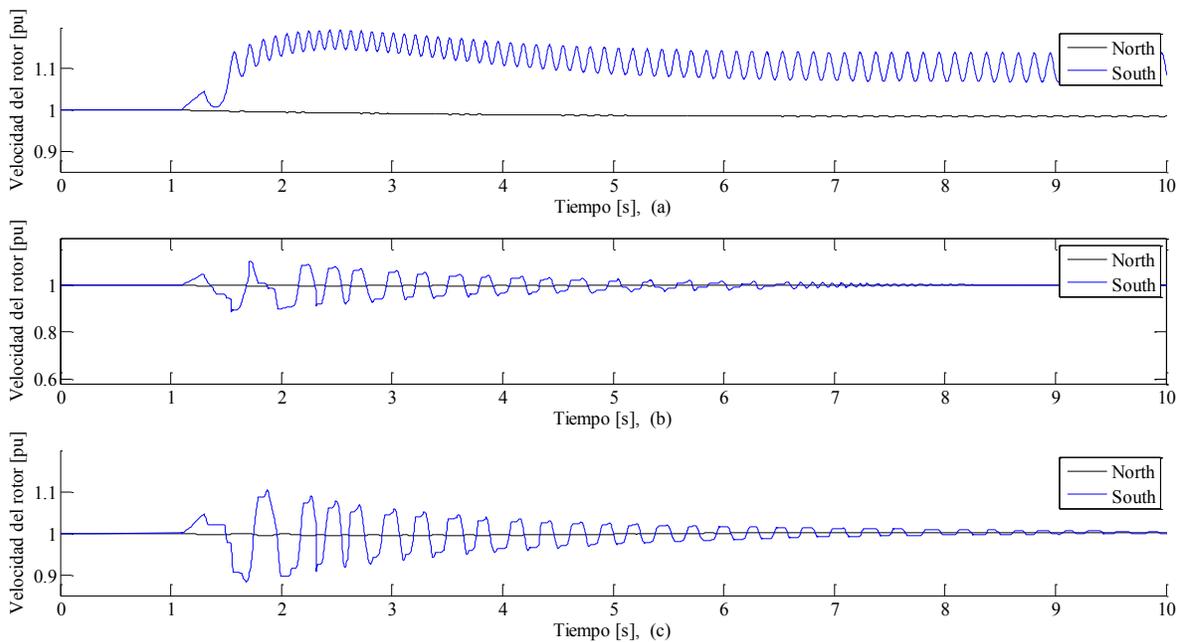


Figura 2.12 Velocidad del rotor de las máquinas para la falla trifásica  
(a) sin compensación, (b) con el SVC y (c) con el STATCOM.

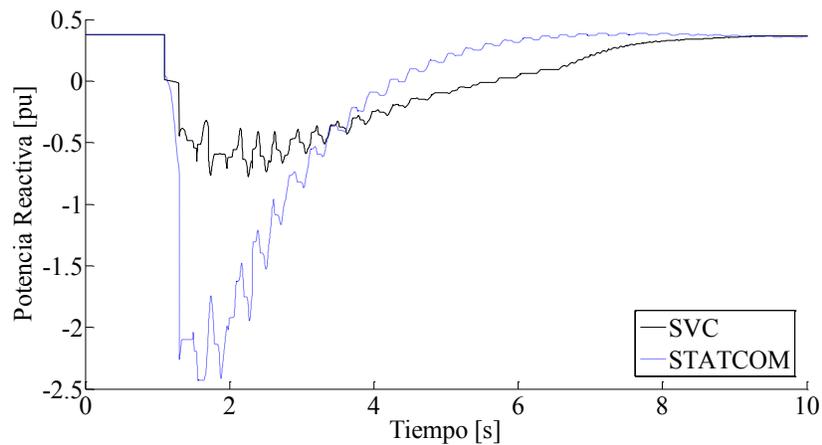


Figura 2.13 Operación del SVC y del STATCOM durante la falla trifásica.

El STATCOM absorbe reactivos y después comienza a inyectar una vez más potencia reactiva hasta recuperar su valor inicial, permitiendo que la tensión en los nodos y los generadores regresen a una operación normal.

Cabe señalar que el STATCOM recupera su operación estable en un lapso de tiempo menor al del SVC.

Los resultados obtenidos del análisis transitorio permiten comparar la compensación que realiza cada compensador al solicitar una magnitud de tensión en el nodo de conexión del SVC o del STATCOM de 1 pu mediante el análisis de variables dinámicas importantes como son: las tensiones, las velocidades de los rotores de las máquinas y las variaciones de potencia reactiva. La comparación muestra claramente las ventajas del STATCOM sobre el SVC.

## 2.7.4 Sistema de 39 nodos

Ahora el caso de estudio se enfoca al sistema de 39 nodos, el cual contiene 10 plantas con máquinas síncronas, 12 transformadores y 34 líneas. A esta red se le adiciona compensación de potencia reactiva con un SVC o con un STATCOM en el nodo de carga 8.

### 2.7.4.1 Análisis en estado estable

En el análisis en estado estable se solicita una magnitud de tensión de 1.1 pu en el nodo de conexión del SVC o del STATCOM y se compara el cambio de tensiones en los nodos y la influencia en la estabilidad de la red. Por lo tanto, en el primer caso se calculan los Flujos de Potencia de la red de prueba, el cual se toma como caso base; el segundo caso muestra los resultados que se obtienen al colocar un SVC de 200 MVAR en el nodo 8, y por último, se exponen los resultados después de colocar un STATCOM de 200 MVAR en el mismo nodo. En la Figura 2.14 se presentan los perfiles de tensión obtenidos para estos tres estados de operación diferentes.

Los perfiles de tensión con compensación muestran el incremento de tensión en una zona de carga de la red ocasionada por la inyección de potencia reactiva por parte de los compensadores. El SVC y el STATCOM inyectan 92 MVAR y 94 MVAR, respectivamente, en el nodo 8 para aumentar la magnitud de tensión de 0.995 pu a 1.1 pu. Este incremento de tensión pequeño fue el resultado del cambio de aproximadamente 7% de la potencia reactiva consumida por la carga total de la red.

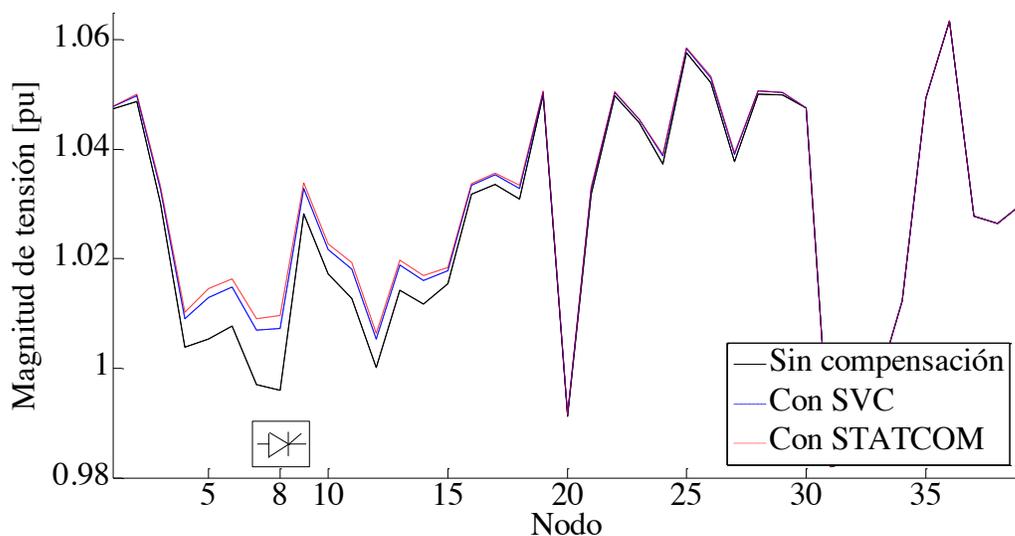


Figura 2.14 Perfil de tensión de la red de 39 nodos del caso base y con compensación.

Los 2 MVAR que inyecta de más el STATCOM respecto al SVC se reflejan en un perfil de tensión mayor.

Por otro lado, las pérdidas en los tres casos reflejan otra de las ventajas que proporciona una efectiva compensación de tensión local. En el caso base, las pérdidas son 43.71 MW, mientras que en los casos con compensación son 43.63 MW y 43.61 MW con SVC y STATCOM respectivamente. Como puede notarse, la compensación disminuye las pérdidas, sin embargo, cabe señalar que con el STATCOM disminuyen más.

#### 2.7.4.2 Análisis transitorio

En la red de 39 nodos se presenta la falla de corto circuito trifásica en un nodo contiguo al nodo de compensación, el nodo 9, a los 0.5 s con una duración de 0.2 s, el tiempo de simulación es de 6 s. Considerando este evento se plantean tres casos de análisis: el primer caso es el caso base, se trata del análisis transitorio de la red de prueba; en el segundo caso se conecta un SVC de 200 MVAR en el nodo 8, y por último, se conecta un STATCOM de 200 MVAR en el mismo nodo.

En la Figura 2.15 se observa la magnitud de tensión en los nodos de compensación y de falla de la red, es decir, en el nodo 8 y 9 respectivamente.

En el intervalo de tiempo en que se mantiene la falla el SVC de la Figura 2.15 (b) inyecta potencia reactiva a la red para elevar la magnitud de tensión en los nodos. Cuando se libra la falla, el nodo de falla presenta una primera oscilación menor y después amortigua las variaciones de tensión hasta que alcanza un punto de estabilidad.

En la Figura 2.15 (c) se aprecian que aun cuando la falla está en el sistema el STATCOM comienza a elevar la magnitud de tensión y consigue que la tensión en el nodo de la conexión de la compensación llegue a un nivel superior que el SVC de 5.5 a 6 pu.

La potencia reactiva se ha considerado como una variable de análisis transitorio conveniente para conocer el comportamiento de SEP ante fallas [48]. El comportamiento del SVC y del STATCOM es mostrado en la Figura 2.16, donde se observa que previo a la falla, el compensador entrega potencia reactiva al sistema y en el momento en que ocurre la perturbación los compensadores disminuyen la inyección de potencia reactiva, mientras las máquinas recuperan su estabilidad.

La Figura 2.16 (a) muestra que la potencia reactiva del SVC en el período de tiempo de la falla es casi nula. En la Figura 2.16 (b) destaca que en el caso del STATCOM en el mismo período de tiempo de falla, este es capaz de inyectar potencia reactiva.

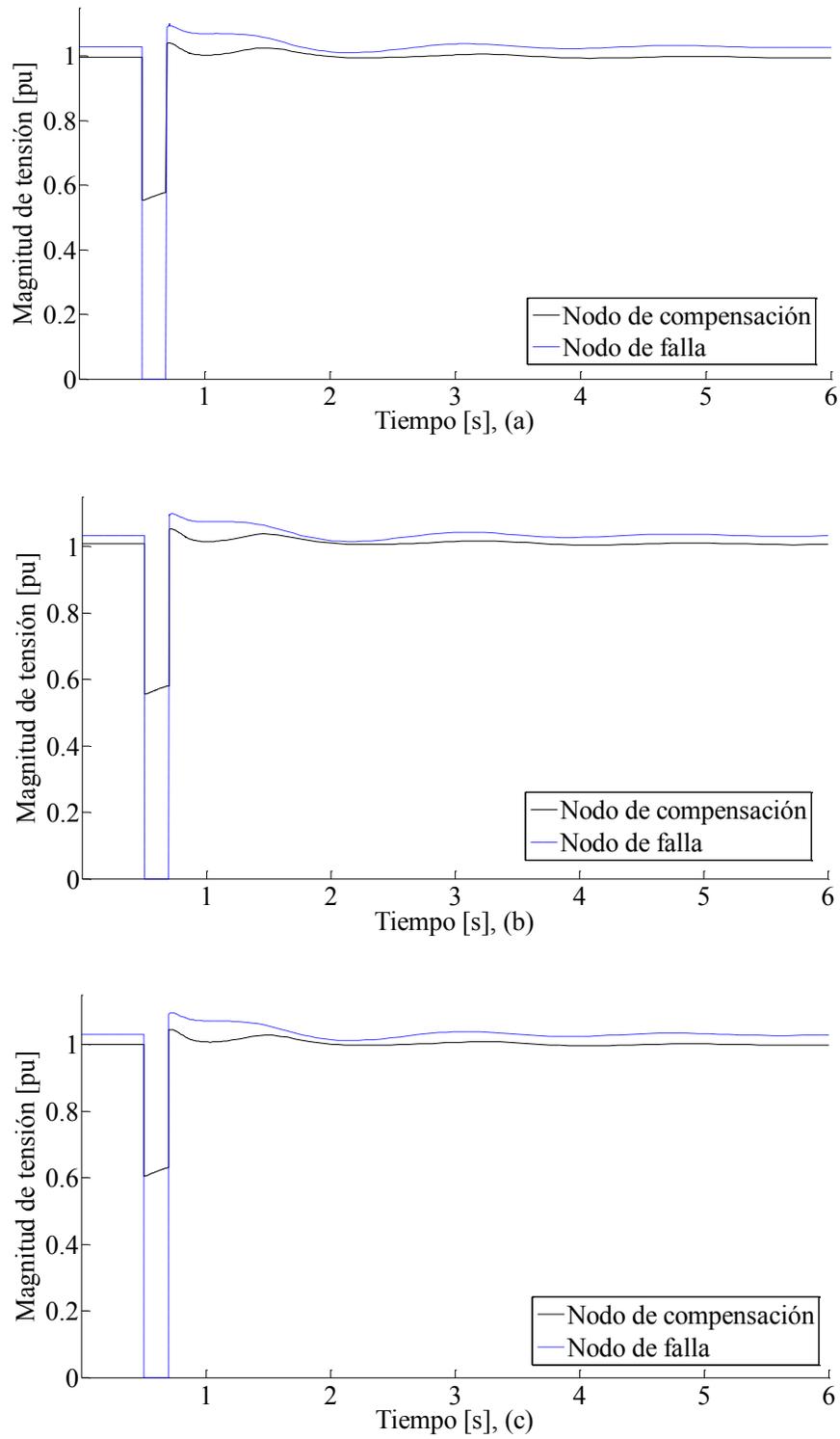


Figura 2.15 Magnitud de tensión en los nodos para la red a) sin compensación, b) con el SVC y c) con el STATCOM instalado.

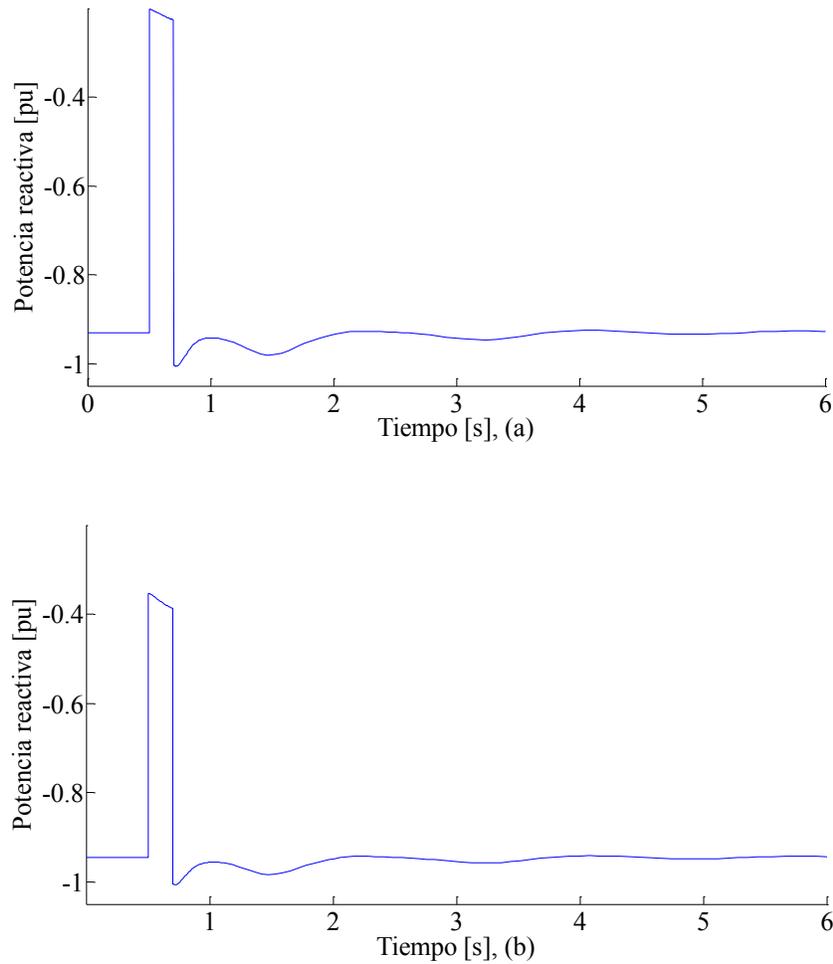


Figura 2.16 Operación del SVC en (a) y del STATCOM en (b) durante la falla trifásica.

## 2.1 Otros parámetros comparativos

Los parámetros de los sistemas eléctricos son dinámicos, están en constante movimiento. Por lo tanto, el tiempo de respuesta del equipo compensador se convierte en un parámetro importante para diversas aplicaciones. Así mismo, ningún proyecto eléctrico puede separarse de parámetros como el tamaño físico y el costo que la instalación y operación de los FACTS involucran.

### 2.1.1 Tiempo de respuesta

El tiempo de respuesta del STATCOM es significativamente mejor que el del SVC. Para el STATCOM la respuesta se obtiene entre 0.2 ms y 0.35 ms y para el SVC entre 2.5 ms y 5 ms. El tiempo de respuesta más corto para el STATCOM lo posibilita para proporcionar una operación más estable para variaciones grandes de impedancia de la red de transmisión en comparación con el SVC.

### 2.1.2 Tamaño físico e instalación.

Desde la perspectiva de la instalación física, dado de que el STATCOM no solamente controla, sino que también genera internamente potencia reactiva capacitiva e inductiva, no se necesitan ni el banco de capacitores ni el banco de reactores con su equipo asociado de conmutación y protección que se usan en el SVC convencional. Como se observa en la Figura 2.17, esto resulta en una reducción de 30 a 40% del tamaño de la instalación y costos.

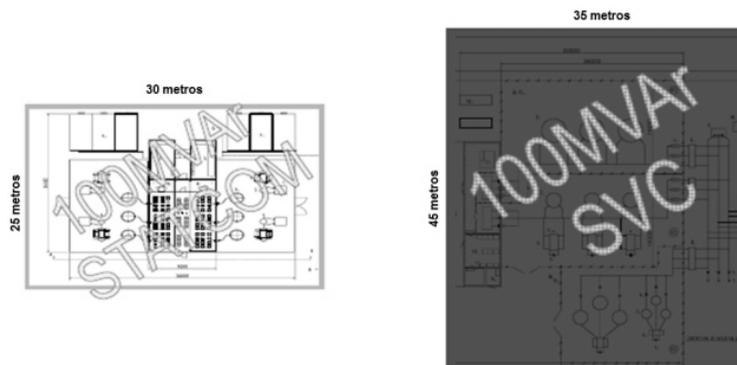


Figura 2.17. Comparación de la instalación física entre el SVC y el STATCOM de 100 MW.

El tamaño físico pequeño del STATCOM lo hace especialmente apropiado para instalaciones en áreas donde el costo del suelo es alto y para aplicaciones donde cambios del sistema anticipados pueden requerir la relocalización de la instalación.

### 2.1.3 Costos

Para ambos FACTS, los costos pueden variar dependiendo de la tensión, las necesidades del lugar de ubicación, el tiempo de construcción, operación y mantenimiento, la reparación, el entrenamiento de los operadores, los equipos de la subestación, de acceso, caminos, servicios, permisos y licencias. Para el STATCOM, los costos dependen del transformador, la fuente de CD, los semiconductores y el snubber respectivo para protegerlos. Mientras que para el SVC el costo depende de elementos pasivos tales como inductores y capacitores que componen los TCR y TSC. Agrupando estos conceptos, la Tabla 2.3 muestra una comparación entre los costos de ambos. En general, el STATCOM es más caro que el SVC. Sin embargo, el tamaño físico menor de la instalación de un STATCOM influye en que el precio de la ingeniería civil sea más barato que un SVC de las mismas características eléctricas.

