

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE CONTROLADORES
FACTS AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO
NACIONAL PERUANO**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

SERGIO LEÓN ESCALANTE CÁRDENAS

PROMOCIÓN
2000 - I

LIMA - PERÚ
2007

**ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE
CONTROLADORES FACTS AL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL PERUANO**

*A mis padres
Adolfo y Victoria Nelly
a mis hermanas
Veronica y Angelica
y al Prof. Dr. Leonardo Paucar*

SUMARIO

En este trabajo se presenta la aplicación de los Controladores FACTS (flexible ac transmission systems) al sistema eléctrico interconectado nacional peruano (SEIN) en régimen permanente. Los FACTS son usados en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) para incrementar la transferencia de potencia por las líneas de transmisión. Estos Controladores también mejoran la estabilidad electromecánica y la estabilidad de tensión. Se presentan los modelos matemáticos de los Controladores FACTS tales como: SVC, TCSC, STATCOM y UPFC, también se presenta el modelo de un HVDC tipo Back-to-Back. Así mismo se implementó un programa computacional de flujo de potencia (FP) basado en el método de solución de Newton-Raphson con la inclusión de los Controladores FACTS. Los sistemas de prueba usados en este trabajo fueron IEEE30, IEEE118, IEEE300 y a una configuración real simplificada del SEIN representado con 1059 barras y 1215 líneas de transmisión. En el análisis de los resultados obtenidos con los sistemas de prueba, se muestra que con la inclusión de los FACTS en dichos sistemas se tiene varias ventajas, como el control de tensión tanto local como remota, incremento y control de flujo de potencia por las líneas de transmisión, y hasta se puede conseguir una inversión y control en el flujo de potencia tanto activa como reactiva.

ÍNDICE

<i>PRÓLOGO</i>	1
1. CAPÍTULO I	
<i>INTRODUCCIÓN</i>	2
1.1. Antecedentes	2
1.2. Objetivos	3
1.3. Formulación del Problema	3
1.4. Justificativas y Metodologías	4
1.5. Estructura del Trabajo	5
2. CAPÍTULO II	
<i>FLUJO DE POTENCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO</i>	
<i>DE POTENCIA</i>	6
2.1. Introducción	6
2.2. Modelos de los Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia	6
2.2.1. Modelamiento de líneas de transmisión	7
2.2.2. Modelamiento de transformadores	12
2.2.3. Modelamiento de cargas	20
2.2.4. Modelamiento de compensadores	24
2.3. Formulación del Problema de Flujo de Potencia	26
2.3.1. Ecuaciones generales para la potencia activa y reactiva	27
2.3.2. Formulación matricial del problema de flujo de potencia	30
2.3.3. Flujo de potencia con control de límites	33
2.4. Métodos de Solución de Flujo de Potencia	38
2.4.1. Método de Gauss-Seidel	39
2.4.2. Método de Newton-Raphson	41
2.4.3. Método Desacoplado-Rápido	49

2.5. Principales Compensadores de Potencia Reactiva	53
2.5.1. Potencia reactiva	53
2.5.2. Compensadores de potencia reactiva	55
3. <i>CAPÍTULO III</i>	
<i>MODELOS DE LOS CONTROLADORES FACTS EN RÉGIMEN</i>	
<i>PERMANENTE</i>	63
3.1. Introducción	63
3.2. Control de Potencia Reactiva en Sistemas de Transmisión	63
3.2.1. Mejoría del sistema de transmisión	64
3.3. Conceptos y Clasificación de los Controladores FACTS	65
3.3.1. Controladores shunt	66
3.3.2. Controladores serie	68
3.3.3. Controladores de conexión combinados	70
3.3.4. Otros controladores	72
3.4. Control de Potencia Reactiva en un SEP Utilizando FACTS	74
3.5. Formulación Matemática de los FACTS en Régimen Permanente	74
3.6. Modelos de los Controladores FACTS	75
3.6.1. Modelo del static VAR compensator (SVC)	75
3.6.2. Modelo del thyristor controllers serie capacitor (TCSC)	84
3.7. Controladores FACTS a base de Voltage Source Converters (VSC)	89
3.7.1. Conversor de fuentes de tensión (VSC)	89
3.7.2. Modelo del static synchronous compensator (STATCOM)	91
3.7.3. Modelo del unified power flow controller (UPFC)	94
3.7.4. Modelo del HVDC (Back-to-Back)	97
3.8. Implementación de una plataforma computacional integrada	99
3.8.1. Modelamiento del SVC para su inclusión en el FP	101
3.8.2. Modelamiento del TCSC para su inclusión en el FP	104
3.8.3. Modelamiento del STATCOM para su inclusión al FP	110
3.8.4. Modelamiento del UPFC para su inclusión al FP	114
3.8.5. Modelamiento del HVDC (Back-to-Back) para su inclusión al FP	120

4. <i>CAPÍTULO IV</i>	
<i>ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE CONTROLADORES FACTS</i>	
<i>A UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA</i>	124
4.1. Introducción	124
4.2. Sistemas de Prueba Dados por el IEEE	124
4.2.1. Aplicación al sistema de prueba IEEE 30	124
4.2.2. Aplicación al sistema de prueba IEEE 118	132
4.2.3. Aplicación al sistema de prueba IEEE 300	145
4.3. Análisis en Régimen Permanente del SEIN	152
4.3.1. Introducción	152
4.3.2. El sistema eléctrico interconectado nacional peruano (SEIN)	152
4.3.3. Plan referencial de electricidad del 2005 al 2014	154
4.3.4. Análisis en régimen permanente de operación del SEIN	156
4.3.5. Análisis técnico en régimen permanente del SEIN con la inclu- sión de los principales Controladores FACTS	156
<i>CONCLUSIONES</i>	169
<i>ANEXO</i>	172
A. <i>ANEXO A</i>	
<i>Controladores FACTS</i>	173
A.1. Costos estimados de los Controladores FACTS	173
B. <i>ANEXO B</i>	
<i>Elementos de la Matriz Jacobiana:</i>	174
B.1. Elementos de la matriz Jacobiana para flujo de potencia	174
B.2. Matriz Jacobiana Extendida	175
C. <i>ANEXO C</i>	
<i>Datos de los Sistemas Utilizados</i>	176
C.1. Sistema IEEE 30 barras	176
C.2. Datos del Sistema IEEE 118 barras	179

C.3. Datos del Sistema IEEE 300 barras	188
C.4. Datos del SEIN-PERU de 1059 barras y 1215 líneas	189
C.5. Descripción de ingreso de datos para los FACTS	191
<i>BIBLIOGRAFÍA</i>	192

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Distribución de la tensión y corriente en una línea de transmisión	8
2.2. Circuito T de una línea de longitud media	9
2.3. Circuito π con los parámetros agrupados, Modelo π	9
2.4. Circuito equivalente para una línea de transmisión corta	11
2.5. Modelo π de la Línea de Transmisión con sus parámetros para el FP	11
2.6. Circuito equivalente básico para el transformador de dos devanados	13
2.7. Circuito estándar de un transformador de dos devanados	14
2.8. Circuito equivalente π	15
2.9. Transformador de tres devanados	16
2.10. Circuito equivalente para el transformador de 3 devanados	17
2.11. Modelo de transformador de dos devanados para el FP	18
2.12. Modelo de transformador en fase ($t = a$)	18
2.13. Modelo π del transformador en fase ($t = a$)	19
2.14. Transformador desfasador puro	20
2.15. Composición de modelo de carga dinámica y estática	24
2.16. Modelamiento basados en aproximación de componentes	25
2.17. Compensadores: Pasivo (valor fijo) y Activo (B ó Q en función de α ó B)	25
2.18. Flujo de potencia en una línea, Modelo π	27
2.19. Transformador en fase con su representación en π para el FP	28
2.20. Flujo de potencia en un transformador desfasador puro	29
2.21. Flujo de potencia para un transformador desfasador	30
2.22. Inyección de corriente en la barra k	31
2.23. Diagrama de flujo para el control de límite de potencia reactiva, (PQ_L : barra $PV_{violada}$ que pasa a ser de tipo $PQ = PQ_L$)	36
2.24. Diagrama de flujo para el control de límite de potencia reactiva	38
2.25. Método de Newton, función $g(x)$	42
2.26. Método de Newton con derivada constante, función $g(x)$	43

2.27. Diagrama de flujo del método del desacoplado rápido para el cálculo del flujo de potencia	52
2.28. Relación entre la corriente del estator y la corriente de campo del condensador síncrono	57
2.29. Compensador: Reactor saturado	58
2.30. Característica de operación del Reactor saturado	58
2.31. Reactor Controlado por tiristores y capacitor accionado por tiristores	60
2.32. Reactor controlado por tiristores en paralelo con capacitor fijo (TCR-FC)	60
3.1. Configuración de controlador Shunt	66
3.2. STATCOM Capacitivo, inductivo y STATCOM con almacenador de energía	67
3.3. Configuración de controlador tipo Serie	69
3.4. IPFC - Controlador de flujo de potencia entre líneas	71
3.5. UPFC - Controlador de flujo de potencia unificado	72
3.6. GUPFC - Controlador generalizado de flujo de potencia unificado	73
3.7. Diagrama unifilar del reactor controlado por tiristores	76
3.8. Curvas de tensión y corriente para $\alpha = 120^\circ$	78
3.9. Curvas de tensión y corriente para $\alpha = 160^\circ$	78
3.10. Susceptancia del TCR versus el ángulo de disparo α	80
3.11. Susceptancia del TCR versus el ángulo de disparo α	81
3.12. Modelo del SVC (TCR-FC)	81
3.13. Reactancia del SVC en función del ángulo de disparo (α)	82
3.14. Susceptancia del SVC en función del ángulo de disparo (α)	83
3.15. Curvas de la susceptancia del SVC en función del ángulo de disparo (α)	84
3.16. Modelo del TCSC como TCR en paralelo con un capacitor fijo	85
3.17. Circuito básico unifilar del TCR en paralelo con FC (TCSC)	85
3.18. Circuito de operación del TCSC (tiristor conduce/no-conduce, $u = 1/0$)	86
3.19. Reactancia del TCSC en función del ángulo de disparo (α)	87
3.20. Susceptancia del TCSC en función del ángulo de disparo (α)	88
3.21. Punto de resonancia de la Fig. 3.19, $\alpha = 142.8^\circ$	88
3.22. $X_{TCSC}(\alpha)$, mostrando los puntos de resonancia	89
3.23. Punto de resonancia de la Fig. 3.22	89

3.24. Configuración usada en el conversor de fuente de tensión	90
3.25. Función básica del conversor de fuente de tensión	90
3.26. Conversor de fuente de tensión de onda completa 3ϕ	91
3.27. Principio de conexión del STATCOM al SEP, su circuito equivalente e intercambio de potencia reactiva	92
3.28. Características del STATCOM V vs. I	93
3.29. STATCOM con Almacenador de energía y el intercambio de potencia entre el STATCOM y el sistema <i>ac</i>	93
3.30. Representación de la operación del STATCOM, intercambio P y Q	94
3.31. Operación de control del UPFC, a)Regulación de tensión, b)Impedancia de línea, c)Desfasador, d)Control simultaneo de tensión, impedancia y ángulo	95
3.32. Modelo simple del UPFC representado como barra de carga y de generación	96
3.33. Modelo del UPFC con convertidores shunt y serie	96
3.34. Enlaces de conexión del HVDC	98
3.35. Enlace de conexión Back-to-Back	99
3.36. Representación del SVC en un SEP para un control Local	101
3.37. Representación del SVC en un SEP para un control remoto	103
3.38. TCSC entre las barras k y m , indicando las variables de control	105
3.39. TCSC dentro de un sistema eléctrico de potencia (entre las barras k y m)	105
3.40. Representación del TCSC en un SEP para control de potencia	106
3.41. Modelo del STATCOM a ser incluido al FP	110
3.42. Modelo del STATCOM en el sistema eléctrico de potencia	111
3.43. Modelo del STATCOM a ser incluido al FP	113
3.44. Circuito equivalente del UPFC, de la Fig. 3.33, para el FP	114
3.45. Modelo del HVDC Back-to-Back como dos convertidores (VSC) shunt	120
3.46. Modelo del HVDC en el sistema eléctrico de potencia	120
4.1. Sector Eléctrico Peruano	153
4.2. Evolución del Sistema interconectado Nacional	153
4.3. Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN	155
B.1. Matriz Jacobiana Extendida debido a SVC, TCSC, UPFC y HVD	175

ÍNDICE DE TABLAS

2.1. Requerimientos de potencia reactiva para la compensación con diversos factores de potencia	55
2.2. Ventajas y desventajas de equipamientos de potencia reactiva	61
2.3. Comparación de diferentes compensadores de reactivos	62
3.1. Características de los VSC de acuerdo al número de pulsos (válvulas)	91
3.2. Intercambio de potencia entre el STATCOM y el sistema <i>ac</i> SEP	95
3.3. Configuración de los parámetros de los elementos del SEP	100
4.1. Características de los sistemas de prueba IEEE	125
4.2. Caso base, máxima y mínima demanda del IEEE 30 sin FACTS	125
4.3. Sistema IEEE 30 barras, caso base	127
4.4. Flujos de potencia en la línea donde se coloca el TCSC, IEEE 30 caso base	128
4.5. Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 30, caso base	128
4.6. Sistema IEEE 30 barras, máxima demanda	129
4.7. Flujo de potencia en la línea donde se coloca el TCSC, IEEE 30 barras máxima demanda	130
4.8. Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 30 barras, máxima demanda	130
4.9. Sistema IEEE 30 barras, mínima demanda	131
4.10. Flujo de potencia en la línea donde se coloca el TCSC, IEEE 30 mínima demanda	132
4.11. Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 30, mínima demanda	132
4.12. Caso base y máxima demanda del IEEE 118	133
4.13. Sistema IEEE 118 barras caso base	134
4.14. Flujo de potencia en líneas donde se coloca el TCSC, UPFC y HVDC, IEEE 118 barras caso base	135

4.15. Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 118, caso base	136
4.16. Resultado del UPFC y HVDC para el sistema IEEE 118, caso base	137
4.17. Sistema IEEE 118, máxima demanda	138
4.18. Sistema IEEE 118 barras, máxima demanda (control del HVDC inverso)	140
4.19. Flujo de potencia en líneas donde se coloca el TCSC, UPFC y HVDC, IEEE 118 barras máxima demanda	141
4.20. Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 118 barras, máxima demanda	142
4.21. Resultado del UPFC y HVDC, sistema IEEE 118 máxima demanda	142
4.22. Resultado del SVC y TCSC (Control inverso del HVDC) para el sistema IEEE 118, máxima demanda	143
4.23. Resultado del UPFC y HVDC (sentido inverso) para el IEEE 118, max- ima demanda	144
4.24. Caso base del sistema IEEE 300 barras	146
4.25. Caso base del sistema IEEE 300 barras	147
4.26. Flujo de potencia en líneas donde se coloca el TCSC, UPFC y HVDC, IEEE 300 máxima demanda	150
4.27. Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 300 barras, máxima demanda	150
4.28. Resultado del UPFC y HVDC para el sistema IEEE 300, máxima demanda	151
4.29. Areas que comprende el SEIN de 1059 barras y 1215 líneas	157
4.30. SVC instaladas en el SEIN de 1059 barras y 1215 líneas	157
4.31. SEIN de 1059 barras y 1215 líneas	160
4.32. SEIN 1059 barras con inclusión de 6 SVC	164
4.33. SEIN 1059 barras y 1215 líneas, inclusión de FACTS	166
4.34. Resultado de los 6 SVC para el SEIN de 1059 barras	167
4.35. Flujo de potencia en líneas donde se coloca los TCSC, UPFC y HVDC, SEIN de 1059 barras	167
4.36. Resultado del SVC y TCSC para el SEIN de 1059 barras	168
4.37. Resultado del UPFC y HVDC para el SEIN de 1059 barras	168
A.1. Costos estimados de Controladores	173
C.1. Datos de barra del sistema IEEE 30	176

C.2. Datos de generadores del sistema IEEE 30	177
C.3. Datos de líneas del sistema IEEE 30	177
C.4. Datos de SVC usados en el FP para el sistema IEEE 30	178
C.5. Datos de TCSC usados en el FP para el sistema IEEE 30	178
C.6. Datos de barra del sistema IEEE 118	179
C.7. Datos de generadores del sistema IEEE 118	182
C.8. Datos de líneas del sistema IEEE 118	183
C.9. Datos de SVC usados en el FP para el sistema IEEE 118	187
C.10. Datos de TCSC usados en el FP para el sistema IEEE 118	187
C.11. Datos de UPFC usados en el FP para el sistema IEEE 118	188
C.12. Datos de HVDC usados en el FP para el sistema IEEE 118	188
C.13. Datos de SVC usados en el FP para el IEEE 300	188
C.14. Datos de TCSC usados en el FP para el IEEE 300	188
C.15. Datos de UPFC usados en el FP para el IEEE 300	189
C.16. Datos de HVDC usados en el FP para el IEEE 300	189
C.17. Datos de los 6 SVC usados en el FP para el SEIN	189
C.18. Datos de SVC usados en el FP para el SEIN	190
C.19. Datos de TCSC usados en el FP para el SEIN	190
C.20. Datos de UPFC usados en el FP para el SEIN	190
C.21. Datos de HVDC usados en el FP para el SEIN	190
C.22. Descripción de las variables de entrada para el SVC, TCSC, UPFC y HVDC usados en el FP	191

PRÓLOGO

En el presente trabajo se desarrolló un análisis de los Controladores FACTS en régimen permanente aplicados al sistema interconectado nacional peruano, para esto se realizó una revisión de los conceptos involucrados en la operación en régimen permanente de los sistemas eléctricos de potencia.

Se hace una descripción de la problemática del análisis de la operación en régimen permanente en los actuales sistemas eléctricos de potencia con respecto a los controladores FACTS.

Se hizo una revisión de los elementos que componen un sistema eléctrico de potencia para su respectivo modelo, cálculo e implementación del flujo de potencia.

El propósito principal del trabajo es mostrar la gran flexibilidad que traen los Controladores FACTS en régimen permanente dentro de un sistema eléctrico de potencia, como son: el control de tensión y el aumento del límite de transferencia de potencia por las líneas de transmisión, también la posibilidad de controlar el flujo de potencia activa como la reactiva por una línea de transmisión.

Dentro de la estructura de este trabajo tenemos la revisión bibliográfica de los actuales publicaciones de investigación concernientes a los controladores FACTS para un análisis en régimen permanente. Conceptos del cálculo del flujo de potencia y métodos usados para la resolución de este problema. Construcción de los módulos del programa computacional, producto de la investigación realizada para el análisis de los controladores FACTS en sistemas eléctricos de potencia (módulo de flujo de potencia sin FACTS y con la inclusión de FACTS) y análisis de operación en régimen permanente del sistema interconectado nacional peruano mediante el prototipo computacional construido.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) están creciendo en dimensión y en complejidad a medida que aumenta el número de interconexiones. Un sistema interconectado de potencia está conformado por unidades generadoras, líneas de transmisión, cargas, transformadores (con taps variables y desfasadores), compensadores síncronos, líneas de transmisión en corriente continua HVDC (High Voltage Direct Current), controladores FACTS (Flexible AC Transmission System) que conforma controladores de tensión, controladores de potencia activa y reactiva.

El objetivo principal de los sistemas eléctricos de potencia consiste en satisfacer en forma continua la potencia eléctrica contratada para todos los consumidores. Actualmente los sistemas de potencia son considerados como los sistemas más complejos construidos por el hombre y son supervisados por los operadores cuya función consiste en mantener la tensión y la frecuencia dentro de sus límites pre-establecidos, que las líneas de transmisión operen efectivamente dentro de sus límites térmicos manteniendo un margen de seguridad con la finalidad de lograr tiempos de interrupciones y corte de energía mínimas.

El funcionamiento de los Controladores FACTS se basa en la teoría de la electrónica de potencia. Las primeras implementaciones fueron introducidas por Narain G. Hingorani en 1980, el objetivo de estos equipamientos es hacer más flexible el sistema de transmisión, controlando no solo la tensión sino también el flujo de la potencia activa y reactiva, e inclusive tener la posibilidad de controlar la dirección del flujo de potencia por una determinada línea de transmisión. [1]

El sistema de transmisión, por lo general, opera por debajo de sus límites térmicos, debido a la restricción de estabilidad electromecánica, por estabilidad de tensión, y por el límite de flujo de potencia no controlable. Los controladores FACTS hacen posible operar el sistema de transmisión cerca al límite térmico de fabricación.

Los controladores FACTS cumplen diferentes funciones en los SEP, así como por ejemplo, en régimen permanente el sistema puede tener un mayor grado de libertad con la utilización de los FACTS. En casos de grandes perturbaciones estos equipamientos pueden aumentar el límite de transferencia de potencia en las líneas de transmisión. El amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas del sistema puede ser aumentado a través de la modulación de pequeños capacitores en serie con las líneas de transmisión, también con el ajuste de los parámetros que componen dicho equipamiento.

Se tiene actualmente controladores FACTS instalados en casi todo el mundo como en Alaska, Alemania, Argentina, Brasil, Canadá, China, India, Inglaterra, Japón, México, Perú, Polonia, Noruega y en Estados Unidos, este último es el país con mayor número de FACTS instalados. [2].

1.2. Objetivos

El objetivo de este trabajo de tesis consiste en implementar una metodología computacional para resolver el problema de flujo de potencia considerando los controles tradicionales de tensión (Centrales eléctricas, banco de condensadores, banco de reactores y transformadores con taps) y controladores FACTS, mediante el método de Newton. Asimismo, para verificar la metodología implementada se utiliza como sistema de prueba los diversos sistemas eléctricos de potencia de prueba encontrados en la literatura de la IEEE, finalmente se resuelve el problema de flujo de potencia en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

1.3. Formulación del Problema

Los problemas comunes de los sistemas independientes de operaciones es la de mantener la tensión y la frecuencia dentro del rango permitido. Este problema es más pronunciado cuando el sistema es mayor y engloba otros sistemas como de otros países en sistemas interconectados. La existencia de contratos de compra y venta de potencia activa y/o reactiva en sistemas grandes ó muy grandes es alto, por tal motivo es necesario mantener los valores especificados en los contratos a valores constantes ó a variaciones mínimas del valor especificado. Es necesario tener una flexibilidad en la operación de los sistemas eléctricos de potencias grandes ó muy grandes ya que estos sistemas interconectan varios centros de controles tanto locales como regionales.

Los Controladores FACTS ayudan a los sistemas de energía eléctrica a una mejor operación en régimen permanente y se puede controlar los flujos en las líneas, consiguiéndose aumentar la capacidad de transferencia de energía y un control de potencia activa, potencia reactiva y control de tensión. Basado en este concepto, se presenta una formulación matemática de los Controladores FACTS, para análisis en régimen permanente.

Se ha realizado una implementación computacional de flujo de potencia con los Controladores FACTS, para obtener un programa de análisis de redes de transmisión basado en algunas características del programa computacional comercial WinFlu [3] con Controladores FACTS.

1.4. Justificativas y Metodologías

En los últimos años los sistemas eléctricos de potencia que conforman el sector eléctrico peruano han tenido la necesidad de interconectarse debido a las ventajas que presenta la operación y control de los sistemas interconectados. La topología del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se caracteriza por ser predominantemente radial en las Área Norte y Sur. La Línea L-2215 que interconecta el Área Norte con el Área Centro y las líneas L-2051, L-2052, L-2053 y L-2054 conforman la interconexión entre el Área Centro y Área Sur (Mantaro-Cotaruse-Socabaya). Estas líneas son las que ocasionan los problemas más serios de estabilidad angular (Estabilidad Transitoria y Estabilidad Permanente) y estabilidad de tensión. Se prevé que la solución de estos problemas por medio de procedimientos tales como compensación serie mediante bancos de condensadores fijos no garantiza una buena operación en un amplio margen de variación de carga, por tanto es necesario la acción de controladores en tiempo real para mejorar el comportamiento del sistema tanto en estado estacionario así como en estado dinámico. La tecnología de controladores FACTS ofrece muchas ventajas para operar y controlar con alta seguridad y calidad los sistemas de potencia.

- Regulación de Tensión: Mantiene un determinado perfil de tensión, previene el colapso de tensión y limita sobre-tensiones.
- Flujo de Potencia: Incrementa la capacidad de transmisión, permite evitar y controlar congestionamientos.

- Mejora el Comportamiento de los sistemas de Potencia: Estabilidad angular y estabilidad de tensión.

La interconexión eléctrica andina entre Perú, Ecuador, Colombia y Bolivia constan de varias etapas, por ejemplo la interconexión con Ecuador tiene tres etapas, de las cuales se encuentra terminada la primera etapa. La interconexión con Bolivia se encuentra en estudio de factibilidad y convocatorias a empresas interesadas en dicho estudio.

La metodología propuesta incluye técnicas recientes de modelamiento computacional eficiente de los elementos encontrados en los sistemas eléctricos de potencia para estudio en régimen permanente.

1.5. Estructura del Trabajo

En el Capítulo 2 se presenta el desarrollo teórico de los modelos que componen un sistema eléctrico de potencia, la formulación del problema de flujo de potencia ó de carga, los métodos de solución para el flujo de potencia y una pequeña introducción de los compensadores y control de potencia reactiva.

En el Capítulo 3 se presenta los modelos de los Controladores FACTS en régimen permanente: SVC, TCSC, STATCOM, el UPFC y el HVDC. Se diseña los módulos del programa para el análisis del comportamiento de los controladores FACTS en estado estacionario de sistemas eléctricos de potencia (módulo de Flujo de Potencia sin FACTS con la inclusión de FACTS).

En el Capítulo 4 se presenta el análisis con sus respectivos resultados de la aplicación de los Controladores FACTS en régimen permanente a los sistemas de pruebas IEEE 30, IEEE 118 y IEEE 300 barras. Introducción a la situación del Sector eléctrico peruano y análisis de la operación en régimen permanente del sistema interconectado nacional peruano mediante el prototipo computacional desarrollado construido

En el Capítulo 5 se dan las conclusiones y consideraciones finales, trabajos futuros y alcances para una futura investigación en el análisis de la estabilidad electromecánica y de tensión de los sistemas eléctricos de potencia con la inclusión de los controladores FACTS, con la finalidad de estudiar el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia.

CAPÍTULO II

FLUJO DE POTENCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.1. Introducción

El cálculo del flujo de potencia (o flujo de carga) en un sistema de energía eléctrica consiste en determinar las condiciones en que está siendo operado; esto es conocer los flujos en las líneas de transmisión, los valores de las tensiones en todas las barras del sistema, así como otros parámetros de interés.

El estado en régimen permanente ó estacionario puede ser determinado al encontrar el flujo de potencia activa y reactiva, tensiones y ángulos en las barras del sistema eléctrico dado un conjunto de condiciones de carga.

Desde el punto de vista del modelo matemático, el FP consiste en resolver un conjunto de ecuaciones algebraicas no-lineales las cuales representan el sistema eléctrico de potencia bajo condiciones en estado estacionario. Este tipo de representación es utilizada en situaciones donde las variaciones con el tiempo son suficientemente lentas, de modo que se puede ignorar los efectos transitorios.

La expansión, el planeamiento y la operación diaria de un sistema eléctrico de potencia (SEP), es realizado sobre un estudio extendido del flujo de potencia [4], la información obtenida por tal estudio, indica si las tensiones en las barras y el flujo de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión y transformadores, están dentro de los límites de operación pre-establecidos. Si la tensión en algunas barras está fuera de los límites, se realizará la acción apropiada para regularlas, de igual manera en caso que el flujo de potencia por las líneas de transmisión está fuera de la capacidad permitida, se tomará la acción respectiva para corregirlas.

2.2. Modelos de los Elementos de un Sistema Eléctrico de Potencia

Se indica los modelos de los componentes de un sistema eléctrico de potencia, donde se enfatiza aquellos que fueron implementados.

2.2.1. Modelamiento de líneas de transmisión

La transmisión aérea y subterránea son los principales enlaces para transmitir la energía eléctrica. En sistemas de potencia de alta y extra alta tensión la transmisión es aérea. Las líneas de transmisión pueden ser representadas ó modeladas de acuerdo al tipo de estudio a ser realizadas. Para estudios de simulación transitoria en un programa de transitorios electromagnéticos, los parámetros longitudinales de las líneas de transmisión varían con la distancia y la frecuencia [5]. Para el caso de este estudio se tendrá un modelo más práctico, usados en estudios en régimen permanente y transitorio.

Una línea de transmisión tiene cuatro parámetros: la resistencia, la inductancia (que constituyen la impedancia en serie de la línea), la capacitancia y la conductancia (que determinan la admitancia en paralelo entre conductores ó entre fase y neutro). Las líneas de transmisión pueden ser clasificadas de acuerdo a su longitud: corta, media y larga. Para la *longitud corta* (Fig.2.4), la susceptancia capacitiva total es muy pequeña, pudiendo ser despreciada; en las de *longitud media* (Fig.2.3), es considerada que la mitad de la capacitancia esté agrupada en cada extremo de la línea, sin que exista errores apreciables en el calculo de la tensión y la intensidad en los terminales; por último las de *longitud largas* (Fig.2.1), la resistencia, inductancia y capacitancia están uniformemente repartidos a lo largo de la línea; y para el calculo exacto de los parámetros hay que considerar dicha distribución. [6]

a) Línea de longitud larga

En la figura 2.1 se muestra un diagrama esquemático de una línea de transmisión larga [4]

En dicha figura se indica la distribución de la tensión y la corriente, donde:

$z = R + j\omega L$: impedancia serie por unidad de longitud/fase

$y = G + j\omega C$: admitancia shunt por unidad de longitud/fase

l : longitud de la línea de transmisión

De la Fig.2.1 se obtiene las ecuaciones (2.1) y (2.2).

$$d\bar{V} = \bar{I}(zdx) \quad \Rightarrow \quad \frac{d\bar{V}}{dx} = \bar{I}z \quad (2.1)$$

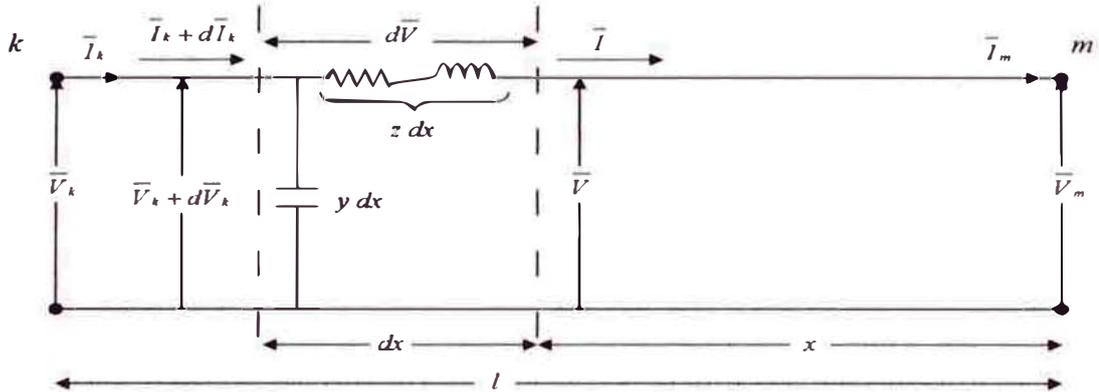


Fig. 2.1: Distribución de la tensión y corriente en una línea de transmisión

También:

$$d\bar{I} = \bar{V}(y dx) \quad \Rightarrow \quad \frac{d\bar{I}}{dx} = \bar{V}y \quad (2.2)$$

Luego, se obtiene la expresión para la tensión \bar{V} y la corriente \bar{I} , dadas por las ecuaciones (2.3) y (2.4), que nos permiten hallar la tensión y la corriente en cualquier punto de la línea.

$$\bar{V} = \frac{\bar{V}_m + Z_C \bar{I}_m}{2} e^{\gamma x} + \frac{\bar{V}_m - Z_C \bar{I}_m}{2} e^{-\gamma x} \quad (2.3)$$

$$\bar{I} = \frac{\bar{V}_m / Z_C + \bar{I}_m}{2} e^{\gamma x} - \frac{\bar{V}_m / Z_C - \bar{I}_m}{2} e^{-\gamma x} \quad (2.4)$$

Donde:

$$Z_C = \sqrt{z/y} = \sqrt{\frac{R + j\omega L}{G + j\omega B}} \quad (2.5)$$

$$\gamma = \sqrt{yz} = \alpha + j\beta \quad (2.6)$$

Z_C es la impedancia característica de la línea y γ es la constante de propagación. La parte real de γ es llamada de constante de atenuación y la parte imaginaria es llamada constante de fase.

b) Línea de longitud media

Las ecuaciones (2.3) y (2.4) proveen una descripción completa del desempeño de la línea de transmisión. De cualquier forma, para propósitos de análisis que envuelven interconexión con otros elementos del sistema, es mas conveniente usar su circuito equivalente el cual represente el desempeño de la línea pero vista desde sus terminales.

En la Fig.2.2 se muestra el circuito equivalente en T, de una línea media, donde la capacitancia de la línea se encuentra concentrada en el punto medio de la línea. La impedancia Z_e es igual a la impedancia serie total de la línea (zl), y Y_e es igual a la admitancia total de la línea (yl), esto por fase y con respecto al neutro.

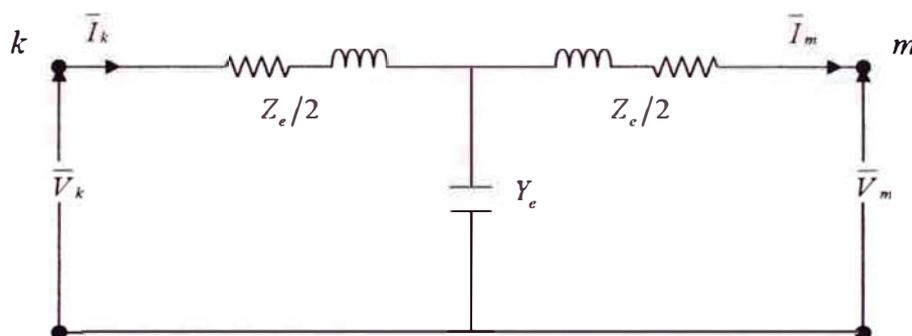


Fig. 2.2: Circuito T de una línea de longitud media

Para los cálculos en que intervienen la capacitancia, se considera líneas medias aquellas que están entre 80 y 240 km, para líneas mayores de 240 km sería preciso utilizar las constantes distribuidas para una mejor precisión, aunque en ciertos casos se puede aplicar el modelo π para líneas de hasta 320 km.

En la Fig.2.3 se muestra el circuito π donde los parámetros de la línea son agrupados. Este vendría a ser el modelo de la línea de transmisión que se va usar y se conoce como modelo π .

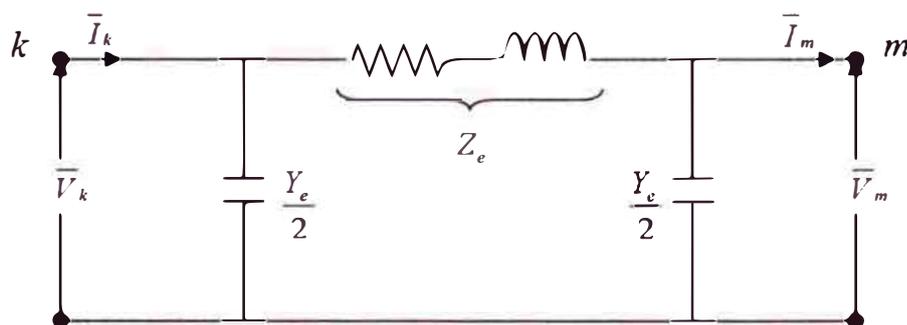


Fig. 2.3: Circuito π con los parámetros agrupados, Modelo π

De las ecuaciones (2.3) y (2.4) se hace $x = l$, donde:

$$\begin{aligned}\bar{V}_k &= \bar{V}_m \frac{e^{\gamma l} + e^{-\gamma l}}{2} + Z_C \bar{I}_m \frac{e^{\gamma l} - e^{-\gamma l}}{2} \\ &= \bar{V}_m \cosh(\gamma l) + Z_C \bar{I}_m \sinh(\gamma l)\end{aligned}\quad (2.7)$$

$$\bar{I}_k = \bar{I}_m \cosh(\gamma l) + \frac{\bar{V}_m}{Z_C} \sinh(\gamma l) \quad (2.8)$$

De la figura 2.3 se obtiene la ecuación (2.9)

$$\begin{aligned} \bar{V}_k &= Z_e (\bar{I}_m + \frac{Y_e}{2} \bar{V}_m) + \bar{V}_m \\ &= (\frac{Z_e Y_e}{2} + 1) \bar{V}_m + Z_e \bar{I}_m \end{aligned} \quad (2.9)$$

Luego comparando las ecuaciones (2.7) y (2.9) se obtiene la impedancia de la línea y la admitancia generada por el efecto capacitivo de ella:

$$Z_e = Z_C \sinh(\gamma l) \quad (2.10)$$

$$\frac{Y_e}{2} = \frac{1}{Z_C} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \quad (2.11)$$

Si $\gamma l \ll 1$, entonces Z_e y Y_e pueden ser aproximados como:

$$\begin{aligned} Z_e &= Z_C \sinh(\gamma l) \\ &= Z_C (\gamma l) \\ &= z l = Z \end{aligned} \quad (2.12)$$

$$\begin{aligned} \frac{Y_e}{2} &= \frac{1}{Z_C} \tanh\left(\frac{\gamma l}{2}\right) \\ &= \frac{1}{Z_C} \left(\frac{\gamma l}{2}\right) \\ &= \frac{y l}{2} = \frac{Y}{2} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Estas ecuaciones representan la impedancia total serie $z l$ (Ec. (2.12)) y la admitancia total shunt $y l$ (Ec. (2.13)), su aproximación es buena si $l < 10000$ km/frec. (≈ 170 km a 60 Hz) para líneas aéreas y $l < 3000$ km/frec. (≈ 50 km a 50 Hz) para cables subterráneos.

Para el cálculo del flujo de potencia se utilizará este modelo π .

c) Línea de longitud corta

En la figura 2.4 se muestra el circuito equivalente de una línea corta. Para el cálculo de la capacitancia, se considera líneas cortas aquellas que son menores a 80

km.

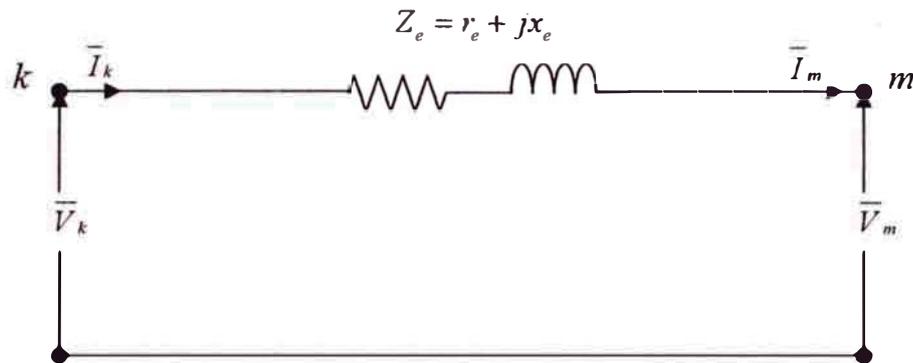


Fig. 2.4: Circuito equivalente para una línea de transmisión corta

Como se observa en la figura, $\bar{I}_k = \bar{I}_m$, y la tensión en el extremo k , es dada por la Ec. (2.14)

$$\bar{V}_k = \bar{V}_m + Z_e \bar{I}_m \quad (2.14)$$

Donde, Z_e es la impedancia total de la línea.

d) Modelo usado para la implementación del FP

En la Fig.2.5 se muestra el modelo π a usarse en este trabajo con sus respectivos parámetros donde será implementado en el flujo de potencia [7]:

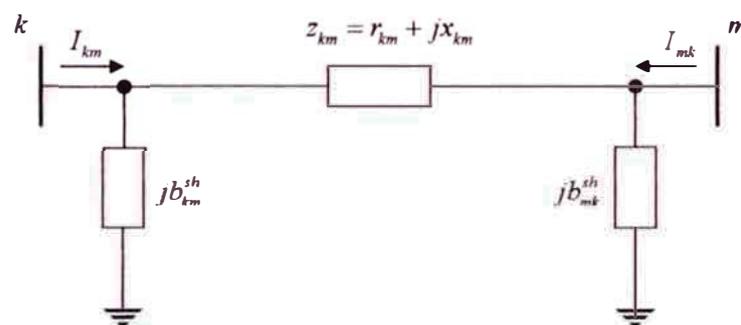


Fig. 2.5: Modelo π de la Línea de Transmisión con sus parámetros para el FP

En dicha figura se tiene:

$$y_{km} = g_{km} + jb_{km} = z^{-1} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} - j \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.15)$$

Donde la conductancia y susceptancia serie esta dada por las ecuaciones (2.16) y (2.17) respectivamente.

$$g_{km} = \frac{r_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.16)$$

$$b_{km} = \frac{x_{km}}{r_{km}^2 + x_{km}^2} \quad (2.17)$$

Las corrientes indicadas en la Fig.2.5, son dadas por las ecuaciones (2.18) y (2.19).

$$I_{km} = y_{km}(\bar{V}_k - \bar{V}_m) + jb_{km}^{sh} \bar{V}_k \quad (2.18)$$

$$I_{mk} = y_{km}(\bar{V}_m - \bar{V}_k) + jb_{km}^{sh} \bar{V}_m \quad (2.19)$$

Donde: $\bar{V}_k = V_k e^{j\theta_k}$ y $\bar{V}_m = V_m e^{j\theta_m}$

2.2.2. Modelamiento de transformadores

En sistemas de potencia, la potencia transmitida sufre cuatro a cinco transformaciones de tensión, desde los generadores hasta el consumidor final. Consecuentemente el rango de la suma de los MVA de todos los transformadores en un sistema de potencia es cerca de cinco veces del rango de la suma de las MVA de todos los generadores. [4]

En un sistema de potencia existen transformadores de dos y tres devanados, aquí se presenta el modelo del transformador de dos devanados y su modelamiento va a depender de la posición del tap (lado primario ó secundario). El cambio de la relación de transformación es requerido para compensar las variaciones de tensión del sistema. Cuando la relación de transformación es pequeña, son usados auto-transformadores, por su bajo costo, alta eficiencia y mejor regulación; todo esto en comparación con los transformadores convencionales de dos devanados.