Tabla 2.3 Comparación de costos entre el SVC y el STATCOM

Concepto	Costo
Ingeniería electromecánica	El costo del SVC es aproximadamente el 90% del costo del STATCOM
Ingeniería civil	El costo del STATCOM es aproximadamente el 80% del costo del SVC
Puesta en servicio	
Equipo principal	El costo del SVC es aproximadamente el 75% del costo del STATCOM
Equipo de protección, control y medición	
Entrenamiento de operadores	

En la actualidad, el costo del STATCOM parece ser competitivo con el SVC. Lo anterior debido a que las aplicaciones potenciales de STATCOM han demostrado ser más robustas.

# 3

---

## Compensador estático síncrono: STATCOM

La estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia está relacionada principalmente con el fenómeno electromagnético [49]. Por lo tanto, la dinámica de los equipos eléctricos, principalmente del generador eléctrico, abarca diversos fenómenos que se pueden clasificar dependiendo de su magnitud y tiempo. El análisis considerado en el presente capítulo incluye la interacción entre máquinas rotatorias de diversas redes de prueba y el control de tensión mediante STATCOM. Después de un disturbio, las oscilaciones de las masas rotatorias y las variaciones de otros parámetros pueden tomar algunos minutos.

Los análisis realizados consideran al STATCOM desde el punto de vista operacional como una fuente de tensión para el análisis en estado estable y dinámico, como se muestra en la Figura 3.1.

El circuito equivalente del STATCOM corresponde al equivalente de Thevenin en el nodo  $k$  con una tensión senoidal  $V_k$  y una impedancia  $Z_{vR}^{\rho\rho}$ . El superíndice  $\rho$  se utiliza para denotar las fases  $a$ ,  $b$  y  $c$ . La componente fundamental de la tensión del STATCOM es una fuente variable  $E_{vR}$ , en la cual, su magnitud  $V_{vR}$  y ángulo de fase  $\delta_{vR}$ , se pueden ajustar usando un algoritmo iterativo para satisfacer la magnitud de tensión especificada en el punto de conexión con la red de CA. Por lo tanto, el flujo de potencia reactiva es determinado principalmente por la magnitud de la tensión nodal y la fuente de tensión. Así, para  $V_{vR} > V_k$ , el STATCOM genera potencia reactiva y consume potencia reactiva cuando  $V_{vR} < V_k$ .

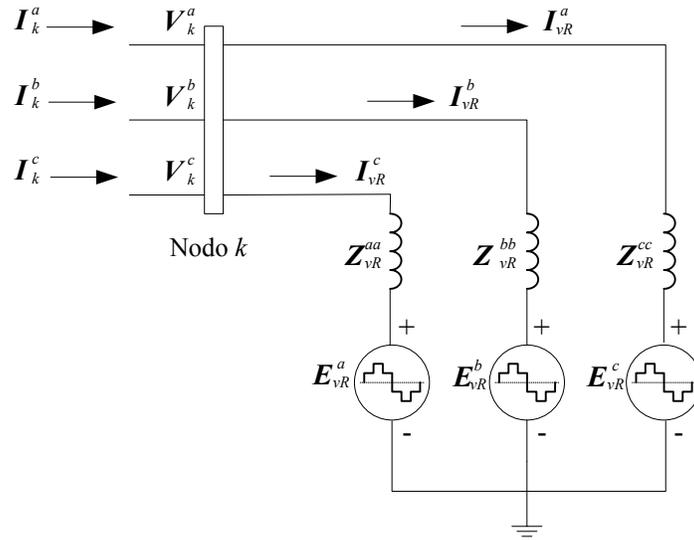


Figura 3.1 Circuito equivalente trifásico del STATCOM.

### 3.1 Modelo trifásico del STATCOM en estado estable

Aplicando la ley de Ohm en el circuito equivalente trifásico de la Figura 3.1 se determina la ecuación de transferencia siguiente:

$$\begin{bmatrix} I_k^a \angle \gamma_k^a \\ I_k^b \angle \gamma_k^b \\ I_k^c \angle \gamma_k^c \\ I_{vR}^a \angle \gamma_{vR}^a \\ I_{vR}^b \angle \gamma_{vR}^b \\ I_{vR}^c \angle \gamma_{vR}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{vR}^a & 0 & 0 & -Y_{vR}^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_{vR}^b & 0 & 0 & -Y_{vR}^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_{vR}^c & 0 & 0 & -Y_{vR}^c \\ -Y_{vR}^a & 0 & 0 & Y_{vR}^a & 0 & 0 \\ 0 & -Y_{vR}^b & 0 & 0 & Y_{vR}^b & 0 \\ 0 & 0 & -Y_{vR}^c & 0 & 0 & Y_{vR}^c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k^a \angle \theta_k^a \\ V_k^b \angle \theta_k^b \\ V_k^c \angle \theta_k^c \\ V_{vR}^a \angle \delta_{vR}^a \\ V_{vR}^b \angle \delta_{vR}^b \\ V_{vR}^c \angle \delta_{vR}^c \end{bmatrix} \quad (3.1)$$

Como la matriz de admitancias se puede compactar como:

$$Y_{vR}^\rho = \begin{bmatrix} Y_{vR}^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_{vR}^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_{vR}^c \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Entonces, la ecuación de transferencia en el marco de referencia de las fases es:

$$\begin{bmatrix} I_k^\rho \\ I_{vR}^\rho \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{vR}^\rho & -Y_{vR}^\rho \\ -Y_{vR}^\rho & Y_{vR}^\rho \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k^\rho \\ E_{vR}^\rho \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Por lo tanto, la ecuación para determinar la potencia que aporta o consume el STATCOM en el nodo donde se conecta es:

$$\begin{bmatrix} S_k^\rho \\ S_{vR}^\rho \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_k^\rho \\ E_{vR}^\rho \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{vR}^\rho & -Y_{vR}^\rho \\ -Y_{vR}^\rho & Y_{vR}^\rho \end{bmatrix}^* \begin{bmatrix} V_k^\rho \\ E_{vR}^\rho \end{bmatrix}^* \quad (3.4)$$

Considerando  $Y_{vR}^\rho = G_{vR}^\rho + jB_{vR}^\rho$ ,  $E_{vR} = e_{vR} + jf_{vR}$  y  $V_k = e_k + jf_k$  se pueden obtener las expresiones para potencia real y reactiva para el modelo trifásico del STATCOM en coordenadas rectangulares [4].

$$\begin{aligned} P_{vR}^\rho &= e_{vR}^\rho \left[ (G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho) - (G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho) \right] \\ &+ f_{vR}^\rho \left[ (G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho) - (G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho) \right] \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$\begin{aligned} Q_{vR}^\rho &= f_{vR}^\rho \left[ (G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho) - (G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho) \right] \\ &+ e_{vR}^\rho \left[ -(G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho) + (G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho) \right] \end{aligned} \quad (3.6)$$

De igual manera, para el nodo de conexión  $k$  tenemos las ecuaciones (3.7) y (3.8).

$$\begin{aligned} P_k^\rho &= e_k^\rho \left[ (G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho) - (G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho) \right] \\ &+ f_k^\rho \left[ (G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho) - (G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho) \right] \end{aligned} \quad (3.7)$$

$$\begin{aligned} Q_k^\rho &= f_k^\rho \left[ (G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho) - (G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho) \right] \\ &+ e_k^\rho \left[ -(G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho) + (G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho) \right] \end{aligned} \quad (3.8)$$

Si se seleccionan la parte real y la imaginaria de la tensión del STATCOM como variables de estado, entonces el sistema de ecuaciones linealizado en coordenadas rectangulares tiene la estructura mostrada en (3.9).

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k^\rho \\ \Delta Q_k^\rho \\ \Delta P_{vR}^\rho \\ \Delta Q_{vR}^\rho \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k^\rho}{\partial e_k^\rho} & \frac{\partial P_k^\rho}{\partial f_k^\rho} & \frac{\partial P_k^\rho}{\partial e_{vR}^\rho} & \frac{\partial P_k^\rho}{\partial f_{vR}^\rho} \\ \frac{\partial Q_k^\rho}{\partial e_k^\rho} & \frac{\partial Q_k^\rho}{\partial f_k^\rho} & \frac{\partial Q_k^\rho}{\partial e_{vR}^\rho} & \frac{\partial Q_k^\rho}{\partial f_{vR}^\rho} \\ \frac{\partial P_{vR}^\rho}{\partial e_k^\rho} & \frac{\partial P_{vR}^\rho}{\partial f_k^\rho} & \frac{\partial P_{vR}^\rho}{\partial e_{vR}^\rho} & \frac{\partial P_{vR}^\rho}{\partial f_{vR}^\rho} \\ \frac{\partial Q_{vR}^\rho}{\partial e_k^\rho} & \frac{\partial Q_{vR}^\rho}{\partial f_k^\rho} & \frac{\partial Q_{vR}^\rho}{\partial e_{vR}^\rho} & \frac{\partial Q_{vR}^\rho}{\partial f_{vR}^\rho} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_k^\rho \\ \Delta f_k^\rho \\ \Delta e_{vR}^\rho \\ \Delta f_{vR}^\rho \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Los elementos del Jacobiano se muestran en el Anexo de este documento. Para el caso de nodo controlado por un STATCOM reemplazamos  $Q_k$  con la ecuación de desajuste siguiente [42]:

$$(V_k^\rho)^2 = e_{vR}^2 + f_{vR}^2 \quad (3.10)$$

Por lo tanto, los elementos nuevos que le corresponden al Jacobiano son:

$$\frac{\partial (V_k^\rho)^2}{\partial e_k^\rho} = 2e_k^\rho \quad (3.11)$$

$$\frac{\partial (V_k^\rho)^2}{\partial f_k^\rho} = 2f_k^\rho \quad (3.12)$$

Las variables de estado en coordenadas rectangulares se actualizan en cada iteración ( $it$ ) usando:

$$(e_{vR}^\rho)^{it+1} = (e_{vR}^\rho)^{it} + (\Delta e_{vR}^\rho)^{it} \quad (3.13)$$

$$(f_{vR}^\rho)^{it+1} = (f_{vR}^\rho)^{it} + (\Delta f_{vR}^\rho)^{it} \quad (3.14)$$

Asimismo, los límites de magnitud de la tensión se verifican en cada paso de iteración y si es necesario, se fijan en los límites sobrepasados.

### 3.2 Modelo trifásico del STATCOM en estado dinámico

El comportamiento dinámico del STATCOM se puede describir por el diagrama de bloques de la Figura 3.2.

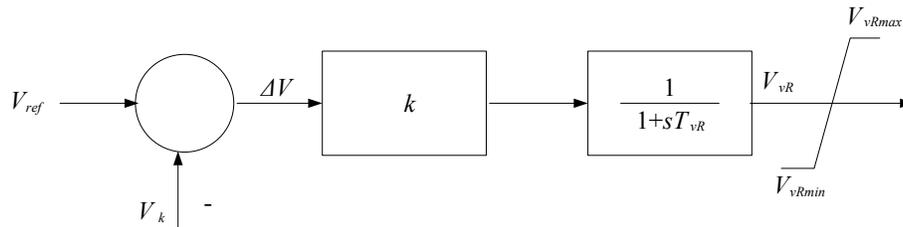


Figura 3.2 Diagrama de bloques para el modelo dinámico del STATCOM.

Donde  $k$  es la ganancia del controlador de tipo proporcional,  $s$  es el operador de Laplace y  $T_{vR}$  es la constante de tiempo del STATCOM. El diagrama de bloques permite ver la interacción de las variables de un modelo del STATCOM, según el cual, el controlador proporcional aunado a una ecuación diferencial de primer orden regula la tensión en el nodo de conexión y mantiene el error  $\Delta V$  cercano a cero. La condición es que el nodo donde se conecta el STATCOM se comporte como un nodo PV, es decir, como el ángulo de fase de la tensión del STATCOM está en sincronismo con el sistema en CA, entonces no hay transmisión de potencia real, sólo se transmite potencia reactiva que controla la magnitud del tensión. Así, la ecuación diferencial que resulta del diagrama de bloques es:

$$\frac{d}{dt}V_{vR} = \frac{k(V_{ref} - V_k) - V_{vR}}{T_{vR}} \quad (3.15)$$

El método de Newton Raphson con la regla trapezoidal, requiere que el modelado del STATCOM cumpla con el procedimiento de discretización. Por lo tanto, aplicando la regla trapezoidal para linealizar la Ecuación (3.15) obtenemos:

$$V_{vR(t)} = V_{vR(t-\Delta t)} + \frac{\Delta t}{2} \left[ \frac{K_p (V_{ref} - V_{k(t)}) - V_{vR(t)}}{T_{vR}} + \frac{K_p (V_{ref} - V_{k(t-\Delta t)}) - V_{vR(t-\Delta t)}}{T_{vR}} \right] \quad (3.16)$$

Agrupando términos en función de los intervalos de tiempo, se calcula la expresión para el vector de desajustes de potencia

$$V_{vR(t)} + \frac{\Delta t}{2} \left[ \frac{K_p V_{k(t)} + V_{vR(t)}}{T_{vR}} \right] - V_{vR(t-\Delta t)} + \frac{\Delta t}{2} \left[ \frac{K_p V_{k(t-\Delta t)} + V_{vR(t-\Delta t)}}{T_{vR}} \right] - \frac{\Delta t K_p V_{ref}}{T_{vR}} = \Delta f(V_{vR}) \quad (3.17)$$

En la ecuación (3.17) se observa un término corriente, otro en función del instante anterior y una constante. Esta función nueva representa un aumento de una columna y un renglón en la estructura de Newton-Raphson del sistema con los elementos siguientes:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta E_k^2 \\ \Delta F(V_{vR}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial e_k} & \frac{\partial P_k}{\partial f_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} \\ \frac{\partial E_k^2}{\partial e_k} & \frac{\partial E_k^2}{\partial f_k} & 0 \\ \frac{\partial F(V_{vR})}{\partial e_k} & \frac{\partial F(V_{vR})}{\partial f_k} & \frac{\partial F(V_{vR})}{\partial V_{vR}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta e_k \\ \Delta f_k \\ \Delta V_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

Si consideramos que la magnitud de tensión de nodo se define como  $V_k = \sqrt{e_k^2 + f_k^2}$  y derivando parcialmente respecto a la variable de estado nueva  $V_{vR}$ , las derivadas parciales de las ecuaciones de la parte real e imaginaria del tensión del STATCOM (3.19) – (3.21) se introducen en la matriz del Jacobiano.

$$\frac{\partial F(V_{vR})}{\partial e_k} = \frac{\Delta t K_p e_k}{2T_{vR} \sqrt{e_k^2 + f_k^2}} \quad (3.19)$$

$$\frac{\partial F(V_{vR})}{\partial f_k} = \frac{\Delta t K_p f_k}{2T_{vR} \sqrt{e_k^2 + f_k^2}} \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial F(V_{vR})}{\partial V_{vR}} = 1 + \frac{\Delta t}{2T_{vR}} \quad (3.21)$$

En cada iteración, los valores de tensión se actualizan sumando los valores de la iteración anterior a los desajustes de tensión, de la manera siguiente:

$$(V_{vR})^{i+1} = (V_{vR})^i + (\Delta F(V_{vR}))^i \quad (3.22)$$

### 3.3 Modelo de generadores eólicos

En años recientes, muchas plantas de generación eólica son instaladas empleando generadores de inducción de doble alimentación o generadores síncronos de imanes permanentes. Sin embargo, el Generador de Inducción de Velocidad Fija ha sido el más usado debido a que se considera como una tecnología madura, y ante los problemas de estabilidad transitoria presenta operación destacable debido a que puede absorber potencia reactiva del sistema eléctrico [50].

Una planta de generación eólica puede tener un gran número de turbinas interconectadas a través de una red interna. Sin embargo, no es práctico representar todas la turbinas individualmente para llevar a cabo simulaciones. Por lo tanto, el parque de generación puede ser representado como un modelo equivalente simplificado. Este modelo incluye el equivalente de todas las turbinas eólicas, así como un equivalente de la red interna del parque ( $R_w + jX_w$ ) [51]. Además, se considera que si no tiene compensación, el generador absorbe potencia reactiva de la red.

El modelo en estado estable se considera como una inyección continua de potencia que se ajusta tomando la capacidad nominal de las máquinas. Además, es conocido que el aerogenerador puede suministrar potencia activa ( $P_w$ ) dependiendo tanto de las especificaciones técnicas como de la velocidad del viento ( $v$ ), como se muestra en la Figura 3.3.

Por lo tanto, para análisis en estado estable es válida la expresión siguiente:

$$P_w = av^3 - bP_{nom} \quad (3.23)$$

donde  $P_{nom}$  es la potencia nominal y  $a$  y  $b$  son las constantes que dependen de las condiciones de operación y del tipo de la máquina [52].

Una vez que estos modelos se incorporan al software de simulación propio, se validan y se realizan los análisis de diversas redes de prueba tanto en estado estable, como en estado dinámico.

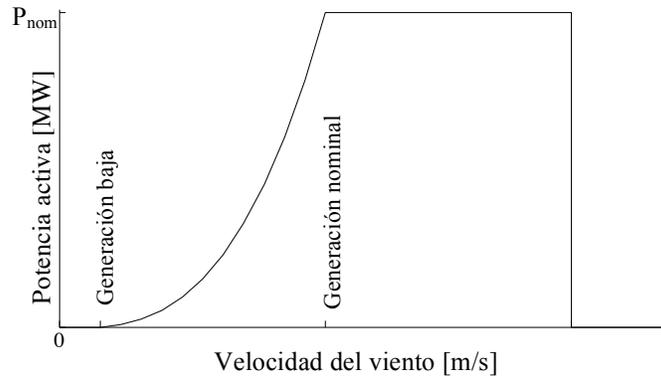


Figura 3.3 Características técnicas típicas de un aerogenerador.

## 3.4 Validación

El diseño, operación y planeación de SEP, demandan herramientas modernas para modelar y simular los equipos de estos sistemas. Varias herramientas han sido desarrolladas para estudiar el funcionamiento de los sistemas eléctricos [13, 15]. Estas han demostrado varias características favorables, entre las que destacan: facilidad para introducir modelos de equipos nuevos y simplicidad de uso debido principalmente a que están realizados en lenguajes estándar y el formato de datos de entrada es sencillo.

En el presente proyecto se ha codificado un software propio y se han utilizado otras herramientas de simulación comerciales. Para comparar estas herramientas de simulación se analizan los resultados obtenidos en Flujos de Potencia y análisis dinámico.

### 3.4.1 Flujos Dinámicos de Potencia

El software propio se ha codificado en el marco de referencia de las fases, está escrito en C++ con la filosofía de la Programación Orientada a Objetos (POO). En este, los modelos del STATCOM se adicionan con otros modelos de equipos convencionales del SEP, como se muestra en la Figura 3.4.

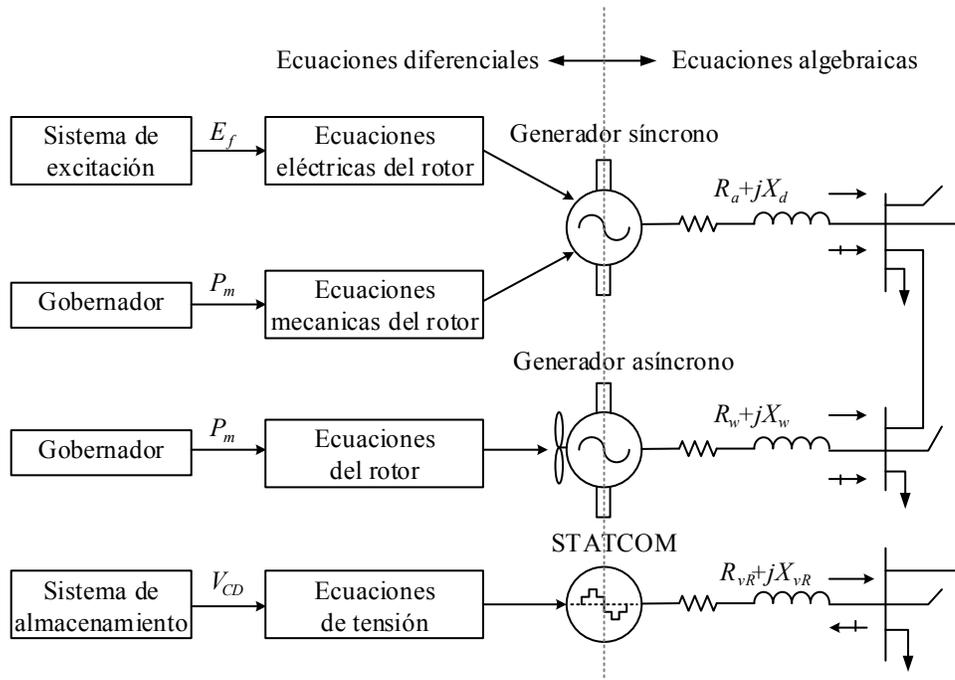


Figura 3.4 Los modelos de generadores y STATCOM conectados a la red de transmisión.

Por combinación de los conjuntos de ecuaciones diferenciales y algebraicas del modelo del SEP se puede reducir de la siguiente manera:

$$\Sigma_{NL} : \begin{cases} \dot{y} = F(x, y, u) \end{cases} \quad (3.24)$$

donde  $x$  es el vector de las variables de estado en las ecuaciones algebraicas,  $y$  es el vector de las variables de estado en ecuaciones diferenciales que representan la memoria del sistema; y  $u$  es el vector de las variables de entrada que pueden modificar el comportamiento de las variables de estado.

El sistema  $\Sigma_{NL}$  comprende las ecuaciones diferenciales de generadores y STATCOM. Las ecuaciones siguientes comprenden la red y del estator de cada máquina:

$$\Sigma_{NLS} : \begin{cases} 0 = G(x, y, u) \end{cases} \quad (3.25)$$

Es importante mencionar que las ecuaciones de  $\Sigma_{NL}$  se convierten en ecuaciones algebraicas y se combinan con las ecuaciones de  $\Sigma_{NLS}$  para resolverlas simultáneamente. En la investigación presentada el método de Newton-Raphson se ha utilizado para resolver  $\Sigma_{NL}$  y  $\Sigma_{NLS}$  simultáneamente.

### 3.4.2 Software comercial

El programa comercial usado es la versión 5.5.4 de Neplan® [53]. De este se usan los módulos de Flujos de potencia y análisis dinámico.

El software propio “Flujos de Potencia Dinámicos” y el software comercial se comparan mediante los casos de estudio siguientes.

### 3.4.3 Análisis en estado estable

Para la comparación de los modelos del STATCOM en flujos de potencia se usa la red de prueba balanceada de cinco buses y un transformador de acoplamiento de  $X_{vR}=0.1 pu$  por fase. El STATCOM regula la magnitud de tensión en un nodo elegido aleatoriamente, en éste caso, el nodo de carga Elm a  $1.0 pu$ .

La Figura 3.5 muestra los flujos de potencia activa y reactiva para una fase obtenidos con el software propio y con el software comercial. El STATCOM regula la magnitud de tensión en el nodo de carga Elm a  $1.0 pu$  y mejora la tensión de los otros nodos de carga.

Los resultados de flujos de potencia indican que el STATCOM genera 19.8 MVAR para obtener la magnitud de tensión establecida en cada fase. La tensión del STATCOM para obtener esta cantidad de generación de potencia reactiva es  $V_{vR}=1.02 pu$ . Las pérdidas de potencia activa en el software propio es de 7.5 MVAR, mientras que para el caso del software comercial son 6.22 MVAR.

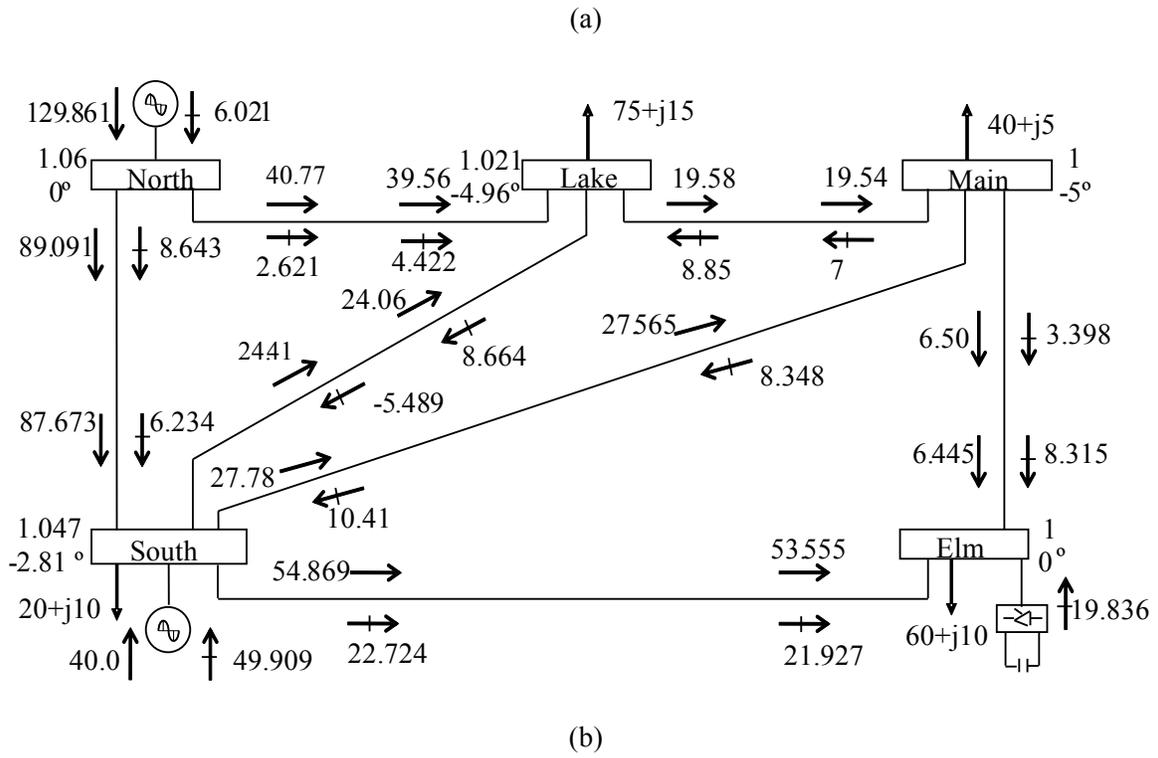


Figura 3.5 Flujos de potencia para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos.

### 3.4.4 Análisis Dinámico

La estabilidad dinámica se analiza al evaluar la respuesta de la red de prueba con la pérdida y ganancia de carga, esto es, al medio minuto de iniciada la simulación se pierde la carga conectada en Elm, la cual se recupera después de medio minuto más. La Figura 3.6 muestra las variaciones de tensión de los nodos calculados con ambas herramientas de simulación.

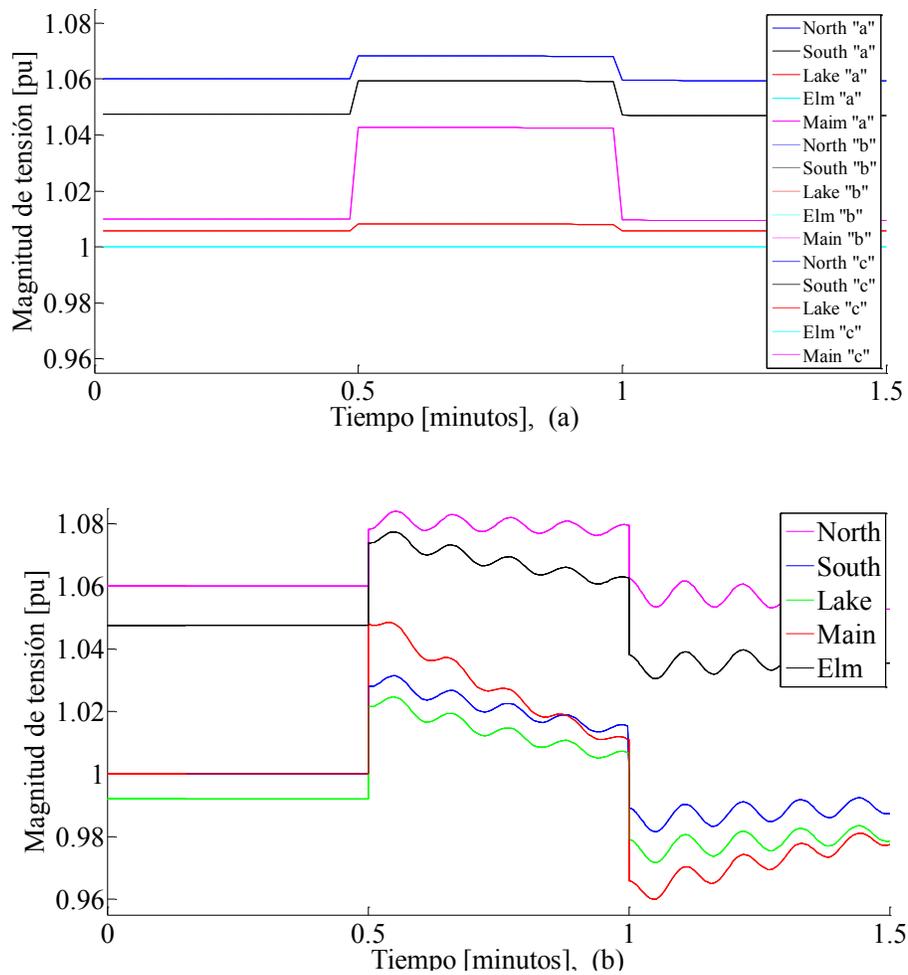


Figura 3.6 Tensión en los nodos para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos determinada con (a) el software propio y (b) el software comercial.

Se observa que en el caso del software propio la tensión del nodo Elm se mantiene en el valor solicitado, 1 pu, durante todo el tiempo de simulación, mientras que con el software comercial, la tensión presenta algunas variaciones muy cercanas al valor solicitado. Por otro lado, la Figura 3.7 describe que la pérdida de la carga reduce la necesidad de potencia reactiva, así que el compensador deja de inyectar potencia reactiva y la comienza a consumir.

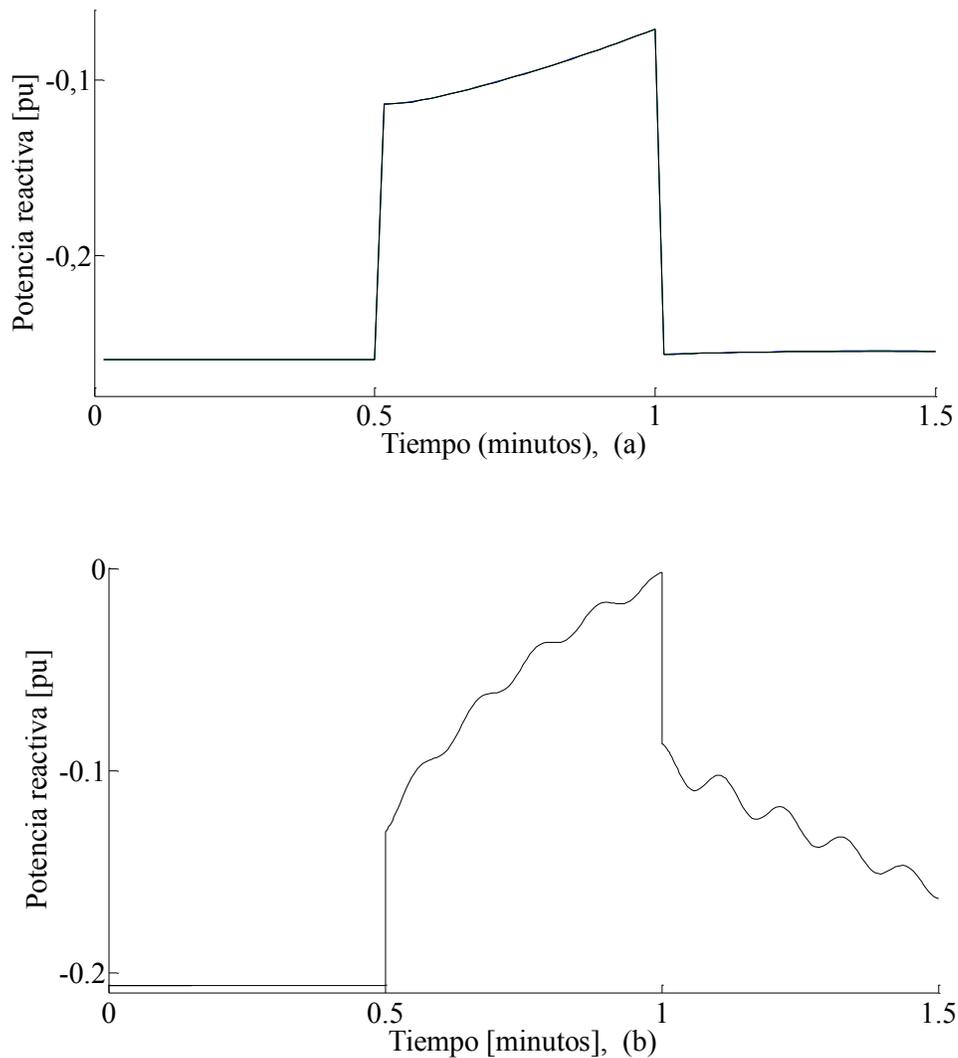


Figura 3.7 Potencia reactiva para una fase de la red de prueba balanceada de 5 nodos determinada con (a) el software propio y (b) el software comercial.

Algunas diferencias de los resultados anteriores puede deberse al  $\Delta t$  utilizado. Asimismo, el software propio demuestra la capacidad para adicionar equipos novedosos cada vez en menor tiempo y además, la ventaja de ser accesible y confiable para investigación.

### **3.5 Estudio de caso: Sistema de 39 nodos de la IEEE**

El sistema de 39 nodos es en nombre de una red eléctrica del estado de Nueva Inglaterra en Estados Unidos, el generador conectado en el nodo 39 de la red es una máquina equivalente que representa una parte del SEP de Canadá conectada con el SEP de Nueva Inglaterra. Este sistema contiene 10 plantas termoeléctricas, 12 transformadores y 34 líneas. Para los cálculos realizados se considera que la potencia base y la tensión base son 100 MVA y 400 KV, respectivamente.

#### **3.5.1 Caso base**

En el caso base, el análisis de la red de 39 nodos permite establecer los parámetros de referencia para comparar el comportamiento de este sistema al realizarle modificaciones de manera ordenada, las cuales son: la pérdida de carga, desbalanceo del sistema mediante la pérdida de una fase de una línea, la conexión de un parque eólico y la compensación de tensión mediante el STATCOM.

#### **3.5.2 Sistema de 39 nodos con generación eólica**

En el primer caso modificado, la red de prueba incluye un parque eólico con 20 aerogeneradores en el nodo 36. Cada aerogenerador que conforma la planta tiene las características técnicas que se muestran en la Figura 3.8, según las cuales, este comienza a generar a partir de 2 m/s hasta 25 m/s, con una potencia activa nominal de 2 MW.

Usando el modelo de la ecuación (3.23), la  $P_w$  generada por los aerogeneradores de la Figura 3.8 se puede expresar por la ecuación siguiente:

$$P_w=913.6592v^3-7300 \quad (3.26)$$

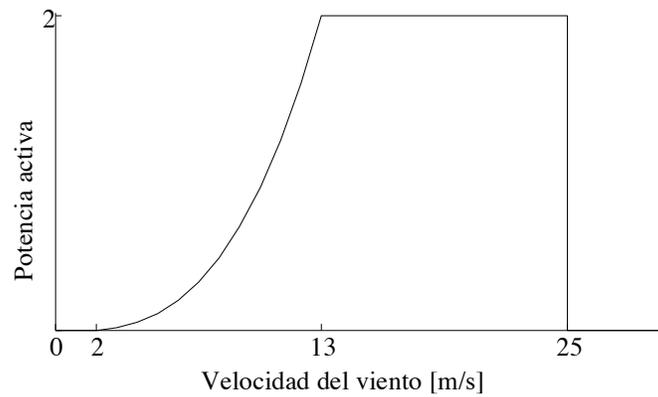


Figura 3.8 Características técnicas del aerogenerador.

Para determinar la potencia real generada ( $P_w$ ) por el parque eólico se utilizan mediciones de velocidad de viento ( $v$ ) cada segundo. La Figura 3.9 muestra los valores de la  $v$  de 15 minutos [53].

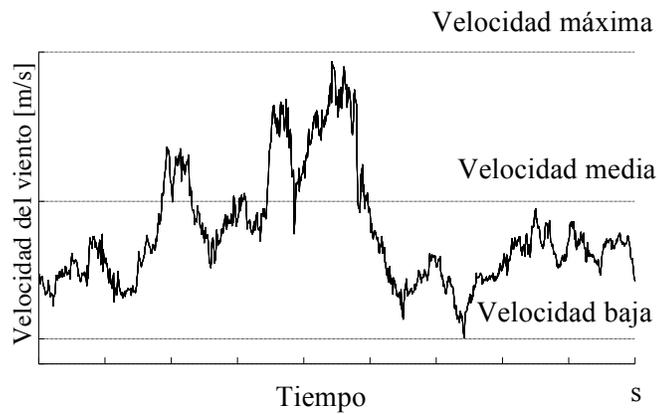


Figura 3.9 Velocidad del viento

Tomando como base las mediciones de viento, la Figura 3.10 muestra la  $P_w$  generada. Además, teniendo en cuenta el factor de potencia se puede obtener la potencia reactiva ( $Q_w$ ) demandada por las máquinas de inducción. Considerando un factor de potencia de 0.9, la Figura 3.11 describe que se requiere más  $Q_w$  cuando se entrega más  $P_w$ .

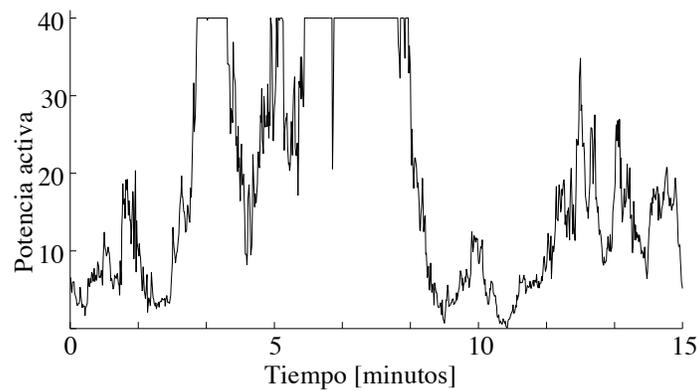


Figura 3.10 Potencia activa generada.

Durante el período de tiempo de análisis, en la Figura 3.10 se puede observar que los generadores trabajan a su  $P_w$  nominal por 4 minutos aproximadamente.

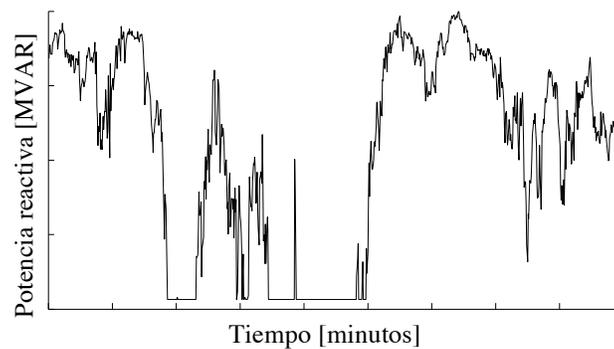


Figura 3.11 Potencia reactiva.