Se tiene dos tipos de transformadores de acuerdo al cambio del tap: transformador de cambio manual el cual tiene que estar desenergizado para realizar el cambio del tap (usado en caso que la variación del crecimiento de la carga es a largo plazo); y el otro transformador donde el cambio del tap puede ser realizado bajo carga (ULTC: under-load tap changing), este es usado cuando la relación del cambio es frecuente como por ejemplo en variaciones diarias. Los taps normalmente varían en el rango de $\pm 10\%$ a 15% de la relación de transformación nominal.

a) Circuito equivalente básico

En la figura 2.6 se muestra el circuito equivalente base de un transformador de dos devanados, de donde se puede obtener las ecuaciones (2.20) y (2.21) para las tensiones en el lado primario y secundario respectivamente, donde la reactancia magnetizante X_{mp} se ha despreciado.

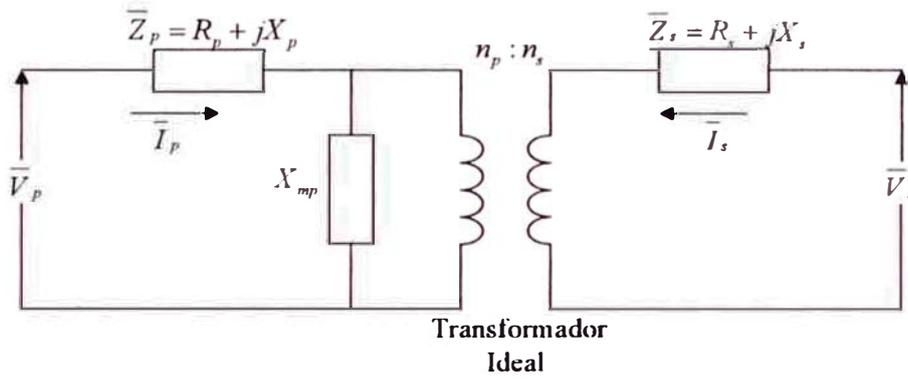


Fig. 2.6: Circuito equivalente básico para el transformador de dos devanados

$$\bar{V}_p = Z_p \bar{I}_p + \frac{n_p}{n_s} \bar{V}_s - \frac{n_p}{n_s} \bar{Z}_s \bar{I}_s \quad (2.20)$$

$$\bar{V}_s = Z_s \bar{I}_s + \frac{n_s}{n_p} \bar{V}_p - \frac{n_s}{n_p} \bar{Z}_p \bar{I}_p \quad (2.21)$$

Sea:

Z_{p0} = Z_p en posición nominal del tap del lado primario

Z_{s0} = Z_s en posición nominal del tap del lado secundario

n_{p0} = número nominal de vueltas del lado primario

n_{s0} = número nominal de vueltas del lado secundario

X_{mp} = Reactancia magnetizando referido al lado primario

Reemplazando en las ecuaciones (2.20) y (2.21), para obtener los términos en función de valores nominales:

$$\bar{V}_p = \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 Z_{p0} \bar{I}_p + \frac{n_p}{n_s} \bar{V}_s - \frac{n_p}{n_s} \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 \bar{Z}_{s0} \bar{I}_s \quad (2.22)$$

$$\bar{V}_s = \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 Z_{s0} \bar{I}_s + \frac{n_s}{n_p} \bar{V}_p - \frac{n_s}{n_p} \left(\frac{n_p}{n_{p0}} \right)^2 \bar{Z}_{p0} \bar{I}_p \quad (2.23)$$

Ahora, la relación de números de vueltas se relaciona las tensiones base como:

$$\frac{n_{p0}}{n_{s0}} = \frac{V_{pbase}}{V_{sbase}} = \frac{Z_{pbase} I_{pbase}}{Z_{sbase} I_{sbase}} \quad (2.24)$$

Luego, en las ecuaciones (2.25) y (2.26) se muestran las tensiones en el lado primario y secundario en por unidad (pu), esto se ha conseguido reemplazando la Ec. (2.24) en las ecuaciones (2.22) y (2.23) respectivamente.

$$\hat{v}_p = \hat{n}_p^2 \hat{Z}_{p0} \hat{i}_p + \frac{\hat{n}_p}{\hat{n}_s} \hat{v}_s - \hat{n}_s \frac{\hat{n}_p}{\hat{n}_s} \hat{Z}_{s0} \hat{i}_s \quad (2.25)$$

$$\hat{v}_s = \hat{n}_s^2 \hat{Z}_{s0} \hat{i}_s + \frac{\hat{n}_s}{\hat{n}_p} \hat{v}_p - \hat{n}_p \frac{\hat{n}_s}{\hat{n}_p} \hat{Z}_{p0} \hat{i}_p \quad (2.26)$$

Donde, \hat{v}_p , \hat{v}_s , \hat{i}_p , \hat{i}_s son valores en por unidad de las tensiones y corrientes en forma fasorial. Además: $\hat{n}_p = n_p/n_{p0}$ y $\hat{n}_s = n_s/n_{s0}$.

b) Circuito equivalente estándar

En la Fig.2.7 se muestra el circuito equivalente que representa un transformador de dos devanados ampliamente utilizada en un flujo de potencia y estudios de estabilidad [4].

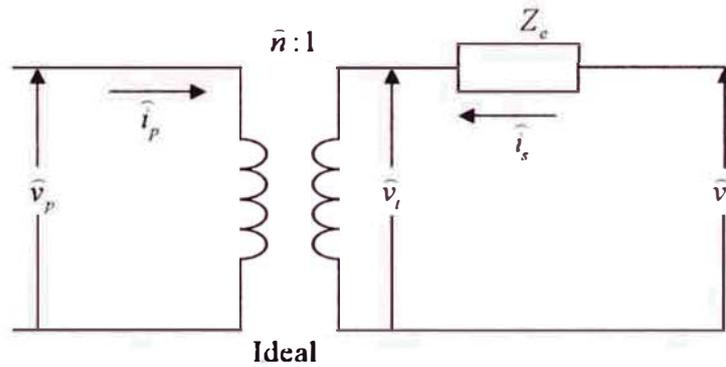


Fig. 2.7: Circuito estándar de un transformador de dos devanados

Donde:

$$\hat{n} = \frac{\hat{n}_p}{\hat{n}_s} = \frac{n_p}{n_{s0}} \cdot \frac{n_{s0}}{n_s} \quad (2.27)$$

$$\begin{aligned} Z_e &= \hat{n}_s^2 (\hat{Z}_{p0} + \hat{Z}_{s0}) \\ &= \left(\frac{n_s}{n_{s0}} \right)^2 (\hat{Z}_{p0} + \hat{Z}_{s0}) \end{aligned} \quad (2.28)$$

En la ecuación (2.28), la impedancia Z_e no depende de \hat{n}_p , por lo tanto si el tap está en el lado primario del transformador solo cambia \hat{n} .

El circuito equivalente mostrado en la Fig.2.7, también puede ser utilizada para representar el transformador con cambio del tap bajo carga.

c) Circuito equivalente π

Este circuito equivalente es usado en el análisis del flujo de potencia. Del circuito estándar dado en la figura2.7 se obtiene un equivalente π tal como es mostrada en la Fig.2.8.

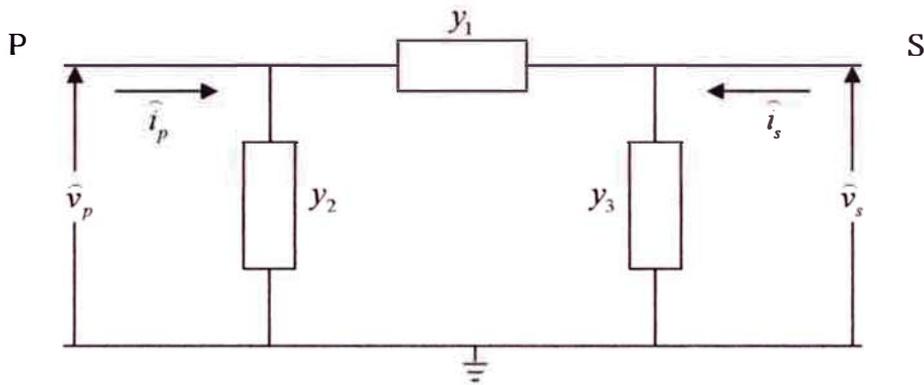


Fig. 2.8: Circuito equivalente π

De donde se puede relacionar las corrientes en ambas figuras. Las ecuaciones (2.29) y (2.30) muestran las corrientes obtenidas de la Fig.2.7 y las Ecs. (2.31) y (2.32) obtenidas de la Fig.2.8:

$$\begin{aligned}\hat{i}_p &= (\hat{v}_t - \hat{v}_s) \frac{Y_e}{n} \\ &= \left(\frac{\hat{v}_p}{n} - \hat{v}_s\right) \frac{Y_e}{n} \\ &= (\hat{v}_p - n\hat{v}_s) \frac{Y_e}{n^2}\end{aligned}\quad (2.29)$$

$$\hat{i}_s = (n\hat{v}_s - \hat{v}_p) \frac{Y_e}{n} \quad (2.30)$$

Donde: $Y_e = 1/Z_e$

$$\hat{i}_p = y_1(\hat{v}_p - \hat{v}_s) + y_2\hat{v}_p \quad (2.31)$$

$$\hat{i}_s = y_1(\hat{v}_s - \hat{v}_p) + y_3\hat{v}_s \quad (2.32)$$

Comparando estas últimas 4 ecuaciones se obtienen los valores de y_1 , y_2 y y_3 , dados

por las expresiones: (2.33), (2.34) y (2.35) respectivamente.

$$y_1 = \frac{1}{\hat{n}} Y_e = a Y_e \quad (2.33)$$

$$y_2 = \left(\frac{1}{\hat{n}^2} - \frac{1}{\hat{n}} \right) Y_e = (a^2 - a) Y_e \quad (2.34)$$

$$y_3 = \left(1 - \frac{1}{\hat{n}} \right) Y_e = (1 - a) Y_e \quad (2.35)$$

Donde: $a = 1/\hat{n}$.

d) Transformador de tres devanados

En la figura 2.9 se muestra el modelo de un transformador de tres devanados.

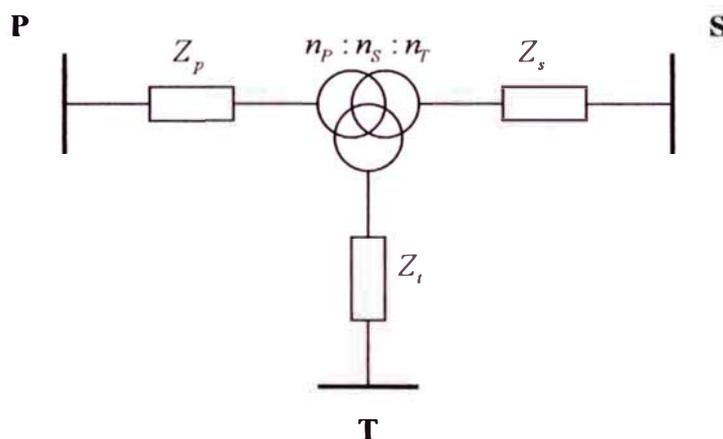


Fig. 2.9: Transformador de tres devanados

Los tres devanados del transformador pueden tener diferentes potencias MVA; de cualquier forma, las impedancias por unidad pueden ser expresadas sobre una misma potencia MVA base. La relación de transformación son usados para relacionar los diferentes número de vueltas y las tensiones bases que tienen, como en el caso de los transformadores de dos devanados.

En la figura 2.10 se muestra el circuito equivalente para el transformador de tres devanados [4].

De esta figura, se tienen las impedancias equivalentes Z_p , Z_s y Z_t y sus valores pueden ser obtenidos por pruebas de corto circuito como:

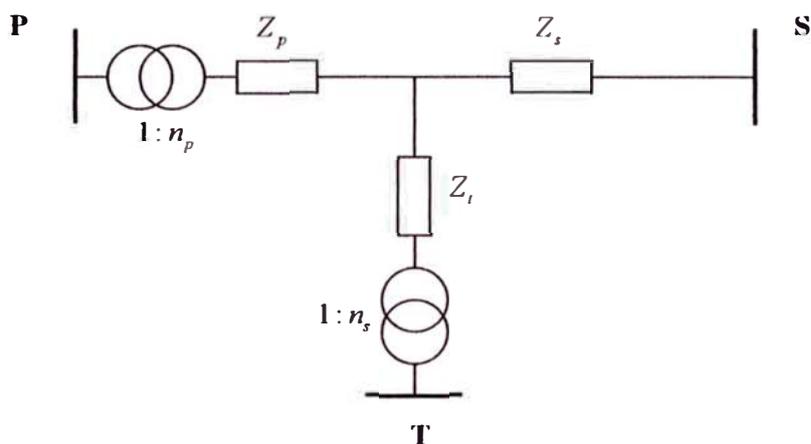


Fig. 2.10: Circuito equivalente para el transformador de 3 devanados

Z_{ps} = impedancia de enlace medido en el lado primario con el lado secundario en corto circuito y el lado terciario en circuito abierto.

Z_{pt} = impedancia de enlace medido en el lado primario con el lado terciario en corto circuito y el lado secundario en circuito abierto.

Z_{st} = impedancia de enlace medido en el lado secundario con el lado terciario en corto circuito y el lado primario en circuito abierto.

Donde, las impedancias (en ohmios) referidos a una misma tensión base se muestran en las ecuaciones (2.36) a (2.38):

$$Z_{ps} = Z_p + Z_s \quad (2.36)$$

$$Z_{pt} = Z_p + Z_t \quad (2.37)$$

$$Z_{st} = Z_s + Z_t \quad (2.38)$$

Luego, se obtiene:

$$Z_p = \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{pt} - Z_{st}) \quad (2.39)$$

$$Z_s = \frac{1}{2}(Z_{ps} + Z_{st} - Z_{pt}) \quad (2.40)$$

$$Z_t = \frac{1}{2}(Z_{pt} + Z_{st} - Z_{ps}) \quad (2.41)$$

Para transformadores grandes, la impedancia Z_s es pequeño y pudiendo ser hasta negativa.

e) Modelo usado para la implementación del FP

En la Fig.2.11 se muestra el modelo del transformador general de dos devanados, si es un transformador en fase: $t = a$, en caso de ser un transformador desfasador puro: $t = e^{j\varphi}$, y un transformador desfasador: $t = ae^{j\varphi}$.

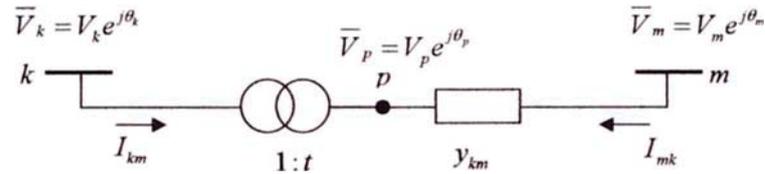


Fig. 2.11: Modelo de transformador de dos devanados para el FP

Donde:

Para transformador en fase : $t = a$

Para desfasador un puro : $t = e^{j\varphi}$

Para transformador desfasador : $t = ae^{j\varphi}$

La relación de las magnitudes de las tensiones entre los puntos k y p nos da el valor del tap:

$$\frac{V_p}{V_k} = a \quad (2.42)$$

$$\frac{\bar{V}_p}{\bar{V}_k} = \frac{V_p e^{j\theta_p}}{V_k e^{j\theta_k}} = a \quad (2.43)$$

Esta es la misma relación entre las tensiones complejas \bar{V}_k y \bar{V}_p , ya que $\theta_k = \theta_p$, no existe desfasaje ($\varphi = 0$).

En la Fig.2.12 se muestra el modelo del transformador en fase ($t = a$ y $\varphi = 0$).

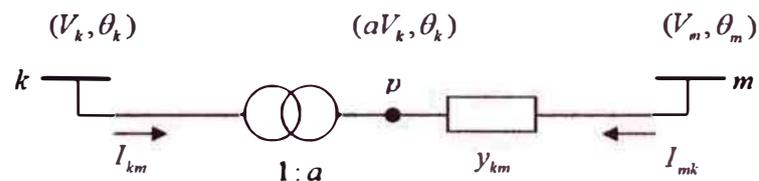


Fig. 2.12: Modelo de transformador en fase ($t = a$)

Por ser un transformador ideal entre $k - p$, las potencias complejas en la entrada y en la salida son iguales, esto es que no existe disipación de potencia activa ó reactiva entre estas barras.

$$\bar{V}_k I_{km}^* + \bar{V}_p \bar{I}_{mk}^* = 0 \quad (2.44)$$

Luego, de las ecuaciones (2.42) y (2.44) se obtiene la ecuación (2.45), estas son las corrientes I_{km} y I_{mk} están desfasadas 180° :

$$\frac{I_{km}}{I_{mk}} = -\frac{|\bar{I}_{km}|}{|\bar{I}_{mk}|} = -a \quad (2.45)$$

El transformador en fase, puede ser representado con un equivalente π , mostrada en la Fig.2.13, para encontrar los valores de las impedancias mostradas (A , B y C), se relacionan las corrientes I_{km} y I_{mk} .

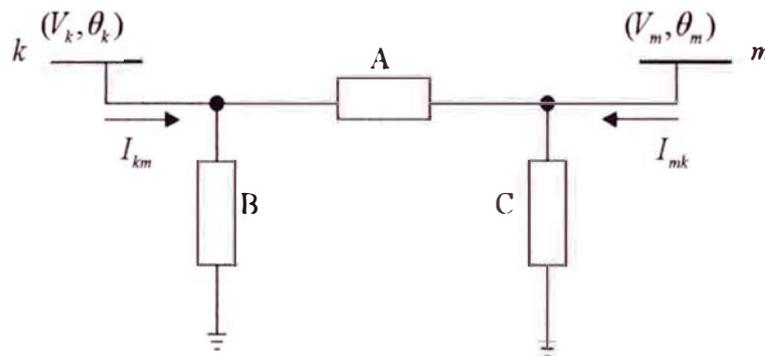


Fig. 2.13: Modelo π del transformador en fase ($t = a$)

Para el caso de la Fig.2.12, se tiene:

$$\bar{I}_{km} = -ay_{km}(\bar{V}_m - \bar{V}_p) = (a^2 y_{km})\bar{V}_k + (-ay_{km})\bar{V}_m \quad (2.46)$$

$$\bar{I}_{mk} = y_{km}(\bar{V}_m - \bar{V}_p) = (ay_{km})\bar{V}_k + (y_{km})\bar{V}_m \quad (2.47)$$

Para el caso de la Fig.2.13, se tiene:

$$\bar{I}_{km} = (A + B)\bar{V}_k + (-A)\bar{V}_m \quad (2.48)$$

$$\bar{I}_{mk} = (-A)\bar{V}_k + (A + C)\bar{V}_m \quad (2.49)$$

Luego se puede observar y comparar las ecuaciones (2.46) a (2.49) y encontrar los valores

de A , B y C .

$$A = ay_m \quad (2.50)$$

$$B = a(a-1)y_{km} \quad (2.51)$$

$$C = (1-a)y_{km} \quad (2.52)$$

f) Transformador desfasador puro

Caso sea un desfasador puro ($t = e^{j\varphi}$), así como mostrado en la Fig.2.14.

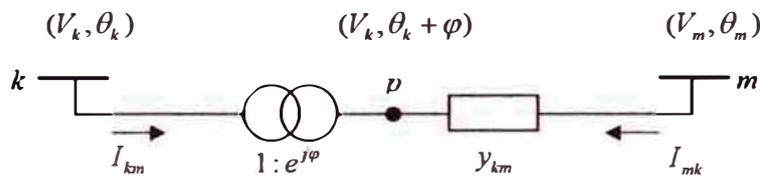


Fig. 2.14: Transformador desfasador puro

Aquí se tiene el efecto del desfase en la relación de las tensiones \bar{V}_m y \bar{V}_p sin afectar la relación de sus magnitudes.

$$\frac{\bar{V}_p}{\bar{V}_k} = t = e^{j\varphi} \quad (2.53)$$

Esto es lo mismo a: $\theta_p = \theta_k + \varphi$, ahora, la ecuación (2.53) en (2.45) se obtiene:

$$\frac{\bar{I}_{km}}{\bar{I}_{mk}} = -t^* = -e^{-j\varphi} \quad (2.54)$$

Luego las corrientes I_{km} y I_{mk} pueden ser descrita de forma similar al transformador en fase, se obtiene:

$$\bar{I}_{km} = -t^* y_{km} (\bar{V}_m - \bar{V}_p) = (y_{km}) \bar{V}_k + (-t^* y_{km}) \bar{V}_m \quad (2.55)$$

$$\bar{I}_{mk} = y_{km} (\bar{V}_m - \bar{V}_p) = (-t y_{km}) \bar{V}_k + (y_{km}) \bar{V}_m \quad (2.56)$$

2.2.3. Modelamiento de cargas

El modelamiento de cargas es complicado, porque una carga típica en estudios de estabilidad es compuesta por un gran número de dispositivos tal como lámparas

incandescentes, lámparas fluorescentes, refrigeradores, calentadores, compresores, motores, hornos, etc.. La composición exacta de las cargas no es fácil de estimar; el cambio de la composición depende de varios factores como el tiempo (horas, días, estaciones), condiciones de clima y económicas.

El modelo de carga es tradicionalmente clasificado dentro de dos categorías: modelo estática y modelo dinámica.

a) Modelo de carga estática

El modelo de carga estática expresa las características en cualquier instante del tiempo, como funciones algebraicas de la magnitud de la tensión y de la frecuencia en ese instante. Tradicionalmente se expresa la carga dependiente de la tensión, siendo representado por el *modelo exponencial*:

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a \quad (2.57)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b \quad (2.58)$$

Donde P y Q son las potencia activa y reactiva cuando la tensión en la barra es V y V_0 es la condición inicial de la tensión.

Los parámetros de este modelo son las exponenciales a y b , cuando estos parámetros son iguales a 0, 1 ó 2 el modelo representa potencia constante, corriente constante ó impedancia constante respectivamente. Para la composición del sistema de carga usualmente a toma valores entre 0.5 y 1.8; y b típicamente entre 1.5 y 6. Una característica significativa del exponente b es que varia como una función no lineal de la tensión, esto causado por la saturación magnética en el transformador y motores de distribución.

Un modelo alternativo, el cual a sido ampliamente usado para representar la dependencia de la carga con la tensión, es el *modelo polinomial*:

$$P = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \frac{V}{V_0} + p_3 \right] \quad (2.59)$$

$$Q = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \frac{V}{V_0} + q_3 \right] \quad (2.60)$$

Este modelo es comúnmente llamado modelo *ZIP*, por estar compuesto de impedancia constante (Z), corriente constante (I) y potencia constante (P). Los parámetros de este modelo son los coeficientes p_i y q_i , con $i = 1, 2$ y 3 .

Para representar la carga como una función de la frecuencia, usualmente se multiplica el modelo exponencial ó el modelo polinomial por un factor. En las Ecs. (2.61) y (2.62) se muestra para el modelo exponencial y en las ecuaciones (2.63) y (2.64) para el modelo polinomial.

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^a (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.61)$$

$$Q = Q_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^b (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.62)$$

$$P = P_0 \left[p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \frac{V}{V_0} + p_3 \right] (1 + K_{pf} \Delta f) \quad (2.63)$$

$$Q = Q_0 \left[q_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + q_2 \frac{V}{V_0} + q_3 \right] (1 + K_{qf} \Delta f) \quad (2.64)$$

Donde, $\Delta f = (f - f_0)$ es la desviación de la frecuencia y los valores de K_{pf} y K_{qf} varían entre 0 a 3.0 y entre -2.0 a 0 respectivamente.

Un modelo estático integral donde ofrece la flexibilidad de acomodar algunas formas de las representaciones de la carga, esta dada por la Ec. (2.65):

$$P = P_0 [P_{ZIP} + P_{EX1} + P_{EX2}] \quad (2.65)$$

Donde:

$$P_{ZIP} = p_1 \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + p_2 \frac{V}{V_0} + p_3 \quad (2.66)$$

$$P_{EX1} = p_4 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{a1} (1 + K_{pf1} \Delta f) \quad (2.67)$$

$$P_{EX2} = p_5 \left(\frac{V}{V_0} \right)^{a2} (1 + K_{pf2} \Delta f) \quad (2.68)$$

La estructura para la potencia reactiva es similar. El modelo estático dado en las ecuaciones (2.57) a (2.68) no son realistas en baja tensión, y puede llevar a problemas computacionales.

b) Modelo de carga dinámica

La composición de las cargas en la mayoría de los casos, tienen respuestas rápidas con la variación de la tensión y la frecuencia, y para estado estacionario la respuesta es lograda más rápidamente.

Hay algunos casos donde es necesario tener las componentes dinámicas de las cargas. Estudios de oscilaciones entre-áreas, estabilidad de tensión y estabilidad de largo plazo, con frecuencia requieren que las cargas sean modeladas en forma dinámica.

Típicamente los motores consumen de 60 a 70 % de la energía total suministrada por el sistema de potencia. Por tal motivo las dinámicas atribuidas a los motores, es el aspecto más significativo de la característica dinámica del sistema de carga.

Otros aspectos dinámicos de los componentes de carga, para estudios de estabilidad, son:

Lámparas de descarga, por accionarse cada vez que la tensión disminuye (0.7 a 0.8 pu) y cuando la tensión es recuperada (>0.8 pu)

Relés de protección, tales como térmicas y de sobre-corrientes, cuando algunos motores industriales inician su funcionamiento con contactores electromagnéticos, estos se desactivan cuando la tensión es baja de 0.55 a 0.75 pu.

Control termostática de carga, tal como los calentadores y enfriadores, calentadores de agua y refrigeradores; estos equipos operan durante mucho tiempo en condiciones de tensiones bajas, por tal motivo el número de estos dispositivos conectados al sistema, incrementan el tiempo, de las caídas de tensión.

Respuesta de los transformadores ULTC y bancos capacitivos; en la regulación y control de la tensión, estos equipos restauran la tensión seguido de un disturbio; la acción de control es realizada a niveles de pre-disturbios, iniciando un minuto antes y completando la acción después de 2 a 3 minutos.

Una composición de modelos de carga donde se representa la amplia gama de las características, son exhibidas por los varios componentes de carga tal como se muestra en la Fig.2.15. [4]

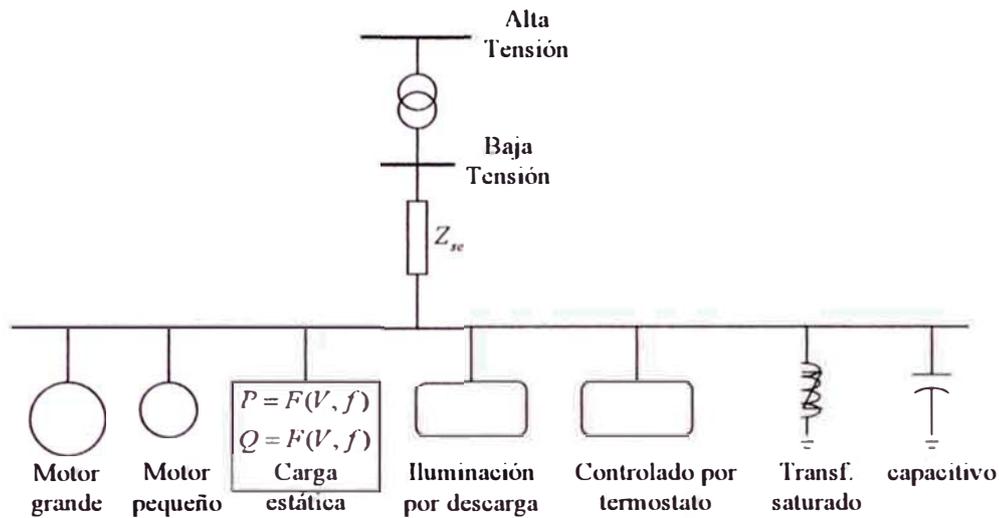


Fig. 2.15: Composición de modelo de carga dinámica y estática

c) Adquisición de los parámetros de carga

Hay dos tipos de aproximaciones básicas para determinar las características de la carga del sistema [4]:

Aproximación basado en medida. En esta aproximación la característica de carga son medidos en subestaciones y en alimentadores representativas, en un tiempo determinado del día y de la estación climática.

Aproximación basado en componentes. Esta aproximación fue desarrollado por la EPRI. Esto abarca varios tipos de carga, incrementando así su modelo de acuerdo a la información sobre las partes que lo constituyen, como se ilustra en la Fig. 2.16. [8] [9] [10].

2.2.4. Modelamiento de compensadores

Los compensadores típicamente de potencia reactiva como los inductivos y capacitivos son, dispositivos almacenadores de energía, consumidores y proveedores de potencia reactiva que ayudan a compensar el sistema de transmisión, ofreciendo una mejor flexibilidad para su control. El compensador de potencia reactiva puede eliminar las variaciones de tensión causadas por las mudanzas en la potencia activa y reactiva de la carga.

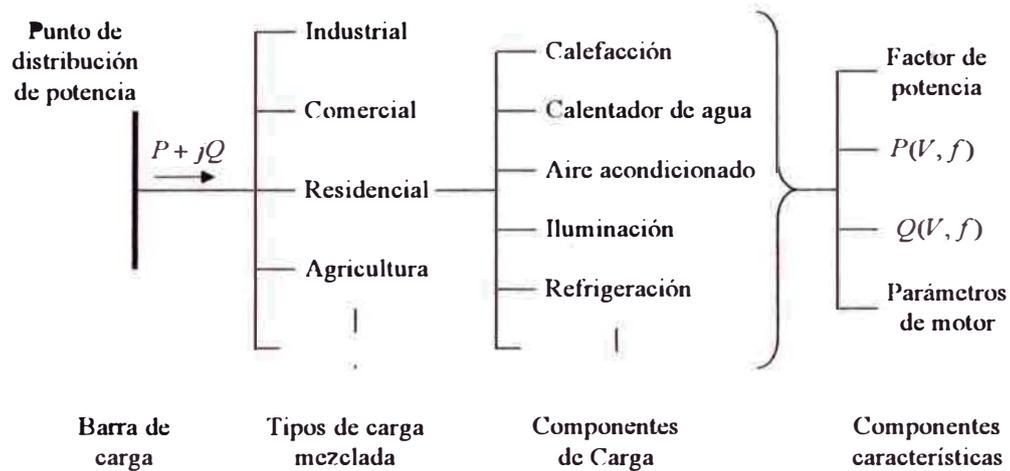


Fig. 2.16: Modelamiento basados en aproximación de componentes

Se dice compensador pasivo ó activo por la forma en que estos compensadores operan (Fig.2.17).

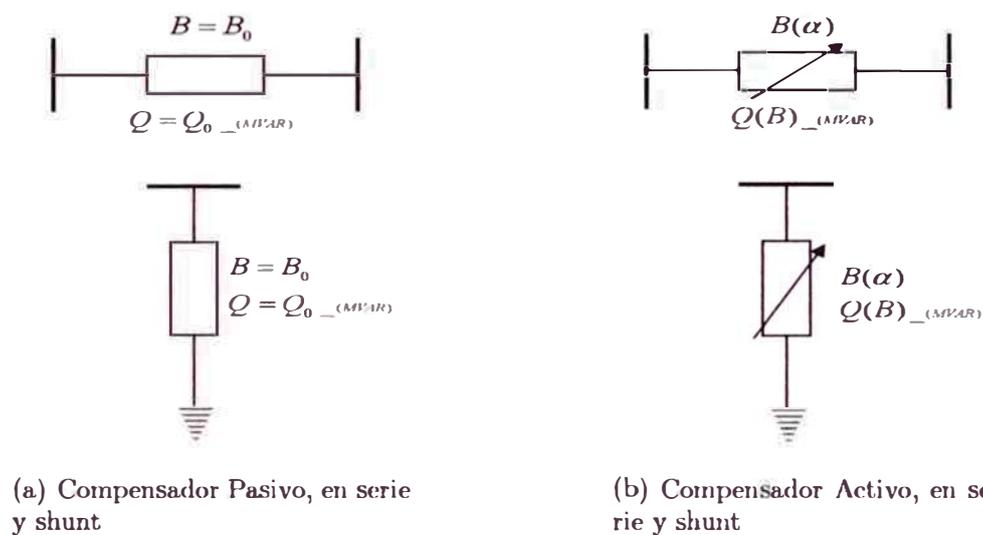


Fig. 2.17: Compensadores: Pasivo (valor fijo) y Activo (B ó Q en función de α ó B)

Se llama compensador pasivo porque va a trabajar con un valor establecido de Q , fijada por el operador del sistema eléctrico de potencia, este compensador es mostrado en la Fig.2.17(a). Un compensador activo se dice de aquel compensador que está variando de forma continua ó discreta alguna de las características eléctricas de la línea de transmisión, tal como la reactancia ó la resistencia, para mantener ó poder controlar la potencia activa y/o la reactiva y/o la tensión en una barra, dentro de límites aceptables, este compensador se muestra en la Fig.2.17(b).

En esta sección, se trata solo los compensadores pasivos. Los compensadores pasivos típicos, son los capacitivos fijos (conectados en serie ó en shunt) y algunos reactores síncronos.

Estos serán modelados como cargas de tipo exponencial descrito anteriormente en la Ec. (2.58), pero considerando la variable exponencial $b = 0$ es decir modelados como potencia constante teniendo así:

$$Q = Q_0 \quad (\text{en MVAR}) \quad (2.69)$$

2.3. Formulación del Problema de Flujo de Potencia

En esta sección se da una breve explicación sobre la formulación del flujo de potencia, para una fácil solución con el método de Newton-Raphson. Primero se va asociar las 4 variables a las barras: potencia activa P , potencia reactiva Q , magnitud de la tensión V y el ángulo de tensión θ ; para esto se tiene que clasificar los diferentes tipos de barra:

- Barra swing ó slack ($V-\theta$), donde la magnitud y el ángulo de la tensión son especificados. A priori no es conocido las pérdidas de potencia del sistema por tal razón es necesario una barra con tensión especificada, y el ángulo especificada será el de referencia para que los ángulos de las otras barras puedan ser medidos.
- Barra con generación ($P-V$), donde la potencia activa y la magnitud de la tensión son especificadas. Los límites de la potencia reactiva serán considerados para el control de la tensión; caso la potencia reactiva se encuentre fuera de los límites respectivos, este será una barra violada.
- Barra de carga ($P-Q$), donde las potencias activa y reactiva son especificados, aquí las cargas será asumidas constantes.
- Barra ficticia, esta barra será una barra adicional al sistema original y será de tipo $P-Q$ con valores de carga cero.

2.3.1. Ecuaciones generales para la potencia activa y reactiva

a) Flujo de potencia en una línea

En la Fig.2.18 se muestra la línea de transmisión en modelo π , con las variables necesarias para el calculo del flujo de potencia.

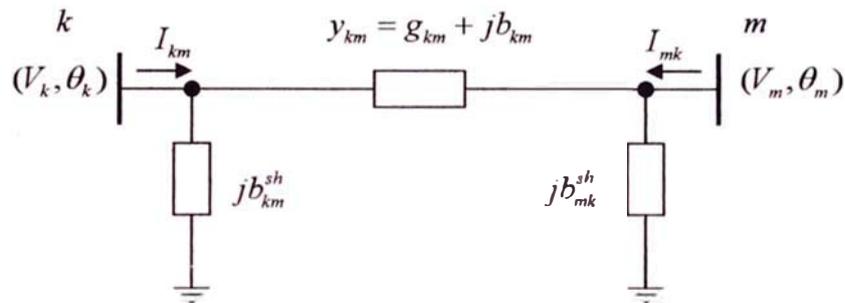


Fig. 2.18: Flujo de potencia en una línea, Modelo π

La ecuación de la corriente en una línea I_{km} entra las barras k y m es:

$$\bar{I}_{km} = y_{km}(\bar{V}_k - \bar{V}_m) + j b_{km}^{sh} \bar{V}_k \quad (2.70)$$

El flujo de la potencia aparente en la línea, en su forma compleja es:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{km}^* &= P_{km} - jQ_{km} = \bar{V}_k^* \bar{I}_{km} \\ &= y_{km} V_k e^{-j\theta_k} (V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) + j b_{km}^{sh} V_k^2 \end{aligned} \quad (2.71)$$

De aquí, se obtiene los flujos de potencia activa y reactiva de k a m en la línea:

$$\begin{aligned} P_{km} &= V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_{km} &= -V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m (-g_{km} \sin \theta_{km} + b_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (2.72)$$

De igual forma se puede obtener en la dirección de la barra m a la barra k :

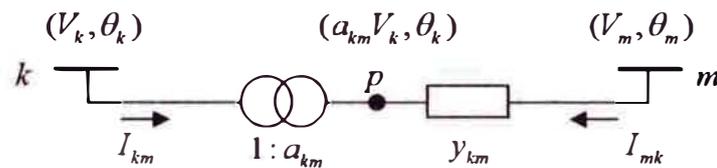
$$\begin{aligned} P_{mk} &= V_m^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos \theta_{km} - b_{km} \sin \theta_{km}) \\ Q_{mk} &= -V_m^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + V_k V_m (g_{km} \sin \theta_{km} + b_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (2.73)$$

Sumando las ecuaciones anteriores, se obtiene las pérdidas en la línea:

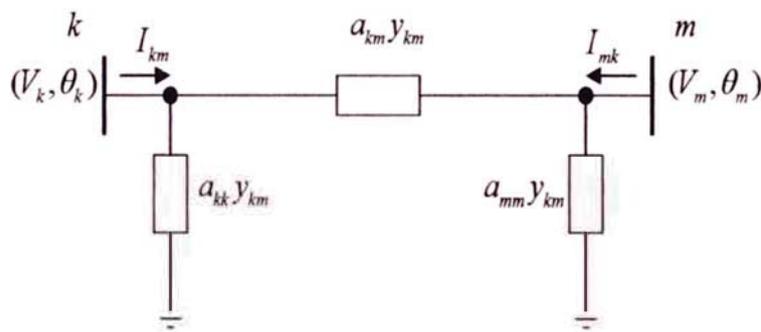
$$\begin{aligned} P_{km} + P_{mk} &= g_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \\ Q_{km} + Q_{mk} &= -b_{km}^{sh}(V_k^2 + V_m^2) - b_{km}(V_k^2 + V_m^2 - 2V_k V_m \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (2.74)$$

b) Flujo de potencia en un transformador

En la figura 2.19 se muestra el transformador en fase con su modelo π respectivo, donde $a_{kk} = a_{km}(a_{km} - 1)$ y $a_{mm} = (1 - a_{km})$.