La energía generada por el parque eólico tiene la característica inherente de la energía cinética del viento, esto es, ser aleatoria. Por lo tanto, la adición de un parque de generación eólica provoca variaciones en los parámetros eléctricos de la red, especialmente en la frecuencia de las máquinas y en la tensión de los nodos. Estas variaciones disminuyen si se considera la conexión de un

compensador como el STATCOM. El nodo de conexión del STATCOM se determina mediante el análisis modal.

### 3.5.3 Compensación

Para determinar el nodo de conexión del primer STATCOM se calculan las sensibilidades VQ, las cuales se muestran en la Figura 3.12. El sistema muestra ser estable en términos de voltaje debido a que las sensibilidades son positiva en todos los buses.

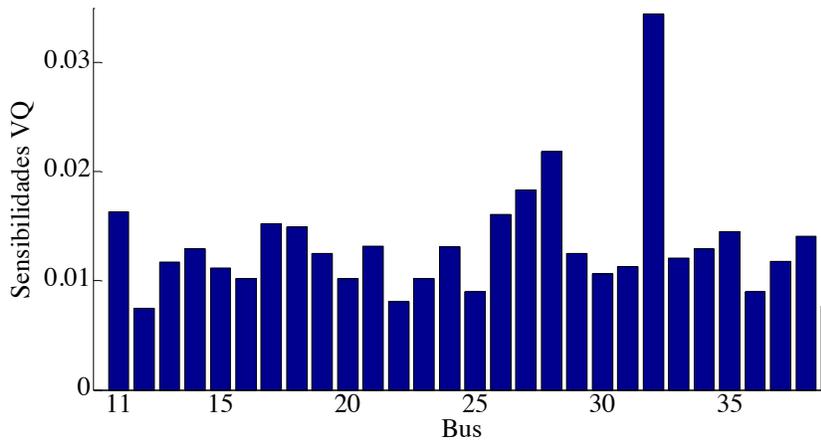


Figura 3.12 Sensibilidades VQ del caso base de la red de 39 nodos.

La Tabla 3.1 muestra valores propios de magnitud menor que se obtiene mediante la aplicación del análisis modal al sistema de prueba. Según la cual, los valores propios son positivos, por lo tanto, el sistema es estable en términos de tensión. La Tabla 3.2 muestra los resultados de los factores de participación mayores de buses, ramas y generadores para el modo más crítico el cual tiene un valor de 4.1948.

A partir de los resultados de la Tabla 3.2 debe tenerse en cuenta que el bus 24 es el más propenso a tener problemas de estabilidad de tensión. Así, el STATCOM se conecta a través de un transformador con  $X_{VR}=0.1 pu$  por fase en dicho nodo para hacer más robusta la red y para mantener la magnitud de la tensión de 1 pu.

Tabla 3.1 Valores propios del caso base de la red de 39 nodos.

Modo	Valores propios
1	4.1978
2	9.9615
3	18.9055
4	30.6182
5	37.3431

Tabla 3.2 Factores de participación para el modo 1,  $\lambda=4.1948$ .

Bus	Factores de participación de buses	Rama	Factores de participación de ramas	Generador	Factores de participación de generadores
24	0.0050	T-6-22	1	6	1
35	0.0048	L-21-22	0.9405	5	0.8245
37	0.0039	L-23-24	0.8969	3	0.6459
38	0.0030	L-7-23	0.8504	7	0.5596
21	0.0030	L-26-29	0.623	1	0.5036
27	0.0025	L-12-13	0.6074	10	0.4937
34	0.0020	T-3-20	0.6072	9	0.3933
13	0.0015	L-36-39	0.5737	4	0.3921
14	0.0015	L-21-36	0.4616	2	0.3757
32	0.0014	L-18-19	0.4316	8	0.3495

### 3.5.4 Sistema de 39 nodos con generación eólica y compensación

Una vez que se tienen los parámetros de referencia y las características del parque eólico en el nodo 16 de la red de prueba, entonces se puede analizar su operación. En estado estable, el análisis modal de la sección anterior se especifica que el nodo de conexión del STATCOM más conveniente es el nodo 24. Y efectivamente, la Figura 3.13 muestra que el perfil de tensión mejora con un STATCOM conectado, debido a que todos los nodos que no cuentan con el control de tensión de los generadores tienen disponible más potencia reactiva. Sin embargo, el mismo perfil de la tensión muestra una baja tensión para el nodo 12, debido a las características de potencia reactiva asociada al sistema de prueba. Por lo tanto, un segundo STATCOM también se conecta al nodo 12.

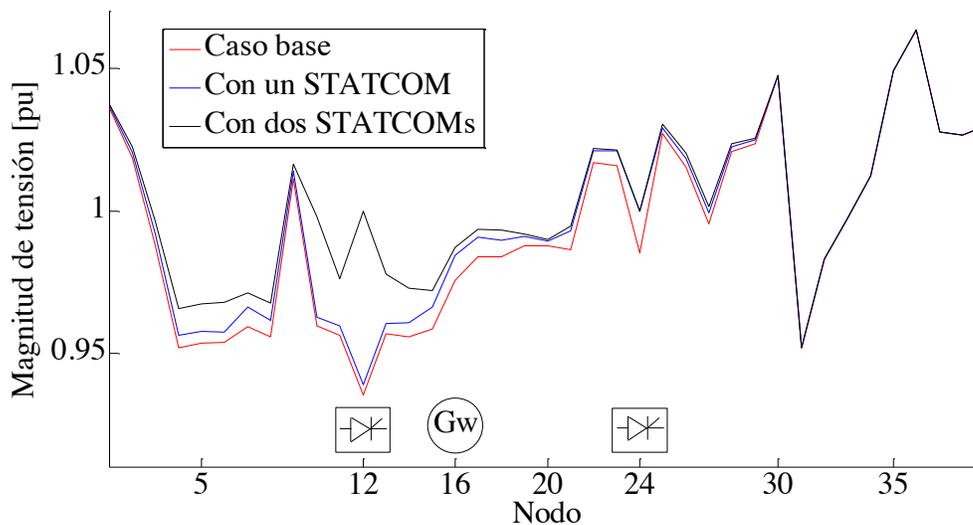


Figura 3.13 Perfil de tensiones nodales para: el caso base y los casos modificados, cuando los STATCOM's se incorporan en la red.

Los resultados de flujos de potencia indican que la potencia reactiva necesaria para mantener la tensión del nodo 12 a 1 pu es de 1.36 pu en cada fase. Por otra parte, el STATCOM conectado en el nodo 24 debe suministrar 1.3 pu potencia reactiva para mantener la tensión en 1 pu.

Las pérdidas para el caso base son 102 MW, mientras que 101 y 99 MW se reportan para los casos modificados con uno y dos STATCOM, respectivamente. La Tabla 3.3 refleja que la disponibilidad de potencia reactiva mejora la capacidad de transmisión de potencia activa reduciendo las pérdidas en el orden de 1 MW, en cada caso, y además mejora el perfil de tensión.

Tabla 3.3 Flujos de potencia de la red de 39 nodos.

	Caso base	Con STATCOM	Con dos STATCOM
Generación	18551+j4262	18549+j3820	18547+j3324
Carga	18449+j4227	18449+j4227	18449+j4227
Pérdidas	102+j35	101-j407	99-j903

Tomando en cuenta las condiciones iniciales que se obtienen del análisis de Flujos de Potencia y considerando la conexión de un STATCOM, se realiza el análisis dinámico. Tres condiciones de funcionamiento se prueban: la reducción repentina de la carga del sistema, seguido por una restauración de la misma a su nivel normal, además, si el sistema soporta estas variaciones de carga, entonces también se desbalancea con la pérdida de una fase de una línea, como se enlistan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Escenario de eventos para la Red de 39 nodos.

	Tiempo [min]	Evento
1	0.5	Desconectar la carga en el nodo 29
2	5	Conectar la carga del nodo 29
3	10	Desconectar una fase de la línea 26-29

Con la aplicación de Flujos de Potencia Dinámicos se observa que la frecuencia de un SEP es el parámetro que indica la respuesta del sistema ante los cambios en la carga principalmente y también en cambios de topología de la red de prueba. En el caso base, cuando la red ha sido sometida a la pérdida de carga, la primera oscilación llega a 60.4 Hz y se recupera el estado estable. Y cuando se recupera la carga, la frecuencia baja 0.3 Hz del valor nominal.

La adición del STATCOM hace que la red sea robusta, ahora es capaz de soportar más cambios en la topología. En este caso, cuando la red ha sido sometida a la pérdida de la carga, la primera oscilación alcanza 60,25 Hz y se recupera a un estado estable, como se muestra en la Figura 3.14.

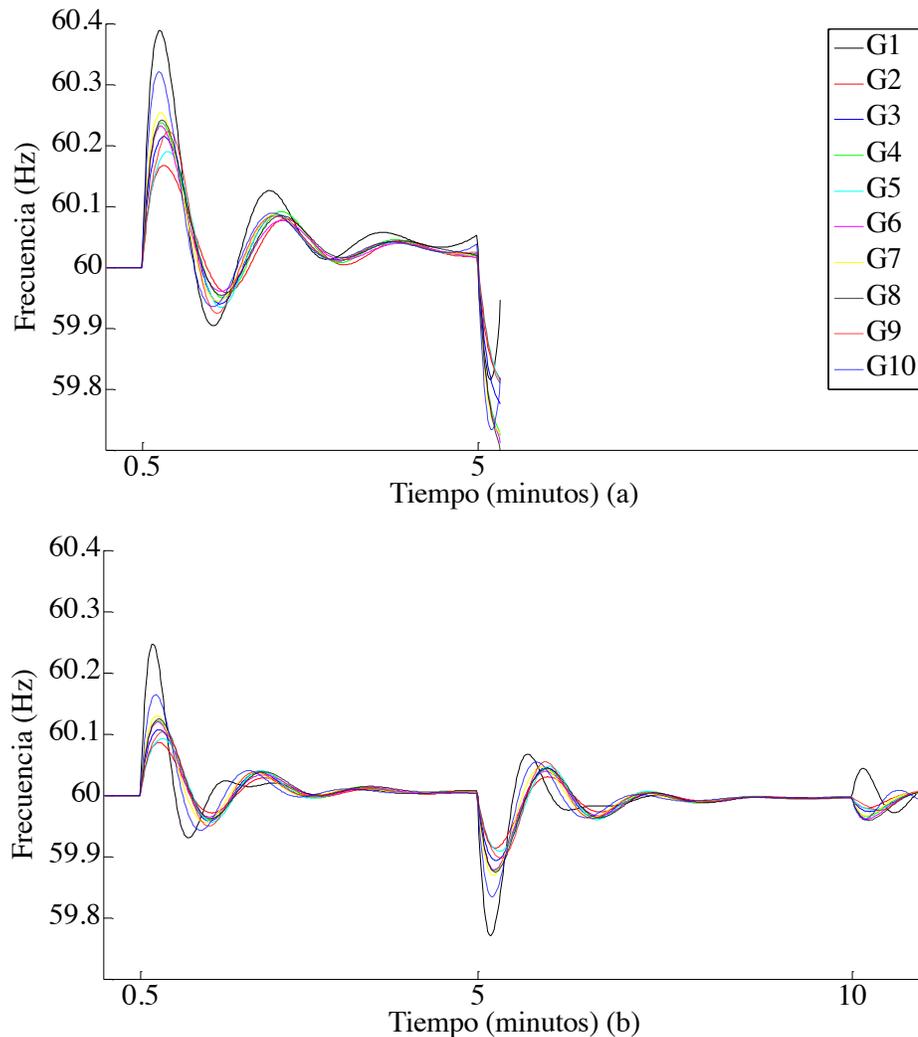


Figura 3.14 Frecuencia de sistema (a) en el caso base y (b) con STATCOM.

La Figura 3.15 presenta los cambios de potencia reactiva a través de modificaciones en la topología de la red.

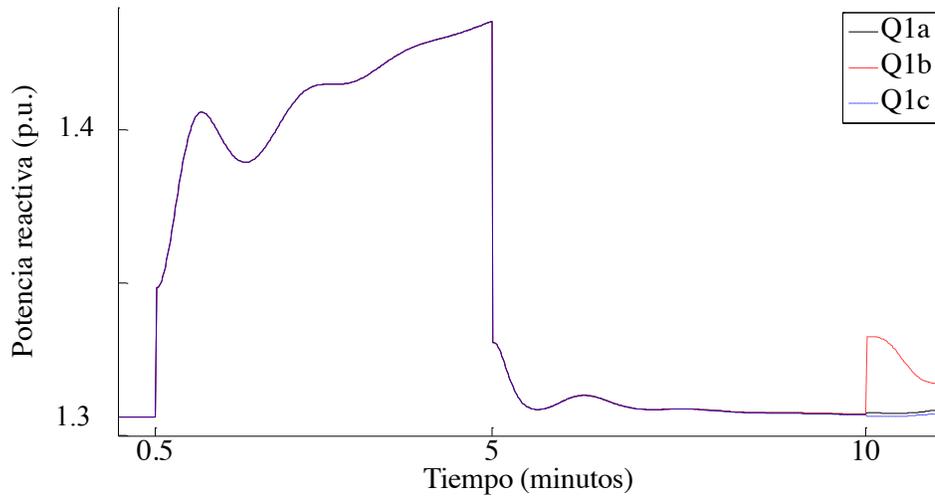


Figura 3.15 Potencia reactiva del STATCOM.

El STATCOM suministra 1.3 pu de potencia reactiva para mantener el tensión a 1 pu durante la simulación. El sistema responde con una disminución en la magnitud de la tensión cuando la carga se pierde, de forma simultánea, los controles trifásicos del STATCOM hacen posible que el suministro de potencia reactiva aumente. Una vez que el sistema recupera la carga, la tensión de los nodos del sistema aumenta. Por lo tanto, el STATCOM disminuye el suministro de potencia reactiva. Entonces, el sistema ha sido sometido a un tercer evento, este es, la fase b de la línea conectada a los nodos 29 y 30 se desconecta 10 unidades de tiempo. Así, el STATCOM es operado para compensar la red ante eventos que la desbalancean.

## 3.6 Estudio de caso: Sistema de 14 nodos de la IEEE

### 3.6.1 Caso base

El sistema de prueba de 14 nodos comprende 14 líneas de transmisión, 3 transformadores, 12 cargas y 5 generadores síncronos, como se muestra en la Figura 3.16.

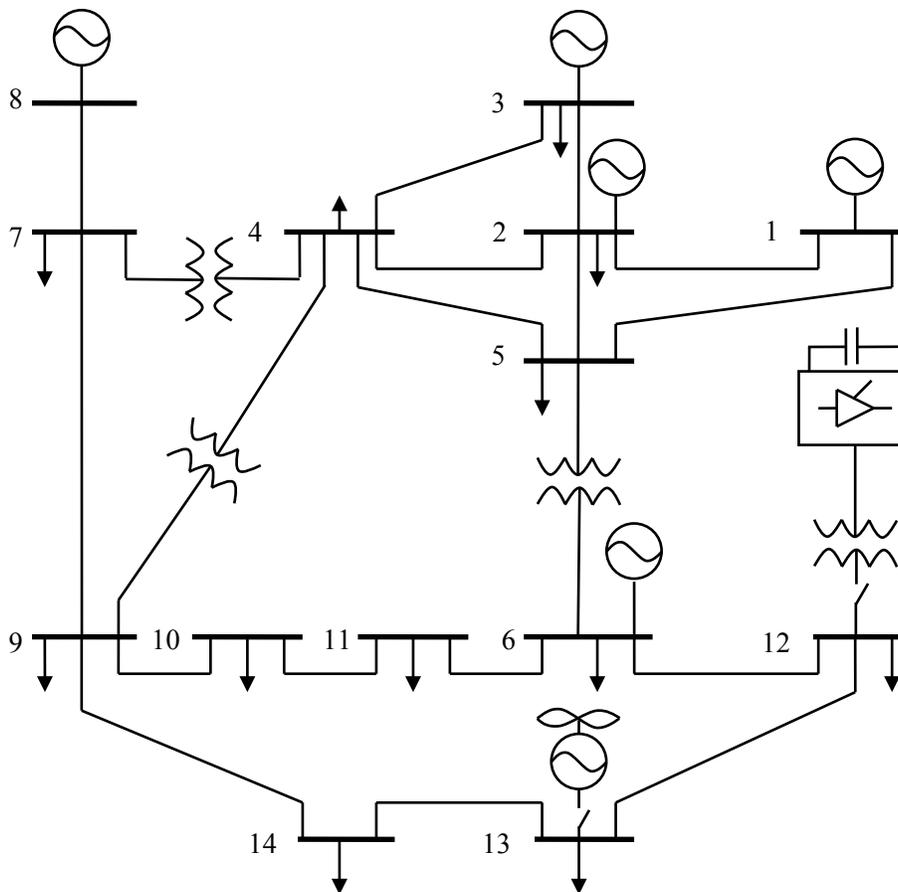


Figura 3.16 Red de prueba de 14 nodos de la IEEE modificada con la conexión del STATCOM en el nodo 12 y de una planta de generación eólica en el nodo 13.

En el caso base se analiza la red de 14 nodos para establecer los parámetros de referencia para comparar el comportamiento de este sistema al conectar un parque eólico. Los aerogeneradores de

este parque son del tipo que no tiene control de tensión. Por lo tanto, se conecta un STATCOM, ubicándolo donde el análisis modal indica.

### 3.6.2 Sistema de 14 nodos con energía eólica

El sistema de 14 nodos ha sido modificado mediante la conexión de una planta de generación eólica en el nodo 13. Las características técnicas de este parque eólico de 40 MW se detallan en 3.5.2.

### 3.6.3 Compensación

El bus adecuado para la compensación por el STATCOM está determinado por el análisis de estabilidad de tensión. La Figura 3.17 muestra las sensibilidades VQ y la Tabla 3.6 enlista los valores propios de magnitud menor que se obtienen mediante la aplicación del análisis modal a la red de 14 nodos.

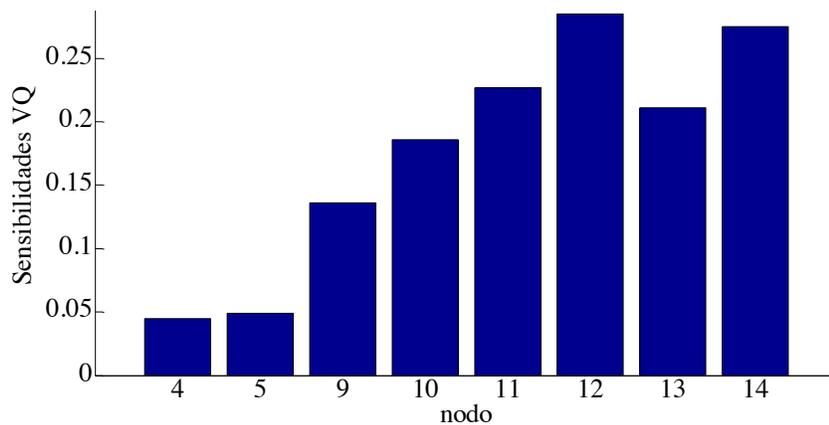


Figura 3.17 Sensibilidades VQ para el caso base.

Como se muestra en la Tabla 3.5, los valores propios son positivos. Por lo tanto, el sistema es estable en términos de tensión. Además, el modo más crítico tiene un valor de 1.229. Para este modo, la Tabla 3.6 muestra los factores de participación mayores de buses, ramas y generadores.

Tabla 3.5 Valores propios del caso base de la red de 14 nodos.

Modo	Valores propios
1	1.229
2	4.846
3	6.524
4	12.671
5	13.365

Tabla 3.6 Factores de participación para el modo 1,  $\lambda=1.2287$ .

Bus	Factores de participación de bus	Rama	Factores de participación de rama	Generador	Factores de participación de generador
12	0.2114	T-5-6	1	2	1
14	0.1969	L-6-13	0.3416	8	0.8885
11	0.1683	L-9-14	0.3073	3	0.4829
10	0.1323	L-2-3	0.2164	1	0.3907
9	0.0924	L-6-12	0.193	13	0.3736

A partir de los resultados de la Tabla 3.6 debe tenerse en cuenta que el bus 12 es el más susceptible a tener problemas de estabilidad de tensión. Así, el STATCOM se conecta a través de un transformador con  $X_{VR} = 0.1 pu$  por fase en el nodo 12, como se muestra en la Figura 3.17. Por lo tanto, un nodo de tensión controlada ha sido creado en el nodo de carga de la red.

### 3.6.4 Sistema de 14 nodos con energía eólica y compensación

El objetivo de esta simulación es ilustrar el comportamiento del SEP y la capacidad del STATCOM para mantener la magnitud de tensión especificada especialmente en el bus de conexión cuando la planta de generación eólica se integra a la red. Cuando el parque eólico se conecta en el nodo 13, la red presenta un perfil de tensión mayor a  $1 pu$ , como se muestra en la Figura 3.18.

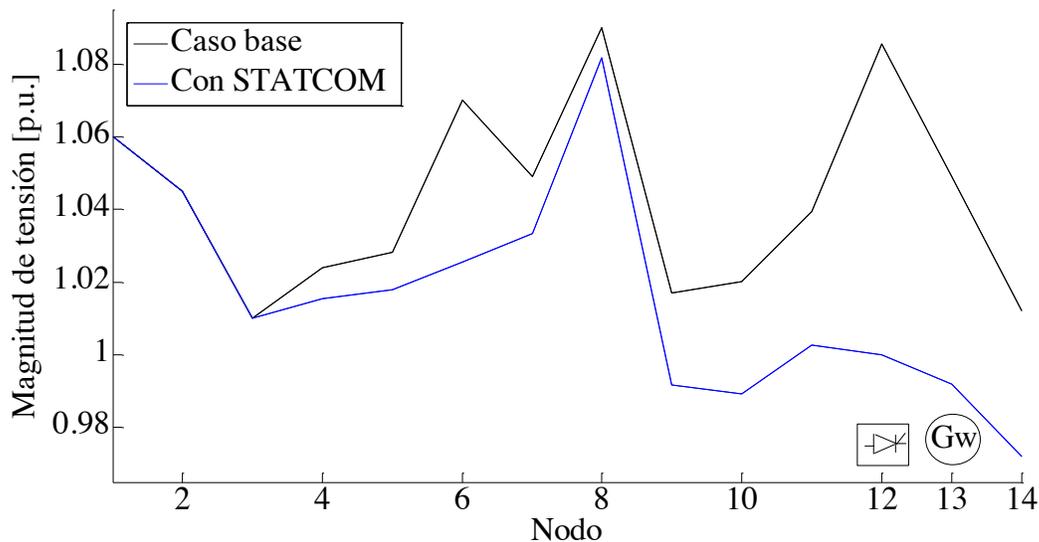


Figura 3.18 Perfil de tensión para el caso base y el caso modificado cuando el STATCOM se integra a la red.

Ahora, conectando el STATCOM en el nodo 12, según lo indica el análisis modal el perfil de tensión está más cercano a  $1 pu$ , debido a que el STATCOM absorbe 87 MVAR en cada fase, con el fin de disminuir la magnitud de la tensión trifásica 2%. La incorporación del STATCOM para la compensación de tensión es capaz de reducir la tensión de los otros nodos. La dirección y la cantidad de flujo de potencia reactiva han sido determinados por  $V_{VR}=1.01 pu$ , que es una tensión menor que la tensión del nodo 12.

Los resultados de flujos de potencia indican que para el caso de la generación eólica, las pérdidas se incrementan un 17% sobre el caso base; las cuales se disminuyen 7% mediante la conexión del STATCOM.

El estado estable del sistema se conserva porque prácticamente el SEP se mantiene sin cambios considerables. Por lo tanto, las condiciones iniciales para el análisis de estabilidad dinámica se determinan por la solución de flujos de potencia.

El escenario de eventos se determina para el análisis dinámico considerando los factores de participación de la Tabla 3.6. Como se muestra en la Tabla 3.7 se han elegido las variaciones en la línea de 9-14 y en la carga 11.

Tabla 3.7 Escenario de eventos para la red de 14 nodos.

	Tiempo [min]	Evento
1	0.5	Desconectar la línea 9-14
2	4	Conectar la línea 9-14
3	7	Desconectar la carga en el nodo 11
4	11	Conectar la carga del nodo 11

El sistema presenta oscilaciones de frecuencia como se muestra en la Figura 3.19. Estas oscilaciones son menores cuando el STATCOM se integra en la red. La Figura 4.19 (a) muestra las oscilaciones de frecuencia causadas cuando los eventos de la Tabla 3.8 se aplican a la red. De acuerdo con la Figura 3.19 (b), se añaden las variaciones de frecuencia causadas por los cambios bruscos de la potencia activa inyectada por la planta de energía eólica a la serie de eventos, lo que aumenta drásticamente las variaciones de frecuencia.

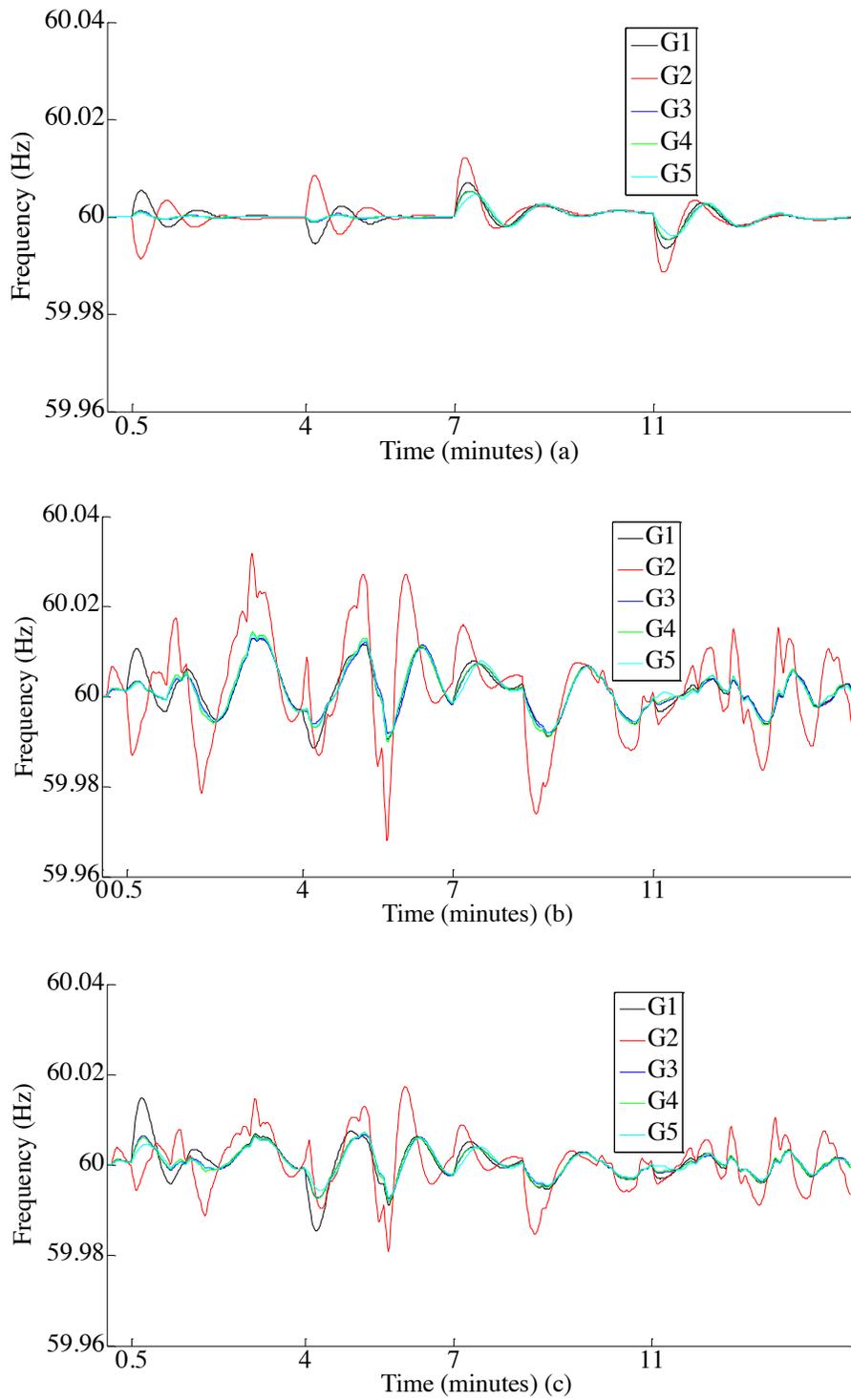


Figura 3.19 Frecuencia del sistema: (a) sin STATCOM y generación eólica, (b) con la generación eólica y (c) con STATCOM.

La Figura 3.19 (c) muestra que la conexión del STATCOM en la red no anula las oscilaciones de frecuencia; sin embargo, reduce significativamente el tamaño de estas.

Las magnitudes de tensión nodal indican que las variaciones de carga son eventos más suaves que la pérdida de una fase de una línea de transmisión, como se muestra en la Figura 3.20.

La planta de generación eólica toma potencia reactiva de la red, esto provoca variaciones en el perfil de tensión, como se muestra en la Figura 3.20 (b). El STATCOM disminuye estas variaciones y mantiene la magnitud de la tensión en el valor deseado de 1 pu.

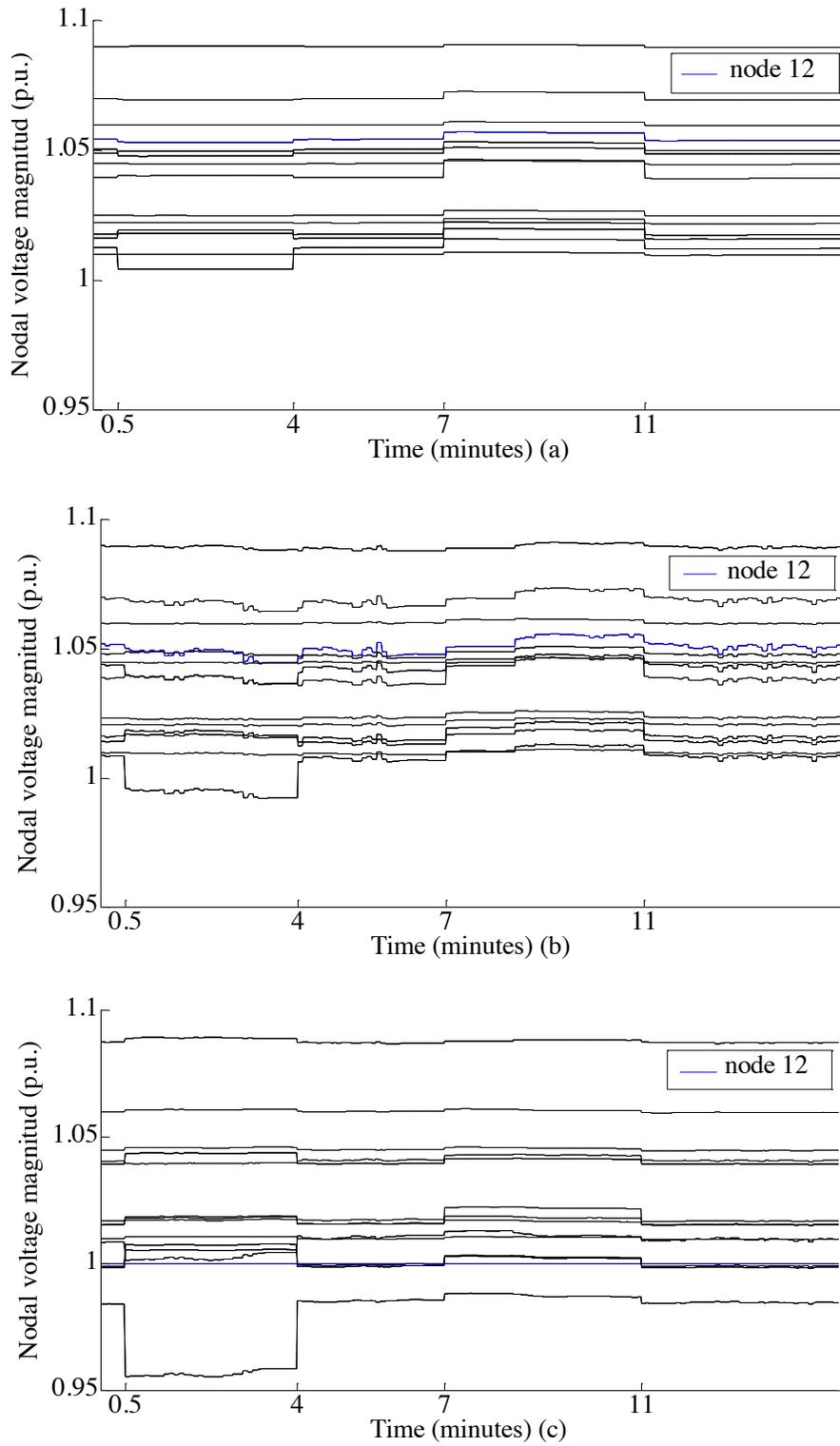


Figura 3.20 Perfiles de tensión: (a) sin STATCOM y generación eólica, (b) con la generación eólica y (c) con STATCOM.

# 4

---

## **Modelo del STATCOM basado en pasividad**

Los modelos del STATCOM analizados anteriormente, contienen un control lineal con resultados aceptables. Sin embargo, con el afán de mejorar la parte de control, se busca una alternativa más sofisticada, la cual se logra aplicando una metodología de diseño del controlador aprovechando las propiedades de disipación de energía de la estructura del equipo [55]. Es por ello que cobra relevancia detallar la estructura de las VSC's que conforman los FACTS.

Los GTO's e IGBT's son los semiconductores frecuentemente utilizados en las VSC's. Así como el IGBT se caracteriza en aplicaciones que requieren velocidades de conmutación altas, los GTO's, por otro lado, se aplican para potencias altas. Por ejemplo, algunas de las aplicaciones del GTO en los FACTS están en [56] para el STATCOM, en [57] para el UPFC y en [58] para el SSSC.

La topología de la VSC está en función de tres parámetros principales: el número de fases, de pulsos y de niveles, como se muestra en [5, 59, 60]. El arreglo de cada VSC determina la calidad la calidad de las tensiones generadas en CA.

Es importante mencionar que los semiconductores ocupan técnicas de control para determinar las órdenes de apertura y cierre, estas son generadas por un control interno en respuesta a la demanda de potencia respecto a una referencia que provee un control externo. Una de las técnicas de control más utilizada es la Modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés), que consiste en comparar una señal de referencia con una señal portadora [61]. Otra técnica conciste en tener múltiples pulsos por cada medio ciclo y luego variar el ancho de los pulsos. Sin embargo, se toma en cuenta que más pulsos significan más pérdidas por conmutación [5]. Diversas metodologías de este tipo de control han sido aplicadas en [61 - 64].

## 4.1 Modelo dinámico del STATCOM monofásico basado en pasividad

En el estudio de estabilidad de SEP es muy útil el concepto energía para analizar el comportamiento de los equipos que lo conforman, como se realiza en el caso de los sistemas disipativos. En este tipo de sistemas, una función de energía de entrada y una de energía almacenada se determinan con la propiedad de que éste siempre disipará energía.

Existen diferentes tipos de sistemas disipativos, los cuales se definen de acuerdo al tipo de la energía de entrada del sistema. Un tipo importante de sistema disipativo es el sistema pasivo, en los cuales, como en el caso de los SEP, la energía de entrada está dada por el producto de la entrada y la salida del sistema.

Por lo tanto, al considerar las propiedades de pasividad del STATCOM se puede obtener un modelo más sofisticado como el que a se muestra a continuación.

El STATCOM monofásico basado en una topología puente H de la Figura 4.1 es un convertidor CD/CA con cuatro semiconductores, los cuales operan dependiendo de la técnica de conmutación.  $\mu \in (0,1)$  es la señal que controla el cierre y apertura de los cuatro semiconductores del convertidor. Si los interruptores a y a' están cerrados, mientras que b y b' están abiertos, se tiene la configuración mostrada en la Figura 4.2 (a) y se satisfacen las expresiones dadas en (4.1) y (4.2).

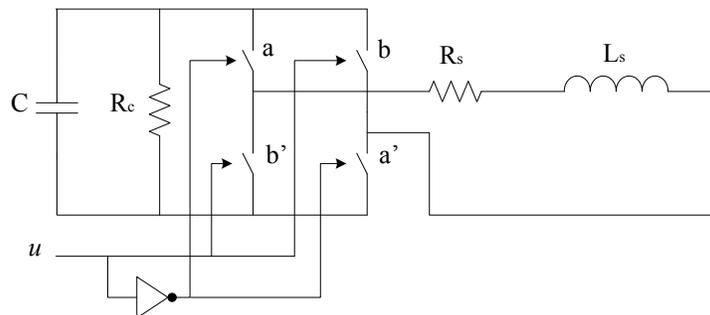


Figura 4.1 Convertidor de topología “puente H”.

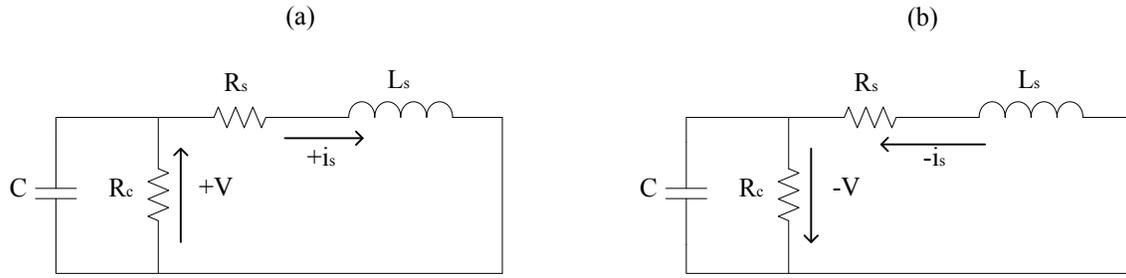


Figura 4.2 Diagrama del STATCOM con (a) a y a' (b) b y b' cerrados.

$$V_c = V_R + V_L \quad (4.1)$$

$$i_s = i_c + i_{RC} \quad (4.2)$$

Si los interruptores b y b' son los que están cerrados, con los otros dos abiertos, entonces se tiene la configuración de la Figura 4.2 (b) y se satisfacen (4.3) y (4.4).

$$-V_c = V_R + V_L \quad (4.3)$$

$$-i_s = i_c + i_{RC} \quad (4.4)$$

Uniendo el comportamiento de ambas condiciones, el modelo del STATCOM considerando la señal de control  $\mu$  se puede caracterizar con las ecuaciones siguientes:

$$L \frac{di}{dt} + R_s i = (1 - 2\mu)V_c \quad (4.5)$$

$$C \frac{dV_c}{dt} + \frac{1}{R_c} V_c = (1 - 2\mu)i_s \quad (4.6)$$

Dada la característica de  $\mu$  en (4.5) y (4.6) se tiene una representación no continua que puede aproximarse por un sistema continuo llamado modelo promediado, el cual está dado por la entrada de control  $k \in \{-1, 1\}$ .

$$L \frac{di}{dt} + R_s i = k V_c \quad (4.7)$$

$$C \frac{dV_c}{dt} + \frac{1}{R_c} V_c = k i_s \quad (4.8)$$

Por lo tanto, el STATCOM puede considerarse como una fuente de tensión  $kV_c$  conectada a la red en un nodo  $k$  mediante un transformador  $R_s + jX_s$ , como se muestra en la Figura 4.3.