(a) Transformador en fase para el FP



(b) Representación en modelo π para el FP

Fig. 2.19: Transformador en fase con su representación en π para el FP

Como se indicó anteriormente, la corriente en el transformador es dado por:

$$\bar{I}_{km} = a_{km} y_{km} (a_{km} \bar{V}_k - \bar{V}_m) \quad (2.75)$$

La potencia total compleja es:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{km}^* &= P_{km} - jQ_{km} = \bar{V}_k^* \bar{I}_{km} \\ &= a_{km} y_{km} V_k e^{-j\theta_k} (a_{km} V_k e^{j\theta_k} - V_m e^{j\theta_m}) \end{aligned} \quad (2.76)$$

Luego, la potencia activa y reactiva están dadas por:

$$\begin{aligned} P_{km} &= (a_{km}V_k)^2 g_{km} - a_{km}V_kV_m(g_{km} \cos \theta_{km} + b_{km} \operatorname{sen} \theta_{km}) \\ Q_{km} &= -(a_{km}V_k)^2 b_{km} + a_{km}V_kV_m(-g_{km} \operatorname{sen} \theta_{km} + b_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (2.77)$$

c) Flujo de potencia en un transformador desfasador puro

En la Fig.2.20 se muestra el modelo un desfasador puro, indicando las variables para el calculo del FP.

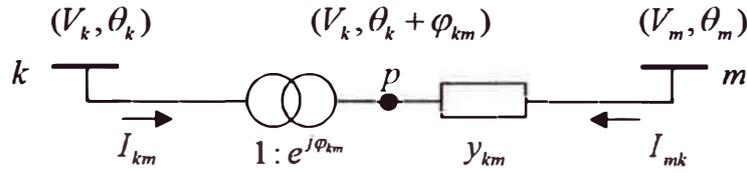


Fig. 2.20: Flujo de potencia en un transformador desfasador puro

Como se expresó anteriormente, la corriente del desfasador esta dada por:

$$\begin{aligned} \bar{I}_{km} &= y_{km}(\bar{V}_k - e^{j\varphi_{km}}\bar{V}_m) \\ &= y_{km}e^{-j\varphi_{km}}(\bar{V}_ke^{-j\varphi_{km}} - \bar{V}_m) \end{aligned} \quad (2.78)$$

La potencia aparente compleja es:

$$\begin{aligned} \bar{S}_{km}^* &= P_{km} - jQ_{km} = \bar{V}_k^* \bar{I}_{km} \\ &= y_{km}V_k e^{-j(\theta_k + \varphi_{km})} (V_k e^{j(\theta_k + \varphi_{km})} - V_m e^{j\theta_m}) \end{aligned} \quad (2.79)$$

Luego, las potencias activa y reactiva en el desfasador puro son:

$$\begin{aligned} P_{km} &= V_k^2 g_{km} - V_k V_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km})) \\ Q_{km} &= -V_k^2 b_{km} + V_k V_m (-g_{km} \operatorname{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km})) \end{aligned} \quad (2.80)$$

d) Expresiones generales de los flujos

En la Fig.2.21 se representa un transformador desfasador, con valor del tap (a_{km}) y fase (φ_{km}).

Los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas de transmisión, transformadores en fase, transformadores desfasadores puros ó no, obedecen a las expresiones

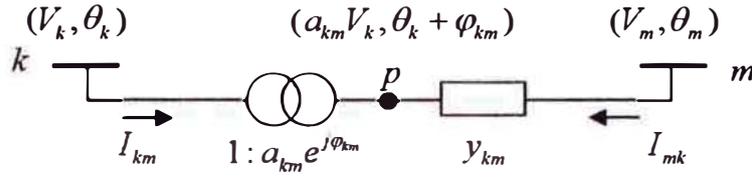


Fig. 2.21: Flujo de potencia para un transformador desfasador

generales dadas en la Ec. (2.81):

$$\begin{aligned}
 P_{km} &= (a_{km}V_k)^2 g_{km} - a_{km}V_kV_m (g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) \\
 &\quad + b_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km})) \\
 Q_{km} &= -(a_{km}V_k)^2 b_{km} + a_{km}V_kV_m (-g_{km} \sin(\theta_{km} + \varphi_{km}) \\
 &\quad + b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}))
 \end{aligned} \tag{2.81}$$

Donde:

Para líneas de transmisión	: $a_{km} = 1$ y $\varphi_{km} = 0$
Para transformadores en fase	: $b_{km}^{sh} = 0$ y $\varphi_{km} = 0$
Para transformador desfasador puro	: $b_{km}^{sh} = 0$ y $a_{km} = 1$
Para transformador desfasadores	: $b_{km}^{sh} = 0$

2.3.2. Formulación matricial del problema de flujo de potencia

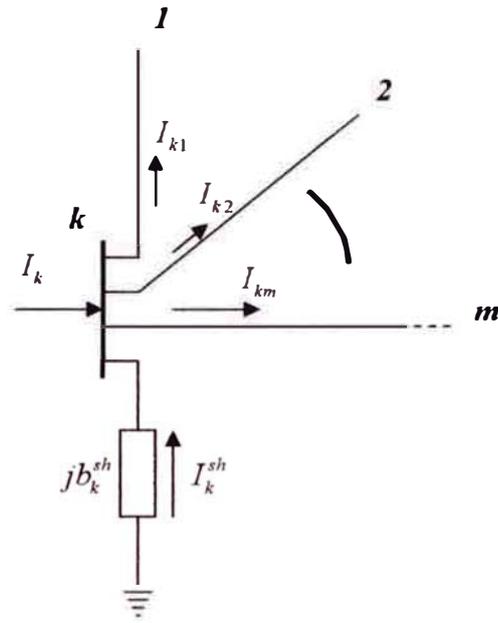
La inyección líquida de la corriente en la barra k puede ser obtenida aplicando la primera ley de Kirchhoff. En la Fig.2.22 se muestra la barra k con conexiones hacia las barras $1, 2, \dots, m$, aquí se aplica la primera ley de Kirchhoff.

La inyección de corriente en la barra k es dada por:

$$\bar{I}_k = \bar{I}_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} \bar{I}_{km} \quad (k = 1, 2, \dots, NB) \tag{2.82}$$

donde: $\Omega_k = \{1, 2, \dots, k-1, k+1, \dots, NB\} = \{1, 2, \dots, NB\} - \{k\}$, siendo NB el número de barras del sistema a ser representado.

La corriente I_{km} para una línea, transformador, y desfasador están dadas por las ecuaciones (2.83), (2.84) y (2.85) respectivamente:

Fig. 2.22: Inyección de corriente en la barra k

$$\bar{I}_{km} = (y_{km} + j b_{km}^{sh}) \bar{V}_k + (-y_{km}) \bar{V}_m \quad (2.83)$$

$$\bar{I}_{km} = (a_{km}^2 y_{km}) \bar{V}_k + (-a_{km} y_{km}) \bar{V}_m \quad (2.84)$$

$$\bar{I}_{km} = y_{km} \bar{V}_k + (-e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) \bar{V}_m \quad (2.85)$$

Estas tres ecuaciones anteriores, pueden ser expresadas de forma general como:

$$\bar{I}_{km} = (a_{km}^2 y_{km} + j b_{km}^{sh}) \bar{V}_k + (-a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km}) \bar{V}_m \quad (2.86)$$

De donde:

Para línea de transmisión : $a_{km} = 1$ y $\varphi_{km} = 0$

Para transformador en fase : $b_{km}^{sh} = 0$ y $\varphi_{km} = 0$

Para transformador desfasador puro : $b_{km}^{sh} = 0$ y $a_{km} = 1$

Los desfasadores con $a_{km} \neq 1$, son representados como un transformador en fase ($\varphi_{km} = 0$) en serie con un desfasador puro ($a_{km} = 1$).

Ahora, considerando la expresión anterior, Ec. (2.86), la corriente I_k puede ser escrita

como:

$$\bar{I}_k = \left[j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (j b_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \right] \bar{V}_k + \sum_{m \in \Omega_k} (a_{km} e^{j\varphi_{km}} y_{km}) \bar{V}_m \quad (2.87)$$

Esta ecuación (2.87) es para $k = 1, \dots, NB$, donde puede ser expresada de forma matricial por (2.88) ó (2.89):

$$[\bar{I}] = [Y] [\bar{V}] \quad (2.88)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \vdots \\ \bar{I}_{NB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1NB} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{NB1} & \dots & Y_{NB} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \vdots \\ \bar{V}_{NB} \end{bmatrix} \quad (2.89)$$

Donde:

$[\bar{I}]$: es el vector de inyecciones de corriente, donde sus elementos son I_k , para $k = 1, \dots, NB$;

$[\bar{V}]$: es el vector de tensiones de barras ó de nodos, donde sus elementos es dado por $\bar{V}_k = V_k e^{j\theta_k}$, para $k = 1, \dots, NB$;

$[Y]$: es la matriz de admitancia de barras, $Y = G + jB$.

Los elementos de la matriz Y son dados en forma general por las ecuaciones (2.90) y (2.91):

$$Y_{km} = -a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km} \quad (2.90)$$

$$Y_{kk} = j b_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (j b_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \quad (2.91)$$

Donde, entre dos barras k y m :

Para línea de transmisión : $Y_{km} = -y_{km}$

Para transformador en fase : $Y_{km} = -a_{km} y_{km}$

Para transformador desfasador : $Y_{km} = -e^{-j\varphi_{km}}$

Si el sistema eléctrico de potencia es formada por líneas y/o transformadores la matriz $[Y]$ será simétrica ($Y_{km} = Y_{mk}$), la presencia de desfasadores hace que la matriz sea asimétrica ($Y_{km} \neq Y_{mk}$), esto porque $Y_{km} = -e^{-j\varphi_{km}}$ y $Y_{mk} = -e^{+j\varphi_{km}}$.

La matriz de admitancias del sistema $[Y]$ es en general una matriz esparcida (*sparse*) es decir que el número de elementos nulos ($Y_{km} = 0$) es muy grande. Un

elemento es nulo ó cero, cuando no existe líneas ó transformadores entre dos barras.

La inyección de corriente del elemento k del vector de corrientes ($[I]$), puede ser escrito como se indica en la Ec. (2.92), esto a partir de las Ecs. (2.90) y (2.91):

$$\bar{I}_k = Y_{kk}\bar{V}_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km}\bar{V}_m = \sum_{m \in \Omega} Y_{km}\bar{V}_m \quad (2.92)$$

Donde, $\Omega = 1, 2, \dots, NB$, ahora considerando $Y_{km} = G_{km} + jB_{km}$ y $\bar{V} = V_m e^{j\varphi_m}$, se tiene:

$$\bar{I}_k = \sum_{m \in \Omega} (G_{km} + jB_{km})(V_m e^{j\theta_m}) \quad (2.93)$$

La inyección de potencia aparente \bar{S} es dada por (2.94), y considerando que $\bar{V}_k^* = V_k e^{-j\theta_k}$, se obtiene la ecuación (2.95):

$$S_k^* = P_k - jQ_k = \bar{V}_k^* \bar{I}_k \quad (2.94)$$

$$S_k^* = V_k e^{-j\theta_k} \sum_{m \in \Omega} (G_{km} + jB_{km})(V_m e^{j\theta_m}) \quad (2.95)$$

Luego, las inyecciones de potencia activa y reactiva, parte real de S_k y parte imaginaria de S_k respectivamente, se obtiene:

$$P_k = V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (2.96)$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2.97)$$

2.3.3. Flujo de potencia con control de límites

El sistema eléctrico de potencia está compuesto: por líneas, transformadores, desfasadores y compensadores, además de estos componentes se tiene una serie de dispositivos de control, que son de mucha influencia en las condiciones de operación y deberían ser considerados. Aquí sin referirse a los controladores FACTS y es bueno recordar que las simulaciones a ser consideradas en este trabajo son de tipo estática, es decir válidas para situaciones en que las variaciones en el tiempo son relativamente lentas.

Entre los controles que generalmente son representadas en programas de flujo de potencia son:

- control de tensión en barras (tipo local y remota) por inyección de potencia reactiva
- control de la magnitud de las tensiones en barra por medio de cambio de los taps de los transformadores.
- control de intercambio de potencia entre áreas.

Y los límites de operación mas comunes son:

- límites de inyección de potencia reactiva en barras PV
- límites de tensión en barras PQ
- límites de los taps de los transformadores
- límites de los flujos de potencia en los circuitos (líneas y transformadores)

Aquí se va a presentar los límites de potencia reactiva en las barras PV y límites de tensión en las barras PQ , las cuales fueron implementadas.

a) Esquema general de control

Para realizar algún tipo de control (tensión, tap, etc.) el procedimiento es ajustar una variable z a un valor especificado z^{esp} , variando otra variable llamada variable de control u . Esto puede ser escrita de forma matemática como:

$$\Delta u = \alpha \Delta z = \alpha(z^{esp} - z^{cal}) \quad (2.98)$$

Donde, Δu es la corrección de la variable de control u , Δz es el error de la variable controlada, y α es la relación de sensibilidad entre las variables u y z , es decir que tan sensible es al cambio de una variable con respecto a la otra variable.

En el esquema general de control, para encontrar una solución y obtener realmente el control ($z^{cal} \approx z^{esp}$), se debe realizar el siguiente procedimiento de ajuste:

- i* Definir los valores iniciales de las variables de control $u = u_0$

- ii*) Obtener una solución inicial, para esto se aplica la ecuación que relaciona la variable controlada con la variable de control ($z(u)$).
- iii*) Estimar los valores actuales de las variables controladas z^{cal} y verificar si está próximo al valor especificado z^{esp} , esto por medio de los errores Δz , que estén dentro de las tolerancias exigidas (por lo general es 10^{-3}), en el caso que estén dentro, el proceso de búsqueda termina, caso contrario continuar con el paso *iv*.
- iv*) Determinar los nuevos valores de las variables de control utilizando las relaciones dadas en la ecuación (2.98), previamente evaluando los factores de sensibilidad α .
- v*) Efectuar una nueva iteración, esto por los métodos de solución numérica como Newton Raphson ó desacoplado rápido, y luego regresar al paso *iii*.

Es importante el efecto de los dispositivos de control. Los límites de operación deben ser incorporados al proceso iterativo después de que se tenga una solución parcial, evitándose así problemas tales como la acción de controles y violaciones de límites, por valores iniciales erróneas.

b) Límites de la potencia reactiva en los generadores (tipo PV)

En las barras de generación, las ecuaciones de las inyecciones de potencia reactiva son liberadas para poder encontrar la tensión especificada v^{esp} . Por ejemplo para una barra k de tipo PV se tendría:

$$v_k = v_k^{esp} \quad (2.99)$$

Donde, inicialmente la potencia reactiva es calculada dentro de sus límites:

$$Q_k^{min} < Q_k^{cal} < Q_k^{max} \quad (2.100)$$

Ahora, debido a la búsqueda para obtener la tensión especificada v_k^{esp} , la potencia reactiva calculada aumenta hasta superar el límite máximo permitido por el generador Q_k^{max} . Si no existiera control de reactivos, la tensión llegará a ser similar a la especificada ($v_k^{cal} \approx v_k^{esp}$), pero el valor de la potencia reactiva del generador habría superado su límite permitido.

Al existir el control de límites de reactivos, la potencia reactiva es fijada a su valor límite sobrepasado, en este caso Q_k^{max} , haciendo que la tensión no llegue a su valor especificado y por tal será menor a ella. Al fijar la potencia reactiva $Q_k^{esp} = Q_k^{max}$, la barra PV pasa a ser una barra violada con P_k y Q_k especificado y v_k liberada. De igual forma sucede si la potencia reactiva calculada es menor a la potencia mínima ($Q_k^{cal} < Q_k^{min}$). Por lo tanto si Q_k^{cal} cae fuera de sus límites la barra PV pasa a ser una barra de tipo PQ , ($Q_k^{esp} = Q_k^{lim}$).

En la Fig.2.23 se muestra un diagrama de flujo para el control de límite de reactivos de las barras de tipo PV .

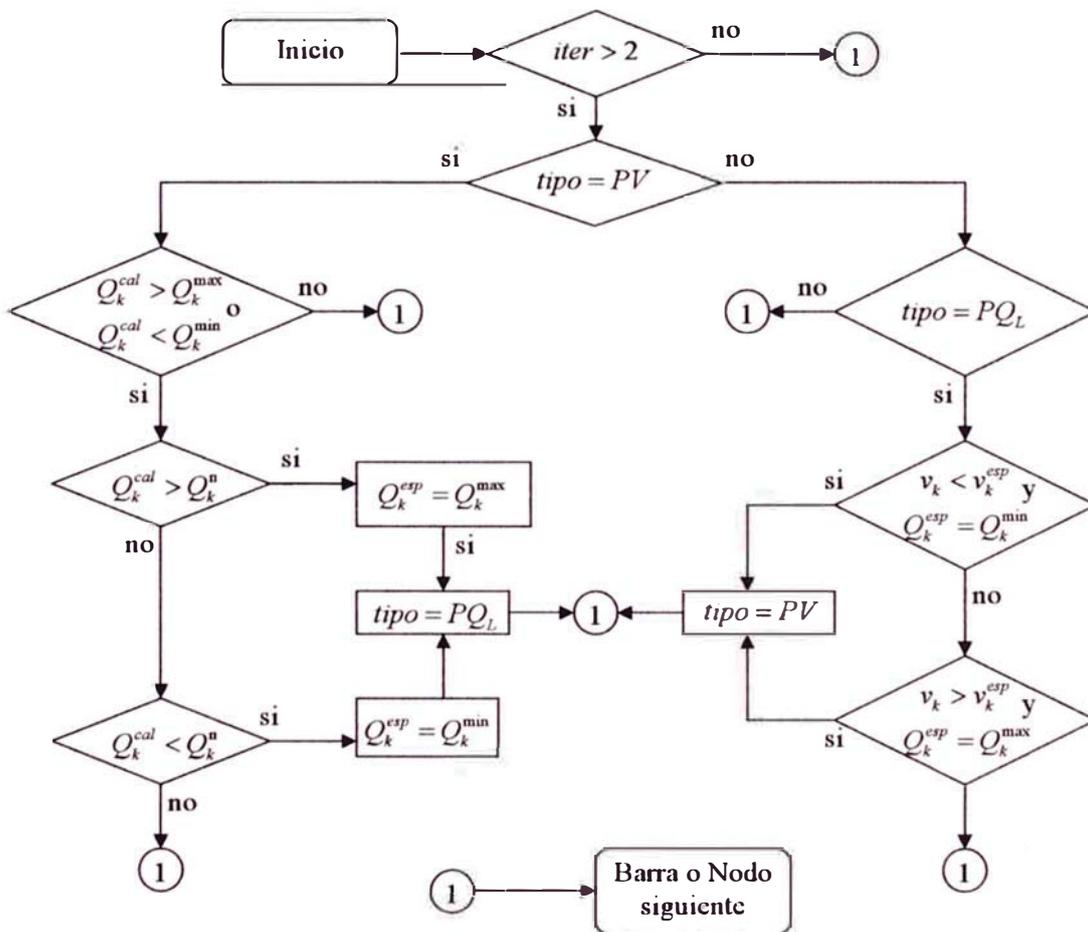


Fig. 2.23: Diagrama de flujo para el control de límite de potencia reactiva, (PQ_L : barra $PV_{violada}$ que pasa a ser de tipo $PQ = PQ_L$)

Ahora, como la tensión v_k es calculada en cada iteración, el nuevo valor calculado puede ser mayor ó menor de su valor especificado (v_k^{esp}). Si la potencia reactiva especificada fue fijado a su valor máximo $Q_k^{esp} = Q_k^{max}$, y durante el calculo de la ten-

si se tiene: $v_k^{cal} < v_k^{esp}$, no hay alteración, ya que para aumentar la tensión es necesario aumentar la potencia reactiva y esta ya se encuentra en su límite superior. Entre tanto, si la tensión calculada es mayor al valor especificado, $v_k^{cal} > v_k^{esp}$, es necesario quitar ó disminuir potencia reactiva para que la tensión pueda disminuir, esto es posible ya que nuestra potencia reactiva especificada es igual al máximo $Q_k^{esp} = Q_k^{max}$. Al suceder esto, la barra puede regresar a ser como era originalmente, tipo *PV*, análogamente sucede para los límites mínimos de la potencia reactiva. Ver Fig.2.23.

c) Límites de tensión en barras de carga (tipo *PQ*)

El control de los límites en las barras de tipo *PQ* es usado en estudios de planeamiento de la operación y de la expansión de un sistema de energía eléctrica. La limitación de las magnitudes de las tensiones dentro de un rango especificado ($\pm 10\%$ ó 5% al rededor de los valores nominales) permite en general obtener la convergencia y además de esto, se puede obtener una indicación de las barras en las cuales existen problemas de soporte de potencia reactiva.

Las magnitudes de las tensiones en las barras *PQ* son calculadas en cada iteración, cuando el valor calculado de la tensión v_k cae fuera de los límites máximo ó mínimos (v_k^{max} ó v_k^{min}), el tipo de barra donde fue violado los límites pasa a ser de tipo *PQ* a *PV* con tensión especificada al valor límite violado, esto es $v^{esp} = v_k^{lim}$, y la inyección de potencia reactiva es liberada el cual será calculada en cada iteración. En la figura 2.24 se muestra un diagrama de flujo del control de límites de tensión de las barras *PQ*.

Después que la barra de tipo *PQ* a sido violada y por tal motivo cambiado a tipo *PV*, se debe de verificar si en las iteraciones siguientes la barra regresa a ser de tipo *PQ* como es originalmente. Por ejemplo, considerando que la magnitud de la tensión fue fijada a su valor límite inferior, esto es $v_k^{esp} = v_k^{min}$. La variable de la potencia reactiva correspondiente a esa barra será re-calculada a cada iteración, pudiendo ser mayor, menor ó igual al valor especificado Q_k^{esp} .

Si obtenemos el valor de $Q_k^{cal} > Q_k^{esp}$, y como la tensión fue fijada al valor mínimo, la barra continuará siendo violada tipo *PV* esto porque la potencia reactiva adicional al especificado es necesaria para no dejar caer la tensión. Por otro lado si la potencia calculada $Q_k^{cal} < Q_k^{esp}$ significa que la potencia reactiva faltante, al

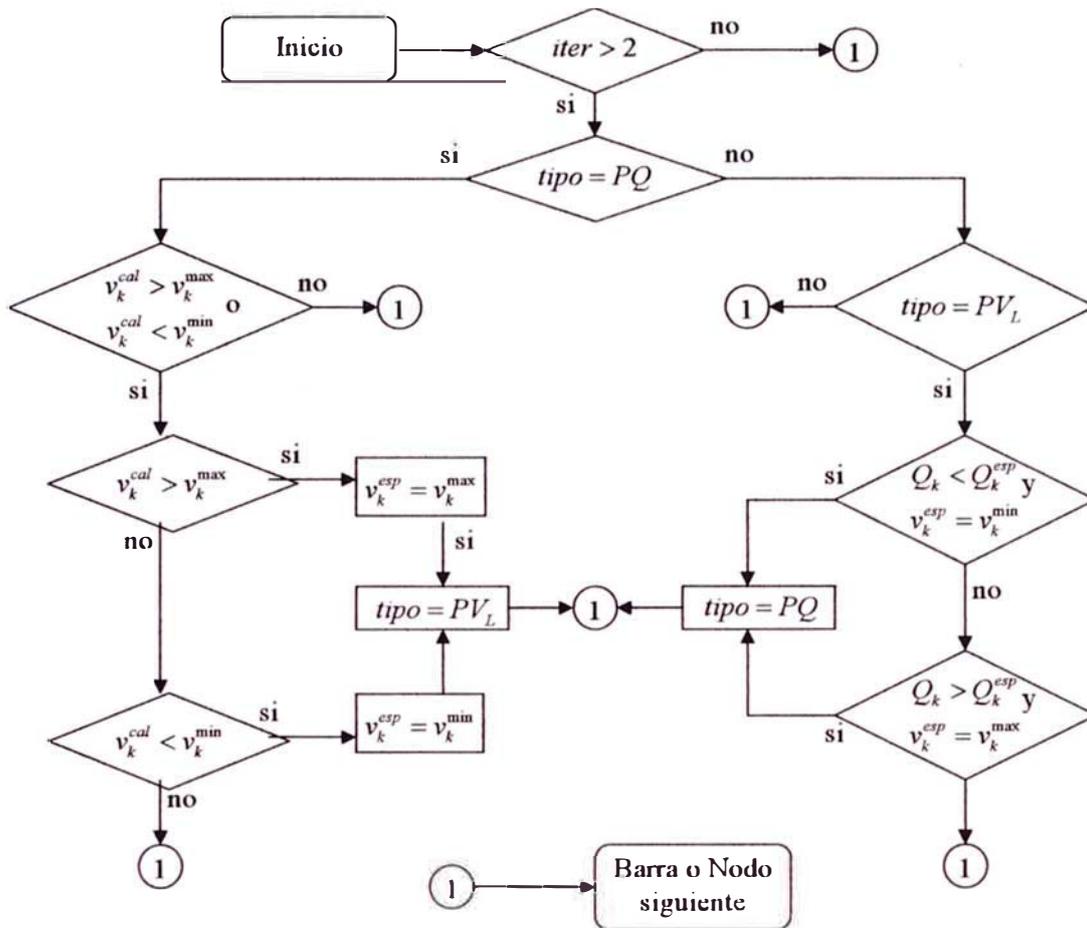


Fig. 2.24: Diagrama de flujo para el control de límite de potencia reactiva

especificado, ayudará a aumentar la tensión entrando así al rango permitido, esto significa que si $v_k^{esp} = v_k^{min}$ y $Q_k^{cal} < Q_k^{esp}$, la barra podrá regresar a su tipo original, o sea al tipo PQ . Análogamente se puede concluir cuando $v_k^{esp} = v_k^{max}$ y $Q_k^{cal} > Q_k^{esp}$. Ver Fig.2.24.

2.4. Métodos de Solución de Flujo de Potencia

Las ecuaciones para el cálculo del flujo de potencia no son lineales, como se vio en la sección 2.3. Para las barras de tipo PQ , la potencia activa P y reactiva Q son especificadas, para las barras de tipo PV , la potencia activa P y la magnitud de la tensión V son especificadas. Las condiciones de límites impuestas por los diferentes tipos de barras, hacen que el problema sea más compleja, y por lo tanto las ecuaciones de flujo de potencia son resueltas iterativamente usando técnicas como Gauss-Seidel, Newton-Raphson ó una derivación de este, el Desacoplado-Rápido [11], [12] y [13].

Se indica los métodos de solución mas usados para resolver este tipo de problema así como el método de Newton-Raphson que se usa en este trabajo.

2.4.1. Método de Gauss-Seidel

Este método es basado en aproximaciones iterativas propuesto por Seidel en 1874, para aplicaciones al problema de flujo de potencia y se basa en el cálculo del flujo de carga a la solución iterativa de la ecuación (2.101) ó (2.102)

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \vdots \\ \bar{I}_{NB} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \dots & Y_{1NB} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{NB1} & \dots & Y_{NBNB} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \vdots \\ \bar{V}_{NB} \end{bmatrix} \quad (2.101)$$

$$\bar{I} = Y\bar{V} \quad (2.102)$$

Donde NB es el número de barras ó nodos del sistema eléctrico de potencia.

Para la barra k se obtiene la potencia aparente:

$$S_k^* = P_k - jQ_k = \bar{I}_k \bar{V}_k^* \quad (2.103)$$

De la ecuación (2.102), se puede escribir:

$$\bar{I}_k = \frac{P_k - jQ_k}{\bar{V}_k^*} \quad (2.104)$$

Además, de la ecuación (2.92) se obtiene:

$$\bar{I}_k = Y_{kk} \bar{V}_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km} \bar{V}_m, \quad \Omega_k = \{1, 2, \dots, NB\} - \{k\} \quad (2.105)$$

Con estas dos ecuaciones, (2.104) y (2.105), se obtiene:

$$\frac{P_k - jQ_k}{\bar{V}_k^*} = Y_{kk} \bar{V}_k + \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km} \bar{V}_m \quad (2.106)$$

De la ecuación (2.106), se despeja la tensión \bar{V}_k :

$$\bar{V}_k = \frac{P_k - jQ_k}{\bar{V}_k^*} - \frac{1}{Y_{kk}} \sum_{m \in \Omega_k} Y_{km} \bar{V}_m \quad (2.107)$$

La ecuación (2.106) es el corazón del algoritmo iterativo. La iteración se inicia con valores estimados para la magnitud de la tensión y para el valor de los ángulos, esto en todas las barras de carga (PQ), y con valores de ángulos para las barras de los generadores (PV).

Para el cálculo de la tensión en la barra k se usa la ecuación (2.107) donde P_k y Q_k son conocidos y además los valores de las tensiones V_m son las tensiones que fueron calculados previamente por la misma ecuación. Por ejemplo, para la i -ésima iteración el valor de la tensión V_k^i es calculada usando las tensiones de las otras barras tales como: $V_1^i, V_2^i, \dots, V_{k-1}^i, V_k^{i-1}, V_{k+1}^{i-1}, \dots, V_{NB}^{i-1}$.

Si la barra k -ésima es un generador, se tiene que tomar en cuenta el siguiente procedimiento:

- a) Calcular el valor de la potencia reactiva utilizando la ecuación (2.108)

$$Q_k = -\text{Im} \left[\bar{V}_k^* \sum_{m \in \Omega} Y_{km} \bar{V}_m \right] \quad (2.108)$$

Donde Q_k es calculado usando los mejores valores de las tensiones disponibles de las otras barras. Si Q_k está dentro de sus límites Q_k^{max} y Q_k^{min} , este es usada en la Ec. (2.107) para calcular el nuevo valor actualizado de \bar{V}_k . Los valores de la magnitud de la tensión son forzadas a ser valores especificados y las Ecs. (2.107) y (2.108) son resueltas para obtener los valores de los ángulos. El control de límites fue tratado con mayor detalle en la sub-sección 2.3.3

- b) Si el valor de la potencia reactiva Q_k calculada por la Ec. (2.108) excede sus límites máximos ó mínimos, esta potencia sera igualada al valor límite. La actualización del valor de \bar{V}_k es calculada tratando al generador (tipo PV) como una barra tipo PQ

Se continua con las iteraciones hasta que las magnitudes de las tensiones y ángulos en las barras, por sucesivas iteraciones, converjan a sus valores especificados cumpliendo la tolerancia.

El método de Gauss-Seidel tiene una lenta convergencia por que la diagonal de la matriz de admitancia es pobremente dominante. Es frecuente el uso de factores de aceleración, como se indica en la Ec. (2.109) para aumentar la velocidad de convergencia.

$$\bar{V}_k^{nuevo} = \bar{V}_k^{antiguo} + c(\bar{V}_k^{nuevo} - \bar{V}_k^{antiguo}) \quad (2.109)$$

Donde, c es el factor de aceleración, su valor típicamente está comprendida entre 1.4 a 1.7.

2.4.2. Método de Newton-Raphson

Esta es una técnica para resolver un conjunto de ecuaciones no-lineales, por ejemplo para una representación de n ecuaciones, se tiene:

$$\begin{aligned} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_1 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_2 \\ \dots \dots \dots \dots \dots & \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= b_n \end{aligned} \quad (2.110)$$

En la ecuación (2.111) se muestra la representación en forma vectorial, también se puede escribir como en la Ec. (2.112)

$$f(\underline{x}) = \underline{b} \quad (2.111)$$

$$g(\underline{x}) = \underline{b} - f(\underline{x}) \quad (2.112)$$

Donde, el vector \underline{b} son valores especificados, $f(x)$ funciones no lineales que en el problema del FP son las ecuaciones de potencia activa y reactiva en las barras del SEP.

a) Para un problema unidimensional

Consideremos inicialmente un sistema unidimensional:

$$g(x) = 0 \quad (2.113)$$

Donde $g(x)$ y x son valores escalares. La idea es calcular el valor de x para que la función $g(x)$ sea nula. En términos gráficos se obtiene la Fig.2.25.

La solución de este problema por el método de Newton sigue los siguientes pasos [7]:

i Hacer $it = 0$ y escoger una solución inicial $x = x^{it} = x^0$.

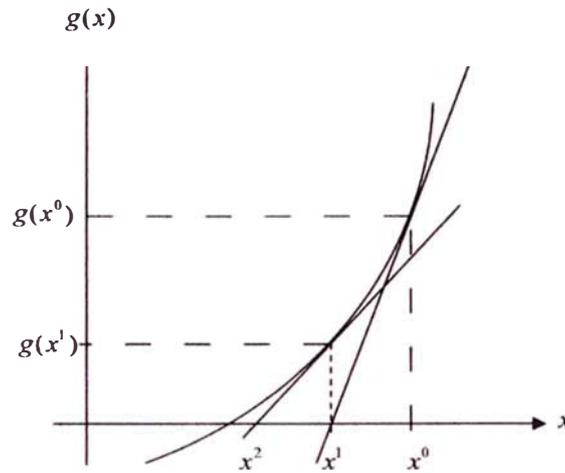


Fig. 2.25: Método de Newton, función $g(x)$

- ii* Calcular el valor de la función $g(x)$ en el punto $x = x^{it}$.
- iii* Comparar el valor calculado $g(x^{it})$ con la tolerancia especificada ε ; si $|g(x^{it})| \leq \varepsilon$, entonces $x = x^{it}$ será la solución buscada dentro del rango de la tolerancia $\pm\varepsilon$; si $|g(x^{it})| > \varepsilon$, el algoritmo debe de continuar, en el paso *iv*.
- iv* Linealizar, como se muestra en la Fig.2.25, la función $g(x)$ alrededor del punto $(x^{it}; g(x^{it}))$, y por medio de la serie de Taylor (Ec. 2.114):

$$g(x^{it} + \Delta x^{it}) \cong g(x^{it}) + g'(x^{it})\Delta x^{it} \quad (2.114)$$

Donde: $g' = dg/dx$. Este paso resume, el calculo de la derivada $g'(x^{it})$

- v* Resolver el problema linealizado, es decir encontrar Δx tal que se cumpla la ecuación 2.115):

$$g(x^{it}) + g'(x^{it})\Delta x^{it} = 0 \quad (2.115)$$

Esto significa que el nuevo valor estimado de x pasa a ser:

$$\begin{aligned} x^{it+1} &= x^{it} + \Delta x^{it}, \\ \Delta x^{it} &= -g(x^{it})/g'(x^{it}) \end{aligned} \quad (2.116)$$

- vi* Hacer $it = it + 1$ y regresar para el paso *ii*.

Una variación del método de Newton es mostrada en la Fig.2.26 la cual se

obtiene considerando la derivada constante, o sea en el paso iv del algoritmo se hace $g'(x^{it}) = g'(x^0)$.

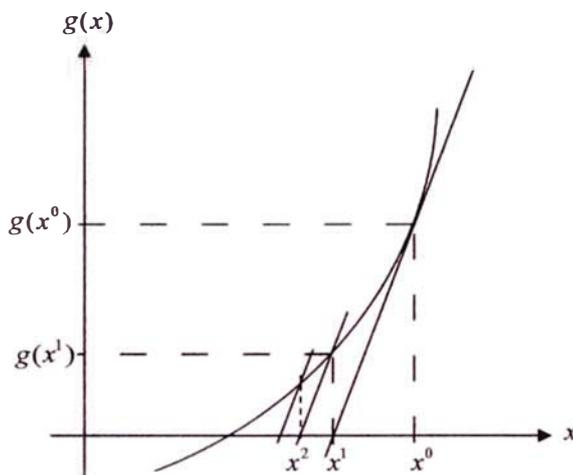


Fig. 2.26: Método de Newton con derivada constante, función $g(x)$

En esta versión el número de iteraciones para conseguir una convergencia dada una tolerancia, es en general mayor que el método original. La ventaja es que cada iteración se hace mas rápida ya que no es necesario calcular la derivada en cada paso.

b) Problema n -dimensional

Para un problema de n dimensiones, con n funciones, como es mostrada en la ecuación 2.110), se tiene:

$$\underline{g}(\underline{x}) = 0 \quad (2.117)$$

Esto es lo mismo que el mostrado en la Ec. 2.112). La función $\underline{g}(\underline{x})$ es una función vectorial de $(n \times 1)$ y \underline{x} es el vector de las $(n \times 1)$ incógnitas, o sea:

$$\begin{aligned} \underline{g}(\underline{x}) &= [g_1(\underline{x}), g_2(\underline{x}), \dots, g_n(\underline{x})]^t \\ \underline{x} &= [x_1, x_2, \dots, x_n]^t \end{aligned} \quad (2.118)$$

La resolución de la ecuación 2.117) sigue, básicamente, los mismos pasos del algoritmo presentado anteriormente, para el caso unidimensional. La principal diferencia se encuentra en el paso iv , donde ahora aparecerá la matriz Jacobiana. La linealización de la función vectorial $\underline{g}(\underline{x})$ para $\underline{x} = \underline{x}^{it}$ es dado por los términos de Taylor mostrada

en la Ec. (2.119)

$$\underline{g}(\underline{x}^{it} + \Delta\underline{x}^{it}) \cong \underline{g}(\underline{x}^{it}) + J(\underline{x}^{it})\Delta\underline{x}^{it} \quad (2.119)$$

Siendo J la matriz Jacobiana, dada por:

$$J = \frac{\partial \underline{g}}{\partial \underline{x}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial g_1}{\partial x_1} & \frac{\partial g_1}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial g_2}{\partial x_1} & \frac{\partial g_2}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial g_n}{\partial x_1} & \frac{\partial g_n}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial g_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \quad (2.120)$$

El vector de corrección $\Delta\underline{x}$ de la ecuación (2.119), es calculado con la ecuación:

$$\underline{g}(\underline{x}^{it}) + J(\underline{x}^{it})\Delta\underline{x}^{it} = 0 \quad (2.121)$$

Que es una manera linealizada para resolver el problema de $\underline{g}(\underline{x} + \Delta\underline{x}) = 0$.

El Algoritmo para resolver el sistema de ecuaciones $\underline{g}(\underline{x}) = 0$ por el método de Newton es:

- i* Hacer $it = 0$ y escoger una solución inicial $\underline{x} = \underline{x}^{it} = \underline{x}^0$.
- ii* Calcular el valor de la función $\underline{g}(\underline{x})$ con $\underline{x} = \underline{x}^{it}$.
- iii* Comparar los valores calculados $g_i(\underline{x}^{it})$ con la tolerancia especificada ε ; si $|g_i(\underline{x}^{it})| \leq \varepsilon$, ($i = 1, 2 \dots n$) entonces \underline{x}^{it} será la solución, caso contrario continuar con el paso *iv*
- iv* Calcular la matriz Jacobiana $J(\underline{x}^{it})$.
- v* Determinar la nueva solución para \underline{x}^{it} , con las Ecs. (2.122) y (2.123):

$$\underline{x}^{it+1} = \underline{x}^{it} + \Delta\underline{x}^{it} \quad (2.122)$$

$$\Delta\underline{x}^{it} = - [J(\underline{x}^{it})]^{-1} \underline{g}(\underline{x}^{it}) \quad (2.123)$$

- vi* Hacer $it = it + 1$ y regresar para el paso *ii*.

c) Aplicación del Newton-Raphson al FP

Para el caso del flujo de potencia, las funciones de $g(\underline{x})$ serán las de potencia activa P y la de potencia reactiva Q , siendo las variables (x) , las magnitudes de las tensiones V y ángulos de barras θ mostradas en la Ec. (2.124)

$$\begin{aligned} P_k &= V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \\ Q_k &= V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \end{aligned} \quad (2.124)$$

Y los errores son:

$$P_k^{esp} - V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) = 0 \quad (2.125)$$

para barras PQ y PV

$$Q_k^{esp} - V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) = 0 \quad (2.126)$$

para barras PQ

Para el sistema de NB barras, se tiene:

$$\begin{aligned} P_1^{esp} &= P_1(\theta_1, \dots, \theta_{NB}, V_1, \dots, V_{NB}) \\ \vdots & \\ P_{NB}^{esp} &= P_{NB}(\theta_1, \dots, \theta_{NB}, V_1, \dots, V_{NB}) \\ Q_1^{esp} &= Q_1(\theta_1, \dots, \theta_{NB}, V_1, \dots, V_{NB}) \\ \vdots & \\ Q_{NB}^{esp} &= Q_{NB}(\theta_1, \dots, \theta_{NB}, V_1, \dots, V_{NB}) \end{aligned} \quad (2.127)$$

donde el vector de variables, sería:

$$\underline{x} = \begin{bmatrix} \underline{\theta} \\ \underline{V} \end{bmatrix} \quad (2.128)$$

y en una barra k :

$$\begin{aligned} \Delta P_k &= P_k^{esp} - P_k(V, \theta) = 0 \\ \Delta Q_k &= Q_k^{esp} - Q_k(V, \theta) = 0 \end{aligned} \quad (2.129)$$

colocando en forma vectorial:

$$\begin{aligned}\underline{\Delta P} &= \underline{P}^{esp} - P(V, \theta) \\ \underline{\Delta Q} &= \underline{Q}^{esp} - Q(V, \theta)\end{aligned}\quad (2.130)$$

sea la función vectorial $\underline{g}(\underline{x})$, dado por:

$$\underline{g}(\underline{x}) = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix}\quad (2.131)$$

El punto central del proceso de Newton-Raphson es encontrar el vector de corrección Δx , exigiendo la resolución de la ecuación (2.121), de donde se puede escribir como:

$$\underline{g}(\underline{x}^{it}) = -J(\underline{x}^{it})\Delta \underline{x}^{it} = \underline{0}\quad (2.132)$$

Donde el super índice (it), indica la iteración it -ésima.