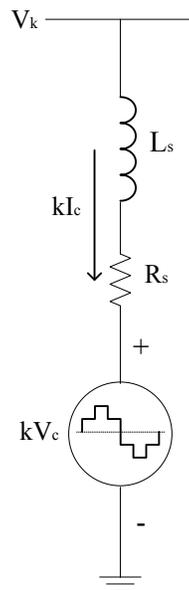


Figura 4.3 STATCOM basado en pasividad.

## 4.2 Caso de estudio: Control de tensión en un nodo remoto mediante el STATCOM

En capítulos anteriores se ha demostrado que la compensación local con FACTS mejora las características de las redes eléctricas. En el presente caso de estudio se prueba la capacidad del STATCOM para controlar la tensión en un nodo remoto. Para lo cual, este se conecta a una red de prueba formada por un generador, dos líneas modeladas como inductancias en serie y una carga.

El modelo dinámico del STATCOM para controlar la tensión en un nodo remoto utiliza la regulación de tensión en el capacitor y el seguimiento de la corriente generada por el STATCOM.

El tipo de carga en la red influye de manera determinante en el comportamiento de la tensión de los sistemas eléctricos. Por lo tanto, el escenario del caso de estudio consiste en modificar las características de la carga, en primer lugar considerando que esta es resistiva como la mostrada en la Figura 4.4, después se cambia por una inductiva y finalmente se realiza el análisis con una carga capacitiva.

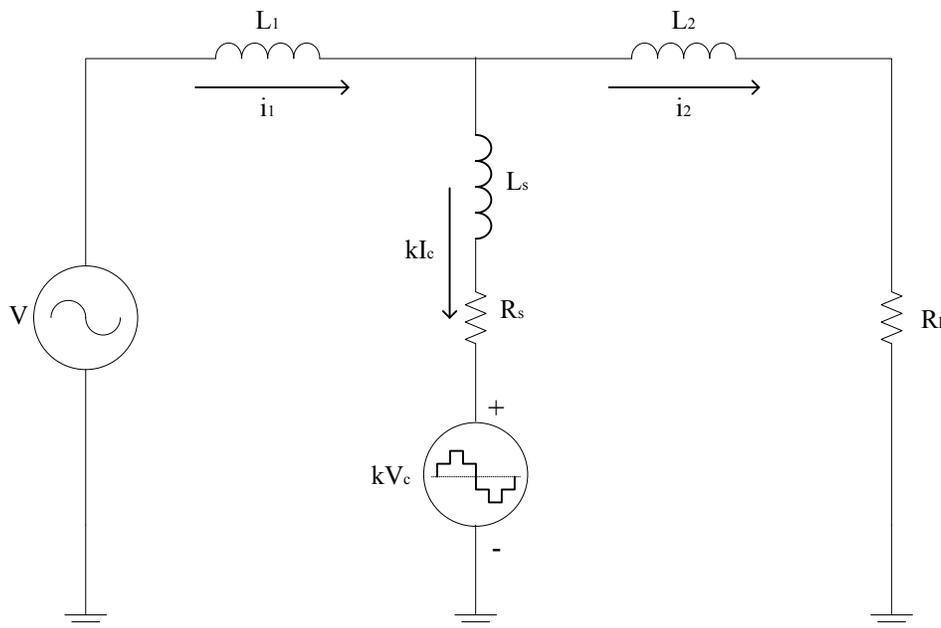


Figura 4.4 STATCOM conectado a una red de prueba.

En el primer caso, la carga es resistiva y se asume que el sistema trabaja a frecuencia fundamental. Entonces, el modelo queda especificado por:

$$L \frac{di}{dt} + Rsi - kV_c = L_2 \frac{di_2}{dt} + R_L i_2 \quad (4.9)$$

$$L \frac{di}{dt} + Rsi - kV_c = -L_1 \frac{di_1}{dt} + V \quad (4.10)$$

$$C \frac{dV_c}{dt} + \frac{1}{R_c} V_c = ki \quad (4.11)$$

Además, para el sistema, es decir, tanto para la red de prueba como para el STATCOM se hacen las consideraciones siguientes:

- Todos los parámetros son conocidos, los cuales se muestran en la Tabla 4.1.
- Se tienen las variables del sistema medidas.
- Se conoce la tensión en el bus de conexión del STATCOM con la red ( $V_k$ ).
- Se conoce el valor deseado ( $V_{Cd}$ ) de  $V_C$ .
- La tensión del sistema es conocida y es de la forma  $V = V \text{ sen}(wt)$ .

Por lo tanto, el mecanismo de estabilización o seguimiento está dado por una retroalimentación proporcional de las variables del STATCOM, para lo cual se incorpora la dinámica del error asociada a los valores deseados de las variables de control, el cual está definido como:

$$e_v = V_C - V_{Cd} \quad (4.12)$$

$$e_i = i - i_d \quad (4.13)$$

Donde  $V_C$  e  $i$  son las variables obtenidas del sistema y  $V_{Cd}$  y  $i_d$  son los valores deseados para las variables de estado. Y después de algunas operaciones, la ley de control es

$$k = -\frac{1}{V_{Cd}} \left( L \frac{di_d}{dt} + R_s i_d - V \right) \quad (4.14)$$

donde  $V = L_2 \frac{di_2}{dt} + V_T$ , que junto con el mecanismo de estabilización dado por (4.15) y (4.16) garantizan la convergencia de los errores a cero.

$$L \frac{di}{dt} + R_s i + k V_C - V = -k_2 (i - i_d) \quad (4.15)$$

$$C \frac{dV_c}{dt} + \frac{1}{R_c} V_c - ki = -k_1 (V_C - V_{Cd}) \quad (4.16)$$

Ahora se realiza este mismo procedimiento para una carga inductiva y para una capacitiva. Entonces, una vez modelados los sistemas, se analizan las tensiones en la red, especialmente la

tensión en el punto de interés, es decir, en la carga, el comportamiento del mecanismo de seguimiento y la influencia de la ley de control en las tensiones.

Tabla 4.1 Parámetros del STATCOM y del sistema de prueba [64]

Parámetro	Descripción	Valor
$L_1$	Inductancia de la línea 1	0.15 mH
$L_2$	Inductancia de la línea 2	0.15 mH
$L_s$	Inductancia del transformador de acoplamiento	0.2 mH
$R_l$	Carga resistiva	25 $\Omega$
$L_l$	Carga inductiva	25 $\Omega$
$C_l$	Carga capacitiva	25 $\Omega$
$R_c$	Pérdidas por conmutación	100 $\Omega$
$R_s$	Resistencia del transformador de acoplamiento	0.08 $\Omega$
$C$	Fuente de CD	24 mF
$\omega$	Frecuencia	$377 \frac{rad}{s}$
$V_t$	Tensión en las terminales de la carga	100 V
$V_{Cd}$	Tensión de la fuente de CD deseada	200 V
$I_d$	Corriente del STATCOM deseada	8.1 A
$k_1$	Ganancia 1	0.2
$k_2$	Ganancia 2	0.0001

La tensión en las terminales de la carga, para los tres tipos, se muestra en la Figura 4.5. Bajo las características de este estudio de caso, el STATCOM es efectivo para controlar la tensión de manera remota en cualquier tipo de carga.

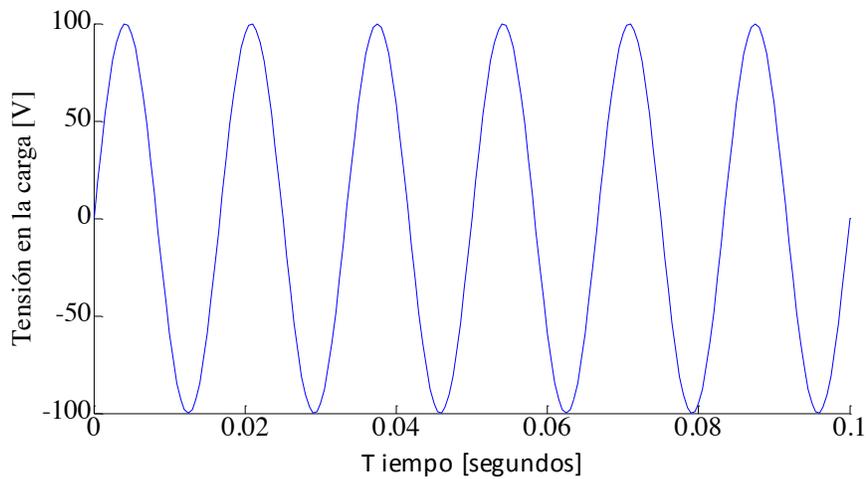


Figura 4.5 Tensión en las terminales de la carga.

La Figura 4.6 muestra la influencia de la entrada de control a la tensión del capacitor, el cual es la fuente de CD del STATCOM. Tanto para la carga resistiva como para la inductiva, el tiempo en el que se alcanza el valor solicitado de 100 V es 0.07 s. Mientras que en la carga capacitiva, como se esperaba, la tensión se alcanza en un tiempo menor: 0.03 s.

La Figura 4.7 describe como el comportamiento de los errores tienden a cero para llegar a los valores finales de control. Cabe señalar que el máximo sobrepaso en el transitorio es grande en los tres tipos de carga porque se considera que en las condiciones iniciales el capacitor está descargado. Los errores con carga capacitiva se amortiguan en menor tiempo respecto al tiempo alcanzado en las cargas resistiva e inductiva.

El control para el STATCOM del presente análisis garantiza que la tensión del capacitor permanezca en su valor deseado y que se realice el seguimiento de la corriente suministrada. Para esto, se utiliza un modelo promediado del STATCOM que considera la dinámica de conmutación de los semiconductores del convertidor.

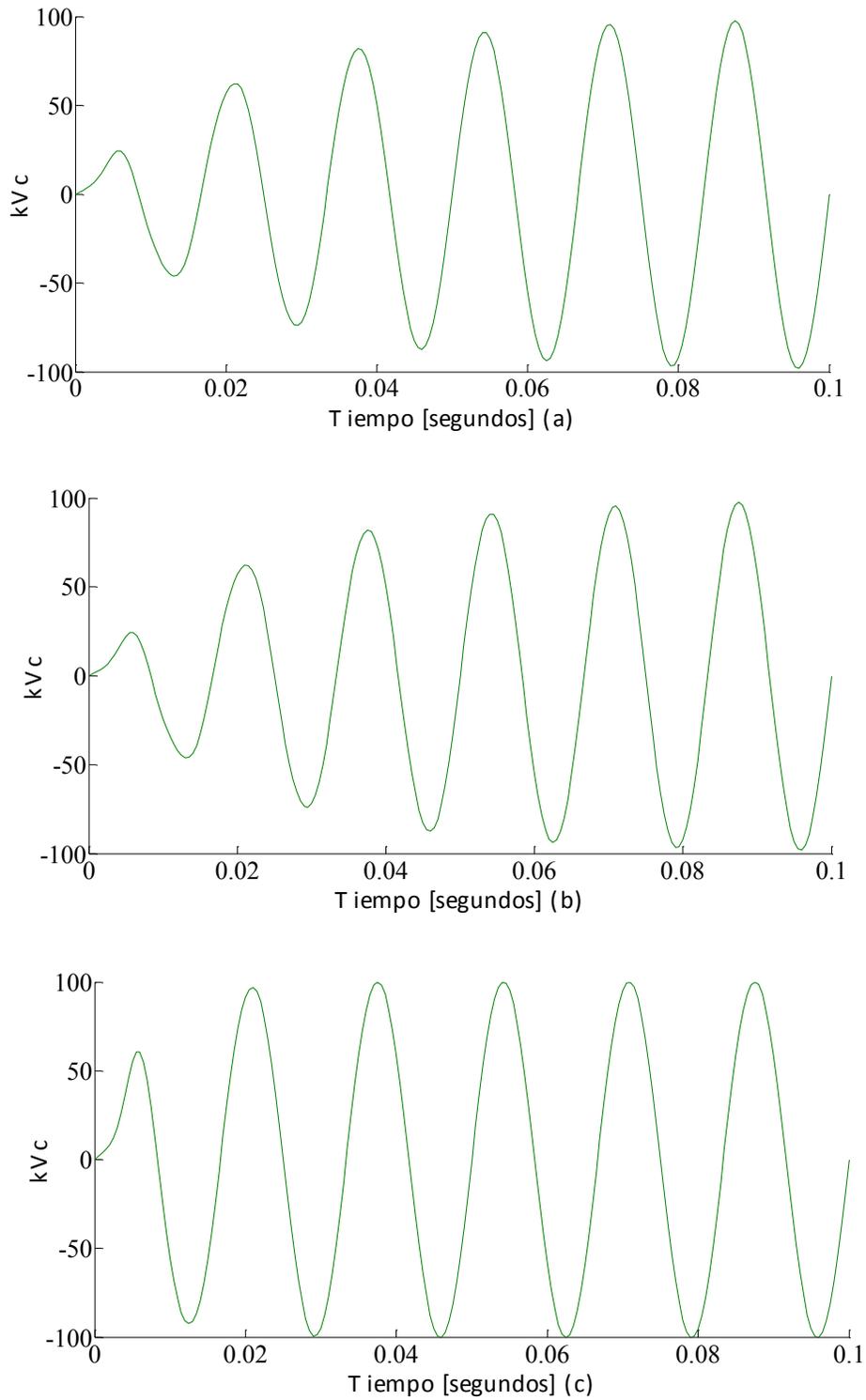
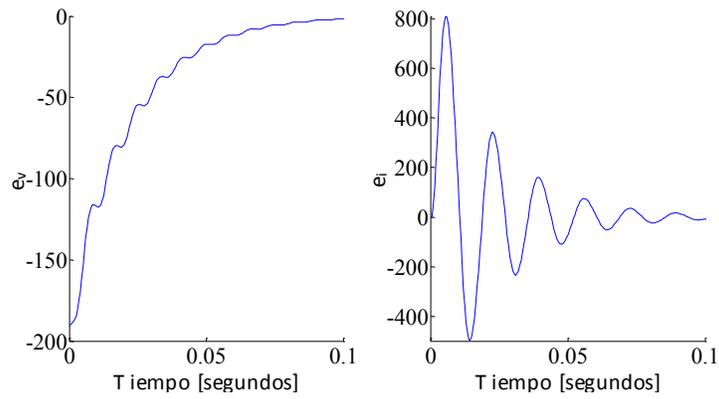
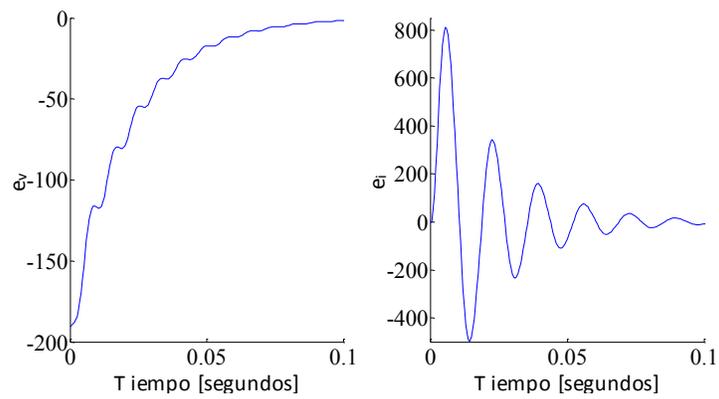


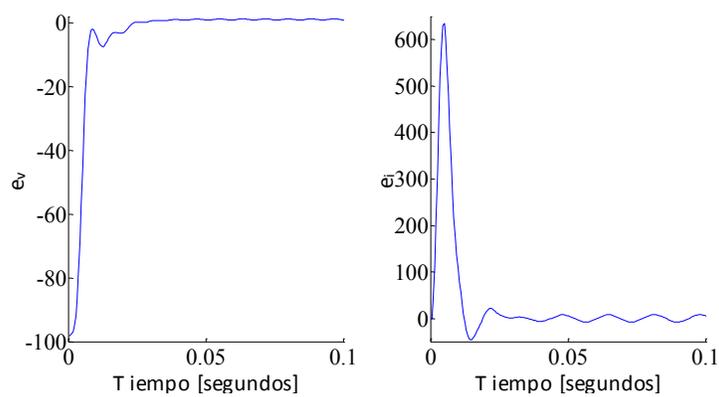
Figura 4.6 La ley de control en la tensión del capacitor del STATCOM cuando se tiene una carga puramente (a) resistiva, (b) inductiva y (c) capacitiva.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.7 Errores de tensión y de corriente en el circuito cuando se tiene una carga (a) resistiva, (b) inductiva y (c) capacitiva.

### 4.3 Incorporación del modelo del STATCOM basado en pasividad a Flujos de Potencia Dinámicos

Del modelo basado en pasividad de la Figura 4.3 se pueden obtener las ecuaciones siguientes.

$$kV_c = L \frac{di_L}{dt} + Ri - V_k \quad (4.14)$$

$$-ki_L = C \frac{dV_c}{dt} + \frac{1}{R_c} V_c \quad (4.15)$$

$$kV_c = (1 - 2\mu)V_c \quad (4.16)$$

$$\mu \in (0,1) \quad (4.17)$$

Donde  $i$ ,  $V_c$  y  $V_k$  son las magnitudes de los fasores de la corriente que va hacia el sistema, de la tensión del capacitor y de la tensión del nodo de conexión, respectivamente. De estas, se eligen tanto  $i$  como  $V_c$  como variables de estado. Aplicando la regla trapezoidal para linealizar las ecuaciones del circuito del STATCOM (4.14) y (4.15), y agrupando los términos en función de los intervalos de tiempo, obtenemos:

$$i_{(t)} - \frac{\Delta t}{2L} [V_{k(t)} - R_T i_{(t)} - kV_{C(t)}] - i_{(t-\Delta t)} - \frac{\Delta t}{2L} [V_{k(t-\Delta t)} - R_T i_{(t-\Delta t)} - kV_{C(t-\Delta t)}] = 0 \quad (4.18)$$

$$V_{c(t)} + \frac{\Delta t}{2C} \left[ \frac{1}{R_c} V_{c(t)} + ki_{(t)} \right] + \frac{\Delta t}{2C} \left[ \frac{1}{R_c} V_{c(t-\Delta t)} + ki_{(t-\Delta t)} \right] = 0 \quad (4.19)$$

En las ecuaciones (4.18) y (4.19) se observan un término corriente y otro en función del instante de tiempo anterior. Estas funciones nuevas adicionan dos columnas y dos renglones en la estructura de Newton-Raphson del sistema, como se muestra en (4.20).

$$\begin{array}{c|c|c|c|c|c|c}
 \Delta P_k & & \frac{\partial P_k}{\partial e_k} & \frac{\partial P_k}{\partial f_k} & \frac{\partial P_k}{\partial i} & \frac{\partial P_k}{\partial V_c} & \Delta e_k \\
 \Delta Q_k & = & \frac{\partial E_k^2}{\partial e_k} & \frac{\partial E_k^2}{\partial f_k} & 0 & 0 & \Delta f_k \\
 \Delta F(i) & & \frac{\partial F(i)}{\partial e_k} & \frac{\partial F(i)}{\partial f_k} & \frac{\partial F(i)}{\partial i} & \frac{\partial F(i)}{\partial V_c} & \Delta i \\
 \Delta F(V_c) & & \frac{\partial F(V_c)}{\partial e_k} & \frac{\partial F(V_c)}{\partial f_k} & \frac{\partial F(V_c)}{\partial i} & \frac{\partial F(V_c)}{\partial V_c} & \Delta V_c
 \end{array} \quad (4.20)$$

Derivando parcialmente respecto a las variables nuevas  $i$  y  $V_c$  tenemos:

$$\frac{\partial P_k}{\partial i} = \frac{\partial P_k}{\partial V_c} = 0 \quad (4.21)$$

$$\frac{\partial F(i)}{\partial e_k} = \frac{\Delta t e_k}{2L \sqrt{e_k^2 + f_k^2}} \quad (4.22)$$

$$\frac{\partial F(i)}{\partial f_k} = \frac{\Delta t f_k}{2L \sqrt{e_k^2 + f_k^2}} \quad (4.23)$$

$$\frac{\partial F(i)}{\partial i} = 1 - \frac{\Delta t R_T}{2L} \quad (4.24)$$

$$\frac{\partial F(i)}{\partial V_c} = \frac{\Delta t}{2L} k \quad (4.25)$$

$$\frac{\partial F(V_c)}{\partial e_k} = \frac{\partial F(V_c)}{\partial f_k} = 0 \quad (4.26)$$

$$\frac{\partial F(V_c)}{\partial i} = \frac{\Delta t k}{2C} \quad (4.27)$$

$$\frac{\partial F(V_c)}{\partial V_c} = 1 + \frac{\Delta t}{2C R_c} \quad (4.28)$$

La ley de control  $k$  obtenida mediante la ecuación (4.19) es:

$$k = \frac{1}{V_{cd}} \left( L \frac{di_d}{dt} + R_T i_d - V_{kd} \right) \quad (4.29)$$

Donde el subíndice  $d$  indica los valores deseados de las variables y además, según la ecuación (4.7) involucra la siguiente expresión para  $\mu$

$$\mu = \frac{1}{2} \left( \frac{1}{V_{cd}} \left( L \frac{di_d}{dt} + R_T i_d - V_{kd} \right) - 1 \right) \quad (4.30)$$

Para determinar los valores deseados de las variables se suponen valores para  $i_d$  y  $V_{kd}$  conocidos y a partir de ellos se calcula  $V_{cd}$ . Así que una vez modelado el dispositivo se integra al programa de Flujos de Potencia Dinámicos y se analiza con sistemas de prueba.

La propiedad de disipación de energía de entrada-salida fue útil para el diseño de un control del STATCOM más robusto.

# 5

---

## Conclusiones

Los FACTS ofrecen posibilidades innovadoras de manejar los parámetros que restringen a los Sistemas Eléctricos de Potencia modernos mientras se mantiene un margen amplio de estado estable y estabilidad dinámica.

### 5.1 Conclusiones

En el presente trabajo se ha realizado una investigación del mejoramiento de la estabilidad dinámica de Sistemas Eléctricos modernos en presencia de FACTS en derivación. Un software propio en el marco de referencia de las fases, escrito en C++ con la filosofía de la Programación Orientada a Objetos se ha usado para modelar y simular a los equipos convencionales, las plantas de generación y los FACTS. A este software se le ha llamado Flujos de Potencia Dinámicos. Con el objetivo de mostrar la excelente operación de los FACTS en derivación, diversos casos de estudio se han planteado con escenarios como son, la pérdida y/o la ganancia de carga y también, con la pérdida o recuperación de una fase en líneas de transmisión logrando el desbalance de la red.

Desde el punto de vista dinámico, para cada red analizada se obtiene información importante, entre la que destaca: la diferencia de los ángulos de carga de los generadores, las variaciones de frecuencia en el sistema, las variaciones en las tensiones de cada nodo y los flujos de potencia. Con el comportamiento de estos parámetros principalmente se investigan las características de la primera oscilación y tiempos en que los parámetros del sistema llegan a valores de estado estable. Particularmente, la instalación del STATCOM disminuye las oscilaciones del sistema de potencia, que pueden dañar los equipos y limitar la capacidad de transmisión disponible. Esto repercute en un posible aumento en la capacidad de las líneas, cuando de otra manera una restricción en éstas obligaría a reducir su capacidad de flujo. Asimismo, los cambios en los flujos de potencia obtenidos

muestran un incremento en la transferencia de potencia activa en los equipos de transmisión. Esto debido a que los FACTS en derivación al ser fuentes de potencia reactiva optimizan las capacidades de las líneas, es decir, reducen los flujos de potencia reactiva y aumentan la capacidad de transporte de potencia activa. El control minucioso de la potencia reactiva, también ayuda a mantener el flujo de potencia en las trayectorias de la red estipuladas de acuerdo a las distintas condiciones operativas. Lo anterior, repercute positivamente en la seguridad y confiabilidad en el sistema.

Una vez que se selecciona el FACTS más adecuado para la red, el enfoque de los análisis puede dirigirse tanto a la capacidad requerida, como a la ubicación que optimice el funcionamiento de tal dispositivo. Por lo tanto, parte importante de este estudio se enfoca en la ubicación del STATCOM para lograr el mayor beneficio en las redes eléctricas. Los resultados muestran que la ubicación de los FACTS en derivación bajo el análisis modal para compensación local o remota incrementan el mejoramiento del estado estable y los márgenes de estabilidad de tensión, además refuerzan en gran manera la red en operación dinámica.

En este mismo trabajo, la comparación entre el SVC y STATCOM a través de las curvas de corriente-tensión y tensión-potencia reactiva, tiempo de respuesta, tamaño de la instalación y costos muestran una clara ventaja del STATCOM. En particular, el STATCOM destaca por responder rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia, aún en condiciones de operación con tensiones muy bajas. En general, las aportaciones técnicas de ambos FACTS en derivación sobresalen entre las ventajas más significativas para su aplicación.

Característicamente, con los modelos del STATCOM en la herramienta de simulación se evalúa la integración de generación eólica. Los resultados muestran que ambos equipos son los posibles medios de solución de los problemas de operación de los Sistemas Eléctricos actuales debido a que mediante la energía eólica se obtiene energía eléctrica con impactos ambientales mínimos y con la contribución controlada de potencia reactiva del STATCOM se mejora considerablemente la operación de los Sistemas Eléctricos. El STATCOM promete ser el dispositivo que permita incrementar la utilización de la generación clasificada como renovable.

## 5.2 Trabajo futuro

La literatura ofrece beneficios enormes relacionados con los FACTS en derivación, sin embargo, el trabajo en su aplicación para mejorar todos los tipos de estabilidad en los SEP brinda grandes oportunidades de investigación.

El uso masivo de los FACTS no ha sido posible debido a restricciones de seguridad, disponibilidad y costo de los componentes. Este trabajo cita proporciones de costos para inversión, operación y mantenimiento de los FACTS en derivación, sin embargo, un análisis detallado de los costos podría ser el incentivo para el aumento de disponibilidad de estos equipos.

Debido a que este trabajo se enfila al uso de fuentes de energía renovables, el análisis del impacto de los FACTS en redes con otro tipo de energía renovable, por ejemplo, el aprovechamiento directo de energía radiante del sol y sus conversores se plantea como un trabajo futuro para realizar analisis con una red más completa.

Otro de los aspectos que podrían llevarse a cabo es la realización de estudios y pruebas de los FATCS en un sistema real para mejorar la calidad y suministro de la energía. En la red eléctrica nacional, no se cuenta con un compensador de esta clase. Al principio, analisis de este tipo se ajustarían al sistema donde se colocaría y después influirían en una posible estandarización.

Es importante mencionar que el panorama de esta tecnología es prometedor en el actual escenario mundial del sector eléctrico, el cual se caracteriza por un proceso de desregulación buscando crear mercados competitivos. En este proceso de cambio, el potencial de esta tecnología se basa en la posibilidad de controlar la ruta del flujo de potencia y la habilidad de conectar redes, ambos aspectos son determinantes para comercializar energía como lo estipule el mercado. Es así que un trabajo futuro consiste en cuantificar las ventajas de los FACTS en los mercados de energía actuales.

Por otro lado, el incremento de transmisión de potencia entre áreas controladas ocasionado por la adición de FACTS repercute en la reducción del margen de reserva en generación, se plantea realizar un analisis de las exigencias generales de reservas de generación en redes eléctricas con FACTS.

Finalmente, se ha introducido a un control del STATCOM más eficiente basado en pasividad, como trabajo futuro se enlista su adecuada implementación.

# 6

---

## Bibliografía

- [1] Bhaskar, M. A., Sarathkumar, D. y Anand, M., “*Transient stability enhancement by using fuel cell as STATCOM*”. Electronics and Communication Systems (ICECS), 2014 pp. 1-5.
- [2] Li-Jun, C. y Erlich, I., “*Simultaneous Coordinated Tuning of PSS and FACTS Damping Controllers in Large Power Systems*”. IEEE Transactions on Power Systems 20, pp. 294–300, 2005.
- [3] Breuer, W., Povh, D., Retzmann, T. E., y Lei, X., “*Role of HVDC and FACTS in Future Power Systems*”, Conference of Electric Power Supply Industry, Shanghai, October 2004
- [4] Padiyar, K. R.: “*Power System Dynamics, Stability and Control*”, John Wiley & Sons., 1996.
- [5] Hingorani, N.G. Gyugyi, L., “*Understanding FACTS Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*”, IEEE Press, ISBN 0780334558, 1999.
- [6] Tarafdar, H. Roshan, A. and Lafzi, A. “*Dynamic Stability Improvement of a Wind Farm Connected to Grid Using STATCOM*”. Proceedings of ECTI-CO 2008.
- [7] Tarafdar, H. Roshan, A. and Lafzi, A. “*Dynamic Stability Improvement of a Wind Farm Connected to Grid Using UPFC*”. Proceedings of ECTI-CO 2008.
- [8] Ren, H., Watts, D., Mi, Z., Lu, J., Zengqiang, M. y Jinling, L., “*A Review of FACTS. Practical Consideration and Economic Evaluation*”, Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific. pp. 1-5.

- [9] Kakkar, V. y Agarwal, N. K., “*Recent Trends on FACTS and D-FACTS*”, Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010. Proceedings of the International Symposium. pp. 1-8.
- [10] Angeles-Camacho, C., “*Phase Domain Modelling and Simulation of Large-Scale Power Systems with VSC-based FACTS Equipment*”. PhD thesis, University of Glasgow, Glasgow. 2005.
- [11] Escobar, G. y Stankovic, A. M., “*Reactive Power Unbalance and Harmonics Compensation using D-STATCOM with a Dissipativity-based Controller*”. Proceedings of the 39th IEEE Conference on Decision and Control, 2000. Volume: 4. Pages: 3051 – 3055.
- [12] Singh, B., Saha, R., Chandra, A. y Al-Haddad, K., “*Static Synchronous Compensators (STATCOM): a Review*”. Power Electronics, IET. Vol. 2, Issue: 4. 2009, pp. 297-324.
- [13] Al-Sheikh, H. y Moubayed, N., “*An Overview of Simulation Tools for Renewable Applications in Power Systems*”. Advances in Computational Tools for Engineering Applications. (ACTEA), 2nd International Conference 2012. pp: 257 – 261.
- [14] Keerthivasan, K., Sharmila, D., Jovhita, J. and Ramanujam, R. “*Modeling SVC and TCSC for Power System Dynamic Simulation*”.
- [15] Mahdad, B., Bouktir, T. y Srairi, K., “*A Three-Phase Power Flow Modelization: A Tool for Optimal Location and Control of FACTS Devices in Unbalanced Power Systems*”. IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 - 32nd Annual Conference. pp: 2238–2243.
- [16] Kundur, P., Paserba, J., Ajarapu, V., Andersson, G., Bose, A., Canizares, C., Hatziargyriou, N., Hill, D., Stankovic, A., Taylor, C., Van Cutsem, T. y Vittal, V., “*Definition and Classification of Power System Stability*”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No. 2, May. 2004. pp. 1387-1401.
- [17] Van Cutsem, T. y Vournas, C. D., “*Voltage Stability Analysis in Transient and Mid-term Time Scales*”. IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 11, Issue: 1. 1996, pp: 146-154.
- [18] Chapman, S., “*Máquinas Eléctricas*”. Mc Graw Hill. 2012. Edición 5.
- [19] Grainger, J. y Stevenson, W. D., “*Análisis de Sistemas de Potencia*”. Mc Graw Hill. 1996.

- [20] Kempner, L., “*Substation Structure Design Guide*”. American Society of Civil Engineers (ASCE), 2007, ISBN978-0-7844-0935-0. ELECTRONIC ISBN978-0-7844-7201-9.
- [21] Mansour, Y., Wilsun, Xu, Alvarado, F. y Chhewang, R., “*SVC placement using critical modes of voltage instability*”. Power Industry Computer Application Conference, 1993. Pp. 131-137.
- [22] Sookananta, B., Galloway, S., Burt, G. M. y McDonald, J. R. “*The Placement of Facts Devices in Modern Electrical Network*”. Universities Power Engineering Conference, 2006. UPEC '06. Proceedings of the 41st International. 2006, V. 2. pp. 780–784.
- [23] Matsuno, K., Iyoda, I. y Oue, Y., “*An Experience of FACTS Development 1980s and 1990s*”. Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific, IEEE/PES, Yokohama, October 2002, pp. 6-10.
- [24] Sobotnik, K. H., Renz, K. W. y Tyll, H., “*Operational Experience and Field Tests of the SVG at Rejsby Hede*”. Power System Technology, POWERCON '98, International Conference, Beijing, August 1998, pp. 18-21.
- [25] Kidd, D., Mehraban, B., Ekehav, B. y Ulleryd, J., “*Eagle Pass Back to Back VSC Installation and Operation*”. Power Engineering Society General Meeting, IEEE 2003, Toronto, pp. 13-17.
- [26] Fardanesh, B. y Schuff, A., “*Dynamic Studies on the NYS Transmission System with the Marcy CSC in the UPFC and IPFC Configurations*”. Transmission and Distribution Conference and Exposition, IEEE PES, September 2007, pp. 7-12.
- [27] Yome, A. S., Mithulanathan, N. y Lee, K. Y., “*A Comprehensive Comparison of FACTS Devices for Enhancing Static Voltage Stability*”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, June 2007, pp. 1-8.
- [28] Kundur, P., “*Power System Stability and Control*”. Mc Graw Hill, 1994.
- [29] Gao, B., Morrison, G. K. y Kundur, P., “*Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis*”, Transactions on Power Systems, IEEE November 1992. Vol. 7, No. 4.

- [30] Phadke, A. R., Basal, S. K. y Niazi K. R., “*A comparison of voltage stability indices for placing shunt FACTS controllers*”. IEEE First international conference on emerging trends in engineering and technology. 2008.
- [31] Acha, E., Fuerte-Esquivel, C., Ambriz-Pérez, H y Angeles-Camacho, C., “*FACTS, Modelling and Simulation in Power Networks*”, John Wiley Sons, England, ISBN 0-470-85271-2, 2004.
- [32] Rehtanz, C. y Justin-Jin, Z., “*New Types of FACTS-Devices for Power System Security and Efficiency*”. PowerTech 2007. IEEE Lausanne. pp. 293 – 298.
- [33] Fuerte-Esquivel, C. R., “*Modelling and Analysis of FACTS Devices*”, PhD Thesis, University of Glasgow, Scotland, UK, 1997.
- [34] Aguayo Rojas y Gustavo A., “*Análisis Comparativo de FACTS en Derivación: STATCOM & SVC*”. Cigré, 37/CE-37.17.
- [35] Mathur M., y Varma, R., “*Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems*”, WILEY-IEEE press, ISBN 0-471-20643-1, 2002.
- [36] Song, Y.H., et al., “*Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*”, IEEE Power and Energy Series 30, ISBN 0-85296-771-3, 1999.
- [37] CIGRE, “*FACTS technology for Open Access*”, JWG 14/37/38/39-24. Aug. 2000.
- [38] Kamarposhti, M. A. y Lesani, H., “*Comparison Between Parallels and Series FACTS Devices on Static Voltage Stability Using MLP Index*”, International Symposium on Power Electronics Electrical Drives Automation and Motion (SPEEDAM), Pisa, Italy, pp. 257-262, June 2010.
- [39] Moazzami, M., Hooshmand, R. A., Khodabakhshian, A., y Yazdanpanah, M., “*Blackout Prevention in Power System using Flexible AC Transmission System Devices and Combined Corrective Actions*”, Electric Power Components and Systems, Vol. 41, No. 15, pp. 1433-1455, October 2013.
- [40] Tan, Y. L., “*Analysis of Line Compensation by Shunt-Connected FACTS Controllers: A Comparison between SVC and STATCOM*”, Power Engineering Review, IEEE, 19(8), pp. 57-58, 1999.

- 
- [41] Sode-Yome, A., Mithulanathan, N., y Lee, K. Y., “*A Comprehensive Comparison of FACTS Devices for Enhancing Static Voltage Stability*”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, Tampa, FL, pp. 1-8, June 2007.
- [42] Ramanathan, B., Elizondo, D., Enslin, J., y Zhang, L., “*Cost Effective FACTS Solution for Transmission Enhancement and its Economic Assessment*”, Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, IEEE/PES, pp. 1-6, 2006.
- [43] Albasri, F. A., Sidhu, T. S., and Varma R. K., “*Performance Comparison of Distance Protection Schemes for Shunt FACTS Compensated Transmission Lines*”, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 22, No. 4, pp. 2116-2125, 2007.
- [44] Report Prepared by the FACTS Application Task force of the FACTS Working Group 15.05.15 of the DC and FACTS Subcommittee of the IEEE Transmission and Distribution Committee, FACTS Applications.
- [45] Stagg G., and El-Abiad, A., “*Computer Methods in Power System Analysis*”, McGraw-Hill, ISBN 007Y857644, 1984.
- [46] Angeles-Camacho, C., Acha, E. y Barrios-Martinez, E. “*Three-phase STATCOM Models for Large-scale Newton-Raphson Power Flow Studies*”. Power Tech, Lausanne, 1-5 July 2007
- [47] Barrios-Martinez, E., Angeles-Camacho, C. y Acha, E., “*Dynamic phase-domain modelling and simulation of STATCOM in large-scale power systems*”. PowerTech 2009, Bucharest, 28 June - 2 July, 2009.
- [48] Kumar, N., Jain, V. y Kumar, S. “*Comparison of Effectiveness of Auxiliary Signals Incorporated in STATCOM for improving Transient Performance of Power System*”, IEEE 5th India International Conference on Power Electronics (IICPE), 2012, pp. 1-5.
- [49] Machowski, J., Bialek, J. W. y Bumby, J. R. “*Power System Dynamics: Stability and Control*”, John Wiley and sons 2008. Sencond edition. ISBN 978-0-470-72558-0.
- [50] Castro, Luis M., Fuerte-Esquivel, C.R., Barrios-Martínez, E. y Angeles-Camacho, C. “*An Integrated Power Flow Solution of Flexible AC Transmission Systems Containing Wind Energy Conversion Systems*”, Renewable Power Generation (RPG 2011), IET. pp. 1-6.

- [51] Muljadi, E., Pasupalati, S., Ellis, A. y Kosterov, D., “*Method of Equivalencing for a Large Wind Power Plant with Multiple Turbine Representation*”, Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Jul. 2008. pp 1- 9.
- [52] Ibarra-Martínez L. A., Angeles-Camacho, C., Bañuelos-Ruedas, F. y Romo-Guzmán, G. “*Incorporación de Modelos de Aerogeneradores al Análisis de Flujos de Potencia Dinámicos*”, IEEE-RVP 2014.
- [53] Neplan Smarter Tools. Fecha de consulta: 9-agosto-2015. Disponible en: <http://www.neplan.ch>.
- [54] Marco A. Borja, Javier Lagunas M., Flor Morales R. “*Resultados de Evaluación del Recurso Eólico. Estado de Zacatecas*”. Zona Cerro La Virgen. Reporte interno. Enero 2007.
- [55] Meisel, J. “*Principles of electromechanical energy conversion*”, Mc Graw-Hill, 1996
- [56] Qingguang, Y., Pei Li, W. y Xie, X. “*Overview of STATCOM Technologies*”. Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. Volume: 2. Pp. 647-652.
- [57] Mwinyiwiwa, B. Boon-Teck, O. Y Wolanski, Z. “*UPFC Using Multiconverter Operated by Phase-Shifted Triangle Carrier SPWM Strategy*”, IEEE Transactions on Industry Applications, Vol. 34, No. 3, May/June 1998.
- [58] Gyugyi, L., Schauder, C. y Sen, K. “*Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 1, January 1997.
- [59] Qi, L. Langston, J. “*Implementation and Validation of a Five-Level STATCOM Model in the RTDS Small Time-Step Environment*”. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. Pp. 1–6.
- [60] Aihong, T. y Fang, G. “*Mathematical model of STATCOM based on switched system*”. Power and Energy Engineering Conference, 2011. pp. 1-4.