La función $\underline{g}^{it}(\underline{x})$ y el vector de variables \underline{x} se muestran en las Ecs. (2.133) y (2.134) respectivamente:

$$\underline{g}(\underline{x}^{it}) = \begin{bmatrix} \underline{\Delta P}^{it} \\ \underline{\Delta Q}^{it} \end{bmatrix}\quad (2.133)$$

$$\Delta \underline{x}^{it} = \begin{bmatrix} \underline{\Delta \theta}^{it} \\ \underline{\Delta V}^{it} \end{bmatrix}\quad (2.134)$$

y la matriz Jacobiana J es:

$$J(\underline{x}^{it}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial(\underline{\Delta P})}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial(\underline{\Delta P})}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial(\underline{\Delta Q})}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial(\underline{\Delta Q})}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix}\quad (2.135)$$

De las expresiones dadas para $\underline{\Delta P}$ y $\underline{\Delta Q}$, en la Ec. (2.130), y recordando que las

variables \underline{P}^{esp} y \underline{Q}^{esp} son constantes. La matriz Jacobiana, podrá ser re-escrita como:

$$J(\underline{x}^{it}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{V}} \\ \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\theta}} & \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{V}} \end{bmatrix} \quad (2.136)$$

Las submatrices que componen a la matriz Jacobiana J , puede ser expresados como:

$$H = \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{\theta}}; \quad N = \frac{\partial \underline{P}}{\partial \underline{V}} \quad (2.137)$$

$$M = \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{\theta}}; \quad L = \frac{\partial \underline{Q}}{\partial \underline{V}} \quad (2.138)$$

Luego, utilizando las ecuaciones (2.136), (2.137) y (2.138), en la ecuación (2.132), se puede escribir:

$$\begin{bmatrix} \Delta \underline{P}^{it} \\ \Delta \underline{Q}^{it} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta}^{it} \\ \Delta \underline{V}^{it} \end{bmatrix} \quad (2.139)$$

Los componentes de las submatrices de la matriz Jacobiana: H , N , M y L , son dados en las ecuaciones (2.140), (2.141), (2.142) y (2.143) respectivamente, como:

$$H \begin{cases} H_{km} = \partial P_k / \partial \theta_m = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ H_{kk} = \partial P_k / \partial \theta_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \end{cases} \quad (2.140)$$

$$N \begin{cases} N_{km} = \partial P_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \\ N_{kk} = \partial P_k / \partial V_k = V_k G_{kk} + \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \end{cases} \quad (2.141)$$

$$M \begin{cases} M_{km} = \partial Q_k / \partial \theta_m = -V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \\ M_{kk} = \partial Q_k / \partial \theta_k = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \end{cases} \quad (2.142)$$

$$L \begin{cases} L_{km} = \partial Q_k / \partial V_m = V_k (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ L_{kk} = \partial Q_k / \partial V_k = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in \Omega} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \end{cases} \quad (2.143)$$

Los elementos H_{kk} , N_{kk} , M_{kk} y L_{kk} , pueden ser escritos como función de las inyecciones de potencia activa y reactiva en una barra k :

$$\begin{aligned} H_{kk} &= -Q_k - V_k^2 B_{kk} \\ N_{kk} &= V_k^{-1}(P_k + V_k^2 G_{kk}) \\ M_{kk} &= P_k - V_k^2 G_{kk} \\ L_{kk} &= V_k^{-1}(Q_k + V_k^2 B_{kk}) \end{aligned} \quad (2.144)$$

El método de Newton aplicado al problema del flujo de potencia, tendrá los siguiente pasos:

- i Hacer $it = 0$ y escoger los valores iniciales para los ángulos y magnitudes de tensiones de las barras PQ y PV ($\theta = \theta^0$), y las magnitudes de las tensiones de las barras PQ ($V = V^0$)
- ii Calcular $P_k(V^{it}, \theta^{it})$ para las barras PQ y PV , calcular $Q_k(V^{it}, \theta^{it})$ para las barras PQ y determinar los errores ΔP_k^{it} y ΔQ_k^{it}
- iii Verificar la convergencia: si $Max\{|\Delta P_k^{it}|\} \leq \epsilon_P$ y $Max\{|\Delta Q_k^{it}|\} \leq \epsilon_Q$, el proceso iterativo converge, para la solución (V^{it}, θ^{it}) ; caso contrario continuar con el paso (iv).
- iv Calcular la matriz Jacobiana:

$$J(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) = \begin{bmatrix} H(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) & N(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) \\ M(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) & L(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) \end{bmatrix} \quad (2.145)$$

- v Determinar la nueva solución $(\underline{V}^{it+1}, \underline{\theta}^{it+1})$, con las Ecs. (2.146) y (2.147):

$$\underline{\theta}^{it+1} = \underline{\theta}^{it} + \Delta \underline{\theta}^{it} \quad (2.146)$$

$$\underline{V}^{it+1} = \underline{V}^{it} + \Delta \underline{V}^{it} \quad (2.147)$$

Donde, $\underline{\theta}^{it}$ y \underline{V}^{it} son determinados, resolviendo el sistema lineal dado por:

$$\begin{bmatrix} \Delta P(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) \\ \Delta Q(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) & N(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) \\ M(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) & L(\underline{V}^{it}, \underline{\theta}^{it}) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \underline{\theta}^{it} \\ \Delta \underline{V}^{it} \end{bmatrix} \quad (2.148)$$

- vi Hacer $it = it + 1$ y regresar para el paso ii.

2.4.3. Método Desacoplado-Rápido

Antes del método Desacoplado-Rápido se empleaba el método Newton-Desacoplado, que aquí no se presenta. Los métodos desacoplados provienen del desacoplamiento PQ-PV, es decir, son obtenidos al considerar que las sensibilidades $\partial P/\partial\theta$ y $\partial Q/\partial V$ son más fuertes (relación directa) que las sensibilidades de $\partial P/\partial V$ y $\partial Q/\partial\theta$. Este tipo de relación en general es verificado para las redes de transmisión de alta, extra alta tensión (> 230 kV) y ultra-alta tensión (> 750 kV) [7]. El desacoplamiento hace posible resolver el problema por medio de dos sub-problemas $P\theta$ y QV , que son resueltas de forma alternada. En la resolución del sub-problema $P\theta$ son utilizadas los valores actualizados de V ; y en la resolución del sub-problema QV son utilizados los valores actualizados de θ .

El método de desacoplado rápido, además de ignorar (igualar a cero) las submatrices Jacobianas N y M (Newton desacoplado¹) las submatrices H y L se mantienen constantes durante el proceso iterativo, como se indica en la ecuación (2.149), por tal razón la matriz Jacobiana en este caso, contiene elementos aproximados. Pero el cálculo de las variaciones ó errores $\underline{\Delta P}$ y $\underline{\Delta Q}$ son determinados usando las mismas ecuaciones que para el Newton Raphson, dadas por las ecuaciones (2.125) y (2.126)

$$\begin{bmatrix} \underline{\Delta P} \\ \underline{\Delta Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & 0 \\ 0 & L \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{\Delta\theta} \\ \underline{\Delta V} \end{bmatrix} \quad (2.149)$$

Los métodos desacoplados aproximan el cálculo de las derivadas pero mantienen la integridad del modelo del sistema (se mantiene la topología de la red eléctrica), y por esto no afectan en la solución final del flujo de carga.

El método desacoplado rápido utiliza las siguientes ecuaciones:

$$\begin{aligned} \underline{\Delta P}(V, \theta)/V &= B' \underline{\Delta\theta} \\ \underline{\Delta Q}(V, \theta)/V &= B'' \underline{\Delta V} \end{aligned} \quad (2.150)$$

Donde, B' y B'' son dados por las Ecs. (2.151) y (2.152):

¹ En el método Newton-Desacoplado N y M son igualadas a cero para acelerar la convergencia

$$B' = \begin{cases} B'_{km} = -x_{km}^{-1} \\ B'_{kk} = \sum_{m=1}^{NB} x_{km}^{-1} \end{cases} \quad (2.151)$$

$$B'' = \begin{cases} B''_{km} = -B_{km} \\ B''_{kk} = B_{kk} \end{cases} \quad (2.152)$$

B_{km} y B_{kk} son los elementos de la matriz de susceptancia B y x_{km} es la reactancia serie de una línea ó un transformador.

Ahora, se verifica la validez de la ecuación (2.150). Sea \widehat{V} una matriz diagonal cuyos elementos no nulos, son las magnitudes de las tensiones de las barras PQ del sistema. Con ayuda de la matriz \widehat{V} , las submatrices H y L pueden ser escritas como:

$$\begin{aligned} H &= \widehat{V} H' \\ L &= \widehat{V} H' \end{aligned} \quad (2.153)$$

Además, de las expresiones encontradas para H y L , mostradas en las Ecs. (2.140) a (2.144), se puede escribir:

$$\begin{aligned} H'_{km} &= V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \\ H'_{kk} &= -Q_k / V_k - V_k B_{kk} \end{aligned} \quad (2.154)$$

$$\begin{aligned} L'_{km} &= G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km} \\ L'_{kk} &= Q_k / V_k^2 - B_{kk} \end{aligned} \quad (2.155)$$

En estas ecuaciones (2.154) y (2.155), se consideran las siguientes aproximaciones:

- (a) $\text{cos} \theta_{km}$ es muy próximo a uno.
- (b) B_{km} es en magnitud mucho mayor al $G_{km} \text{sen} \theta_{km}$.
- (c) $B_{kk} V_k^2$ es en magnitud mucho mayor al Q_k .

Las aproximaciones (a) y (b), son en general válidas para sistemas de transmisión extra-alta tensión y ultra-alta tensión. La aproximación (c) en general también es válida, pues está basado en que las reactancias shunt (cargas, reactores, capacitores, shunt de líneas, etc.) de una red de transmisión serán mucho mayores que las reactan-

cias series (líneas y transformadores). Luego, se introduce las aproximaciones (a), (b) y (c) en las ecuaciones (2.154) y (2.155), se obtiene:

$$\begin{aligned} H'_{km} &\cong V_m B_{km} \\ H'_{kk} &\cong -V_k B_{kk} \end{aligned} \quad (2.156)$$

$$\begin{aligned} L'_{km} &\cong -B_{km} \\ L'_{kk} &\cong -B_{kk} \end{aligned} \quad (2.157)$$

Considerando que los valores de las tensiones V_m y V_k , son aproximadamente 1.0 pu, es posible aproximar las submatrices de la Jacobianas H' y L' , dadas por:

$$\begin{aligned} H' &\cong B' \\ L' &\cong B'' \end{aligned} \quad (2.158)$$

Donde las matrices B' y B'' son dependientes de los parámetros del sistema de transmisión, por lo tanto son independientes de las variables del sistema ángulos (θ) y magnitudes de tensiones (V).

De las ecuaciones (2.149) y (2.158) se obtiene:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{P} &= H \Delta \underline{\theta} = \widehat{V} H' \Delta \underline{\theta} \\ \Delta \underline{Q} &= L \Delta \underline{V} = \widehat{V} L' \Delta \underline{V} \end{aligned} \quad (2.159)$$

Como la matriz \widehat{V} es de las tensiones, se puede hacer:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{P} / \widehat{V} &= \Delta \underline{P} / V = H' \Delta \underline{\theta} \\ \Delta \underline{Q} / \widehat{V} &= \Delta \underline{Q} / V = L' \Delta \underline{V} \end{aligned} \quad (2.160)$$

Ahora, usando la ecuación (2.158), la ecuación (2.160) puede ser re-escrita como:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{P} / V &= B' \Delta \underline{\theta} \\ \Delta \underline{Q} / V &= B'' \Delta \underline{V} \end{aligned} \quad (2.161)$$

En la Fig.2.27 se muestra el diagrama de flujo del método del desacoplado rápido para el cálculo del flujo de potencia.

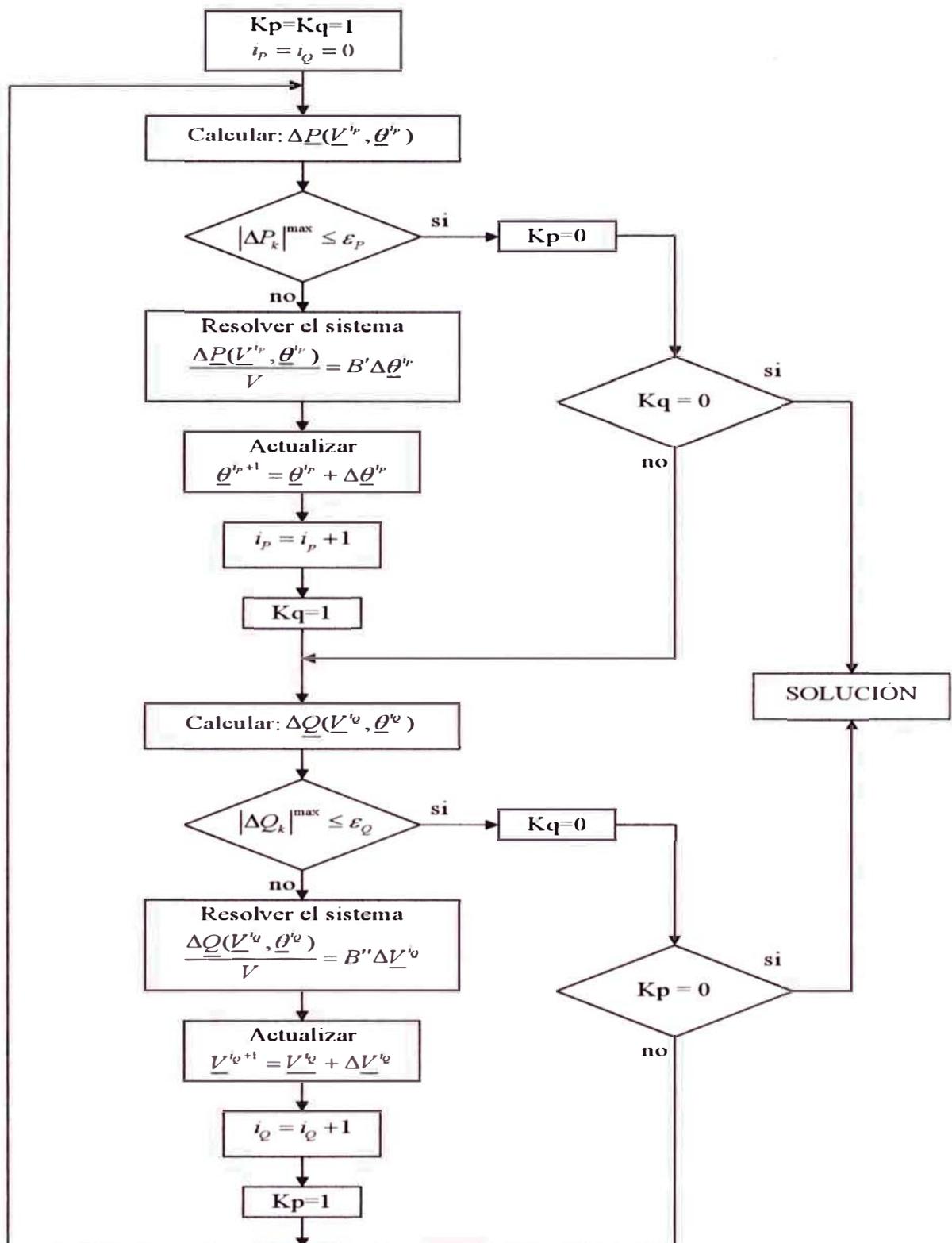


Fig. 2.27: Diagrama de flujo del método del desacoplado rápido para el cálculo del flujo de potencia

2.5. Principales Compensadores de Potencia Reactiva

La compensación de los sistemas eléctricos de potencia se iniciaron con la colocación de reactores en conexión shunt, luego, con la colocación de bancos de capacitores. La conexión fue para ayudar la falta ó al exceso de potencia reactiva del SEP. Por tal razón aquí se consideran los compensadores de potencia reactiva que son utilizados con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia.

2.5.1. Potencia reactiva

La potencia reactiva es producida una sola vez cuando la red es energizada después de un colapso y la misma es consumida una sola vez después de otro colapso. La potencia reactiva es constantemente intercambiada por los varios equipamientos que componen la red eléctrica como capacitores y reactores (motores, transformadores, balastos de iluminación, etc.), donde la potencia reactiva es mantenida constante.

Lógicamente, un sistema eléctrico de potencia está compuesto por varios equipamientos que son encendidos y/o apagados (switched on/off), donde la potencia reactiva es producida y/o consumida. [14]

También se interpreta la potencia reactiva como los campos magnéticos de los motores, reactores, balastos de iluminación, etc. que fluyen por la red sin significar potencia útil, pero es necesaria para su funcionamiento. Como por ejemplo se puede afirmar que los artefactos que basan su funcionamiento en resistencias eléctricas transforman la totalidad de la energía requerida en calor ó luz (energía activa). Sin embargo, la mayoría de las maquinarias destinan gran parte de la energía consumida para transformarla en frío, luz, movimiento, etc. (energía activa) pero, por estar equipada con bobinados eléctricos, otra parte de la energía es utilizada para su propio funcionamiento (energía reactiva). La potencia reactiva no produce por si misma ningún trabajo.

Cuanto mayor es el consumo de energía reactiva menor será el aprovechamiento de la energía total recibida. Para una operación confiable del sistema de potencia, el control de tensión y de potencia reactiva deberá satisfacer los siguientes objetivos: [4]

- Tensiones en los terminales de todos los equipamientos del sistema deben estar en sus límites aceptables. La operación prolongada de estos equipos en tensiones fuera del rango de límites podría afectar la performance y causar daños.
- La estabilidad del sistema es mejorado por la utilización máxima del sistema de

transmisión al controlar la tensión y la potencia reactiva.

- El flujo de potencia reactiva es minimizado reduciendo por consiguiente las pérdidas activas (RI^2) y reactivas (XI^2). Esto asegura que el sistema de transmisión opere eficientemente, principalmente para el flujo de potencia activa.

a) Necesidad de la potencia reactiva

La potencia reactiva no necesita ser transmitida en su totalidad, siendo más conveniente producirlo en el mismo lugar donde se va a consumir [14]. Para que un sistema de potencia opere en forma optimizada, la potencia reactiva de los generadores tienen que estar fuertemente relacionadas con la potencia que se va a transmitir, esto para no salir de los límites de la tensión. La potencia reactiva es fundamental para controlar los niveles de tensión que es un requisito de la compensación. La compensación existe debido a los dispositivos que almacenan, consumen y proveen de potencia reactiva.

El efecto capacitivo generado por las grandes líneas de transmisión, inyectan potencia reactiva positiva al sistema, la falta de potencia reactiva exigida por las cargas estáticas ó dinámicas, generan una inyección de potencia reactiva negativa al sistema.

b) Producción y absorción de potencia reactiva dentro de un SEP

- *Los generadores síncronos*, pueden generar ó absorber potencia reactiva dependiendo de la excitación; sobre-excitado produce potencia reactiva y sub-excitado absorbe potencia reactiva. Pero esto es limitado por la corriente de campo, corriente de armadura y límites térmicos.
- *Líneas aéreas*, estos dependen de la corriente de carga, para absorber ó producir potencia reactiva. Cargas inferiores a la *carga natural*² producen potencia reactiva en la red y cargas superiores absorben potencia reactiva.
- *Cables subterráneos*, debido a la alta capacitancia, tienen una alta *carga natural*, por tal generan potencia reactiva en cualquier tipo de operación.
- *transformadores*, siempre absorben potencia reactiva; sin carga la magnetización shunt tiene efecto dominante; a plena carga la inductancia de dispersión en serie

² *Carga natural* = V_0^2/Z_C , donde: Z_C y V_0 son impedancia y tensión de la línea, [4]

tiene efecto predominante.

- *Cargas*, estos por lo general absorben potencia reactiva. Las cargas son compuestas por un conjunto de componentes eléctricos, electrónicos y mecánicos y algunas veces electro-químicos, que siempre varía con la tensión. Las cargas industriales normalmente están cargadas de potencia reactiva, necesitando capacitores shunt para mejorar su factor de potencia.
- *Equipos de compensación*, son por lo general adicionados al sistema para suministrar ó absorber potencia reactiva, consecuentemente controla el balance de potencia reactiva de una manera deseada.

2.5.2. Compensadores de potencia reactiva

Dispositivos almacenadores de energía, consumidores y proveedores de potencia reactiva, ayudan a compensar el sistema de transmisión, ofreciendo una mejor flexibilidad para su control. El compensador de potencia reactiva puede eliminar las variaciones de tensión, causadas por las variaciones en la potencia activa y reactiva de la carga. En la práctica la compensación reactiva no puede mantener al mismo tiempo la tensión y el factor de potencia constante [15].

En la TABLA 2.1 se muestra el rango de un compensador por unidad de potencia aparente para diversos factores de potencia.

TABLA N° 2.1: Requerimientos de potencia reactiva para la compensación con diversos factores de potencia

Factor de Potencia de la Carga ($\cos \varphi$)	Rango de Compensación Q_T (pu. del rango de Pot. aparente de la Carga)
1.00	0.000
0.95	0.312
0.90	0.436
0.80	0.600
0.60	0.800
0.40	0.917
0.00	1.000

La carga puede ser compensada en forma parcial, donde el grado de compensación está determinado por una decisión técnica y esencialmente económica [16], donde al mismo tiempo se trata de balancear el costo del compensador y el costo

de obtener la potencia reactiva del sistema de generación para una eventual existencia de multas, esto asociado al consumo con bajo factor de potencia en un determinado periodo de tiempo.

Un compensador funciona en forma pasiva por que trabaja a un valor establecido, por ejemplo los bancos de compensación serie y reactores shunt en la subestación de Cotaruse.

a) Algunas especificaciones para un compensador de carga [17]:

- Requerimiento de potencia reactiva continua y en corto tiempo.
- Clasificación de tensión y límite de variaciones de tensión.
- Aproximación de la regulación de tensión requerida.
- Tiempo de respuesta del compensador para perturbaciones específicas.
- Máxima distorsión de armónicos con compensador en servicio.
- Performance de la tensión en carga desbalanceadas.
- Factores ambientales: nivel de ruido interno/externo de la instalación; temperatura, humedad, contaminación, viento y factores sísmicos; derrame del transformador, capacitores , sistema de enfriamiento.
- Requerimiento de planos de las instalaciones; acceso, delimitaciones, estructura; previsión para una expansión futura, previsiones de mantenimiento y otros.
- Disposición de protección para el compensador y coordinación con otros sistemas de protección, incluyendo los límites de potencia reactiva si fuera necesario.
- Procedimientos y precauciones para la energización.

Un deficiente manejo de la potencia reactiva en los SEP origina:

- Aumento de las pérdidas de potencia activa por las sub-tensiones ó sobre-tensiones y en consecuencia baja calidad de la energía eléctrica.
- Inestabilidad de tensión y provable colapso del sistema.
- Necesidad de una capacidad adicional de generación, transmisión y distribución.

- Aumento de los costos operacionales por la necesidad de operar generadores con mayor costo de producción, con la finalidad de compensar la insuficiencia de potencia reactiva.

Los principales compensadores de potencia reactiva son:

a) Condensadores síncronos

Es una máquina síncrona, con salidas de potencia reactiva lo cual pueden ser controlados mediante la variación de la corriente de excitación, como se muestra en la Fig.2.28

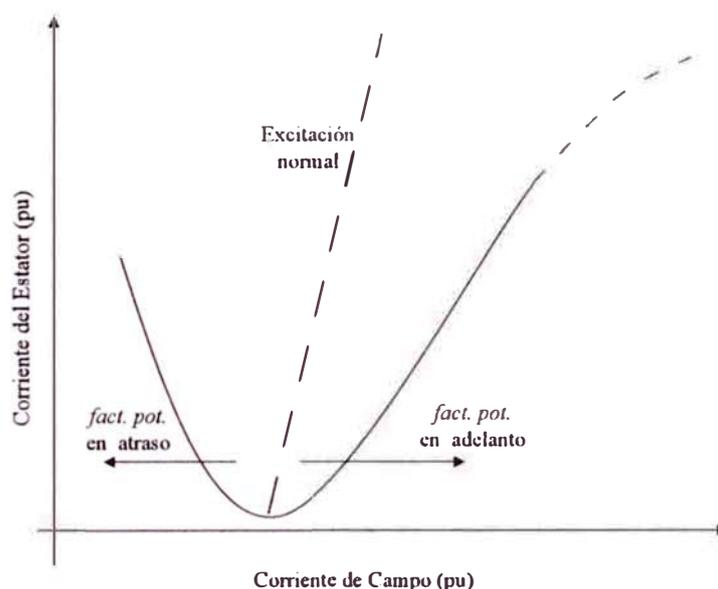


Fig. 2.28: Relación entre la corriente del estator y la corriente de campo del condensador síncrono

Los condensadores síncronos son mayormente usados para controlar grandes tensiones y para soporte dinámico de potencia reactiva en los terminales del HVDC (rectificadores/inversores).

b) Reactor saturado

El reactor saturado (RS) es un reactor de núcleo múltiple, por las conexiones de fase, resultando una fuente reactiva de tensión constante, Fig.2.29. El RS casi no necesita mantenimiento y con relación a las características de operación no es muy

flexible, Fig.2.30. El reactor saturado actúa de forma mas rápida sin el capacitor de corrección de inclinación (*slope*), esto en comparación con otros compensadores [18].

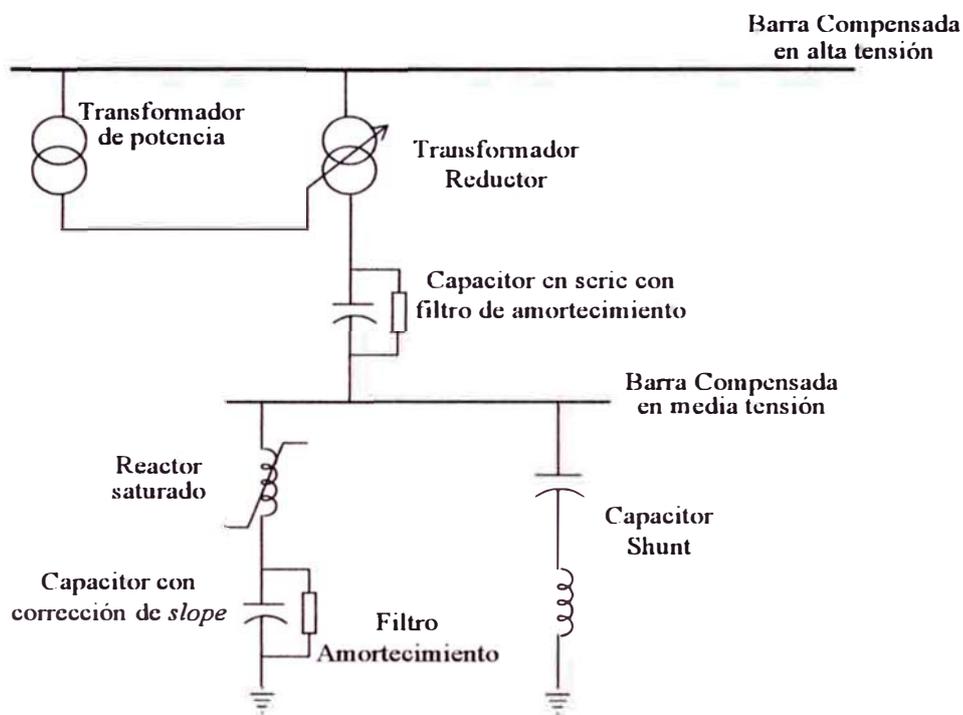


Fig. 2.29: Compensador: Reactor saturado

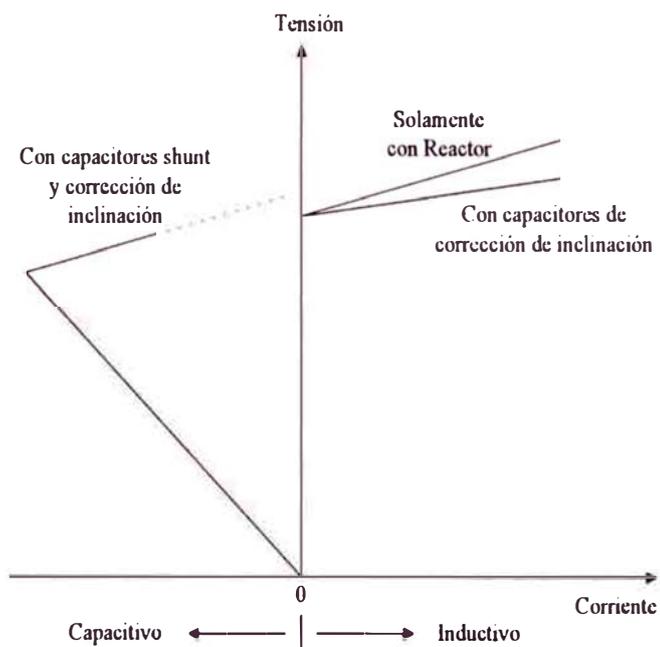


Fig. 2.30: Característica de operación del Reactor saturado

El RS es un equipamiento muy confiable, excepto para abertura de arco y componentes de cambio del tap [18]. Este compensador es generalmente usado para controlar grandes tensiones, aliviar los *flicker* de tensión, y también usado como compensador en los terminales de los HVDC.

c) Compensador estático de VAR (SVC)

Este compensador fue desarrollado a inicio de la década del 70, con el objetivo de controlar la tensión en las barras con cargas especiales como por ejemplo hornos de arco eléctrico.

La compensación de potencia reactiva también es útil en casos de perturbaciones dinámicas. En la referencia [19] se muestra la performance del sistema cuando el SVC actúa como una extensión del modelo del generador y en la referencia [20] se muestra como el SVC es usado en el control de la estabilidad.

El compensador estático de potencia reactiva puede ser compuesto por uno ó la combinación de los siguientes equipamientos, pudiendo tener en paralelo a ellos un capacitor fijo (FC) [4]

- Reactor controlado por tiristores (TCR), donde varia el reactor para controlar la tensión a un cierto valor estipulado.
- Capacitor conmutado por tiristores (TSC), en este caso los tiristores se accionan, conectando ó desconectando el capacitor, sin ningún tipo de control.
- Reactor conmutado por tiristores (TSR), en este caso los tiristores se accionan, conectando ó desconectando el reactor y sin aplicar ningun tipo de control.
- Transformador controlado por tiristores (TCT), es un transformador con alto valor de reactancia de fuga (proximo a 100 %), la bobina secundaria cierra circuito por medio de un par de tiristores antiparalelos, que controlan por medio de los ángulos de disparo la potencia reactiva.
- Conversor auto-conmutado (SCC-self-commuted converter) ó conmutado por la red (LCC - line-commuted converter). Son tipos de convertidores de fuentes de corriente, el LCC es basado en tiristores y el SCC basado en dispositivos con puerta de desactivación (*turn-off*) como por ejemplo el GTO , MTOs, IGBTs, etc. [1].

La configuración mas usada para el SVC es un reactor controlado por tiristores en paralelo con un capacitor fijo, que también viene a ser la configuración para el capacitor serie controlado por tiristores (TCSC). En la Fig.2.31 se muestra la configuración básica de un TCR y un TSC, y en la Fig.2.32 la configuración del TCR en paralelo con el FC, siendo esta la configuración usada para el SVC (*conexión shunt*) y para el TCSC (*conexión en serie*).

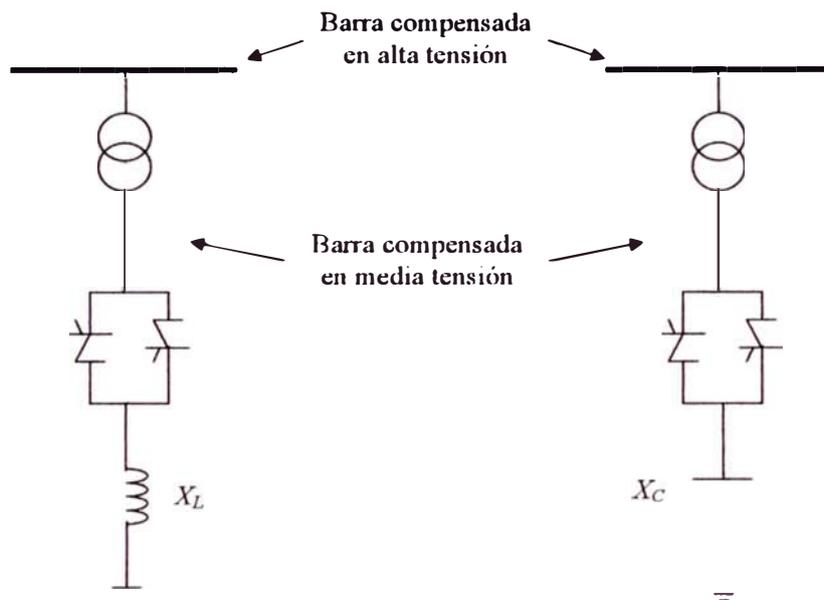


Fig. 2.31: Reactor Controlado por tiristores y capacitor accionado por tiristores

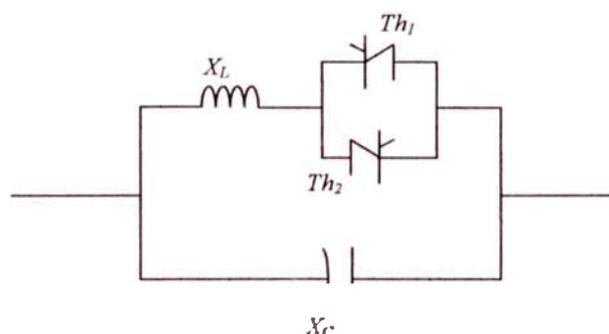


Fig. 2.32: Reactor controlado por tiristores en paralelo con capacitor fijo (TCR-FC)

En la TABLA2.2 se indican algunas ventajas y desventajas de la compensación de potencia reactiva utilizados en los SEP [17]. En la TABLA2.3 se presenta una comparación entre compensadores de potencia reactiva [18].

TABLA N° 2.2: Ventajas y desventajas de equipamientos de potencia reactiva

Equipamiento de compensación	Ventajas	Desventajas
Shunt inductivo	Sistema simple Fácil instalación	Valores fijos.
Shunt capacitivo	Principio simples Fácil instalación	Valores fijos. Transitorios por conmutación
Compensador Síncrono	Capacidad útil para sobrecarga. Completamente controlable Bajos armónicos	Alto requerimiento de mantenimiento Respuesta de control lenta. Funcionamiento sensible a la localización Requiere inversión elevada
Capacitor en serie	Sistema simple Funcionamiento sensible a la localización	Requiere protección para sobre-tensión. Filtro de sub-armónicos.
SVC	Respuesta de control rápida Completamente controlable Pueden ser rápidamente reparados	Generan armónicos. Funcionamiento sensible a la localización.

TABLA N° 2.3: Comparación de diferentes compensadores de reactivos

No.	Característica:	Condensador Síncrono	RS/FC	FC-TCR/TSC-TCR	TSC	TSC-TCR	MSC-TCR
1	Rango de control	Inductivo y capacitivo	Inductivo y capacitivo - FC	Inductivo y capacitivo	Capacitivo.	Inductivo y capacitivo	Inductivo y capacitivo
2	Control natural	Activo continuo	Continuo inherente	Activo continuo	Activo discreto	Activo continuo	Activo continuo
3	Tiempo de respuesta	Lento	Rápido: sistema, corrección, inclinación-capacitor y filtro dependiente.	Rápido: sistema y control dependiente	Rápido: control dependiente		
4	Capacidad de control:						
	Control de tensión	Bueno	Limitado	Bueno	Limitado	Bueno	Bueno
	Señal auxiliar estabilizante	Limitado	No	Bueno	No	Bueno	Bueno
	Control de fase individual	Limitado	Limitado	Bueno	Limitado	Bueno	Bueno
5	Generación de armónicos	Ningún	Muy lento (hasta el 17th)	Bajo: necesario filtro	Ningún		
6	Limitación de sobre tensión y Capacidad de sobrecarga	Muy bueno	Muy bueno: limitado por corrección de la pendiente del capacitor	Moderado;	Ningún.		
7	Inercia de rotación	Si	No	No.	No.	No.	No.
8	Sensitividad para desvío de frecuencia	Si	No	No.	No.	No.	No.
9	Perdidas	Moderado	Moderado: incremento con el atraso de la corriente	Medio: incremento con el atraso de la corriente	Poco: incremento de la corriente	Poco: dependiente de la configuración	Poco
10	Conexión con alta tensión	No	RS: no. FC: si.	TCR: no. TSC, FC: si.	No.	No	TCR: no MSC: si
11	Energización	Lento	Rápido y directo	Rápido con acción de control, mínimos transitorios.	Rápido con acción de control, algunos transitorios.	Rápido con acción de control, algunos transitorios.	Rápido con acción de control, algunos transitorios.

CAPÍTULO III

MODELOS DE LOS CONTROLADORES FACTS EN RÉGIMEN PERMANENTE

3.1. Introducción

En sistemas eléctricos extensos ó sistemas que interconectan grandes áreas como los sistemas centro norte y el sur del Perú, se tiene dificultad para poder mantener las tensiones dentro de sus límites, ya que en estos sistemas los centros de generación importantes (centrales hidroeléctricas) se encuentran alejados de los centros de consumo (ciudades, fábricas, etc.).

Para poder llevar la potencia necesaria a los centros de consumo, son utilizadas líneas de grandes longitudes, por lo que afecta a la capacidad de transmisión e incrementan las pérdidas; esto es más problemático cuando existen ciudades centralizadas, como por ejemplo Lima, Arequipa y Trujillo. La operación de un sistema de potencia es más dificultoso con la falta ó deficiencia de compensación de la potencia reactiva. La compensación reactiva deficiente produce desniveles en la tensión, comprometiendo la calidad del servicio y el comportamiento estático y dinámico del sistema. Algunos operadores de SEP opinan que para mantener los niveles de tensión dentro de sus límites, se ven obligados a operar fuera del despacho económico; por lo que hace necesario la operación de generadores térmicos que estén más próximos a los centros de consumo, a pesar de contar con generación hidráulica suficiente [15].

Los Controladores FACTS son dispositivos constituidos a base de dispositivos de electrónica de potencia. Ellos tienen la peculiaridad de poder controlar la potencia reactiva, por tal motivo controlan la tensión, controlan el flujo de potencia activa y/o reactiva en las líneas de transmisión, haciendo que el SEP sea más flexible para su control y su operación.

3.2. Control de Potencia Reactiva en Sistema de Transmisión

El control de la potencia reactiva siempre ha sido un problema para los operadores independientes de sistemas (OIS). Actualmente, la operación de los sistemas

eléctricos de potencia se está tratando de hacer en tiempo real, utilizando la información obtenida por el sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) y con la ayuda de los estimadores de estado para poder prever algún problema de perturbación en el SEP.

En la referencia [21] se muestra la utilización del sistema SCADA para el control de bancos de capacitores en un programa que lo llaman CAPCON (**capacitors control**), desarrollado por *Virginia Electric & Power Company (Virginia Power)* donde algunas ventajas sería:

- El control de la tensión y control de la potencia reactiva, que ayuda a mantener los límites de operación normal en el sistema;
- La operación remota de los conmutadores de los bancos capacitivos (excluyendo mano de obra), se da conociendo el valor de la potencia reactiva controlable así como las nuevas cargas en crecimiento.
- Disminución de sobre-tensiones en la conexión de los bancos capacitivos.

Daniel Ward ([22]) da una visión general de la utilización del CAPCON, indicando la potencia reactiva que debe ser considerada interrelacionando el sistema de generación, sistema de transmisión y el sistema de distribución, pero considerando además el principio de cada sistema.

3.2.1. Mejoría del sistema de transmisión

En la actualidad, la búsqueda del aumento de la capacidad de transmisión disponible (ATC - Available transmission capability) es cada vez mayor, debido a un incremento de las cargas; por lo que se sugiere la construcción de nuevas líneas, re-instalación de líneas de transmisión existentes (re-localización) y la instalación de equipamientos estáticos y electro-mecánicos [23].

Se conoce algunas formas tradicionales para mejorar la capacidad de transmisión de potencia como:

- Reacondicionar los conductores de las líneas de transmisión y/o relocalizar los equipamientos terminales. Si la línea de transmisión es insuficiente para la transferencia del flujo de potencia programado, el reacondicionamiento puede ser con un conductor de mayor capacidad de transferencia.

- Aumentar el nivel de tensión. Por ejemplo con el aumento de 138 kV a 220 kV, se tendrá un incremento de aproximadamente 160 % de la capacidad de transmisión inicial, usando el mismo conductor. Esto conlleva a una actualización de las subestaciones por el nivel de tensión, así como del sistema de protección.
- Instalación de nuevas líneas de transmisión. Sirve para aliviar la sobrecarga proporcionando trayectos adicionales para el flujo de potencia. En este caso debe tenerse en cuenta la existencia de dificultades tales como las restricciones ambientales y restricciones de las áreas a ocupar.
- Convertir un circuito simple a doble circuito. Implica modificar el soporte existente de las líneas, acondicionandolos para adicionar otras líneas (puede implicar una modificación total ó parcial del soporte).
- Compensación en serie. Es la instalación adecuada de compensadores en serie en las líneas de transmisión largas. La compensación serie disminuye la impedancia de transferencia de la línea, incrementando la capacidad de transmisión [24];

3.3. Conceptos y Clasificación de los Controladores FACTS

Esta nueva tecnología basada en la electrónica de potencia ofrece una oportunidad para mejorar la controlabilidad, estabilidad y capacidad de transferencia de la potencia, en el sistema de transmisión en corriente alterna [1]. La inclusión de los Controladores FACTS dentro de un sistema de energía eléctrica, hace manejable el control tanto de la potencia activa como de la potencia reactiva, llevando a un control más flexible.

La IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) junto con la CIGRÉ (Conseil International des Grands Réseaux Electriques), definen los FACTS como *"Sistemas de transmisión de corriente alterna que incorporan controladores basados en la electrónica de potencia y mas otros controladores estáticos para mejorar la controlabilidad y aumentar la capacidad de transferencia de potencia"* [25] [1] [2].

Controlador FACTS .- Es un sistema a base de dispositivos de electrónica de potencia y otros equipamientos, que ofrecen control de uno ó más parámetros del sistema de transmisión de potencia en corriente alterna.

Existen varios tipos de Controladores FACTS los cuales pueden ser clasificados de la siguiente manera: [1]

- Controladores Shunt
- Controladores Serie
- Controladores Combinados: serie-serie y serie-shunt

3.3.1. Controladores shunt

Pueden ser modelados como impedancias variables (capacitor, reactor, etc), como fuentes variables ó como una combinación de estas. Los controladores shunt inyectan corriente en el punto de conexión y debido a que son impedancias variables, la inyección de corriente también es variable para un cierto valor de tensión. En la Fig.3.1 se muestra la configuración del controlador shunt.

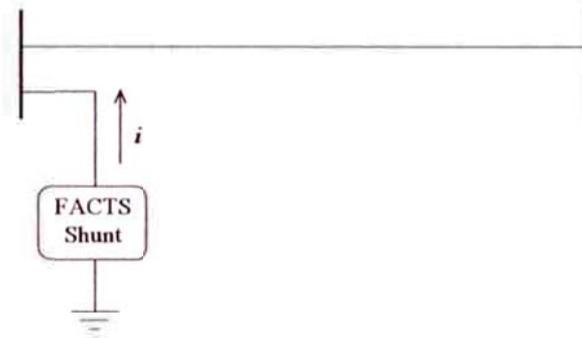


Fig. 3.1: Configuración de controlador Shunt

Algunos de los controladores shunt se indican a continuación:

- **Static Synchronous Compensator (SSC ó STATCOM).**- Compensador estático síncrono, es un generador síncrono estático operando como un compensador estático de potencia reactiva (VAR) en conexión shunt, siendo que la salida de la corriente, capacitiva ó inductiva, pueden ser controlada de forma independiente de la tensión del sistema *ac* Fig.3.2.
- **Static Synchronous Generator (SSG).**- Generador estático síncrono, es un convertidor de potencia estático auto-conmutado que entrega potencia de una fuente apropiada de energía eléctrica, y ésta es operado para producir un grupo de salida multi-fase de tensión ajustable. Puede ser acoplado a un sistema de potencia *ac*

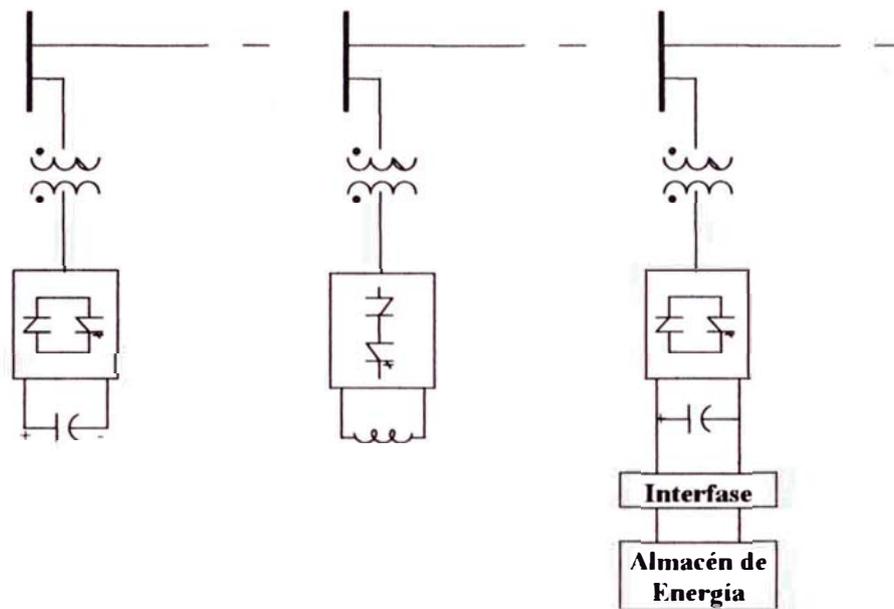


Fig. 3.2: STATCOM Capacitivo, inductivo y STATCOM con almacenador de energía

con el propósito de intercambiar potencia activa y reactiva independientemente de forma controlada.

- *Battery Energy Storage System (BESS)*.- Sistema de batería para almacenamiento de energía, es un sistema de almacenamiento de energía basado en sustancias químicas. Usando conexiones shunt y convertidores conmutados, son capaces de ajustarse rápidamente al valor de la energía que es suministrada ó absorbida de un sistema *ac*. Varios estudios con este tipo de equipamientos y Controladores FACTS, pueden ser encontrados en [26] y [27].
- *Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)*.- Superconductor magnético para almacenamiento de energía, es un sistema de almacenamiento de energía basado en sustancias químicas. Usando conexiones shunt y convertidores conmutados, son capaces de ajustarse rápidamente al valor de la energía que es suministrada ó absorbida de un sistema *ac*.
- *Static Var Compensator (SVC)*.- Compensador estático de potencia reactiva (VAr), es un equipamiento que genera ó absorbe potencia reactiva con control externo (tiristores), conectado en shunt, cuya salida es ajustada para el intercambio de corriente capacitiva ó inductiva, manteniendo así el control de parámetros

específicos del sistema de energía eléctrica (típicamente tensión de barra).

- *Thyristor Controlled Reactor (TCR)*.- Reactor controlado por tiristores, es un inductor shunt controlado por tiristores cuya reactancia efectiva es variada de forma continua por la acción controlada de dichos tiristores.
- *Thyristor Switched Reactor (TSR)*.- Reactor conmutado por tiristores, es un inductor shunt conmutado por tiristores cuya reactancia efectiva es variada de forma gradual por una operación de conducción completa ó conducción cero.
- *Thyristor Switched Capacitor (TSC)*.- Capacitor conmutado por tiristores, es un capacitor shunt conmutado por tiristores cuya reactancia efectiva es variada de forma gradual por una operación de conducción completa ó conducción cero.
- *Static Var Generator or Absorber (SVG)*.- Generador ó consumidor estático de potencia reactiva (VAr).
- *Static Var System (SVS)*.- Sistema estático de potencia reactiva (VAr), es un dispositivo ó equipamiento eléctrico estático o un sistema capaz de extraer corriente capacitiva y/o inductiva de forma controlada, y a través de esto controlar los niveles de generación/absorción de potencia reactiva. Generalmente considerado en los compensadores shunt como reactor controlado por tiristores y/o capacitor controlado por tiristores.
- *Thyristor Controlled Braking Resistor (TCBR)*.- Resistor de freno controlado por tiristores, es un resistor conmutado mecánicamente, el cual es controlado para ayudar en la estabilidad de un sistema de potencia ó para minimizar la potencia acelerante de una unidad generadora durante una perturbación.

3.3.2. Controladores serie

Así como los controladores shunt, estos pueden ser impedancias variables, fuentes variables ó una combinación de estas. En principio, todos los controladores serie producen tensión en la línea de transmisión. Si la tensión se encuentra en fase de cuadratura con la corriente de la línea, el controlador serie suministra ó consume potencia reactiva y si la relación de fase es otra aparecerá la potencia activa. En la Fig.3.3 se muestra la configuración del Controlador FACTS de tipo serie.



Fig. 3.3: Configuración de controlador tipo Serie

Entre los FACTS de tipo serie se tiene:

- *Static Synchronous Series Compensator (SSSC)*.- Compensador estático síncrono en serie, es un generador síncrono operando sin una fuente de energía eléctrica externa, como un compensador serie, cuya tensión de salida está en cuadratura con la corriente de la línea. Incrementa ó disminuye la caída de tensión reactiva total de la línea y de esta forma, se puede tener un control de potencia eléctrica transmitida. El SSSC puede incluir transitoriamente ó en forma no periódica dispositivos que almacenan ó absorben energía, para mejorar el comportamiento dinámico del sistema de potencia.
- *Thyristor Controlled Series Capacitor (TCSC)*.- Capacitor en serie controlado por tiristores, es un compensador de potencia reactiva capacitiva, el cual consiste de un banco de capacitores en paralelo con un reactor controlado por tiristores a fin de compensar suavemente la reactancia de la línea.
- *Thyristor Switched Series Capacitor (TSSC)*.- Capacitor en serie conmutado por tiristores, es un compensador reactivo capacitivo en conexión serie, que consiste de un banco de capacitores en paralelo con un reactor conmutado por tiristores, para controlar gradualmente la reactancia capacitiva.
- *Thyristor Controlled Series Reactor (TCSR)*.- Reactor en serie controlado por tiristores, es un compensador reactivo inductivo en conexión serie que consiste de un reactor en paralelo con un reactor controlado por tiristores, resultando una reactancia inductiva variable.
- *Thyristor Controlled Phase Shifted Transformer (TCPST)*.- Transformador de

cambio de fase controlado por tiristores, es un transformador desfasador, ajustado por tiristores para proveer rápidamente un ángulo variable de fase.

- *GTO Controlled Serie Capacitor (GCSC)*.- Capacitor en serie controlado por GTO (gate turn off).

3.3.3. Controladores de conexión combinados

Podría ser una combinación serie-serie ó serie-shunt separados, los cuales son controlados de forma coordinada y unificada, la existencia de un enlace de potencia de estos controladores hace posible la transferencia de potencia activa y/o reactiva.

Los *Controladores serie-serie*, proveen de forma independiente potencia reactiva en cada línea como por ejemplo el IPFC (Interline Power Flow Controller) mostrada en la Fig.3.4. Los *Controladores serie-shunt*, inyectan corriente al sistema por su parte shunt y tensión al sistema por su parte serie como por ejemplo el UPFC (Unified Power Flow Controller) mostrada en la Fig.3.5.

En estos equipos por ser controladores *unified* ó unificados, existe un intercambio de potencia activa entre los controladores vía el enlace de potencia, obteniéndose así un balance en flujo de potencia tanto activa como reactiva.

Entre los FACTS de tipo combinados se tiene:

- *Interphase Power Controller (IPC)*.- Controlador de potencia entre fases, es un controlador de potencias activa y reactiva conectado en serie en cada fase. El control depende de la reactancia y la capacitancia de las líneas así como del desfase de dichas líneas. La potencia activa y reactiva pueden ser agrupados independientemente del ajuste de la diferencia de fase y/o de las reactancias de las líneas. En caso particular la impedancia inductiva y capacitiva forman un par conjugado. Para cada terminal del IPC es una fuente de corriente que depende de la tensión del otro terminal. Una principal razón para su fabricación fue para regular los flujos de energía que superan las limitaciones de operación del sistema causados por los altos niveles de cortocircuitos. [28]
- *Interline Power Flow Controller (IPFC)*.- Controlador de flujo de potencia entre líneas, este es un controlador recientemente introducido y la IEEE todavía no tiene una definición. Una propuesta se encuentra en [1], convencionalmente

llamado de compensación capacitiva en series (fijo, controlado por tiristores, o basado por SSSC). Una posible definición es: Combinación de dos ó más compensadores series estáticos síncronos los cuales son acoplados vía un enlace común dc (enlace de potencia) para facilitar el flujo de potencia activa bi-direccional entre los terminales de los SSSC, y son controlados para proveer compensación reactiva para el ajuste del flujo de potencia en cada línea y mantener la distribución deseada de flujo de potencia reactiva en dicha línea. Fig.3.4

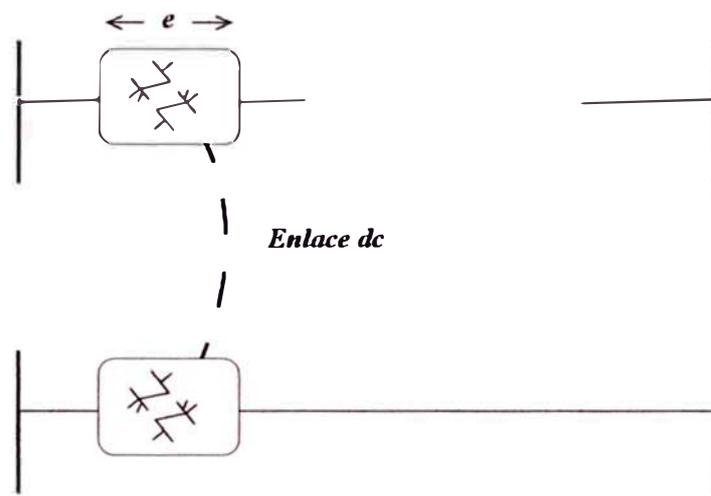


Fig. 3.4: IPFC - Controlador de flujo de potencia entre líneas

- *Unified Power Flow Controller (UPFC)*.- Controlador de flujo de potencia unificado, es una combinación del compensador estático síncrono (STATCOM) y un compensador serie estático síncrono (SSSC), los cuales son acoplados vía enlace común en dc , para permitir un flujo de potencia activa entre los terminales de salida serie del SSSC y terminales de salida shunt del STATCOM. Son controlados para proveer compensación concurrente de potencia activa y reactiva en la línea sin una fuente de energía externa. El UPFC es capaz de controlar, concurrentemente ó selectivamente la tensión, la impedancia y el ángulo de la línea de transmisión ó, alternativamente el flujo de la potencia reactiva en la línea. El UPFC puede también proveer compensación reactiva shunt independientemente controlable. Fig.3.5

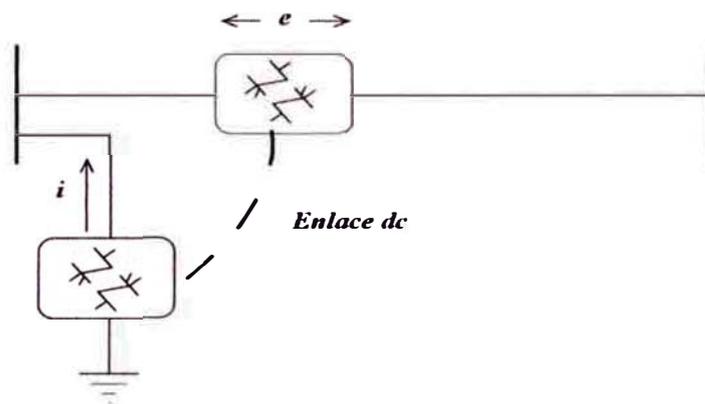


Fig. 3.5: UPFC - Controlador de flujo de potencia unificado

3.3.4. Otros controladores

Entre estos controladores se tiene:

- *Thyristor Controlled Voltage Limited (TCVL)*.- Limitador de tensión controlado por tiristores, es un varistor de óxido de metal (MOV) usado para limitar la tensión a través de sus terminales durante la condición transitoria.
- *Thyristor Controlled Voltage Regulator (TCVR)*.- Regulador de tensión controlado por tiristores, es un transformador controlado por tiristores en el cual puede proveer tensión variable en fase con control continuo.
- *Generalized Unified Power Flow Controller (GUPFC)*.- Controlador generalizado de flujo de potencia unificado. [29]. Una explicación simple es la conexión en paralelo de dos, tres ó más UPFC, pero utilizando un solo convertor shunt, como si fuese un UPFC con multiples terminales [30]. Éste sería más económico con relación a la adquisición de dos, tres ó más UPFC. Fig. 3.6

El STATCOM así como también el SSSC, pueden ser considerados controladores basados sobre un convertor de fuente de tensión (VSC) ó convertor de fuente de corriente (CSC). Por cuestión de costos es más conveniente el convertor de fuente de tensión.

Los controladores a base de convertidores de tensión (VSC - voltage source converters) ó convertidores de corriente (CSC - Current source converters) son llamados *Controladores FACTS de segunda generación*.

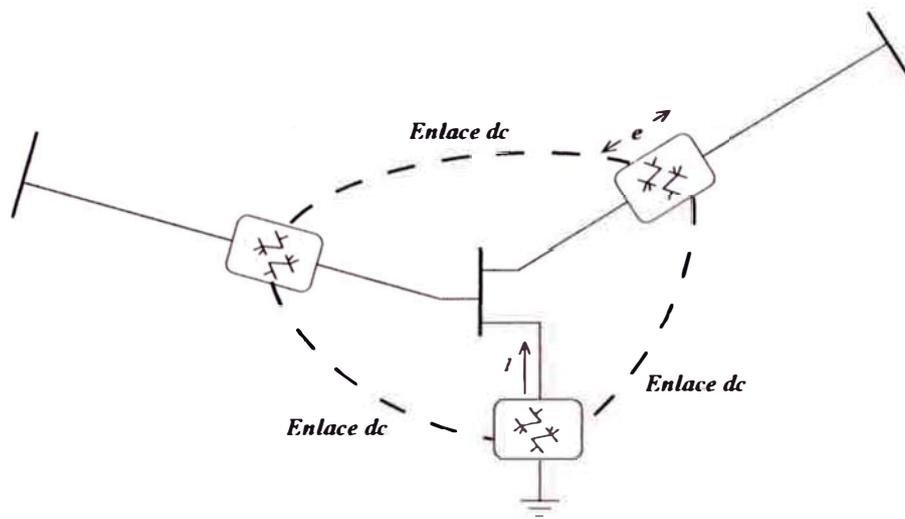


Fig. 3.6: GUPFC - Controlador generalizado de flujo de potencia unificado

Los Controladores FACTS basados en VSC pueden ser:

- *STATCOM* : formado por un VSC en conexión shunt
- *SSSC* : formado por un VSC en conexión serie
- *IPFC* : dos ó más SSSC en conexión serie
- *UPFC* : un STATCOM en conexión shunt y un SSSC en serie
- *GUPFC* : un STATCOM en conexión shunt y dos ó más SSSC en conexión serie
- *HVDC-link*: Este no es estrictamente considerado un Controlador FACTS. Este equipamiento utiliza dos convertidores de fuente tensión (VSC) en cada barra de conexión y es más utilizado para interconectar dos sistemas eléctricos de potencia con diferentes frecuencias (50Hz - 60 Hz).

Los controladores combinados (IPFC, UFC y GUPFC) tienen una conexión de enlace para el intercambio de potencia (activa y/o reactiva), facilitando así la flexibilidad en el control de la potencia activa y/o reactiva y la tensión en una de las barras de conexión. El intercambio de energía entre los convertidores también ayuda a tener un bajo consumo de potencia del sistema. La conexión de enlace del HVDC-link, es el propio conductor *dc* existente entre los dos convertidores de tensión.

3.4. Control de Potencia Reactiva en un SEP Utilizando FACTS

Las líneas de transmisión por lo general operan próximos a sus límites de su capacidad de transferencia de flujo, límites de estabilidad y por debajo de sus límites térmicos [31], por tal razón los Controladores FACTS tienen un impacto favorable para el sistema de transmisión, pues ellos permiten una transferencia de potencia confiable con mayor capacidad y flexibilidad en la acción rápida para el control del flujo de potencia.

Existe una gran ventaja con la compensación de conexión serie, y/o conexión serie-shunt, los Controladores FACTS de conexión en serie además de aumentar la capacidad de transmisión disponible, proporcionan la posibilidad de controlar la tensión en una barra. Los de conexión shunt elevan ó disminuyen la tensión de acuerdo con los límites de operación indicada, en cuanto a los de conexión serie-shunt, estos pueden controlar la dirección de potencia activa y/o reactiva conforme el operador del sistema lo requiera.

En el pasado las instalaciones de los Controladores FACTS tenían un costo mayor del 60 % que las formas tradicionales para mejorar la capacidad de transferencia disponible (ATC) [23] y actualmente este costo es mucho menor.

Los Controladores FACTS como el SVC y el TCSC son utilizados para evitar el colapso de tensión [32] [33]. Estos aumentan la capacidad de transferencia de potencia por las líneas; el SVC absorbe ó suministra potencia reactiva y el TCSC varia la reactancia equivalente de la línea de transmisión. Además una adecuada localización de estos FACTS dentro del SEP producirá un aumento "máximo" del margen de la capacidad de transmisión.

3.5. Formulación Matemática de los FACTS en Régimen Permanente

Así como los elementos que componen el sistema eléctrico de potencia tienen su formulación matemática, tanto para estudios de análisis en régimen transitorio como en régimen permanente; los Controladores FACTS también tienen su formulación matemática. [34]

Se llama régimen transitorio ó solamente "transitorio", a aquella respuesta de un circuito ó sistema eléctrico que se extingue en el tiempo; en contraposición, el régimen permanente es aquella donde la respuesta permanece constante hasta que se varía el circuito ó bien la topología del sistema ó sino la excitación del mismo.

Los Controladores FACTS por estar compuestos de dispositivos electrónicos específicamente los tiristores, depende del ángulo de disparo (α) de dichos tiristores para realizar el control solicitado ó programado.

Los Controladores FACTS por hacer más flexible y por proporcionar un control más rápido de las variables de un sistema de transmisión, hace posible una operación más económica [35], de manera que, al realizar una evaluación del comportamiento de un sistema tanto en régimen permanente ó en régimen dinámico, nos permite observar la flexibilidad del sistema dentro de un mercado eléctrico competitivo [36], [34].

3.6. Modelos de los Controladores FACTS

En esta sección, son presentados los modelos de los principales Controladores FACTS convencionales que se utilizan en los sistemas de energía eléctrica (SVC y TCSC) y en la siguiente sección 3.7 se presentará los Controladores FACTS a base de los convertidores de tensión, como el STATCOM y el UPFC así como el HVDC-*link* (Back-to-Back).

Los modelos desarrollados en este trabajo tienen la forma matemática para que puedan ser incluidos dentro de un FP, formulado a base del método de solución de Newton-Raphson. [37], [34]

A continuación se indican algunas características de los Controladores FACTS a ser modelados.

3.6.1. Modelo del static VAR compensator (SVC)

El modelo para del compensador estático de potencia reactiva (SVC) será un reactor controlado por tiristores en paralelo con un capacitor fijo (TCR-FC). Primeramente se estudiará el modelo del TCR para luego combinarlo con el capacitor fijo.

a) Modelo del reactor controlado por tiristores (TCR)

Su formulación matemática está basado en el diagrama unifilar del reactor controlado por tiristores, mostrado en la Fig.3.7 (una fase). Asumiendo la tensión sinusoidal y la resistencia del reactor despreciable, se analiza para el primer ciclo de operación donde la corriente esta atrasada 90° con respecto a la tensión.

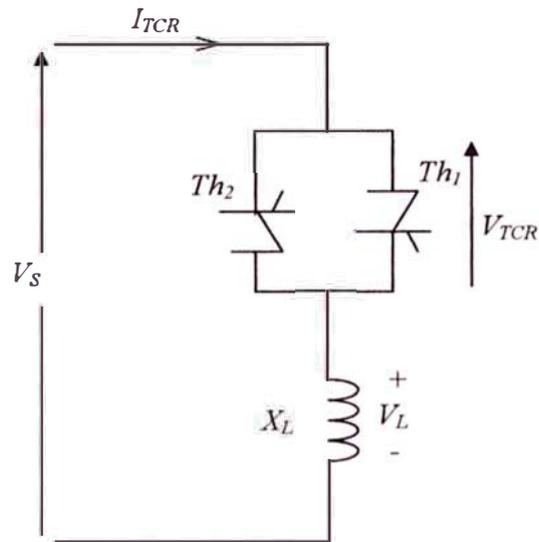


Fig. 3.7: Diagrama unifilar del reactor controlado por tiristores

La corriente del reactor es controlada desde el valor máximo del inductor (tiristor cerrado) hasta zero (tiristor abierto). El ángulo de disparo (α) es el que acciona el tiristor, de modo que el tiristor entra en conducción (ambos tiristores se accionan al mismo tiempo).

De la Fig.3.7 la tensión del TCR es:

$$V_S(t) = V \text{sen}(\omega t) \quad (3.1)$$

También se tiene en dicha figura:

$$L \frac{di}{dt} - V_S(t) = 0 \quad (3.2)$$

Resolviendo para $i(t)$

$$i(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} V_S(t) dt = -\frac{V}{\omega L} \cos \omega t + C \quad (3.3)$$

$$i(t) = -\frac{V}{X_L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad (3.4)$$

Se obtiene la tensión y la corriente del inductor con relación al ángulo de disparo α ,

como se muestra en las ecuaciones (3.5) y (3.6);

$$V_L = \begin{cases} 0 & 0 \leq \omega t \leq \pi - \alpha \\ V \text{sen}(\omega t) & \alpha \leq \omega t \leq 2\pi - \alpha \\ 0 & \pi + \alpha \leq \omega t \leq 2\pi \\ 0 & \pi - \alpha \leq \omega t \leq \alpha \\ 0 & 2\pi - \alpha \leq \omega t \leq \pi + \alpha \end{cases} \quad (3.5)$$

$$I_L = \begin{cases} I_{mx}(-\cos \alpha - \cos \omega t) & 0 \leq \omega t \leq \pi - \alpha \\ I_{mx}(\cos \alpha - \cos \omega t) & \alpha \leq \omega t \leq 2\pi - \alpha \\ 0 & \pi - \alpha \leq \omega t \leq \alpha \\ 0 & 2\pi - \alpha \leq \omega t \leq \pi + \alpha \end{cases} \quad (3.6)$$

Donde, I_{mx} es el máximo valor de la corriente a través de la reactor (I_L).

La forma de onda de la tensión y la corriente en el reactor del TCR son mostrados en las figuras 3.8 y 3.9 para valores de alfa 120° y 60° .

Aplicando el análisis de la serie de *Fourier* se puede encontrar la corriente fundamental a través del TCR:

$$\begin{aligned} f(x) &= \sum_{n=0}^{\infty} (a_n \cos nx + b_n \text{sen } nx) \\ a_n &= \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(x) \cos nx \, dx \\ b_n &= \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(x) \text{sen } nx \, dx \end{aligned} \quad (3.7)$$

La corriente por el reactor mostrada en la Ec. (3.6), es una función *par* ($f(x) = f(-x)$), por lo tanto $b_1 = 0$ y en la primera media onda $f(x + T/2) = -f(-x)$, no existe armónicos, entonces se tiene:

$$f(x) = a_1 \cos x + b_1 \text{sen } x \quad (3.8)$$

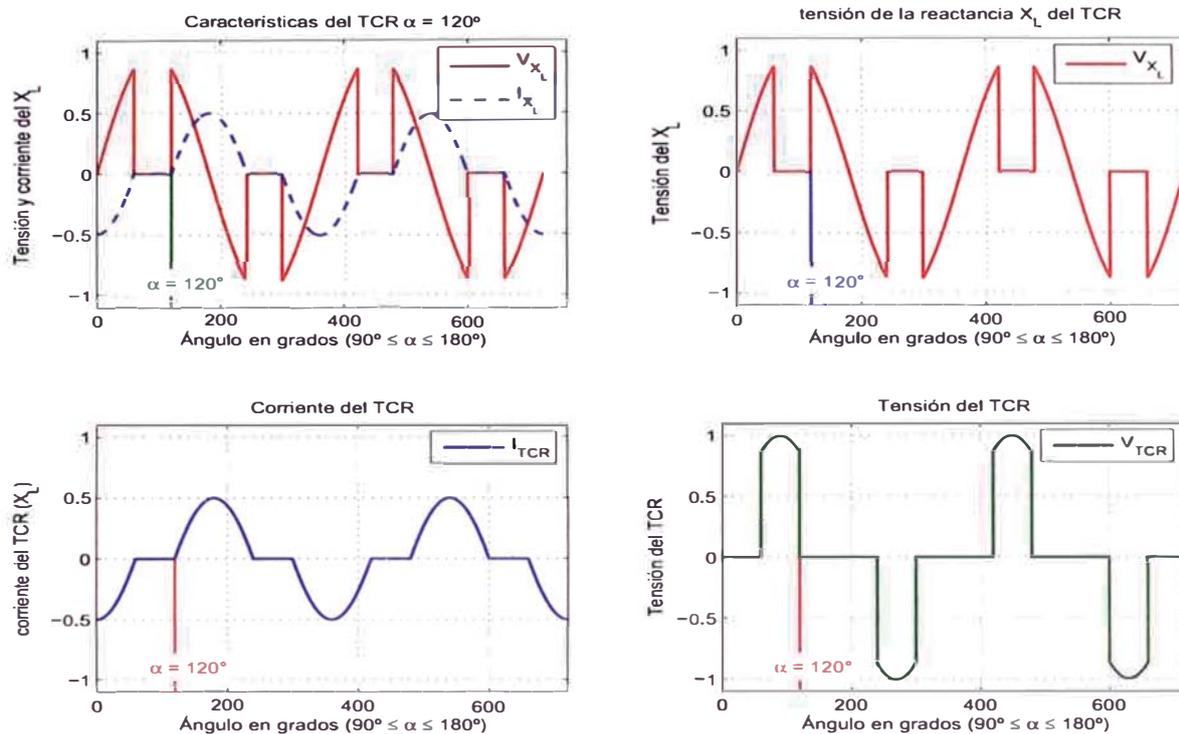


Fig. 3.8: Curvas de tensión y corriente para $\alpha = 120^\circ$

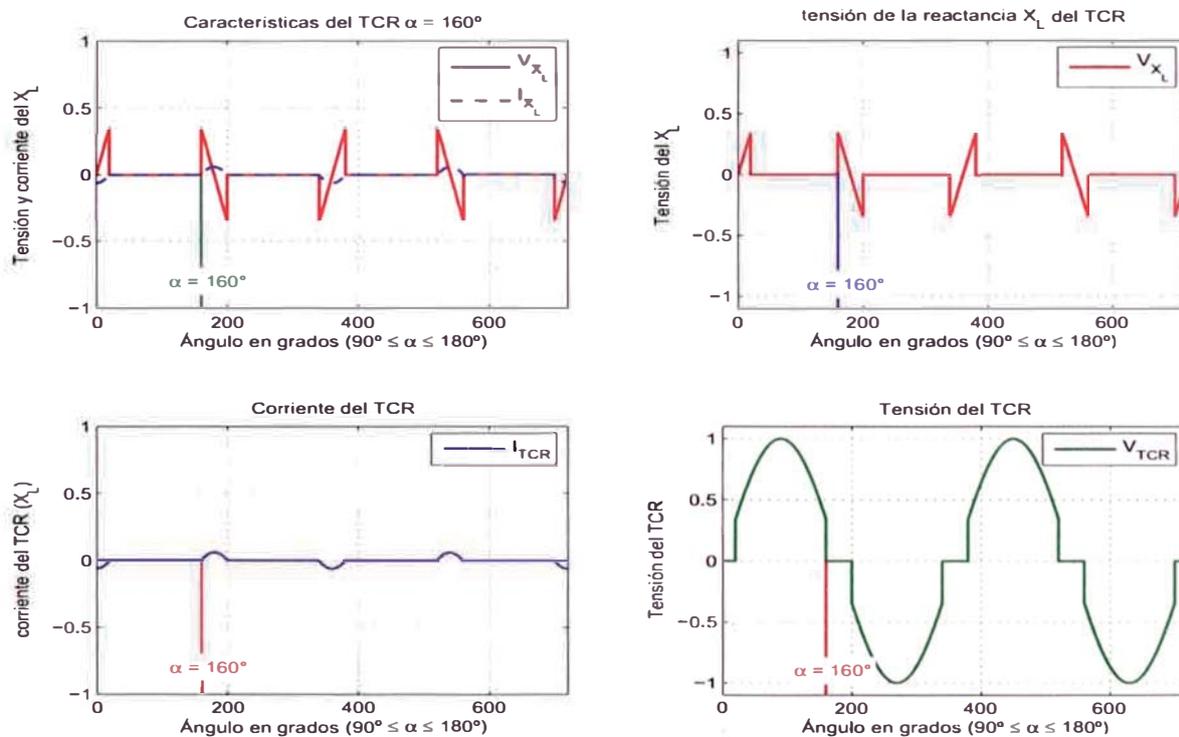


Fig. 3.9: Curvas de tensión y corriente para $\alpha = 160^\circ$

De donde se calcula la expresión para a_1 :

$$a_1 = \frac{4}{T} \int_0^{T/2} f(x) \cos \frac{2\pi}{T} dx$$

$$a_1 = \frac{I_{m\alpha}}{\pi} \left[-\cos \alpha \left(\int_{\alpha}^{\pi-\alpha} \cos x dx - \int_{\alpha}^{2\pi-\alpha} \cos x dx + \int_{\pi+\alpha}^{2\pi} \cos x dx \right) - \right. \quad (3.9)$$

$$\left. \int_{\alpha}^{\pi-\alpha} \cos^2 x dx - \int_{\alpha}^{2\pi-\alpha} \cos^2 x dx + \int_{\pi+\alpha}^{2\pi} \cos^2 x dx \right]$$

Resolviendo la ecuación (3.9):

$$a_1 = \frac{I_{m\alpha}}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \quad (3.10)$$

Ahora, reemplazando la ecuación (3.10) en la ecuación (3.6), se obtiene la corriente fundamental (I_1) en función del ángulo de disparo:

$$I_1(\alpha) = \frac{V}{\omega L} \left(2 - \frac{2\alpha}{\pi} + \frac{1}{\pi} \sin 2\alpha \right) \quad (3.11)$$

Así mismo, de la Fig.3.7 se tiene:

$$I_1(\alpha) = V B_{TCR}(\alpha) \quad (3.12)$$

y comparando con la ecuación (3.11), se obtiene:

$$B_{TCR}(\alpha) = \frac{B_{m\alpha}}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha) \quad (3.13)$$

Donde $B_{m\alpha} = 1/\omega L$ es la susceptancia máxima, cuyo valor es la inversa de la reactancia del TCR ($\omega L = X_L$).

Un ejemplo de la variación de la susceptancia del TCR en función del ángulo de disparo se muestra en la Fig.3.10, para un valor de inductancia de $2.5 e^{-3} H$ y a una frecuencia de $60 Hz$.

Conociendo el ángulo de disparo (α) se puede encontrar el ángulo de conducción

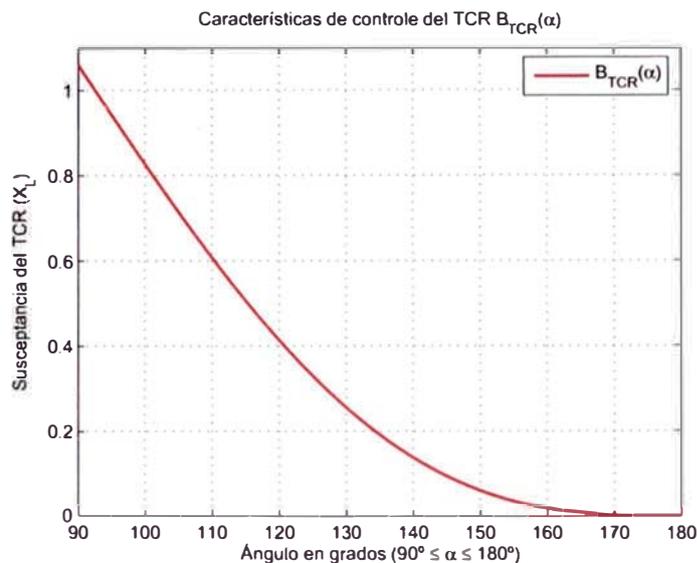


Fig. 3.10: Suceptancia del TCR versus el ángulo de disparo α

(σ) en función de α :

$$\alpha + \frac{\sigma}{2} = \pi \quad (3.14)$$

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (3.15)$$

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (3.16)$$

La corriente fundamental en función del ángulo de conducción es:

$$I_1(\alpha) = V B_{\text{máx}} \left(\frac{\sigma - \text{sen}\sigma}{\pi} \right) \quad (3.17)$$

En la Fig.3.8 ($\alpha_1 = 120^\circ$) y en la Fig. 3.9 ($\alpha_2 = 160^\circ$), por lo que el ángulo de conducción resulta $\sigma_1 = 120^\circ$ y $\sigma_2 = 40^\circ$ respectivamente.

La característica de la tensión versus la corriente del reactor controlado por tiristores, se muestra en la Fig.3.11

b) Reactor controlado por tiristores y capacitor fijo (TCR-FC)

El reactor controlado por tiristores en paralelo con un capacitor fijo, es el típico modelo del SVC que se usa en la literatura para análisis de sistemas de potencia. De la Fig.2.32 y del diagrama unifilar del TCR mostrada en la Fig.3.7, se obtiene el modelo del SVC (TCR-FC) que se muestra en la Fig.3.12.

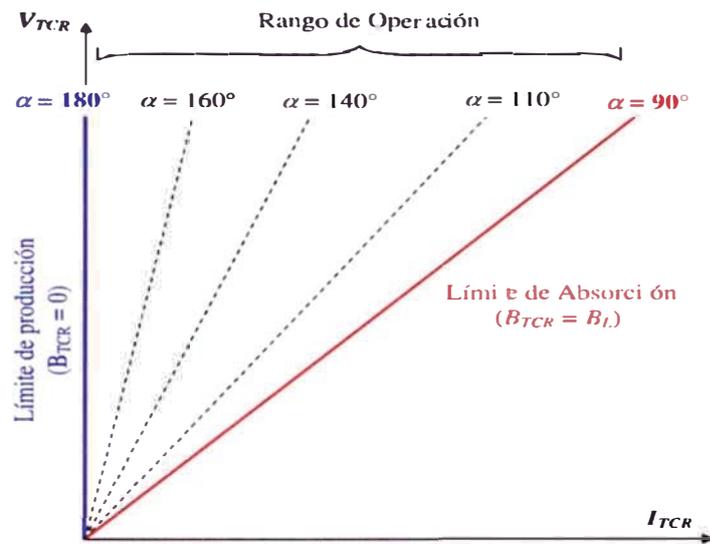


Fig. 3.11: Susceptancia del TCR versus el ángulo de disparo α

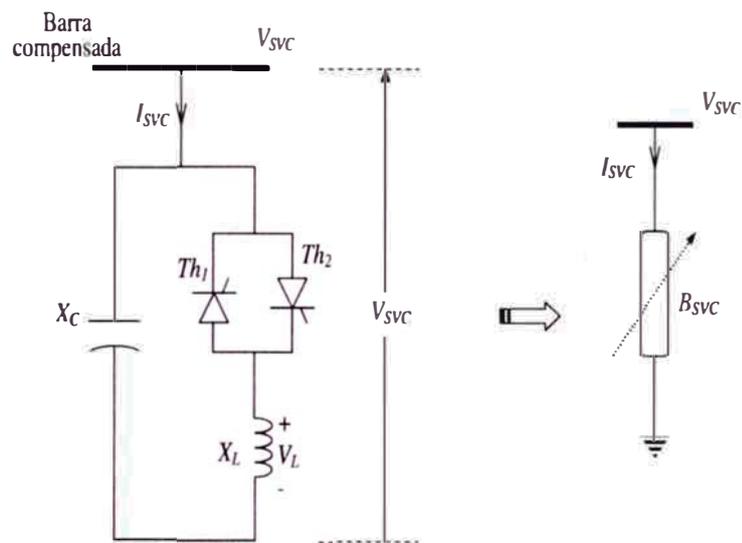


Fig. 3.12: Modelo del SVC (TCR-FC)

Utilizando esta figura y las ecuaciones (3.11) y (3.17) se obtiene:

$$\bar{I}_{SVC} = \bar{V} jB_{SVC} \quad (3.18)$$

Donde:

$$B_{SVC} = B_C + B_{TCR} \quad (3.19)$$

$$\text{y:} \quad B_C = \frac{1}{X_C} = \omega C \quad (3.20)$$

Luego:

$$B_{SVC} = \frac{1}{X_C} + \frac{1}{\pi X_L} (2(\pi - \alpha) + \text{sen}2\alpha) \quad (3.21)$$

$$X_{SVC} = \frac{X_C X_L}{\frac{X_C}{\pi} (2(\pi - \alpha) + \text{sen}2\alpha) - X_L} \quad (3.22)$$

La reactancia del SVC dada por la Ec. (3.22) depende de la relación X_C/X_L , entonces es posible que con la variación del ángulo de disparo (α) exista resonancia en régimen permanente. En las figuras 3.13 y 3.14 se muestran las curvas de la reactancia y la susceptancia en función del ángulo de disparo. En la figura 3.13 se indica un punto de resonancia (valores van al infinito) y en la figura 3.14 ese valor de resonancia sería cero ($X_L = 2,56\Omega$ y $X_C = 15\Omega$), [38].