- [61] Ghasemi, H. y Caniizares, C. “*Validation of a STATCOM Transient Stability Model through Small-Disturbance Stability Studies*”, International Conference on System of Systems Engineering, 2007. Pp. 1-6.
- [62] Petean-Pina y B.de Araujo. “*Comparison of FACTS STATCOM models for Damping Oscillations in Power System due to Small Perturbations*”. 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America.
- [63] Arockia, E., Venkatesh, P. and Saravanan, M. “*Development of Intelligent Controllers for STATCOM*”. IEEE, 2008. Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. POWERCON 2008. Pp. 1 – 7.
- [64] Tavakoli, B. y Hamill, D. C. “*Average circuit model for angle-controlled STATCOM*”, IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 152, No. 3, May 2005.
- [65] A. Jiménez, P. Maya, G. Espinosa–Pérez y G. Sandoval. “*Modelado y control del STATCOM considerando la dinámica del convertidor*”. Congreso Anual 2010 de la Asociación de México de Control Automático. Puerto Vallarta, Jalisco, México.
- [66] Noroozian, M. and Andersson, G. “*Power Flow Control by Use of Controllable Series Components*”. IEEE 1992. IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 8, Issue: 3. Pp. 1420-1429.
- [67] Noroozian, M., Angquist, L., Ghandari, M. and Andersson, G. “*Improving power system dynamics by series-connected FACTS devices*”. IEEE Transactions on power delivery, vol. 12, no. 4. 1997.
- [68] Hernández, J, y Messina, A., “*Utilización de Dispositivos de Control en la Red de Transmisión para Amortiguar Oscilaciones de Potencia*”. 2<sup>nd</sup> Biennial Congress, CIGRE-México, Irapuato, June 13-15 2001.
- [69] Gupta, S., Tripathi, R. y Dev, R. S. “*Voltage Stability improvement in power systems using FACTS controllers: State of art review*”. IEEE 2010. International Conference on Power, Control and Embedded Systems. Pp. 1-8.

- [70] Mustafa, M. W., Zin, A. A. M. and Abdul Kadir. “*Steady State Analysis of Power Transmission Using Unified Power Flow Controller*”. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES Volume: 3, Pp: 2049-2053.
- [71] CIGRE Task Force 38.02.10, CIGRE technical brochure: “*Modelling of voltage collapse including dynamic phenomena*”, ELECTRA, No. 147, April 1993, pp. 71-77.
- [72] Hingorani, N. G. “*FACTS technology- State of Art, current challenges and the future prospects*”, IEEE 2007. Power Engineering Society General Meeting, 2007. Pp. 1-4.
- [73] Kondo T. y Yokoyama A. “*Power system transient stability Enhancement by STATCOM with nonlinear control System*”, IEEE 2002. International Conference on Power System Technology, 2002. Proceedings. PowerCon 2002. Volume: 3. pp: 1908 – 1912.
- [74] Reed, G., Pape, R. y Takeda, M. “*Advantage of Voltage Sourced Converter (VSC) based design concepts for FACTS and HVDC Link applications*”, IEEE 2003, pp 1816 -1821.
- [75] Wag H.F., “*Modelling multiple FACTS devices into multi-machine power systems and applications*”, 2003 International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume: 25, Issue: 3, pp. 227-237, Mar 2003.
- [76] Joshit K., Behalt A., Jaid A. K., and Mohad N. A., “*Comparative Study of Control Strategies for Fast Voltage Regulation with STATCOMs*”, IEEE 2004, pp 187-192.
- [77] Yang Z., Shen Ch., Crow M. and Zhang L. “*An Improved STATCOM model for Power Flow Analysis*”, IEEE 2000. Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. Volume: 2. Pp. 1121 – 1126.
- [78] Zarringhalami M. y Golkar M.A. “*Analysis of Power System Linearized Model with STATCOM Based Damping Stabilizer*”, IEEE 2008. Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. Pp. 2403–240.
- [79] Wang H. F. “*Interactions and multivariable design of STATCOM AC and DC voltage control. Electrical Power and Energy Systems*”, 25, 2003, pp 387–394
- [80] Radman, G. y Raje, R. “*Dynamic model for power systems with multiple FACTS controllers*”, Electric Power Systems Research 78, 2008, pp 361–371.

- 
- [81] Wang H. F. “*Modelling multiple FACTS devices into multi-machine power systems and applications*”, Electrical Power and Energy Systems 25, 2003, pp 227–237.
- [82] Wenjin D. y Xiangjie C. “*Transient and Steady-state Analysis for STATCOM Mathematical Model*”, IEEE 2009. 2nd International Conference on Power Electronics and Intelligent Transportation System, 2009. Volume: 3. Pp. 271 – 275.
- [83] Sen, K.K. “*STATCOM-STATIC synchronous COMPensator: theory, modelling, and applications*”, IEEE/PES Winter Meeting 1999, Vol. 2, Jan-Feb 1999, pp. 1177-1183.
- [84] Pourbeik, P., Bahrman, M., John, E. y Wong, W. “*Modern Counter measures to blackouts*”. *IEEE Power & Energy magazine*. Vólumen 4, Número 5, pp. 36-45. Sep / Oct 2006.
- [85] Hung-Chi Tsai, Chia-Chu Chu, “*Passivity-based nonlinear statcom controller design for improving transient stability of power systems*”, 2005 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China.
- [86] Cañizares, C., Uzonovic, E. y Reeve, J. “*Transient stability and power flow models of the unified power flow controller for various control strategies*”, Reporte técnico No. 2004-09, Universidad de Waterloo, E&CE, Marzo 2004. pp. 1-13.
- [87] Uros, G. y Mihalic, R., “*Assessment of transient stability in power systems with FACTS*”, IEEE 2003. pp. 230-234.
- [88] Dommel, H. y Sato, N. “*Fast transient stability solutions*”, IEEE Trans. Power App. Syst., Julio/Agosto 1972. pp. 253-260.
- [89] Ye, Y., Kazerani, M. y Quintana, V. “*Current-source converter based STATCOM: Modeling and control*”, IEEE Transactions on Power delivery, Vol. 20. No. 2, April 2005.
- [90] Sode-Yome, A. “*SVC and STATCOM in static voltage stability margin enhancement*”, International Journal of Electrical Engineering education. Powered by bnet.com.
- [91] Yong-gao, Z., Yong, K., Xiao-yuan, L., Li-ming, L. y Peng-cheng, Z. “*A novel double loop control design and analysis of STATCOM*”, IEEE. Industrial Electronics Society, 2005. IECON 2005. 31st Annual Conference of IEEE. P. 6.

- 
- [92] Dussan Povh. “*Modeling of FACTS in power system studies*”, IEEE. Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. Volume: 2. pp. 1435 – 1439.
- [93] Mustafa, A. M.W. Mnhd Zin A., y Abdul Kadir A.F. “*Steady State Analysis of Power Transmission Using Unified Power Flow Controller*” IEEE 2002. Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES. Volume: 3. Pp. 2049-2053.
- [94] Mohan, Undeland, Robbins. “*Power electronics. Converters, applications and design*”. Wiley, 1995.
- [95] Qingguang, Y., Pei Li, W. y Xie, X. “*Overview of STATCOM Technologies*”. IEEE, 2004. Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. 2004, Volume: 2. Pages: 647 – 652.
- [96] Singh, B. Saha A. R. Chandra K. y Al-Haddad “*Static synchronous compensators (STATCOM): a review*” IEEE, IET Power Electronics, 2009, Vol. 2, pp. 297–324.
- [97] Ghasemi, H. y Caniizares, C. “*Validation of a STATCOM Transient Stability Model through Small-Disturbance Stability Studies*” IEEE, 2007. IEEE International Conference on System of Systems Engineering, 2007. Pp. 1 – 6.
- [98] Tavakoli, B. y Hamill, D. C. “*Average circuit model for angle-controlled STATCOM*”, IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 152, No. 3, May 2005.
- [99] Gupta, S., Tripathi, R. y Dev, R. S. “*Voltage Stability improvement in power systems using FACTS controllers: State of art review*”. IEEE 2010. 2010 International Conference on Power, Control and Embedded Systems, pp. 1 – 8.
- [100] Petean-Pina y B.de Araujo. “*Comparison of FACTS STATCOM models for Damping Oscillations in Power System due to Small Perturbations*”. 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America.
- [101] Arockia, E., Venkatesh, P. and Saravanan, M. “*Development of Intelligent Controllers for STATCOM*”. IEEE, 2008. Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. Pp. 1 – 7.

- [102] Hingorani, N. “*FACTS Technology – State of the Art, Current Challenges and the Future Prospects*”. IEEE 2008. Power Engineering Society General Meeting, 2007. Pp. 1 – 4.
- [103] Qi, L. Langston, J. “*Implementation and Validation of a Five-Level STATCOM Model in the RTDS Small Time-Step Environment*”. IEEE, 2009. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. Pp. 1 – 6.
- [104] Aihong, T. y Fang, G. “*Mathematical model of STATCOM based on switched system*”. IEEE. Power and Energy Engineering Conference, 2011. Pp. 1 – 4.
- [105] Mwinyiwiwa, B. Boon-Teck, O. Y Wolanski, Z. “*UPFC Using Multiconverter Operated by Phase-Shifted Triangle Carrier SPWM Strategy*” IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 34, NO. 3, MAY/JUNE 1998.
- [106] Gyugyi, L., Schauder, C. y Sen, K. “*Static synchronous series compensator: a solid-state approach to the series compensation of transmission lines*”. IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, No. 1, January 1997.
- [107] Angeles-Camacho, C., Barrios-Martínez, E. y Fuerte-Esquivel, C. “*Modelado y Simulación de un Controlador Unificado de Flujos de Potencia (UPFC) en el marco de las Fases*” IEEE, RVP 2011.
- [108] El Sayed, H.I., Johnson, B.K., Lai, L.L. y Tse, N., “*Investigation into the advancement of facts and their implementation impact on a utility*“, 8th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, 2009. Pp. 1 – 6.
- [109] Haque, M.H. “*Evaluation of first swing stability of a large power system with various FACTS Devices*“, IEEE Transactions on power systems , Vol. 23, no. 3, pp. 1144-1151. 2008.
- [110] Berge, J., Varma, K. y Wayne, H. “*Bibliography of FACTS 2009/2010 – Part II IEEE Working Group Report*“. IEEE Working Group 15.05.17 on HVDC and FACTS Bibliography HVDC and FACTS Sub Committee of IEEE T&D Committee. IEEE 2011.
- [111] Grunbaum, R. “*FACTS to enhance availability and stability of power transmission*”. PowerTech, 2009 IEEE Bucharest. Pp. 1 – 8.

- [112] Stankovic, A.M., Mattavelli, P., Caliskan, V. and Verghese, G.C. “*Modelling and analysis of FACTS devices with dynamic phasors*“. Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE. Volume: 2. Pp. 1440 - 1446.
- [113] Shao-Ping, H., Yong-Jian, L., Guo-Bin, J. and Ling, L. “*Modeling and dynamic response simulation of GTO-based STATCOM*“. International conference on electrical and control engineering, 2010.
- [114] Qi, Q., Yu, C., Ka Wai, C., Shao-Ping, H., Yong-Jian, L., Guo-Bin, J. y Ling, L. “*Modeling and dynamic response simulation of GTO-based STATCOM*“. International conference on electrical and control engineering, 2010.
- [115] Zhang, X.P., Xue, C.F. y Godfrey, K.R. “*Modeling of static synchronous series compensator (SSSC) in three-phase Newton power flow*“. IEE Proc.- Gen Transm. Distrib., vol. 151, no. 4, 2004.
- [116] Yu, Q., Li, P., Liu, W., and Xie, X. “*Overview of STATCOM technologies*“. IEEE 2004. Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies, 2004. International Conference on Proceedings of the 2004. Volume: 2. Pp. 647 – 652.
- [117] “*Proposed terms & definitions for power system stability*“. IEEE Transactions on power apparatus and systems, vol. pas 10, no. 7, 1982.
- [118] Yingduo, H., Jianye, C., Qirong, J. y Manchung, W. “*Study of FACTS and DFACTS in China*“. 1998. Power Electronics and Motion Control Conference, 2000. Volume: 1. Pp. 39– 45.
- [119] Cañizares, C.A. “*Power flow and transient stability models of FACTS controllers for voltage and angle stability studies*“. IEEE 2000. Power Engineering Society Winter Meeting, Volume: 2. Pp. 1447 – 1454.
- [120] Kakkar, V. and Agarwal, N.K. “*Recent trends on FACTS and D-FACTS*“. Modern electric power systems”, 2010 Wroclaw, Poland. Modern Electric Power Systems, Proceedings of the International Symposium. Pp. 1 – 8.
- [121] Faruque, M.O., Dinavahi, V., Santoso, S. y Adapa, R. “*Review of electromagnetic transient models for non-VSC FACTS*“. IEEE Transactions on power delivery, vol. 20, no. 2. 2005.

- [122] González, J.M., Cañizares, C.A., y Ramírez, J.M. “*Stability modeling and comparative study of series vectorial compensators*”. IEEE Transactions on power delivery, vol. 25, no. 2. 2010.
- [123] Arabi, S. and Kundur, P. “*Stability modeling of storage devices in FACTS applications*”. IEEE 2001. Power Engineering Society Summer Meeting, 2001, Volume: 2. Pp. 767 – 771.
- [124] Singh, B. y Saha, R. “*Enhancing power transfer capacity of transmission system by a reduced magentics based 48-pulse STATCOM controller*”. IEEE 2008. Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. Pp. 1–8.
- [125] Larsson, T., Edris, A., Kidd, D. and Aboytes, F. “*Eagle pass back to back tie: a dual purpose application of voltage source converter technology*”. IEEE 2001. Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. Volume: 3. Pp. 1686 – 1691.
- [126] Arockia, E.X., Venkatesh, P. y Saravanan, M. “*Development of intelligent controllers for STATCOM*”. IEEE 2008. Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, 2008. Pp. 1 – 7.
- [127] Smith, K.S., Ran, L. and Penman, J. “*Dynamic modeling of a unified power flow controller*”. IEE Proc.- Gen. Transm. Distrib. Vol. 144, no.1, 1997.
- [128] Wang, H.F., Swift, F.J. and Li, M. “*A unified model for the analysis of FACTS devices in damping power system oscillations part II: Multi-machine power systems*”. IEEE Transactions on power delivery, vol. 13, no. 4. 1998.
- [129] Wang, H.F. y Swift, F.J. “*A unified model for the analysis of FACTS devices in damping power system oscillations part I: Single-machine infinite-bus power systems*”. IEEE Transactions on power delivery, vol. 12, no. 2. 1997.
- [130] Zarringhalami, M. y Golkar, M.A., “*Analysis of power system linearized model with STATCOM based damping stabilizer*”. Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2008. Pp. 2403 – 240.
- [131] Zhang, X.P. y Chen, H. “*Asymmetrical three-phase load flow study based on symmetrical component theory*”. IEE Proc.- Gen. Transm. Distrib. Vol. 141, no.3, 1994.

- [132] Caldon, R., Mari, A., Paollucci, A. y Turri, R. “*An efficient modular model for static and dynamic analysis of FACTS performances on electric power systems*”. IEEE 1996. International Conference on Electric Power Engineering, 1999. PowerTech Budapest 99. P. 152.
- [133] Johansson, N.P., Nee , H. P. y Angquist, L. “*An adaptive model predictive approach to power oscillation damping utilizing variable series reactance facts devices*”. IEEE 2006. Universities Power Engineering Conference, 2006. Proceedings of the 41st International. Volume: 2. Pp. 790 – 794.
- [134] Noroozian, M. y Andersson, G. “*Power flow control by use of controllable series components*”. Transactions on Power Delivery, 1993, Volume: 8, Issue: 3. Pp. 1420 – 142.
- [135] Noroozian, M., Angquist, L., Ghandari, M. y Andersson, G. “*Improving power system dynamics by series-connected FACTS devices*”. IEEE Transactions on power delivery, vol. 12, no. 4. 1997.
- [136] Azbe, V., Gabrijel, U., Povh, D. y Mihalic, R., “*The energy function of a general multimachine system with a unified power flow controller*”. IEEE Transactions on power systems, vol. 20, no. 3. 2005.
- [137] Azbe, V. y Mihalic, R. “*The control strategy for an IPFC based on the energy function*”. IEEE Transactions on power systems, vol. 23, no. 4. 2008.
- [138] Rein, H., Watts, D., Mi, Z. y Li, J. “*A review of FACTS’ practical consideration and economic evaluation*”. Power and Energy Engineering Conference, 2009. Pp. 1 – 5.
- [139] Fouad, A. y Vittal, V. “*Power system transient stability analysis using the transient energy function method*”. Prentice Hall, 1992.
- [140] Barcón, Santiago., Guerrero, Rafael y Martínez, Iván. “*Calidad de la energía*”. Mc Graw Hill, 2012.

---

## Anexo

$$\frac{\partial P_k^\rho}{\partial e_k^\rho} = 2G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho - (G_{vR}^\rho e_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho) \quad (\text{A.1})$$

$$\frac{\partial P_k^\rho}{\partial f_k^\rho} = 2G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho - (G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho) \quad (\text{A.2})$$

$$\frac{\partial P_k^\rho}{\partial e_{vR}^\rho} = -(G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho) \quad (\text{A.3})$$

$$\frac{\partial P_k^\rho}{\partial f_{vR}^\rho} = -(G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho) \quad (\text{A.4})$$

$$\frac{\partial Q_k^\rho}{\partial e_k^\rho} = -2B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho + (G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho) \quad (\text{A.5})$$

$$\frac{\partial Q_k^\rho}{\partial f_k^\rho} = -2B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho - (G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho) \quad (\text{A.6})$$

$$\frac{\partial Q_k^\rho}{\partial e_{vR}^\rho} = -(G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho) \quad (\text{A.7})$$

$$\frac{\partial Q_k^\rho}{\partial f_{vR}^\rho} = (G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho) \quad (\text{A.8})$$

$$\frac{\partial P_{vR}^\rho}{\partial e_k^\rho} = -(G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho) \quad (\text{A.9})$$

$$\frac{\partial P_{vR}^\rho}{\partial f_k^\rho} = -\left(G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho\right) \quad (\text{A.10})$$

$$\frac{\partial P_{vR}^\rho}{\partial e_{vR}^\rho} = 2G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho - \left(G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho\right) \quad (\text{A.11})$$

$$\frac{\partial P_{vR}^\rho}{\partial f_{vR}^\rho} = 2G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho - \left(G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho\right) \quad (\text{A.12})$$

$$\frac{\partial Q_{vR}^\rho}{\partial e_k^\rho} = -\left(G_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho\right) \quad (\text{A.13})$$

$$\frac{\partial Q_{vR}^\rho}{\partial f_k^\rho} = \left(G_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho\right) \quad (\text{A.14})$$

$$\frac{\partial Q_{vR}^\rho}{\partial e_{vR}^\rho} = -2B_{vR}^{\rho\rho} e_{vR}^\rho + \left(G_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho + B_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho\right) \quad (\text{A.15})$$

$$\frac{\partial Q_{cR}^\rho}{\partial f_{vR}^\rho} = -2B_{vR}^{\rho\rho} f_{vR}^\rho - \left(G_{vR}^{\rho\rho} e_k^\rho - B_{vR}^{\rho\rho} f_k^\rho\right) \quad (\text{A.16})$$