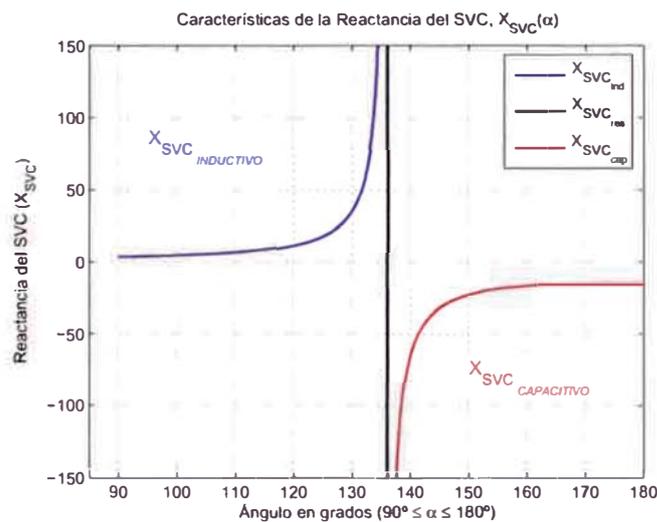


Fig. 3.13: Reactancia del SVC en función del ángulo de disparo (α)

En este trabajo, el modelo del SVC es usado como una susceptancia variable como puede observarse en la Ec. (3.23), esto por que tiene una curva continua. Si se usa el modelo del SVC como una reactancia variable la posibilidad de encontrar un punto de resonancia es grande porque se trata de una curva no continua y el programa de FP no convergería.

$$B_{SVC} = \frac{X_C(2(\pi - \alpha) + \text{sen}2\alpha) - \pi X_L}{X_C X_L \pi} \quad (3.23)$$

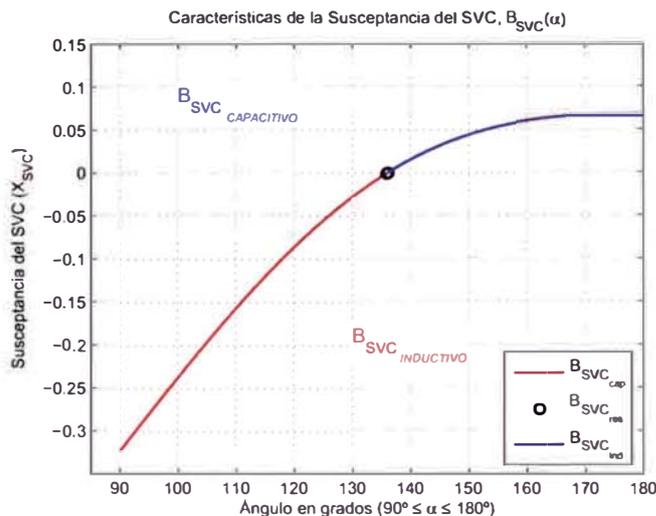


Fig. 3.14: Susceptancia del SVC en función del ángulo de disparo (α)

En la Fig.3.15 se muestra la característica de la tensión versus el corriente del SVC. Esta característica en régimen permanente tiene una banda muerta (franja sombreada) para que el comportamiento del SVC no tienda a uno de sus límites de potencia, ya que esto produciría oscilación en el propio equipamiento (tipo resonancia). El rango de banda muerta hace posible mantener la tensión de referencia a una corriente muy próximo a cero [18].

El rango lineal de control del SVC mostrada en la Fig.3.15, es el rango de control sobre la cual los terminales de tensión del SVC varia linealmente con la corriente ó la potencia reactiva.

El valor de la tensión regulada depende del valor de la inclinación (*slope*), compartiendo la producción de potencia reactiva deseada entre varias fuentes del sistema.

La inclinación (*slope*) es determinada por la relación de las variaciones de tensión y corriente sobre el rango de control lineal del SVC, como se muestra en la Ec. (3.24). El valor típico para la inclinación es de 1 a 5% [20].

$$X_{SL} = \frac{\Delta V}{\Delta I} \quad (\Omega) \quad (3.24)$$

En valor por unidad:

$$X_{SL} = \frac{\Delta V/V_{SVC}}{\Delta I/I_{SVC}} \quad (pu) \quad (3.25)$$

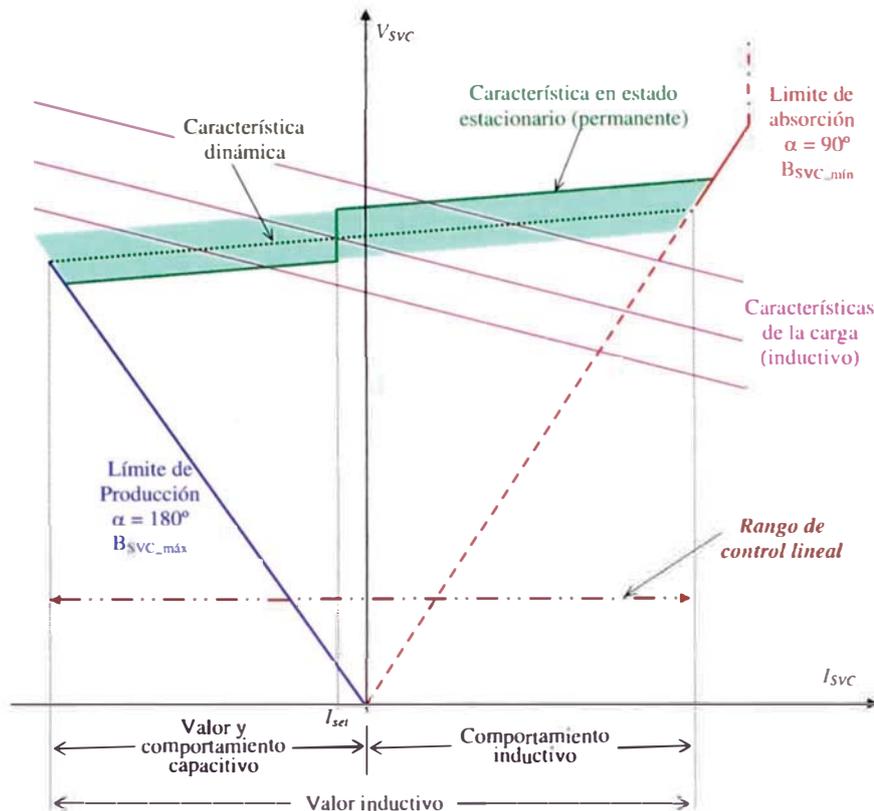


Fig. 3.15: Curvas de la susceptancia del SVC en función del ángulo de disparo (α)

3.6.2. Modelo del thyristor controllers serie capacitor (TCSC)

El circuito básico para el capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) fue propuesto por Vithayathil y otros co-autores en 1986, como un método de "Ajuste rápido de la impedancia de la red de transmisión" [1]. El TCSC es usado para controlar el flujo de la potencia ó la corriente que debe pasar en una determinada línea de transmisión (línea donde está conectada el TCSC).

En la figura 3.16 se muestra el TCSC como un reactor controlado por tiristores en paralelo con un capacitor fijo (TCR-FC).

La ecuación para la reactancia del TCSC es:

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_{TCR}(\alpha)}{X_{TCR}(\alpha) - X_C} \quad (3.26)$$

De la ecuación (3.26) y de la obtenida en el análisis del TCR para la susceptancia (Ec. (3.13)), se obtiene la ecuación (3.27) para el TCSC y para el primer ciclo de

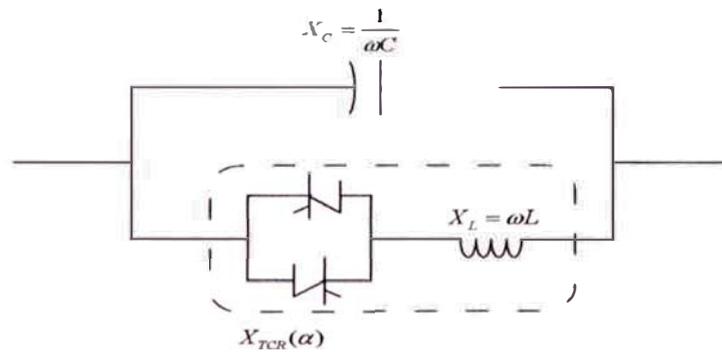


Fig. 3.16: Modelo del TCSC como TCR en paralelo con un capacitor fijo

conducción, que es donde el capacitor se carga :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_L \pi}{X_C(2(\pi - \alpha) + \text{sen}2\alpha) - X_L \pi} \quad (3.27)$$

En la figura3.17 se muestra el circuito básico para el TCSC.

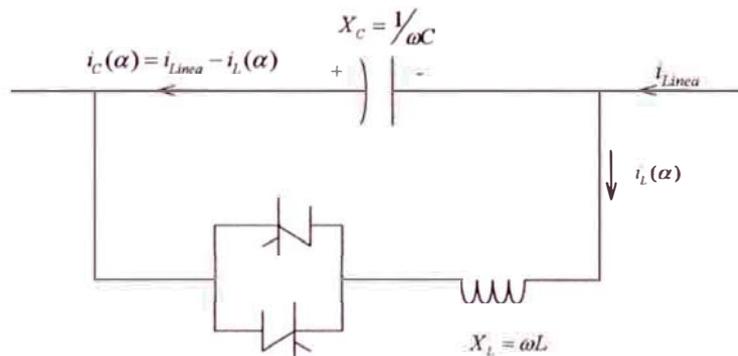


Fig. 3.17: Circuito básico unifilar del TCR en paralelo con FC (TCSC)

Este modelo del TCSC es el mismo modelo del SVC ya analizado anteriormente, entonces ahora se va a analizar la conexión del TCSC con la línea de transmisión, pero desde el punto de vista de la operación y el control. [34]

En la Fig.3.18 los tiristores conducen parcialmente (llamado control de vernier) y es donde se calcula la corriente y la tensión del TCSC para un ciclo de operación completa [39] [18]. De esta figura (Fig.3.18) se tiene:

$$C \frac{dv_C}{dt} = i_{Lnea}(t) - i_{TCR}(t).u \quad (3.28)$$

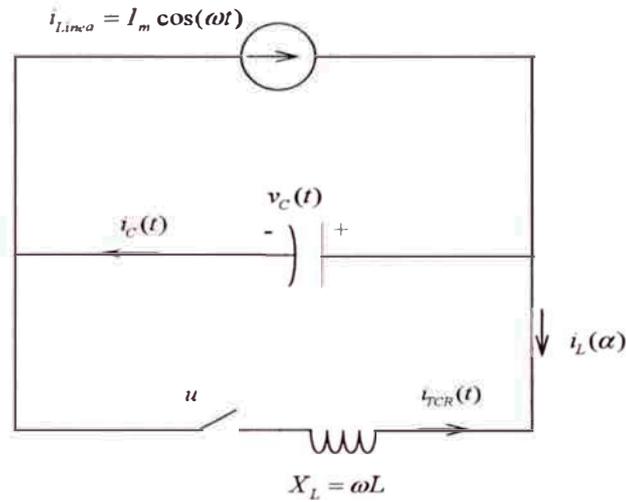


Fig. 3.18: Circuito de operación del TCSC (tiristor conduce/no-conduce, $u = 1/0$)

$$L \frac{di_{TCR}}{dt} = v_C \cdot u \quad (3.29)$$

$$i_{Linea} = I_m \cos(\omega t) \quad (3.30)$$

Calculando la corriente del TCR (i_{TCR}) de las ecuaciones (3.28) a (3.30):

$$i_{TCR} = \frac{k^2}{k^2 - 2} I_m \left[\cos \omega t - \frac{\cos \beta}{\cos k\beta} \cos \omega_r t \right], \quad -\beta \leq \omega t \leq \beta \quad (3.31)$$

Donde:

$$k = \sqrt{X_C/X_L} \quad (3.32)$$

$$\omega_r = \omega k \quad (3.33)$$

$$\beta = \pi - \alpha \quad (3.34)$$

Luego, la tensión en el capacitor será:

$$v_C(t) = \begin{cases} I_m \frac{X_C}{k^2 - 1} \left(-\sin \omega t + k \frac{\cos \beta}{\cos k\beta} \sin \omega_r t \right) & -\beta \leq \omega t \leq \beta \\ -I_m X_C \frac{1}{k^2 - 1} (\sin \beta - k \cos \beta \tan k\beta) + \\ \quad + I_m X_C (\sin \omega t - \sin \beta) & \beta \leq \omega t \leq \pi - \beta \end{cases} \quad (3.35)$$

Para obtener $X_{TCSC}(\alpha)$ es necesario conocer la componente fundamental de la tensión $v_C(t)$ dada en la Ec. (3.35), esto por que dicha ecuación no es netamente sinusoidal;

luego la componente fundamental de la tensión en el capacitor es dada por:

$$V_{C1} = \frac{4}{\pi} \int_0^{\pi/2} v_C(t) \sin(\omega t) d(\omega t) \quad (3.36)$$

La reactancia del TCSC en función del ángulo de disparo (α) es mostrado en la ecuación (3.38)

$$X_{TCSC} = \frac{V_{C1}}{I_m} = X_C - \frac{X_C^2}{(X_C - X_L)} \frac{2\beta + \sin 2\beta}{\pi} + \frac{4X_C^2}{(X_C - X_L)} \frac{\cos^2 \beta}{k^2 - 1} \frac{k \tan k\beta - \tan \beta}{\pi} \quad (3.37)$$

$$X_{TCSC}(\alpha) = X_C - \frac{X_C^2}{(X_C - X_L)} \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2(\pi - \alpha)}{\pi} + \frac{4X_C^2}{(X_C - X_L)} \frac{\cos^2(\pi - \alpha)}{k^2 - 1} \frac{k \tan k(\pi - \alpha) - \tan(\pi - \alpha)}{\pi} \quad (3.38)$$

Donde k se calcula con la Ec. (3.32). La susceptancia del TCSC es:

$$B_{TCSC} = -\frac{1}{X_{TCSC}} \quad (3.39)$$

En las figuras 3.19 y 3.20 se muestra el comportamiento del TCSC, estas en función del ángulo de disparo, dependiendo de la reactancia (X_{TCSC}) y de la susceptancia (B_{TCSC}) respectivamente (asumiendo $X_L=2.6 \Omega$ y $X_C=15 \Omega$) [39].

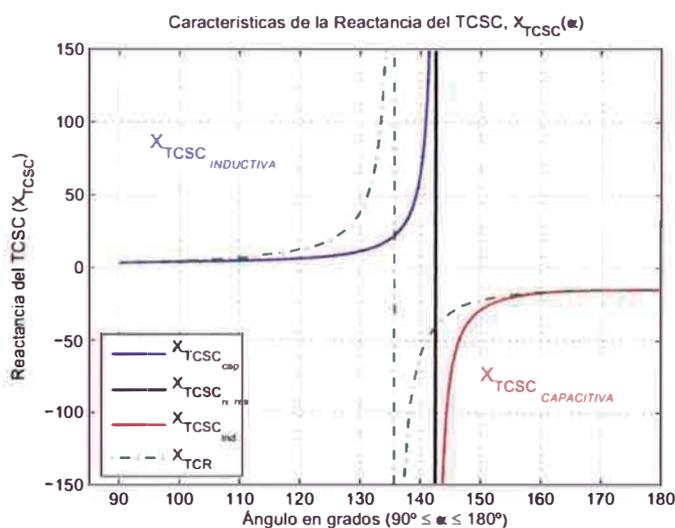


Fig. 3.19: Reactancia del TCSC en función del ángulo de disparo (α)

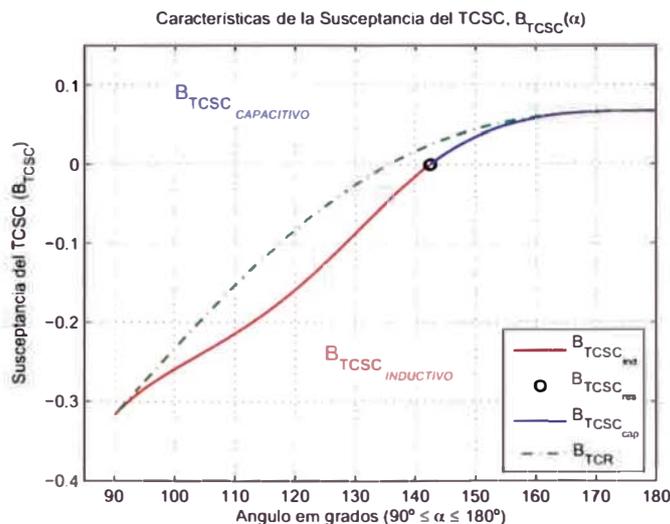


Fig. 3.20: Susceptancia del TCSC en función del ángulo de disparo (α)

La presencia de puntos de resonancia con el modelo del ángulo de disparo lo hace inconveniente para la implementación en el FP, por ejemplo, de las curvas mostradas en la Fig.3.19 se tiene un punto de resonancia como se indica en la Fig.3.21 y dada por la ecuación (3.40).

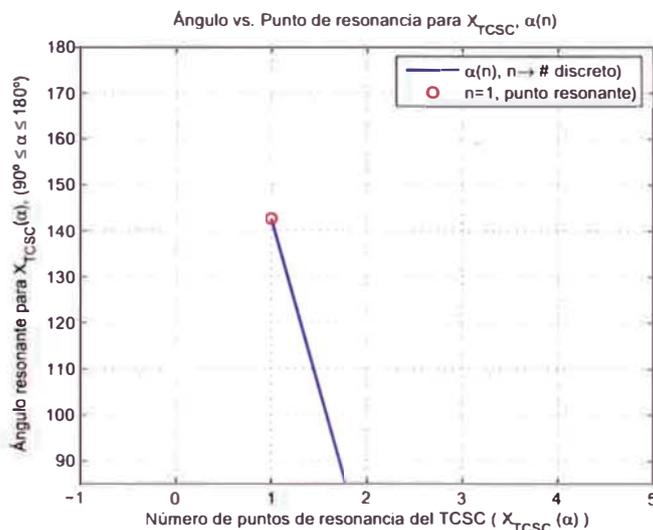


Fig. 3.21: Punto de resonancia de la Fig. 3.19, $\alpha = 142.8^\circ$

$$\alpha_{res} = \pi \left(1 - \frac{(2n - 1)\omega\sqrt{LC}}{2} \right), \quad n = 1, 2, \dots \quad (3.40)$$

En la Fig.3.22 se muestran la reactancia del TCSC en función del ángulo de disparo y en la Fig.3.23 los puntos de resonancia para los valores de $X_C = 30\Omega$ y

$$X_L = 0,3\Omega.$$

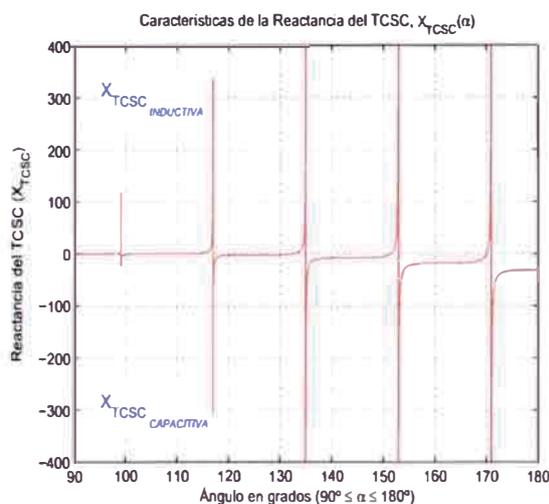


Fig. 3.22: $X_{TCSC}(\alpha)$, mostrando los puntos de resonancia

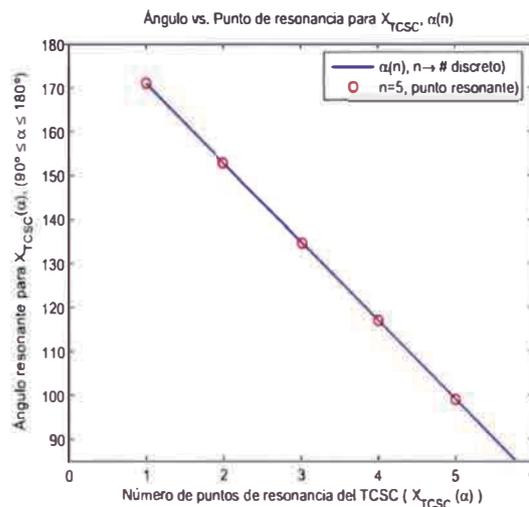


Fig. 3.23: Punto de resonancia de la Fig. 3.22

3.7. Controladores FACTS a base de Voltage Source Converters (VSC)

Los Controladores FACTS a base de fuentes convertidores, son los que utilizan dispositivos con puerta de apagado (*turn-off*) como GTO, IGBT, MOT, IGCT y otros dispositivos que cuentan con la propiedad de encendido y apagado. Son más caros pero la ventaja de la performance sobre la utilización en convertidores son grandes. [34]

Por razones económicos y de la performance, los convertidores de fuentes de tensión son preferidos y más usados sobre los convertidores de fuentes de corriente siendo conveniente para las aplicaciones de los controladores FACTS.

En la sub-sección 3.7.4 se va a definir el enlace en alta tensión en corriente directa (HVDC) por utilizar convertidor de fuente de tensión y recordando que este no es considerado un Controlador FACTS.

3.7.1. Conversor de fuentes de tensión (VSC)

Este convertidor siempre está con la tensión en una polaridad (polarización directa) y la inversión del flujo de la potencia ocurre con la inversión de la dirección de la corriente *dc*. Desde que la corriente *dc* fluye en ambas direcciones las entradas del convertidor tienen que ser bi-direccionales, en la Fig.3.24 se muestra la configuración bi-direccional usada en el convertidor de fuente de tensión, debido a la presencia del tiristor y el diodo en conexión anti-paralelo.

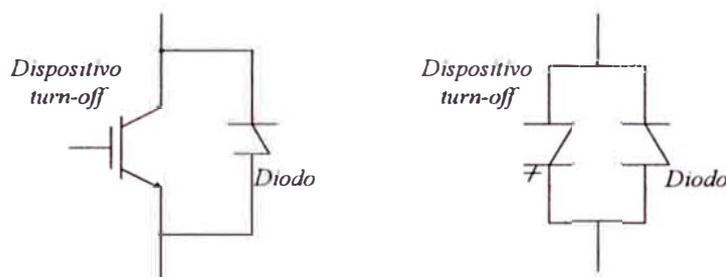


Fig. 3.24: Configuración usada en el convertor de fuente de tensión

El funcionamiento básico del VSC se muestra en la Fig.3.25, donde se tiene una tensión unipolar en el lado *dc* dado por la conexión del capacitor. Este capacitor debe ser lo suficientemente grande para manejar una corriente sostenida de carga/descarga que acompañe la secuencia de la conmutación del ángulo de fase, así como de mantener la tensión *dc* de acuerdo a los cambios del ángulo de fase.

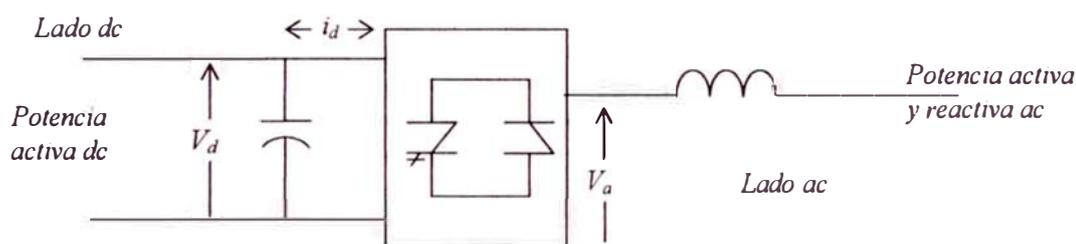


Fig. 3.25: Función básica del convertor de fuente de tensión

En la Fig.3.25 se observa que el flujo de corriente en el lado *dc* puede tener las dos direcciones. En este sistema es necesario tener un inductor en serie y/o un transformador para asegurar que el capacitor no este en corto-circuito y descarge rápidamente hacia dentro de una carga capacitiva tal como una línea de transmisión [1].

Dependiendo de las topologías de los convertidores de tensión algunos son más apropiados para suministrar y consumir potencia reactiva, y no para convertir potencia activa.

Un puente convertidor trifásico de onda completa se muestra en la Fig.3.26 donde el convertidor es de seis válvulas ó pulsos, y el orden de la enumeración indica la secuencia en que las válvulas operan en el tiempo. Existen convertidores de tensión de 12 pulsos, 24 pulsos y de 48 pulsos, [1] [40] [17].

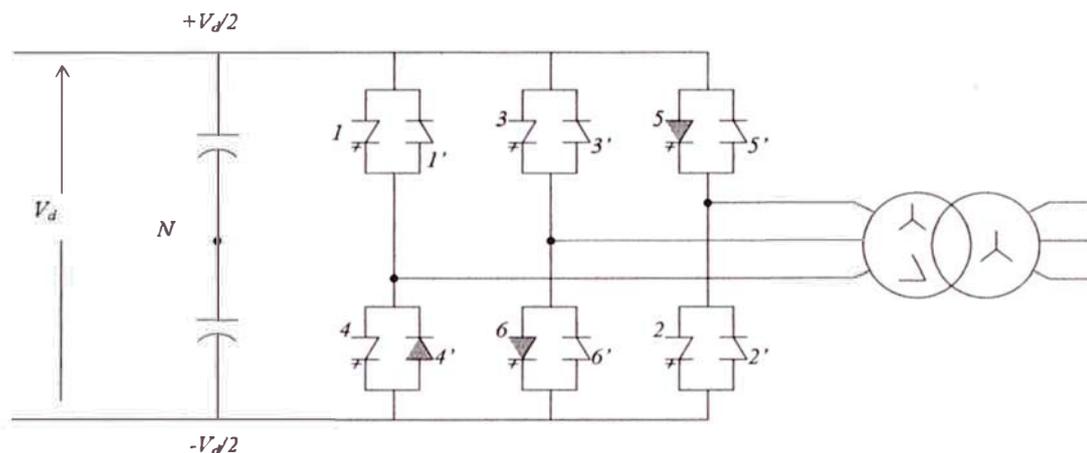


Fig. 3.26: Conversor de fuente de tensión de onda completa 3 ϕ

Todos los convertidores producen distorsión armónica, siendo necesario la utilización de filtros en sus terminales ac , por ejemplo, los transformadores conectados a los convertidores deben contar con ángulo de desfase para atenuar los armónicos generados. La TABLA 3.1 muestra algunas configuraciones de los convertidores, como los armónicos generados y la utilización de filtros.

TABLA N° 3.1: Características de los VSC de acuerdo al número de pulsos (válvulas)

Convertidor	Puentes 6 pulsos	Desfasaje de transformadores	Generación armónicos	FACTS con Filtros en ac
06 pulsos	1	$\pm 30.00^\circ$ (60°)	$6n \pm 1$	Es necesario
12 pulsos	2	$\pm 15.00^\circ$ (30°)	$12n \pm 1$	Opcional
24 pulsos	4	$\pm 7.50^\circ$ (15°)	$24n \pm 1$	Opcional
48 pulsos	8	$\pm 3.75^\circ$ (7.5°)	$48n \pm 1$	No es necesario

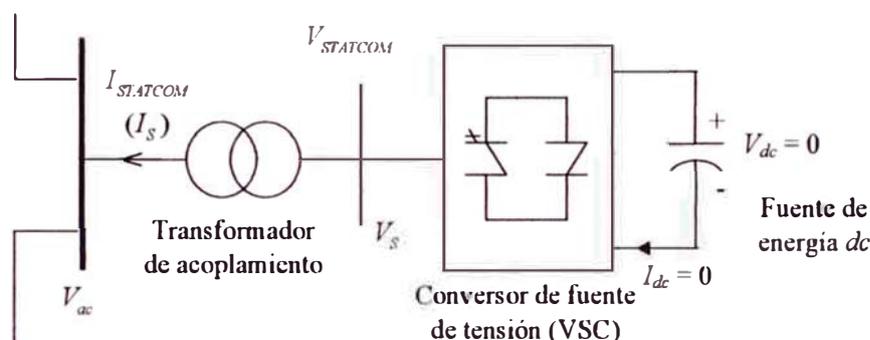
3.7.2. Modelo del static synchronous compensator (STATCOM)

El compensador estático síncrono y el compensador estático síncrono en serie (SSSC) son controladores a base de fuentes convertidores de tensión ó de corriente y que por motivos de costos son más usados los de tensión (VSC). El STATCOM es un compensador de potencia reactiva en conexión shunt y que suministrando ó consumiendo potencia reactiva controla un parámetro específico del sistema. El modelo a ser implementado es encontrado en [41] y [42], y modelos más complejos para fines de estudios dinámicos en la referencia [43]. En la referencia [44] se presenta un modelo con la influencia de los armónicos. Una comparación entre dos tipos de configuración

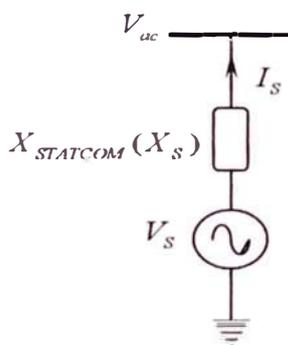
de convertidores para el STATCOM es realizada por Y. Tan según referencia [45].

El STATCOM es uno de los más fuertes competidores del SVC; ambos controlan la tensión en forma local, remota y tienen la propiedad de mejorar la estabilidad de primera oscilación por su rápida acción de operación [46]. También, se puede conseguir un control de las fluctuaciones de la tensión (flicker); por otro lado, además de tener un control de potencia reactiva se puede hacer un control de potencia activa independientemente. [34]

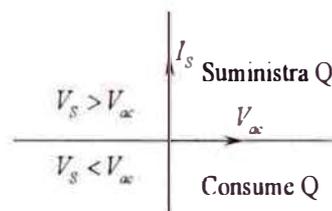
En la Fig.3.27 se muestra el principio de conexión del STATCOM al sistema eléctrico de potencia, así como su circuito equivalente de conexión y el intercambio de potencia reactiva entre el STATCOM y el SEP [47].



(a) Principio de conexión del STATCOM al SEP



(b) Equivalencia de conexión al SEP



(c) Intercambio de potencia reactiva

Fig. 3.27: Principio de conexión del STATCOM al SEP, su circuito equivalente e intercambio de potencia reactiva

La característica de operación del STATCOM es mostrada en la figura 3.28. En esta figura se observa que el STATCOM puede mantener y entregar corriente capacitiva e inductivas máximas, independientemente de la tensión del sistema ac (V_{ac} típicamente mayor que 0.2 pu). La máxima potencia reactiva suministrada ó consumida cambia linealmente con la tensión del sistema.

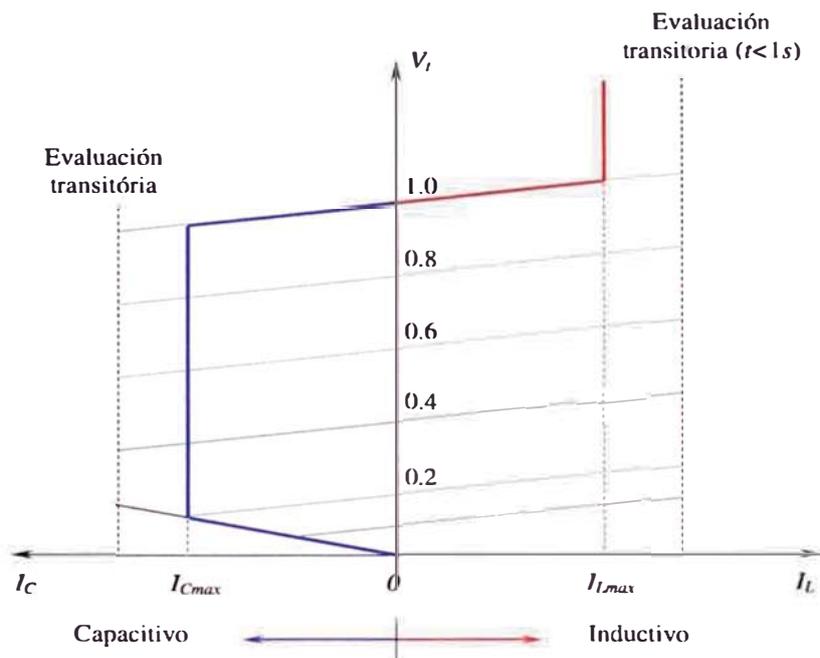


Fig. 3.28: Características del STATCOM V vs. I

El STATCOM cuando es conectado a un almacenador de energía, tiene la capacidad de poder suministrar ó consumir potencia reactiva y activa como se muestra en la Fig.3.29, teniendo así un control independiente uno del otro. Las pérdidas producidas por los dispositivos electrónicos no son despreciables, y el capacitor que almacena energía puede suministrar la potencia necesaria para su operación, sin que este lo absorbe del sistema *ac*.

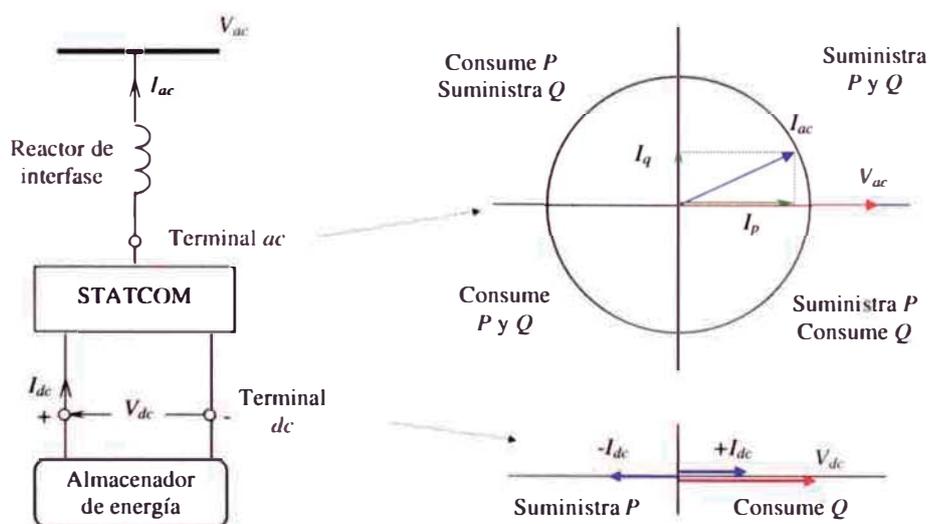


Fig. 3.29: STATCOM con Almacenador de energía y el intercambio de potencia entre el STATCOM y el sistema *ac*

En la Fig.3.30 se muestra la representación en estado estacionario del intercambio de potencia reactiva (Q) y activa (P) del STATCOM con el sistema ac del SEP.

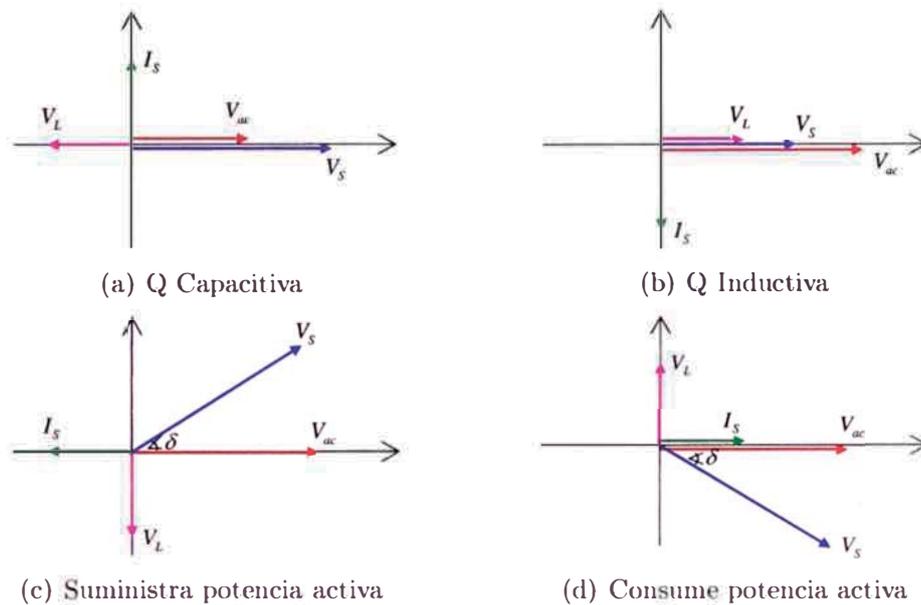


Fig. 3.30: Representación de la operación del STATCOM, intercambio P y Q

En la transición del modo capacitivo a inductivo (donde el ángulo δ cambia de cero a un valor positivo), la potencia activa es transferida del capacitor dc al terminal ac . El caso inverso sucede en la transición del modo inductivo a capacitivo (donde el ángulo δ cambia de cero a un valor negativo). De acuerdo a esto, la potencia activa y reactiva puede ser expresadas como:

$$P = \frac{V_{ac}V_S}{X_S} \sin(\delta) \quad (3.41)$$

$$Q = \frac{V_{ac}^2 V_S}{X_S} - \frac{V_{ac}V_S}{X_S} \cos(\delta) \quad (3.42)$$

En la TABLA3.2 se muestra el intercambio de la potencia como una función de la tensión del STATCOM (V_{st}) y del sistema V_{ac} .

3.7.3. Modelo del unified power flow controller (UPFC)

El controlador de flujo de potencia unificado (UPFC) fue propuesto por Gyugyi en 1991 y es el más versátil de los FACTS. Inicialmente fue desarrollado para un control en tiempo real y para realizar compensación dinámica del sistema de transmisión [48].

TABLA N° 3.2: Intercambio de potencia entre el STATCOM y el sistema ac SEP

Relación entre tensión	Intercambio de potencia	
	STATCOM	Sistema ac
$V_{st} > V_{ac}$	Q	\Rightarrow
$V_{st} < V_{ac}$		\Leftarrow Q
$\delta < 0$	P	\Rightarrow
$\delta > 0$		\Leftarrow P

Este controlador tiene la capacidad del control de tensión, compensación en serie y desvío de fase; puede controlar en forma rápida el flujo de potencia activa y reactiva que pasa por una línea de transmisión, siendo capaz de controlar simultáneamente ó selectivamente todos los parámetros que afectan a dicho flujo [1].

El UPFC desde el punto de vista conceptual, es una generalización de las fuentes de tensión síncronas a frecuencia fundamental 60Hz. ($E_{cR} = V_{cR} \angle \theta_{cR}$) con tensión variable y ángulo variable.

La capacidad de operación de este controlador unificado es mostrado en la Fig.3.31, donde se muestra la versatilidad del UPFC [1].

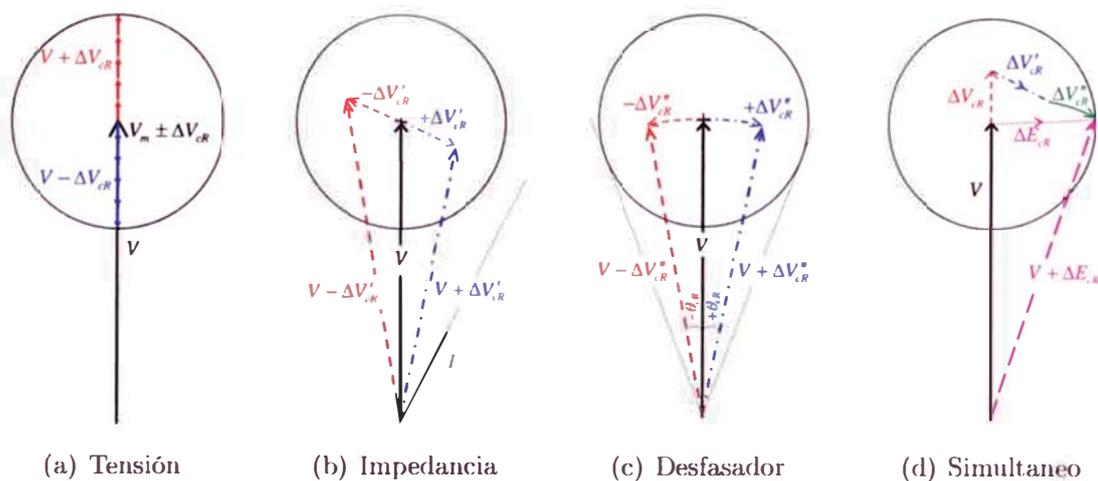


Fig. 3.31: Operación de control del UPFC, a)Regulación de tensión, b)Impedancia de línea, c)Desfasador, d)Control simultaneo de tensión, impedancia y ángulo

Un modelo simple para régimen permanente de acuerdo a la referencia [49] es mostrado en la Fig.3.32 donde el UPFC es representado como carga y generador en sus barras de conexión.

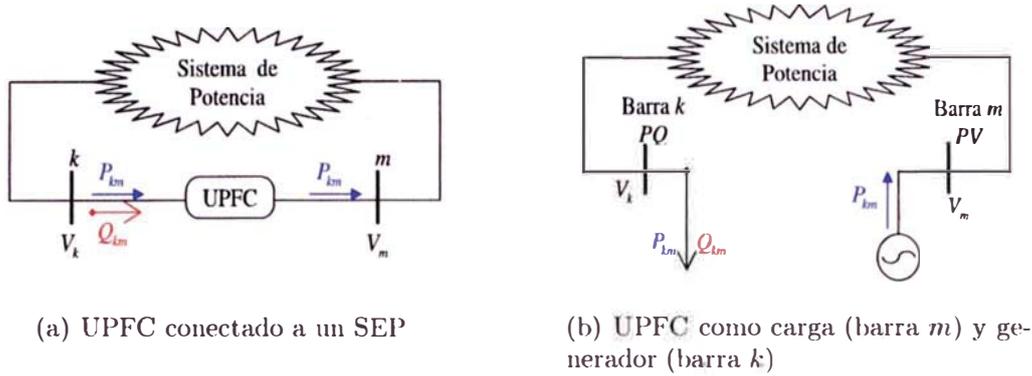


Fig. 3.32: Modelo simple del UPFC representado como barra de carga y de generación

En la Fig.3.33 se muestra el modelo del UPFC como dos VSC conectados al SEP, uno en conexión shunt y el otro en conexión serie (por medio de transformadores de acoplamiento) [49], así como el funcionamiento de los convertidores (rectificador/inversor). Otros modelos más detallados se pueden encontrar en la referencia [50], donde el UPFC es representado como la conexión de un STATCOM (shunt) y un compensador estático síncrono en serie (SSSC). Un modelo más complejo para el análisis dinámico se tiene en la referencia [51].

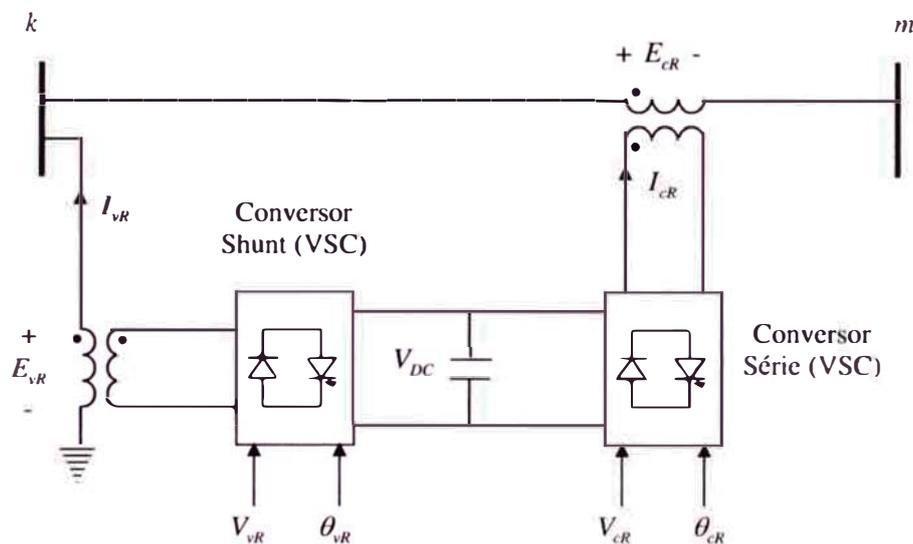


Fig. 3.33: Modelo del UPFC con convertidores shunt y serie

La estructura del circuito del UPFC puede permitir una separación de los convertidores (sin la conexión de enlace dc) teniendo así compensación de reactivos shunt (como STATCOM) y compensación de reactivos serie (como SSSC).

El convertidor shunt opera como un controlador de corriente shunt de la línea, el

cual una parte de esta corriente sirve para balancear la potencia activa con el convertidor serie, y la otra parte es para la compensación de reactivos tipo STATCOM. El convertidor serie controla la magnitud de la tensión y el ángulo de fase, mediante el cual inyecta tensión a la línea de transmisión. La tensión siempre influye en el flujo de potencia en la línea, pudiendo ser activa ó reactiva indistintamente del modo de operación del UPFC.[1].

El UPFC debido al tipo de variación de sus componentes puede controlar la potencia activa y reactiva en la línea de transmisión, así como la tensión de la barra de conexión shunt [17]:

- Si θ_{cR} está en fase con el ángulo de la tensión V_k es decir θ_k , el UPFC no regula el flujo de potencia activa.
- Si θ_{cR} está en cuadratura con el ángulo θ_k , el UPFC controla el flujo de potencia activa actuando como un desfaseador, pero no consume potencia reactiva del sistema *ac*.
- Si θ_{cR} está en cuadratura con el ángulo de la corriente, el UPFC controla el flujo de potencia activa actuando como un compensador serie de impedancia variable.
- Con cualquier otro valor de θ_{cR} , el UPFC actúa como una combinación de un desfaseador con un compensador serie de impedancia variable.

3.7.4. Modelo del HVDC (Back-to-Back)

La conexión en alta tensión en corriente directa (HVDC) es frecuente usar cuando la distancia de conexión supera los 700 km y más aun cuando los centros de conexión tienen diferentes frecuencias. Por otro lado, motivos técnicos económicos y hasta ambientales, también son factores para el uso de este sistema *dc* en los SEP. [34]

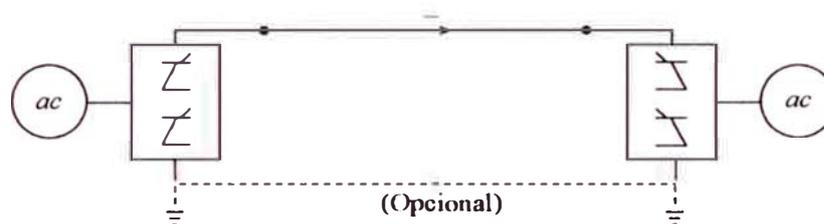
La *General Electric Company* a fines de 1936 fue uno de los primeros en fabricar HVDC de tipo comercial. La primera aplicación comercial fue en 1954 interconectando Suecia y una isla de Gotland. En 1972 se instala el primer HVDC a base de tiristores, interconexión back-to-back *dc* entre Quebec y New Brunswick provincia de Canada [4].

Los enlaces del HVDC pueden ser clasificados de la siguiente manera [52] [4]:

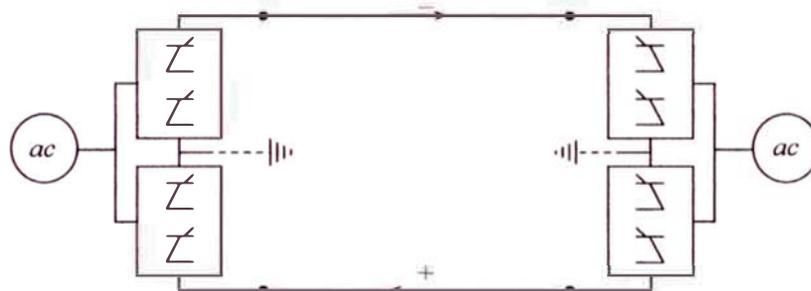
Enlace mono-polar: Cuenta con un solo conductor generalmente negativo, utiliza la tierra ó el mar para retorno de la corriente como se muestra en la Fig.3.34(a).

Enlace bi-polar: Con dos conductores, un conductor para cada polaridad y en los terminales están los convertidores conectados en serie, la union entre los convertidores es conectada a tierra como se muestra en la Fig.3.34(b).

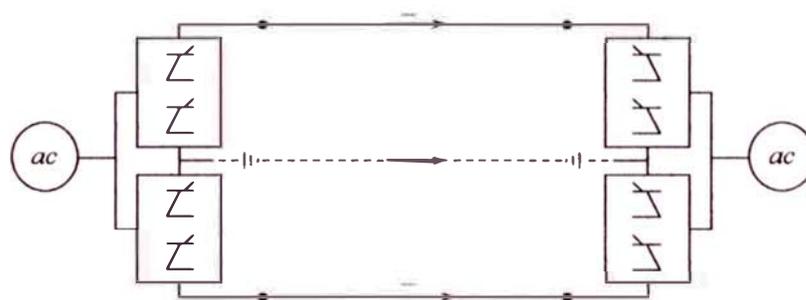
Enlace Homo-polar: Tiene dos ó más conductores de igual polaridad, generalmente negativos y también utiliza la tierra ó el mar para retorno de la corriente como se muestra en la Fig. 3.34(c).



(a) Mono-polar



(b) Bi-polar



(c) Homo-polar

Fig. 3.34: Enlaces de conexión del HVDC

Un tipo de HVDC usado para enlaces asíncronos es el llamado Back-to-Back (sin conductor de enlace) donde su modelo es mostrado en la Fig.3.35.

El modelo HVDC Back-to-Back es representado como dos convertidores VSC conectados en shunt, estos convertidores son llamados de estaciones de rectificación y de inversión [53].

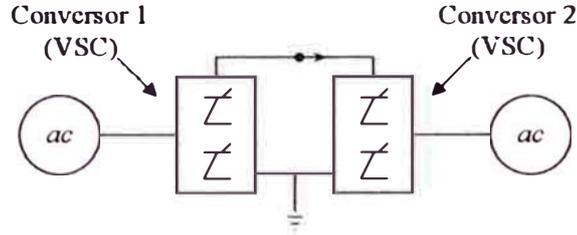


Fig. 3.35: Enlace de conexión Back-to-Back

Uno de los modelos usado para análisis de estabilidad que la CIGRE sugiere se encuentra en la referencia [54]. Para estudios en régimen permanente los filtros y las compensación adicionales no son necesarios (caso particular del modelo dinámico).

3.8. Implementación de una plataforma computacional integrada

La implementación de los Controladores FACTS sera formulado para el flujo de potencia en base al método de solución de Newton-Raphson. [34]

A continuación se muestra un resumen de las ecuaciones generales tratadas en el capítulo anterior y que serán usadas en nuestro problema de flujo de potencia [7].

$$P_k = G_{kk}V_k^2 + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (3.43)$$

$$Q_k = -B_{kk}V_k^2 + V_k \sum_{m \in \Omega_k} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (3.44)$$

$$\begin{aligned} P_{km} &= (a_{km}V_k)^2 g_{km} - a_{km}V_kV_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) \\ &= a_{km}V_kV_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \end{aligned} \quad (3.45)$$

$$\begin{aligned} Q_{km} &= -(a_{km}V_k)^2 b_{km} - a_{km}V_kV_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km}) \\ &+ a_{km}V_kV_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km}) \end{aligned} \quad (3.46)$$

Donde:

Ω_k : conjunto de barras adyacentes a la barra k

$\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$: diferencia entre ángulos de fase de las barras k y m .

Los elementos de la matriz admitancia $[Y]$ se muestran en las Ecs. (3.47) y (3.48); y en la TABLA 3.3 la configuración de los elementos que se conectan entre 2 barras.

$$Y_{kk} = G_{kk} + jB_{kk} = jb_k^{sh} + \sum_{m \in \Omega_k} (jb_{km}^{sh} + a_{km}^2 y_{km}) \quad (3.47)$$

$$Y_{km} = -a_{km} e^{-j\varphi_{km}} y_{km} \quad (3.48)$$

TABLA N° 3.3: Configuración de los parámetros de los elementos del SEP

Línea de transmisión	Transformador en fase	Desfasador puro*
$Y_{km} = -y_{km}$	$Y_{km} = -a_{km} y_{km}$ a_{km} : tap del transformador	$Y_{km} = -e^{-j\varphi_{km}} y_{km}$ $Y_{mk} = -e^{j\varphi_{km}} y_{km}$

*Con desfase del transformador desfasador (φ_{km}), se tendrá una matriz asimétrica

Donde:

b_k^{sh} : susceptancia shunt en la barra k

$y_{km} = g_{km} + jb_{km}$: admitancia serie

Y_{km} : elemento k - m de la matriz admitancia

b_{km}^{sh} : susceptancia shunt de la línea (efecto capacitivo)

La matriz Jacobiana es:

$$J = \left[\begin{array}{c|c} H & N \\ \hline M & L \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cc|cc} H_{kk} & H_{km} & N_{kk} & N_{km} \\ H_{mk} & H_{mm} & N_{mk} & N_{mm} \\ \hline M_{kk} & M_{km} & L_{kk} & L_{km} \\ M_{mk} & M_{mm} & L_{mk} & L_{mm} \end{array} \right] \quad (3.49)$$

Los elementos equivalentes de la matriz Jacobiana:

$$J = \left[\begin{array}{c|c} H & N \\ \hline M & L \end{array} \right] = \left[\begin{array}{cc|cc} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} \\ \hline \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} \end{array} \right] \quad (3.50)$$

El desarrollo de los elementos de la matriz Jacobiana se encuentran en el apéndice B.1.

3.8.1. Modelamiento del SVC para su inclusión en el FP

Como se dijo en la sub-sección 3.6.1 el SVC puede ser implementado como una reactancia variable ó susceptancia variable (Fig.3.12), como reactancia podría producir resonancia (Fig.3.13), por tal motivo aquí se considerará como una susceptancia variable (Fig.3.14). [34]

A continuación se va a desarrollar dos casos: cuando el SVC controla una barra local, es decir la barra donde está instalado el SVC y cuando el SVC controla una barra remota, es decir una barra alejada de la barra donde está instalado el SVC.

a) Control local

En la Fig.3.36 se muestra el SVC instalado en la barra k la cual va a controlar la tensión de esa misma barra.

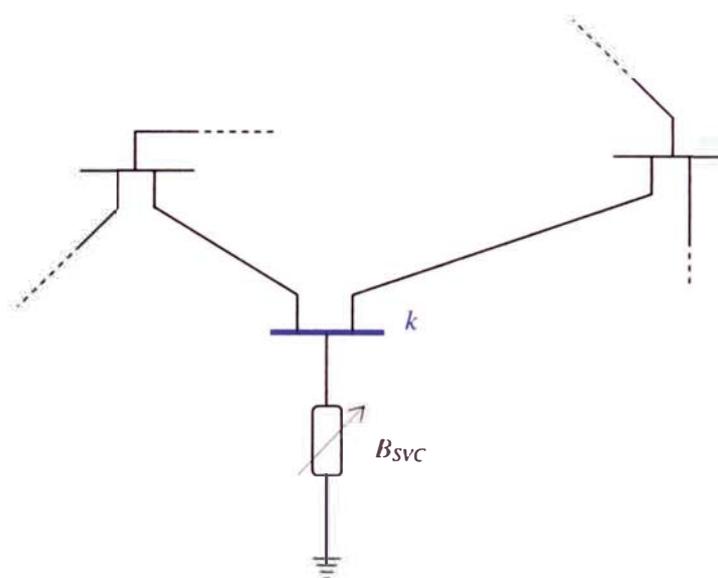


Fig. 3.36: Representación del SVC en un SEP para un control Local

La potencia reactiva para cualquier susceptancia shunt es dada por:

$$Q_k = -V_k^2 B_{shunt} \quad (3.51)$$

Para este caso, sería la susceptancia del SVC:

$$Q_k = -V_k^2 B_{SVC} \quad (3.52)$$

Usando las ecuaciones de flujo de potencia (ecuaciones (3.43) a (3.50)) en las cuales se incluye la susceptancia shunt del SVC, inicialmente como si fuera una susceptancia de valor fijo, esto por que el B_{SVC} se mantendrá en un valor fijo en cada iteración en el cálculo del FP.

Las ecuaciones del FP basada en el método de solución de Newton-Raphson (NR) será mantenida igual que en la Ec. (3.50), o sea sin inclusión del SVC. La inclusión del SVC significaría que el sistema de potencia va a tener una barra controlada, por tal motivo la matriz Jacobiana aumentaría en una fila y en una columna para el control, por lo tanto se tendría:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial B_{SVC}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{SVC} \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

Donde:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial B_{SVC}} = -V_k^2 \quad (3.54)$$

$$B_{SVC}^{i+1} = B_{SVC}^i + \Delta B_{SVC}^i \quad (3.55)$$

En el caso de que el control sea con la variación del ángulo de disparo α , se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha_{SVC}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

Donde:

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} = -V_k^2 \frac{2}{\pi X_L} (\cos(2\alpha) - 1) \quad (3.57)$$

$$\alpha^{i+1} = \alpha^i + \Delta \alpha^i \quad (3.58)$$

b) Control remoto

Para el análisis del sistema eléctrico de potencia, con la inclusión del SVC en un control de tipo remoto (Fig.3.37). Se va a utilizar las Ecs. (3.59) a (3.63) para relacionar las potencias de ambas barras.

$$\sum_{k=1}^{nb} I_k = 0 \quad (3.59)$$

$$S_k = E_k \cdot I_k^* = P_k + jQ_k \quad (3.60)$$

$$S_k^* = E_k^* \cdot I_k = P_k - jQ_k \quad (3.61)$$

$$I_k = (P_k - jQ_k)/E_k^* \quad (3.62)$$

$$E_k^* = V_k e^{-j\theta_k} = V_k (\cos(\theta_k) - j \operatorname{sen}(\theta_k)) \quad (3.63)$$

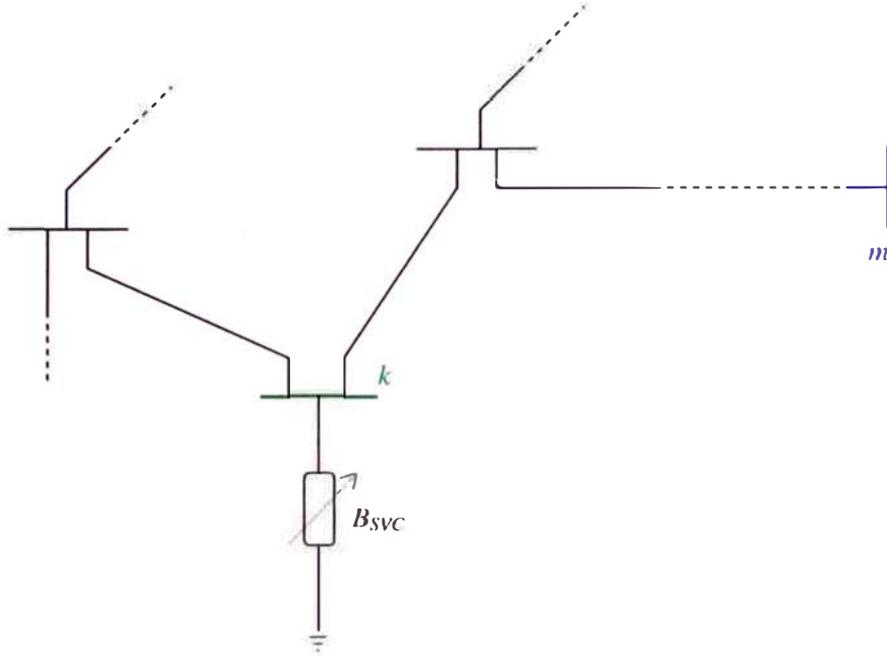


Fig. 3.37: Representación del SVC en un SEP para un control remoto

Luego, en la Ec. (3.64) se indica la relación de la potencia reactiva en la barra remota m en función de las potencias de la barra k , donde se encuentra el SVC.

$$Q_m = -V_m \sum_{k \in \Omega_m} \frac{1}{V_k} (P_k \operatorname{sen}(\theta_m - \theta_k) + Q_k \cos(\theta_m - \theta_k)) \quad (3.64)$$

Obteniéndose la nueva matriz Jacobiana, de modo que para la variación de la susceptancia se tiene la Ec. (3.65):

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial B_{SVC}} \\ 0 & \frac{\partial Q_m}{\partial B_{SVC}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_k \\ \Delta B_{SVC} \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

Donde:

$$\frac{\partial Q_m}{\partial B_{SVC}} = V_m V_k \cos(\theta_m - \theta_k) \quad (3.66)$$

$$B_{SVC}^{i+1} = B_{SVC}^i + \Delta B_{SVC}^i \quad (3.67)$$

y considerando la variación del ángulo de disparo (α) en la matriz Jacobiana, se tiene

la Ec. 3.68)

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} \\ 0 & \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta V_k \\ \Delta \alpha \end{bmatrix} \quad (3.68)$$

Donde:

$$\frac{\partial Q_m}{\partial \alpha} = V_k V_m \frac{2}{\pi X_L} (\cos(2\alpha) - 1) \cos(\theta_m - \theta_k) \quad (3.69)$$

$$\alpha^{i+1} = \alpha^i + \Delta \alpha^i \quad (3.70)$$

Para la realización del control de tensión en la barra remota (m), la barra k (donde se encuentra instalado el SVC) no debería estar muy alejada, ya que el efecto capacitivo/inductivo de la línea de transmisión aumentará ó disminuirá la tensión en la barra k .

3.8.2. Modelamiento del TCSC para su inclusión en el FP

Como se dijo en la sub-sección 3.6.2, la implementación del TCSC dentro del flujo de potencia podría producir una matriz Jacobiana mal condicionada¹, esto ocurre si se usa como variable de control la reactancia en función del ángulo de disparo α (función discontinua) ó cuando la variable de control es el mismo ángulo alfa. Por lo contrario, no se producirá matriz mal condicionada si la variable de control es el ángulo alfa y se usa la susceptancia en función de alfa como variable de control, en este caso $B_{TCSC}(\alpha)$ produce una función continua como se muestra en la Fig.3.20. También no se producirá matriz mal condicionada si se usa como variable de control la propia reactancia del TCSC (X_{TCSC}).

En la Fig.3.38 se muestra el TCSC con sus dos variables de control que no producen matriz mal condicionada de la Jacobiana y en la Fig.3.39 la instalación del TCSC dentro de un sistema eléctrico de potencia.

A continuación se va a desarrollar dos casos cuando el TCSC controla el flujo de potencia y cuando controla la corriente que pasa por la línea de transmisión. [34]

¹ Matriz mal condicionada: cuando algún elemento de la diagonal es cero

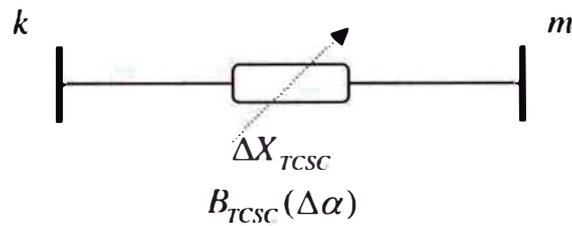


Fig. 3.38: TCSC entre las barras k y m , indicando las variables de control

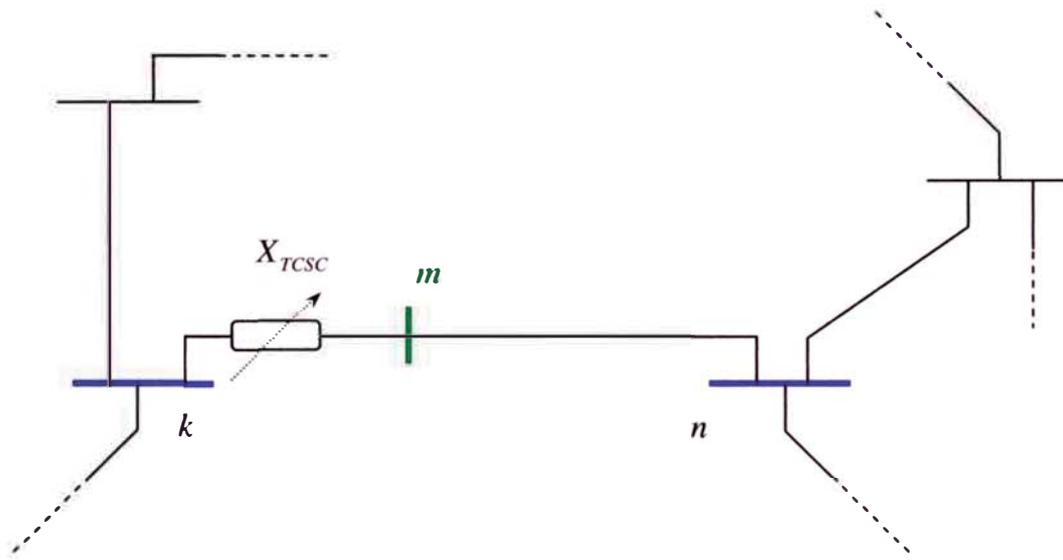


Fig. 3.39: TCSC dentro de un sistema eléctrico de potencia (entre las barras k y m)

a) Control de potencia (MW)

En la Fig.3.40 se muestra el TCSC instalado entre las barras k y m , para controlar el flujo de potencia que pasa por la línea de transmisión. Las potencias activa y reactiva del sistema son dadas por las ecuaciones (3.43) y (3.44) que aquí se muestran nuevamente, donde se incluye los parámetros del TCSC.

$$P_k = G_{kk}V_k^2 + V_k \sum_{\substack{n \in \Omega_k \\ n \neq m}} V_n (G_{kn} \cos(\theta_k - \theta_n) + B_{kn} \sin(\theta_k - \theta_n)) + P_{km}^t \quad (3.71)$$

$$Q_k = -B_{kk}V_k^2 + V_k \sum_{\substack{n \in \Omega_k \\ n \neq m}} V_n (G_{kn} \sin(\theta_k - \theta_n) - B_{kn} \cos(\theta_k - \theta_n)) + Q_{km}^t \quad (3.72)$$

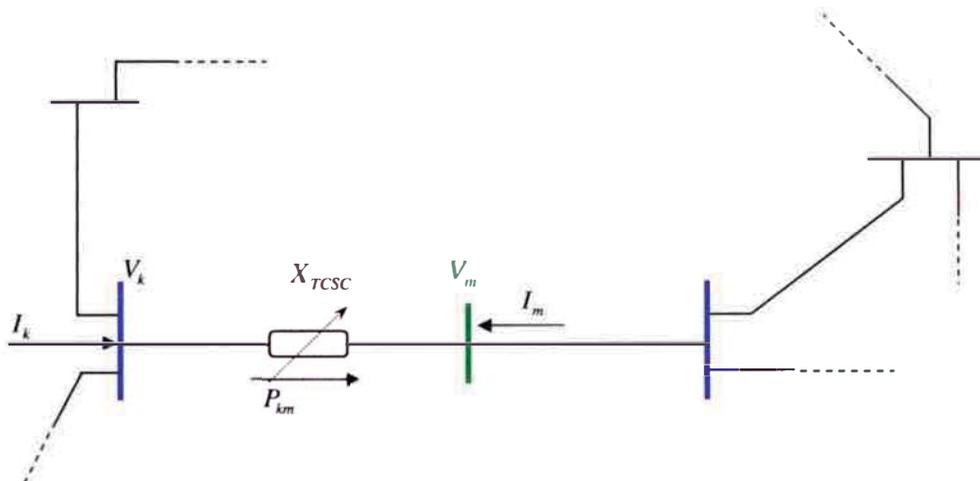


Fig. 3.40: Representación del TCSC en un SEP para control de potencia

El Flujo de potencia activa y reactiva por el TCSC esta dado por:

$$P_{km}^t = -V_k V_m B_{TCSC} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (3.73)$$

$$Q_{km}^t = V_k^2 B_{TCSC} + V_k V_m B_{TCSC} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (3.74)$$

Donde B_{TCSC} de acuerdo a la Ec. (3.39) es: $B_{TCSC} = -1/X_{TCSC}$.

Para incluir el TCSC al FP, éste se comportaría como si fuera una línea de transmisión, que estaría conectada a la barra k existente del sistema y a una barra adicional ó ficticia m del sistema eléctrico original. La matriz Jacobiana, considerando el ángulo de disparo α , resulta:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{km} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial v_k} & \frac{\partial P_k}{\partial v_m} & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial v_k} & \frac{\partial P_m}{\partial v_m} & \frac{\partial P_m}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{km}}{\partial v_k} & \frac{\partial P_{km}}{\partial v_m} & \frac{\partial P_{km}}{\partial \alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V \\ \Delta V_m \\ \Delta \alpha \end{bmatrix} \quad (3.75)$$

Donde:

$$\Delta P_{km} = P_{km}^{esp} - P_{km}^{calc}$$

$$\alpha^{i+1} = \alpha^i + \Delta \alpha^i$$

Los elementos de la matriz Jacobiana de la Ec. (3.75) con variación del ángulo de disparo (α), es dado por las ecuaciones (3.76) a (3.78):

$$\begin{aligned}\frac{\partial P_k}{\partial \alpha} &= \frac{\partial P_k}{\partial B_{TCSC}} \times \frac{\partial B_{TCSC}}{\partial X_{TCSC}} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \\ &= -V_k V_m \sin(\theta_k - \theta_m) \times \frac{1}{X_{TCSC}^2} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \\ &= P_k B_{TCSC} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha}\end{aligned}\quad (3.76)$$

$$\begin{aligned}\frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} &= \frac{\partial Q_k}{\partial B_{TCSC}} \times \frac{\partial B_{TCSC}}{\partial X_{TCSC}} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \\ &= (V_k^2 + V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)) \times \frac{1}{X_{TCSC}^2} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \\ &= Q_k B_{TCSC} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha}\end{aligned}\quad (3.77)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \alpha} = P_{km} B_{TCSC} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha}\quad (3.78)$$

Donde:

$$\begin{aligned}\frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} &= 2C_1(1 + \cos 2\alpha) + C_2 \left(\frac{k^2 \cos^2(\pi - \alpha)}{\cos^2(k(\pi - \alpha))} - 1 \right) + \\ &- C_2 \sin(2\alpha)(k \tan(k(\pi - \alpha)) - \tan \alpha)\end{aligned}\quad (3.79)$$

y en esta ecuación (3.79), se tiene:

$$C_1 = (X_C + X_{LC})/\pi$$

$$C_2 = 4X_{LC}^2/X_L$$

y:

$$X_{LC} = X_C X_L / (X_C - X_L)$$

$$k = \sqrt{X_C / X_L}$$

Complementando los otros elementos de la matriz Jacobiana para la barra k , se tiene:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -B_{TCSC}(\alpha) V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)\quad (3.80)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = B_{TCSC}(\alpha) V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)\quad (3.81)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = -B_{TCSC}(\alpha) V_m \sin(\theta_k - \theta_m)\quad (3.82)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = -B_{TCSC}(\alpha)V_k \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (3.83)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -B_{TCSC}(\alpha)V_k V_m \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (3.84)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = B_{TCSC}(\alpha)V_k V_m \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (3.85)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -2B_{TCSC}(\alpha)V_k + B_{TCSC}(\alpha)V_m \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (3.86)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = B_{TCSC}(\alpha)V_k \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (3.87)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} = -B_{TCSC}(\alpha)V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (3.88)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} = B_{TCSC}(\alpha)V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (3.89)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} = -B_{TCSC}(\alpha)V_m \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (3.90)$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} = -B_{TCSC}(\alpha)V_k \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (3.91)$$

Para las ecuaciones de la barra m , basta cambiar el subíndice k por m en las ecuaciones (3.71) a (3.77) y de (3.87) a (3.80).

En el caso de que la variable de control sea la misma reactancia del TCSC (X_{TCSC}), se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{km} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial v_k} & \frac{\partial P_k}{\partial v_m} & \frac{\partial P_k}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial v_k} & \frac{\partial P_m}{\partial v_m} & \frac{\partial P_m}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{km}}{\partial v_k} & \frac{\partial P_{km}}{\partial v_m} & \frac{\partial P_{km}}{\partial X_{TCSC}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V \\ \Delta V_m \\ \Delta X_{TCSC} \end{bmatrix} \quad (3.92)$$

Donde:

$$X_{TCSC}^{i+1} = X_{TCSC}^i + \Delta X_{TCSC}^i \quad (3.93)$$

Los elementos de esta nueva matriz Jacobiana ya fueron expuestos anteriormente (función del ángulo de disparo α), aquí se va a usar realizando el siguiente cambio: $B_{TCSC}(\alpha)$ por $-1/X_{TCSC}$ en las ecuaciones (3.80) a (3.91). Además, las nuevas potencias activas y reactivas pueden ser expresadas como:

$$P_k = \frac{V_k V_m}{X_{TCSC}} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) \quad (3.94)$$

$$Q_k = \frac{V_k^2}{X_{TCSC}} - \frac{V_k V_m}{X_{TCSC}} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (3.95)$$

b) Control de corriente (A)

Para el control de la corriente por la línea de transmisión ó del TCSC, todas las ecuaciones dadas anteriormente en la sub-sección 3.8.2 son validas; con las siguientes variaciones que se indican a continuación:

Como se va a controlar la corriente, se utiliza:

$$I_{km} = B_{TCSC}(\alpha) \sqrt{V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)} \quad (3.96)$$

La matriz Jacobiana será:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta I_{km} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial v_k} & \frac{\partial P_k}{\partial v_m} & \frac{\partial P_k}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial v_k} & \frac{\partial P_m}{\partial v_m} & \frac{\partial P_m}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial \alpha} \\ \frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial I_{km}}{\partial v_k} & \frac{\partial I_{km}}{\partial v_m} & \frac{\partial I_{km}}{\partial \alpha} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V \\ \Delta V_m \\ \Delta \alpha \end{bmatrix} \quad (3.97)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \frac{\partial I_{km}}{\partial \alpha} &= \frac{\partial I_{km}}{\partial B_{TCSC}} \times \frac{\partial B_{TCSC}}{\partial X_{TCSC}} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \\ &= \sqrt{V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)} \times \frac{1}{X_{TCSC}^2} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \\ &= I_{km} B_{TCSC} \times \frac{\partial X_{TCSC}}{\partial \alpha} \end{aligned} \quad (3.98)$$

Los elementos de la matriz anterior (Ec. (3.97)) son los mismos de las ecuaciones (3.80) a (3.87) para la barra k ; y para la barra m basta cambiar los subíndices k por m . Los otros elementos de la matriz son:

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_k} = B_{TCSC}(\alpha) \frac{V_k V_m \sin(\theta_k - \theta_m)}{\sqrt{V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)}} \quad (3.99)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_m} = -B_{TCSC}(\alpha) \frac{V_k V_m \sin(\theta_k - \theta_m)}{\sqrt{V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)}} \quad (3.100)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial V_k} = B_{TCSC}(\alpha) \frac{2V_k - V_m \cos(\theta_k - \theta_m)}{\sqrt{V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)}} \quad (3.101)$$

$$\frac{\partial I_{km}}{\partial V_m} = B_{TCSC}(\alpha) \frac{2V_m - V_k \cos(\theta_k - \theta_m)}{\sqrt{V_k^2 + V_m^2 - 2 \cdot V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m)}} \quad (3.102)$$

En el caso de que nuestra variable de control sea la reactancia del TCSC se obtendrá:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta I_{km} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial v_k} & \frac{\partial P_k}{\partial v_m} & \frac{\partial P_k}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial v_k} & \frac{\partial P_m}{\partial v_m} & \frac{\partial P_m}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial v_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial v_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial I_{km}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial I_{km}}{\partial v_k} & \frac{\partial I_{km}}{\partial v_m} & \frac{\partial I_{km}}{\partial X_{TCSC}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V \\ \Delta V_m \\ \Delta X_{TCSC} \end{bmatrix} \quad (3.103)$$

Donde:
$$X_{TCSC}^{i+1} = X_{TCSC}^i + \Delta X_{TCSC}^i \quad (3.104)$$

$$\Delta I_{km} = I_{km}^{esp} - I_{km}^{calc} \quad (3.105)$$

3.8.3. Modelamiento del STATCOM para su inclusión al FP

El modelo a ser implementado se encuentra en la referencia [41] y mostrada en la sub-sección 3.7.2, que viene a ser una fuente de tensión en serie con una reactancia (Fig.3.41); la reactancia sería el del transformador que está conectado entre la parte de alta tensión y media tensión.

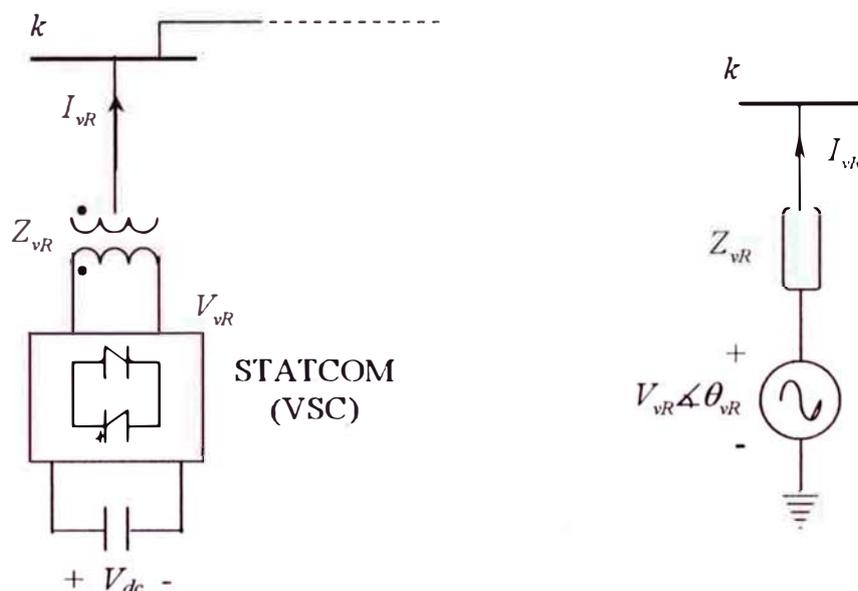


Fig. 3.41: Modelo del STATCOM a ser incluido al FP

Así como en el caso del SVC, se desarrollan las ecuaciones para su inclusión al FP a base del método de Newton-Raphon, para un control de tensión local y remoto. [34]

a) Control de tensión local

En la Fig.3.42 se muestra la conexión del STATCOM con el SEP y para realizar el control de tensión, la variable de control será la tensión del STATCOM V_{vR} , de modo que:

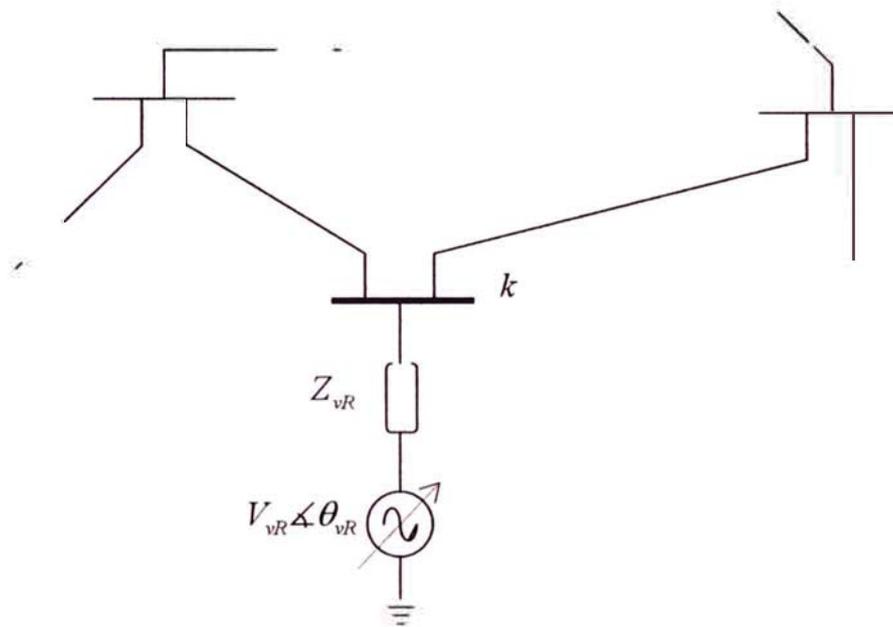


Fig. 3.42: Modelo del STATCOM en el sistema eléctrico de potencia

$$V_{vR} = |V_{vR}| (\cos \theta_{vR} + j \text{sen} \theta_{vR}) \quad (3.106)$$

De la figura Fig.3.41 se tiene:

$$I_{vR} = Y_{vR}(V_{vR} - V_k) \quad (3.107)$$

$$Y_{vR} = \frac{1}{Z_{vR}} = g_{vR} + j b_{vR} \quad (3.108)$$

$$S_{vR} = V_{vR} I_{vR}^* = P_{vR} + j Q_{vR} \quad (3.109)$$

$$P_{vR} = V_{vR}^2 g_{vR} - V_{vR} V_k [g_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + b_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.110)$$

$$Q_{vR} = -V_{vR}^2 b_{vR} - V_{vR} V_k [g_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k) - b_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.111)$$

Las potencias activa y reactiva en la barra k debido a la presencia del STATCOM son:

$$P_k = V_k^2 g_{vR} - V_k V_{vR} [g_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) + b_{vR} \sin(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.112)$$

$$Q_k = -V_k^2 b_{vR} - V_k V_{vR} [g_{vR} \sin(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})] \quad (3.113)$$

Obteniendo se la matriz Jacobiana, luego se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{vR} \\ \Delta Q_{vR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} \\ \frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_{vR}} \\ \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_{vR}} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_{vR}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta V_k \\ \Delta \theta_{vR} \\ \Delta V_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.114)$$

Asumiendo que la resistencia del STATCOM es despreciable (conductancia también es despreciable) y que no hay intercambio de potencia con el sistema ac , esto es: $g_{vR} = 0$ y $\theta_{vR} = \theta_k$, las potencias del STATCOM son:

$$P_{vR} = 0 \quad (3.115)$$

$$Q_{vR} = -V_{vR}^2 b_{vR} + V_{vR} V_k b_{vR} \quad (3.116)$$

Entonces, la potencia activa y reactiva adicionada a la barra k resulta:

$$P_k = 0 \quad (3.117)$$

$$Q_k = -V_k^2 b_{vR} + V_k V_{vR} b_{vR} \quad (3.118)$$

Ahora, de la matriz Jacobiana anterior incluida en la Ec. (3.114) y con las ecuaciones (3.115) a (3.118), para el control de tensión de tipo local se tiene:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta V_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.119)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} &= -V_k (g_{vR} \sin(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \\ &= V_k (b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (3.120)$$

$$V_{vR}^{i+1} = V_{vR}^i + \Delta V_{vR}^i \quad (3.121)$$

b) Control de tensión remoto

De la misma forma que en el caso del SVC para realizar un control remoto con el STATCOM (Fig.3.43), se controla la tensión en la barra m con el STATCOM instalado en la barra k , así:

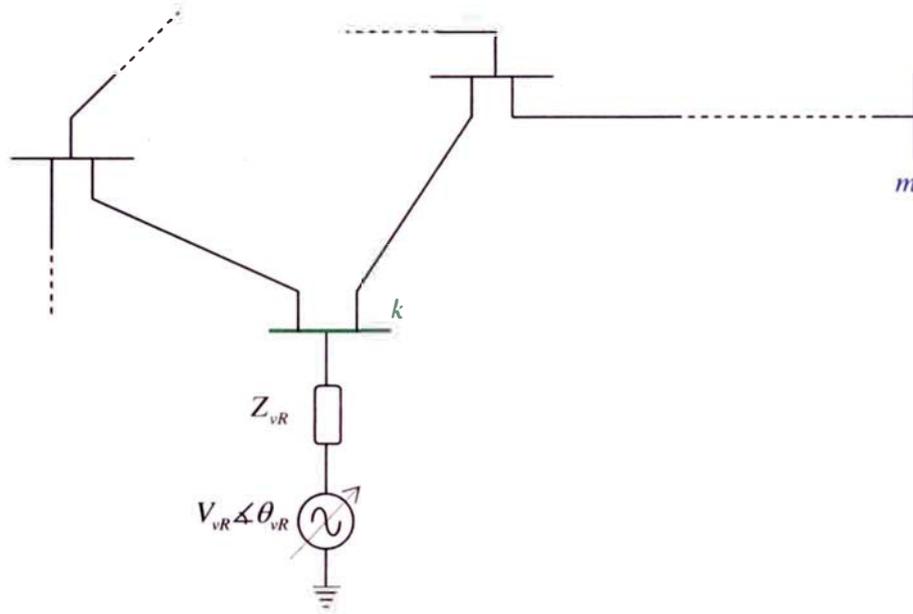


Fig. 3.43: Modelo del STATCOM a ser incluido al FP

$$Q_m = -V_m \sum_{k \in \Omega_m} \frac{1}{V_k} (P_k \sin(\theta_m - \theta_k) + Q_k \cos(\theta_m - \theta_k)) \quad (3.122)$$

Aquí también, se utiliza lo asumido para el control local, Ecs. (3.115) a (3.118), por tal motivo la matriz Jacobiana para el tipo de control remoto se muestra:

$$\begin{bmatrix} \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} \\ 0 & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{vR}} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta V_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.123)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} &= -V_k (g_{vR} \sin(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \\ &= V_k (b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (3.124)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_m}{\partial V_{vR}} &= V_m \cos(\theta_m - \theta_k) \cdot (g_{vR} \sin(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \\ &= -V_m \cos(\theta_m - \theta_k) \cdot (b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (3.125)$$

3.8.4. Modelamiento del UPFC para su inclusión al FP

El modelo del UPFC que se utiliza por la facilidad de su implementación se encuentra en las referencias [55], [17], [56], [34] y se muestra en la Fig.3.33. El circuito equivalente fue tratado en la sub-sección 3.7.3 y en la Fig.3.44 se indica el UPFC conectada al SEP.

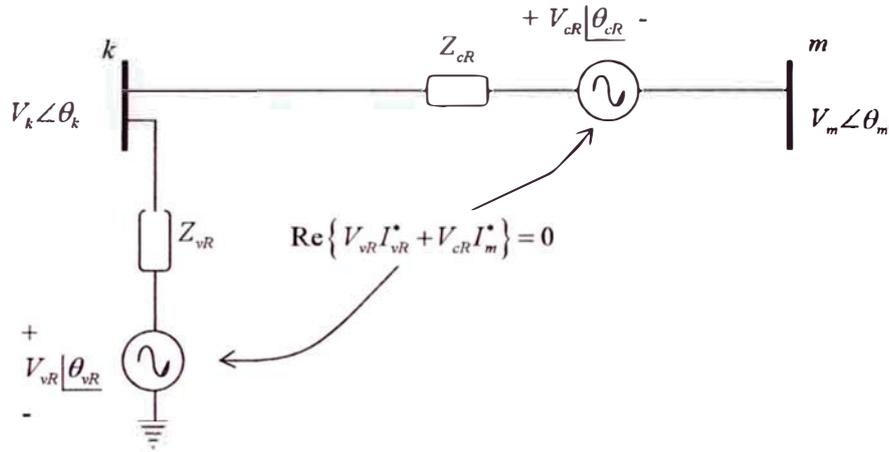


Fig. 3.44: Circuito equivalente del UPFC, de la Fig. 3.33, para el FP

Donde:

$$V_{vR} = |V_{vR}| (\cos \theta_{vR} + j \text{sen } \theta_{vR}) \quad (3.126)$$

$$V_{cR} = |V_{cR}| (\cos \theta_{cR} + j \text{sen } \theta_{cR}) \quad (3.127)$$

$$Y_{cR} = \frac{1}{Z_{cR}} = g_{cR} + j b_{cR} \quad (3.128)$$

$$Y_{vR} = \frac{1}{Z_{vR}} = g_{vR} + j b_{vR} \quad (3.129)$$

En la Fig.3.44 se tiene las tensiones (V_{cR} , V_{vR}) y ángulos (θ_{cR} , θ_{vR}) que son las magnitudes de control para obtener el flujo de potencias especificadas (P_{mk} y Q_{mk}) así como el control de la tensión en la barra de conexión shunt (V_k). Las tensiones y ángulos de control son limitadas por sus restricciones [55]:

$$\begin{aligned} V_{vR \text{ mín}} &\leq V_{vR} \leq V_{vR \text{ máx}} \\ 0 &\leq \theta_{vR} \leq 2\pi \end{aligned} \quad (3.130)$$

$$\begin{aligned} V_{cR \text{ mín}} &\leq V_{cR} \leq V_{cR \text{ máx}} \\ 0 &\leq \theta_{cR} \leq 2\pi \end{aligned} \quad (3.131)$$

Las potencias generadas para el convertor shunt se muestran en las Ecs. (3.132) y (3.133) y para el convertor serie se tiene las Ecs. (3.134) y (3.135):

$$P_{vR} = V_{vR}^2 g_{vR} - V_{vR} V_k (g_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + b_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k)) \quad (3.132)$$

$$Q_{vR} = -V_{vR}^2 b_{vR} - V_{vR} V_k (g_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k) - b_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k)) \quad (3.133)$$

$$P_{cR} = V_{cR}^2 g_{cR} - V_{cR} V_k (g_{cR} \cos(\theta_{cR} - \theta_k) + b_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k)) \\ + V_{cR} V_m (g_{cR} \cos(\theta_{cR} - \theta_m) + b_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m)) \quad (3.134)$$

$$Q_{cR} = -V_{cR}^2 b_{cR} - V_{cR} V_k (g_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k) - b_{cR} \cos(\theta_{cR} - \theta_k)) \\ + V_{cR} V_m (g_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m) - b_{cR} \cos(\theta_{cR} - \theta_m)) \quad (3.135)$$

Las potencias activas y reactivas debido a la presencia del UPFC en las barras k y m son:

$$P_k = V_k^2 (g_{cR} + g_{vR}) - V_k V_m (g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \\ - V_k V_{cR} (g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR}) + b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR})) \\ - V_k V_{vR} (g_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) + b_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR})) \quad (3.136)$$

$$Q_k = -V_k^2 (b_{cR} + b_{vR}) - V_k V_m (g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m)) \\ - V_k V_{cR} (g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR})) \\ - V_k V_{vR} (g_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \quad (3.137)$$

$$P_m = V_m^2 g_{cR} - V_m V_k (g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k) + b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k)) \\ + V_m V_{cR} (g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR}) + b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR})) \quad (3.138)$$

$$Q_m = -V_m^2 b_{cR} - V_m V_k (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k)) \\ - V_m V_{cR} (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR})) \quad (3.139)$$

La matriz Jacobiana con la inclusión del UPFC sin controlar la tensión en la barras de conexión shunt, esta incluida en la Ec. (3.140):

Las potencias P_{mk} y Q_{mk} que van a ser controladas por el UPFC son dadas por las ecuaciones (3.138) y (3.139), además, se tiene:

$$\Delta P_{mk} = P_{mk}^{esp} - P_{mk}^{calc}$$

$$\Delta Q_{mk} = Q_{mk}^{esp} - Q_{mk}^{calc}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{mk} \\ \Delta Q_{mk} \\ \Delta P_{vRcR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_m} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_{vR}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_k \\ \Delta V_m \\ \Delta \theta_{cR} \\ \Delta V_{cR} \\ \Delta \theta_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.140)$$

$$\Delta P_{vRcR} = 0 - P_{vRcR}^{calc}$$

$$P_{vRcR} = P_{vR} + P_{cR}$$

Donde:

$$\begin{aligned} P_{vRcR} &= V_{vR}^2 g_{vR} - V_{vR} V_k (g_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + b_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k)) \\ &+ V_{cR}^2 g_{cR} - V_{cR} V_k (g_{cR} \cos(\theta_{cR} - \theta_k) + b_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k)) \\ &+ V_{cR} V_m (g_{cR} \cos(\theta_{cR} - \theta_m) + b_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m)) \end{aligned} \quad (3.141)$$

Las condiciones iniciales para la parte serie y shunt se muestran en las Ecs. (3.142) - (3.143) y (3.144) respectivamente.

$$\theta_{cR}^0 = \arctan\left(\frac{P_{mref}}{CI}\right) \quad (3.142)$$

$$V_{cR}^0 = \left(\frac{X_{cR}}{V_m^0}\right) \sqrt{P_{mref}^2 + CI^2} \quad (3.143)$$

$$\theta_{vR}^0 = -\arctan\left(\frac{(V_m^0 - V_k^0)V_{cR}^0 X_{vR} \text{sen}(\theta_{cR}^0)}{V_{vR}^0 V_k^0 X_{cR}}\right) \quad (3.144)$$

Donde:

$$CI = Q_{mref} - \frac{V_m^0}{X_{cR}} (V_m^0 - V_k^0) \quad (3.145)$$

Los elementos de la matriz Jacobiana son mostradas en las Ecs. (3.147) al (3.180):

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} &= -V_k V_m (-g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) + b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m)) \\ &- V_k V_{cR} (-g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR}) + b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR})) \\ &- V_k V_{vR} (-g_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR}) + b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (3.146)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (3.147)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_k}{\partial V_k} &= 2V_k (g_{cR} + g_{vR}) - V_m (g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \\ &\quad - V_{cR} (g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR}) + b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR})) \\ &\quad - V_{vR} (g_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) + b_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (3.148)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = -V_k (g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (3.149)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} = -V_m V_k (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k)) \quad (3.150)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} &= -V_m V_k (-g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k) + b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k)) \\ &\quad + V_m V_{cR} (-g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR}) + b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR})) \end{aligned} \quad (3.151)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial V_k} = -V_m (g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k) + b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k)) \quad (3.152)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_m}{\partial V_m} &= 2V_m b_{cR} - V_k (g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k) + b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k)) \\ &\quad + V_{cR} (g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR}) + b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR})) \end{aligned} \quad (3.153)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} &= -V_k V_m (g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m) + b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \\ &\quad - V_k V_{cR} (g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR}) + b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR})) \\ &\quad - V_k V_{vR} (g_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) + b_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (3.154)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} &= -2V_k (b_{cR} + b_{vR}) - V_m (g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m)) \\ &\quad - V_{cR} (g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR})) \\ &\quad - V_{vR} (g_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \end{aligned} \quad (3.155)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (-g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m) - b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (3.156)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = -V_k (g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (3.157)$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} = -V_m V_k (-g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k) - b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k)) \quad (3.158)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} &= -V_m V_k (g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k) + b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k)) \\ &\quad + V_m V_{cR} (g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR}) + b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR})) \end{aligned} \quad (3.159)$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial V_k} = -V_m (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k)) \quad (3.160)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} &= -2V_m b_{cR} - V_k (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_k) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_k)) \\ &\quad - V_{cR} (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR})) \end{aligned} \quad (3.161)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_{cR}} = -V_k V_{cR} (g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR})) \quad (3.162)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_{cR}} = -V_k (g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR}) + b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR})) \quad (3.163)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial \theta_{cR}} = +V_m V_{cR} (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR})) \quad (3.164)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR}} = -V_k V_{vR} (g_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR})) \quad (3.165)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial \theta_{cR}} = +V_m V_{cR} (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR})) \quad (3.166)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial V_{cR}} = +V_m (g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR}) + b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR})) \quad (3.167)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_R} = -V_k V_{cR} (-g_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR}) - b_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR})) \quad (3.168)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_{cR}} = -V_k (g_{cR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_k - \theta_{cR})) \quad (3.169)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} = -V_k V_{vR} (-g_{vR} \cos(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR})) \quad (3.170)$$

$$\frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{cR}} = +V_m V_{cR} (-g_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR}) - b_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR})) \quad (3.171)$$

$$= +V_m (g_{cR} \text{sen}(\theta_m - \theta_{cR}) - b_{cR} \cos(\theta_m - \theta_{cR})) \frac{m \mathcal{Q} \mathcal{G}}{R_3 \mathcal{V} \mathcal{G}} \quad (3.172)$$

$$\frac{\partial P_m}{\partial \theta_{vR}} = 0 \quad \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{vR}} = 0 \quad (3.173)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_k} &\stackrel{2 \rightarrow 3}{=} -V_{vR} V_k (g_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k) - b_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k)) \\ &\quad - V_{cR} V_k (g_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k) - b_{cR} \cos(\theta_{cR} - \theta_k)) \end{aligned} \quad (3.174)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_k} &= -V_{vR} (g_{vR} \cos(\theta_{vR} - \theta_k) + b_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k)) \\ &\quad - V_{cR} (g_{cR} \cos(\theta_{cR} - \theta_k) + b_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k)) \end{aligned} \quad (3.175)$$

$$\frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_m} = +V_{cR}V_m (g_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m) - b_{cR} \text{cos}(\theta_{cR} - \theta_m)) \quad (3.176)$$

$$\frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_m} = +V_{cR} (g_{cR} \text{cos}(\theta_{cR} - \theta_m) + b_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m)) \quad (3.177)$$

$$\frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_{vR}} = -V_{vR}V_k (-g_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k) + b_{vR} \text{cos}(\theta_{vR} - \theta_k)) \quad (3.178)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_{cR}} &= -V_{cR}V_k (-g_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k) + b_{cR} \text{cos}(\theta_{cR} - \theta_k)) \\ &+ V_{cR}V_m (-g_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m) + b_{cR} \text{cos}(\theta_{cR} - \theta_m)) \end{aligned} \quad (3.179)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_{cR}} &= 2V_{cR}g_{cR} - V_k (g_{cR} \text{cos}(\theta_{cR} - \theta_k) + b_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_k)) \\ &+ V_m (g_{cR} \text{cos}(\theta_{cR} - \theta_m) + b_{cR} \text{sen}(\theta_{cR} - \theta_m)) \end{aligned} \quad (3.180)$$

En el caso que se desea controlar la tensión de la barra de conexión del UPFC (barra k) la matriz Jacobiana sería la que se incluye en la Ec. (3.181):

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{mk} \\ \Delta Q_{mk} \\ \Delta P_{vRcR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{cR}} & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{cR}} & 0 \\ \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_{cR}} & 0 \\ \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{cR}} & 0 \\ \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_{vR}} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_m} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_{cR}} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_{cR}} & \frac{\partial P_{vRcR}}{\partial \theta_{vR}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_{vR} \\ \Delta V_m \\ \Delta \theta_{cR} \\ \Delta V_{cR} \\ \Delta \theta_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.181)$$

Donde los elementos de la tercera columna de la nueva matriz Jacobiana son:

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} = -V_k (g_{vR} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR}) + b_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR})) \quad (3.182)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR}} = -V_k V_{vR} (-g_{vR} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR}) - b_{vR} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR})) \quad (3.183)$$

$$\frac{\partial P_{vRcR}}{\partial V_{vR}} = 2V_{vR}g_{vR} - V_k (g_{vR} \text{cos}(\theta_{vR} - \theta_k) + b_{vR} \text{sen}(\theta_{vR} - \theta_k)) \quad (3.184)$$

3.8.5. Modelamiento del HVDC (Back-to-Back) para su inclusión al FP

El modelo del HVDC que se va implementar es del tipo Back-to-Back esto fue mostrado en la Fig.3.35. Se utilizará el circuito equivalente de los convertidores (VSC) shunt (uno rectificador y otro inversor) como se muestra en la Fig.3.45 [53], [34], esto es como si fueran dos STATCOM conectados en cada terminal k y m . Además estos están conectados en paralelo a un capacitor dc .

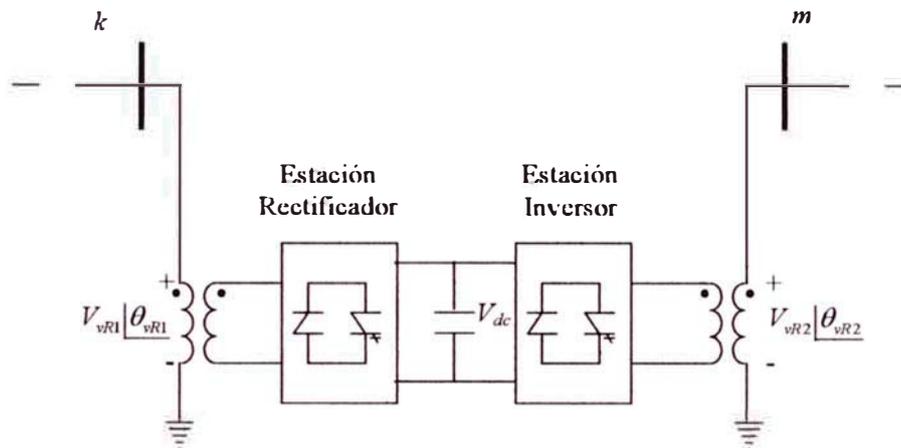


Fig. 3.45: Modelo del HVDC Back-to-Back como dos convertidores (VSC) shunt

En la Fig.3.46 se muestra el Back-to-Back conectado al SEP entre las barras k y m .

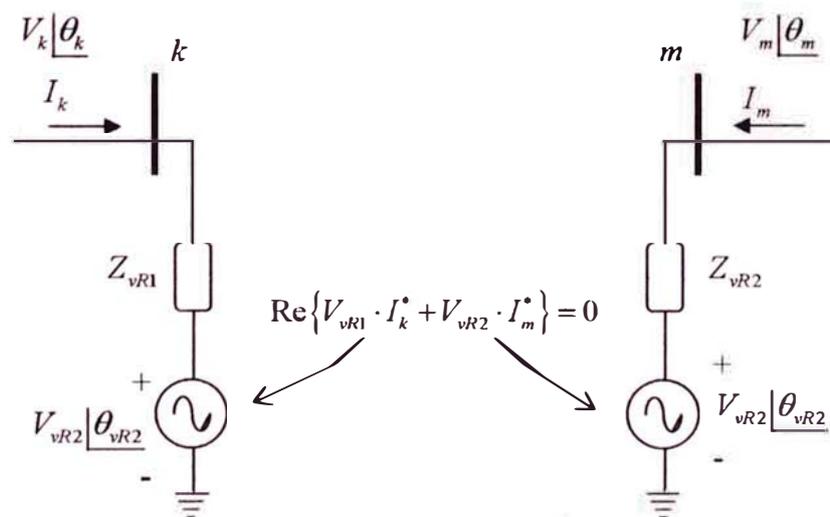


Fig. 3.46: Modelo del HVDC en el sistema eléctrico de potencia

Donde:

$$V_{vR1} = |V_{vR1}| (\cos \theta_{vR1} + j \operatorname{sen} \theta_{vR1}) \quad (3.185)$$

$$V_{vR2} = |V_{vR2}| (\cos \theta_{vR2} + j \operatorname{sen} \theta_{vR2}) \quad (3.186)$$

$$Y_{vR1} = \frac{1}{Z_{vR1}} = g_{vR1} + j b_{vR1} \quad (3.187)$$

$$Y_{vR2} = \frac{1}{Z_{vR2}} = g_{vR2} + j b_{vR2} \quad (3.188)$$

El intercambio de potencia activa entre los dos convertidores shunt se deben anular, ya que la potencia activa que necesita el rectificador tiene que ser suministrada por el inversor y viceversa en el caso de redireccionar el flujo de potencia. Esto es posible con la ayuda del capacitor *dc*. EL HVDC tiene la opción de controlar la tensión en una de las barras de conexión shunt, así como en el UPFC.

Las restricciones de las tensiones y ángulos de la figura Fig.3.46 son:

$$V_{vR1 \text{ mín}} \leq V_{vR1} \leq V_{vR1 \text{ máx}}$$

$$0 \leq \theta_{vR1} \leq 2\pi$$

$$V_{vR2 \text{ mín}} \leq V_{vR2} \leq V_{vR2 \text{ máx}}$$

$$0 \leq \theta_{vR2} \leq 2\pi$$

Las potencias en las barras *k* y *m*, debido a la presencia del Back-to-Back son:

$$P_k = V_k^2 g_{vR1} - V_k V_{vR1} (g_{vR1} \cos(\theta_k - \theta_{vR1}) + b_{vR1} \operatorname{sen}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.189)$$

$$Q_k = -V_k^2 b_{vR1} - V_k V_{vR1} (g_{vR1} \operatorname{sen}(\theta_k - \theta_{vR1}) - b_{vR1} \cos(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.190)$$

$$P_m = V_m^2 g_{vR2} - V_m V_{vR2} (g_{vR2} \cos(\theta_m - \theta_{vR2}) + b_{vR2} \operatorname{sen}(\theta_m - \theta_{vR2})) \quad (3.191)$$

$$Q_m = -V_m^2 b_{vR2} - V_m V_{vR2} (g_{vR2} \operatorname{sen}(\theta_m - \theta_{vR2}) - b_{vR2} \cos(\theta_m - \theta_{vR2})) \quad (3.192)$$

$$P_{vR1} = V_{vR1}^2 g_{vR1} - V_{vR1} V_k (g_{vR1} \cos(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \operatorname{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.193)$$

$$Q_{vR1} = -V_{vR1}^2 b_{vR1} - V_{vR1} V_k (g_{vR1} \operatorname{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k) - b_{vR1} \cos(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.194)$$

$$P_{vR2} = V_{vR2}^2 g_{vR2} - V_{vR2} V_k (g_{vR2} \cos(\theta_{vR2} - \theta_k) + b_{vR2} \operatorname{sen}(\theta_{vR2} - \theta_k)) \quad (3.195)$$

$$Q_{vR2} = -V_{vR2}^2 b_{vR2} - V_{vR2} V_k (g_{vR2} \operatorname{sen}(\theta_{vR2} - \theta_k) - b_{vR2} \cos(\theta_{vR2} - \theta_k)) \quad (3.196)$$

La nueva matriz Jacobiana para el HVDC, está incluida en la Ec. (3.197):

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{vR1} \\ \Delta Q_{vR1} \\ \Delta P_{vR12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR1}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR1}} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR2}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_{vR1}} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{vR1}} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_{vR2}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR1}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR1}} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR2}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{vR1}} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{vR1}} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_{vR2}} \\ \frac{\partial P_{vR1}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial V_m} & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial \theta_{vR1}} & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial V_{vR1}} & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial \theta_{vR2}} \\ \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial V_k} & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial V_m} & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial \theta_{vR1}} & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial V_{vR1}} & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial \theta_{vR2}} \\ \frac{\partial P_{vR12}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR12}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{vR12}}{\partial V_k} & \frac{\partial P_{vR12}}{\partial V_m} & \frac{\partial P_{vR12}}{\partial \theta_{vR1}} & \frac{\partial P_{vR12}}{\partial V_{vR1}} & \frac{\partial P_{vR12}}{\partial \theta_{vR2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \Delta V_k \\ \Delta V_m \\ \Delta \theta_{vR1} \\ \Delta V_{vR1} \\ \Delta \theta_{vR2} \end{bmatrix} \quad (3.197)$$

Donde:

$$\begin{aligned} \Delta P_{vR1} &= P_{vR1}^{esp} - P_{vR1}^{calc} \\ \Delta Q_{vR1} &= Q_{vR1}^{esp} - Q_{vR1}^{calc} \\ \Delta P_{vR12} &= 0 - P_{vR12}^{calc} \\ P_{vR1vR2} &= P_{vR1} + P_{vR2} \end{aligned}$$

Los elementos de la matriz Jacobiana son:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k V_{vR1} (-g_{vR1} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR1}) + b_{vR1} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.198)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = 2V_k g_{vR1} - V_{vR1} (g_{vR1} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR1}) + b_{vR1} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.199)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k V_{vR1} (g_{vR1} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR1}) + b_{vR1} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.200)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -2V_k b_{vR1} - V_{vR1} (g_{vR1} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR1}) - b_{vR1} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.201)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_{vR1}} = -V_k V_{vR1} (g_{vR1} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR1}) - b_{vR1} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.202)$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_{vR1}} = -V_k (g_{vR1} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR1}) + b_{vR1} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.203)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_{vR1}} = -V_k V_{vR1} (-g_{vR1} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR1}) - b_{vR1} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.204)$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR1}} = -2V_{vR1} b_{vR1} - V_k (g_{vR1} \text{sen}(\theta_k - \theta_{vR1}) - b_{vR1} \text{cos}(\theta_k - \theta_{vR1})) \quad (3.205)$$

$$\frac{\partial P_{vR1}}{\partial \theta_k} = -V_{vR1} V_k (g_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k) - b_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.206)$$

$$\frac{\partial P_{vR1}}{\partial V_k} = -V_{vR1} (g_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.207)$$

$$\frac{\partial Q_{vR1}}{\partial \theta_k} = -V_{vR1} V_k (-g_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k) - b_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.208)$$

$$\frac{\partial Q_{vR1}}{\partial V_k} = -V_{vR1} (g_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k) - b_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.209)$$

$$\frac{\partial P_{vR1}}{\partial \theta_{vR1}} = -V_{vR1} V_k (-g_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.210)$$

$$\frac{\partial P_{vR1}}{\partial V_{vR1}} = 2V_{vR1} g_{vR1} - V_k (g_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.211)$$

$$\frac{\partial Q_{vR1}}{\partial \theta_{vR1}} = -V_{vR1} V_k (g_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.212)$$

$$\frac{\partial Q_{vR1}}{\partial V_{vR1}} = -2V_{vR1} b_{vR1} - V_k (g_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k) - b_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.213)$$

Para las ecuaciones en el lado inversor se tiene las mismas ecuaciones (3.213) a (3.198), donde se cambiara k por m y $vR1$ por $vR2$.

$$\frac{\partial P_{vR12}}{\partial \theta_k} = -V_{vR1} V_k (-g_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.214)$$

$$\frac{\partial P_{vR12}}{\partial V_k} = -V_{vR1} (g_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.215)$$

$$\frac{\partial P_{vR12}}{\partial \theta_m} = -V_{vR2} V_m (-g_{vR2} \text{sen}(\theta_{vR2} - \theta_m) + b_{vR2} \text{cos}(\theta_{vR2} - \theta_m)) \quad (3.216)$$

$$\frac{\partial P_{vR12}}{\partial V_m} = -V_{vR2} (g_{vR2} \text{cos}(\theta_{vR2} - \theta_m) + b_{vR2} \text{sen}(\theta_{vR2} - \theta_m)) \quad (3.217)$$

$$\frac{\partial P_{vR12}}{\partial \theta_{vR1}} = -V_{vR1} V_k (-g_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.218)$$

$$\frac{\partial P_{vR12}}{\partial V_{vR1}} = 2V_{vR1} g_{vR1} - V_k (g_{vR1} \text{cos}(\theta_{vR1} - \theta_k) + b_{vR1} \text{sen}(\theta_{vR1} - \theta_k)) \quad (3.219)$$

$$\frac{\partial P_{vR12}}{\partial \theta_{vR2}} = -V_{vR2} V_m (-g_{vR2} \text{sen}(\theta_{vR2} - \theta_m) + b_{vR2} \text{cos}(\theta_{vR2} - \theta_m)) \quad (3.220)$$

$$\frac{\partial P_{vR12}}{\partial V_{vR2}} = 2V_{vR2} g_{vR2} - V_m (g_{vR2} \text{cos}(\theta_{vR2} - \theta_m) + b_{vR2} \text{sen}(\theta_{vR2} - \theta_m)) \quad (3.221)$$

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LA APLICACIÓN DE CONTROLADORES FACTS A UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

4.1. Introducción

La implementación realizada en el presente trabajo es utilizado para un análisis de los Controladores FACTS dentro de un sistema eléctrico de potencia. Primero se analiza el impacto de la inclusión de los Controladores SVC, TCSC, UPFC y HVDC-Back-to-Back a los sistemas de prueba dados por el IEEE (*Institute Engineering Electric and Electronic*), como IEEE-30, IEEE-118 y IEEE-300 barras. Finalmente su inclusión en el sistema interconectado nacional, previamente a esto se realiza una breve introducción al sistema eléctrico interconectado nacional peruano para luego incluir los controladores FACTS tales como SVC, TCSC, UPFC y HVDC-Back-to-Back.

4.2. Sistemas de Prueba Dados por el IEEE

En la TABLA4.1 se indica las características de los sistemas a usar, donde se dan el número de barras, líneas, generadores y compensadores shunt que tiene cada uno de ellos [57].

4.2.1. Aplicación al sistema de prueba IEEE 30

Se muestra el flujo de potencia del caso base y dos variaciones de este caso: máxima demanda y mínima demanda, para ello se varía en un $\pm 25\%$ para las cargas activas y $\pm 10\%$ para las cargas reactivas del sistema IEEE 30 Base, [57], Finalmente se incluye tres Controladores FACTS: dos SVC controlando así la tensión en barra local con el primer SVC y barra remota con el otro; un TCSC que controla el flujo de potencia en una línea de transmisión.

Los datos de este sistema del caso base se encuentra en el Anexo C.1 así como los datos de los FACTS utilizados.

TABLA N° 4.1: Características de los sistemas de prueba IEEE

Sistema	IEEE - 30	IEEE-118	IEEE-300
Nro Barras	30	118	300
<i>VTh</i>	1	1	1
<i>PV</i>	5	53	68
<i>PQ</i>	24	127	231
Nro Líneas	41	186	411
Líneas	37	177	304
Transformador	4	9	106
Desfasadores	0	0	1
Nro. Shunt	2	14	31
Inductivo (B)	0	2	6
Capacitivo (B)	2	12	8
Conductancia (G)	0	0	17

En la TABLA4.2 se muestran las salidas para los tres casos a considera pero sin la inclusión de los FACTS, indicando las barras mas críticas, esto es aquellas cuyas tensiones en barras *PQ* están fuera de los límites aceptables ($\pm 5\%$), y los generadores (barras *PV*) que operan sobre ó debajo de sus límites de reactivos o sea barras *PV* violadas. Para este caso se ejecutó el FP con la opción de control de límites de potencia reactiva y la opción de control de tensión fue desactivada.

TABLA N° 4.2: Caso base, máxima y mínima demanda del IEEE 30 sin FACTS

Caso	Tipo*	Barra	Nombre	V_{esp}	V_{final}	Error (%)
Base	2	2	Claytor	1.045	1.043	-0.19%
	0	9	Roanoke	1.050	1.051	0.10%
	0	12	Hancock	1.050	1.057	0.67%
Máxima demanda	2	2	Claytor	1.045	1.021	-2.3%
	2	5	Fieldale	1.010	0.971	-3.9%
	2	8	Reusens	1.010	0.976	-3.4%
	2	11	Roanoke	1.082	1.071	-1.0%
	2	13	Hancock	1.071	1.070	-0.1%
	0	30	Bus 30	0.950	0.945	-0.53%
Mínima Demanda	0	9	Roanoke	1.050	1.056	0.57%
	0	10	Roanoke	1.050	1.053	0.29%
	0	12	Hancock	1.050	1.063	1.24%
	0	14	Bus 14	1.050	1.051	0.10%
	0	16	Bus 16	1.050	1.053	0.29%

* Tipo 2: generador fuera de los límites de la potencia reactiva

Tipo 0: Barra de carga fuera de los límites de tensión

La columna de V_{esp} indica el valor especificado de la tensión para el caso de barras PV y para el caso de barras PQ este valor especificado es uno de los límites de tensión, el valor final V_{final} es el valor obtenido de dichas barras después de ejecutar el flujo de potencia. El error mostrado indica en que porcentaje de la tensión, mínima ó máxima, se aleja los valores finales de los valores especificados.

a) Sistema IEEE 30 barras, caso base

En la TABLA 4.3 se muestra las salidas después de aplicar el flujo de potencia para tres condiciones, la primera se ejecuta el FP al sistema con las opciones de control de límite de tensión y reactivos del propio sistema desactivados, en la segunda condición se ha aplicado el FP al sistema con las opciones de control de límites de tensión y reactivos activados, y en la tercera condición se aplicó el FP al sistema incluyendo los Controladores FACTS: dos SVC y un TCSC y con todas las opciones de control activadas (tensión y reactivos) y de los FACTS (susceptancia de los SVC y reactancia del TCSC).

También se muestra el número, nombre y tipo de las barras donde se incluyó los SVC y las barras que controlan, así como las barras donde el TCSC influye en forma directa. La columna de límites (Lim.) indica la barra que fue violada por debajo del límite inferior (inf) ó por encima del límite superior (sup). Para las barras PQ se tiene límites de tensión y barras PV se tiene límites de potencia reactiva, todo esto para las tres condiciones indicadas: SIN CONTROL y sin FACTS; CON CONTROL y sin FACTS; CON CONTROL y con FACTS.

En la TABLA 4.4 se muestra el flujo de potencia activa y reactiva entre la barra 4 (Hancock) y la barra 6 (Roanoke) donde se colocó un TCSC, para controlar el flujo de potencia activa. Además se indica en que porcentaje de la capacidad máxima esta operando esta línea, esto en corriente y en forma referencial.

El SVC colocado para control local (barra 12) y control remoto (SVC en barra 29 para controlar la tensión de la barra 30), dieron los resultados que son mostrados en la TABLA 4.5, y el TCSC se colocó entre la barra 4 (Hancock) y la barra 6 (Roanoke), para esto fue necesario crear una barra ficticia 31 (BficTCSC) controlando así el flujo de potencia activa entre las barras 31 y 6. Los resultados de la inclusión del TCSC son mostrados también en la TABLA 4.5.

TABLA N° 4.3: Sistema IEEE 30 barras, caso base

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
SIN CONTROL:	2	Claytor	2	1.045	57.14	sup
Tensión (<i>PQ</i>)	4	Hancock	0	1.012	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	6	Roanoke	0	1.011	0	
SIN FACTS	8	Reusens	2	1.01	36.28	
	9	Roanoke	0	1.051	0	sup
	12	Hancock	0	1.057	0	sup
	29	Bus 29	0	1.004	0	
	30	Bus 30	0	0.992	0	
CON CONTROL:	2	Claytor	-2	1.042	50	sup
Tensión (<i>PQ</i>)	4	Hancock	0	1.01	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	6	Roanoke	0	1.01	0	
SIN FACTS	8	Reusens	2	1.01	39.29	
	9	Roanoke	-1	1.05	1.19	sup
	12	Hancock	-1	1.05	-9.72	sup
	29	Bus 29	0	1.002	0	
	30	Bus 30	0	0.99	0	
CON CONTROL:	2	Claytor	-2	1.042	50	sup
Tensión (<i>PQ</i>)	4 ^t	Hancock	0	1.012	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	6 ^t	Roanoke	0	1.006	0	
CON FACTS:	8	Reusens	-2	1.007	40	sup
2 SVC y	9	Roanoke	0	1.046	0	
1 TCSC	12 ^s	Hancock	0	1.04	0	
	29 ^s	Bus 29	0	1.015	0	
	30 ^s	Bus 30	0	1	0	
	31 ^t	BficTCSC	0	1.005	0	

Tipo* 0: *PQ*, 2: *PV*, -1: *PQ* con tensión violada, -2: *PV* con reactivo violado

^s: barra con influencia del SVC, ^t: barra con influencia del TCSC

TABLA N° 4.4: Flujos de potencia en la línea donde se coloca el TCSC, IEEE 30 caso base

Condición	De	Para	P _{km}	Q _{km}	P _{mk}	Q _{mk}	I	CAP
SIN CONTROL	4	6	70.07	-15.37	-69.48	16.52	70.89	27 %
CON CONTROL	4	6	70.43	-17.28	-69.82	18.49	71.80	26 %
CTRL y FACTS	31	6	80	-24.46	-79.18	26.4	83.24	14 %

TABLA N° 4.5: Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 30, caso base

SVC	En	Para	B _{svc}	Q _{svc}	Q _{min}	Q _{max}	I _{svc}	V _{svc}	Lim.
	12	12	-0.22	-23.5	-54.08	54.08	-0.23	1.04	
	29	30	0.029	2.96	-51.52	51.52	0.03	1	
TCSC	De	Para	X _{tcsc}	P _{km}	Q _{km}	P _{mk}	Q _{mk}	V _{ctrl}	Lim.
	4	31	-0.03	80	-26.35	-80	24.46	80	

Los dos SVC instaladas en las barras 12 y 29 consiguen controlar la tensión de la barra 12 (local) y la barra 30 (remota), para una susceptancia de $B_{svc} = -0.22$ pu y $B_{svc} = 0.029$ pu respectivamente, donde un SVC trabaja como capacitor y el otro como inductor.

El TCSC consigue realizar el control de la potencia activa de 80 MW, entre las barras 4 (Hancock) y 31 (BficTCSC), para un valor de reactancia $X_{tcsc} = -0.03$ pu, este valor de potencia activa controlada es verificada en la tercera fila de la TABLA4.4, la columna de límite (Lim.) está vacío por que no fue violado los límites de reactancia del TCSC.

b) Sistema IEEE 30 barras, máxima demanda

Como se dijo anteriormente, se aumenta la potencia activa en +20 % y la potencia reactiva en +10 %, con los tres FACTS colocados en las mismas barras del caso base, se ejecuto el FP para las tres condiciones de control expuestas en el caso base. Los resultados se muestran en la TABLA4.6.

TABLA N° 4.6: Sistema IEEE 30 barras, máxima demanda

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
SIN CONTROL:	2	Claytor	2	1.045	83.02	sup
Tensión (<i>PQ</i>)	4	Hancock	0	1.006	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	5	Fieldale	2	1.01	51.58	sup
SIN FACTS	6	Roanoke	0	1.006	0	
	8	Reusens	2	1.01	55.43	sup
	11	Roanoke	2	1.082	19.25	sup
	12	Hancock	0	1.051	0	sup
	29	Bus 29	0	0.988	0	
	30	Bus 30	0	0.974	0	
CON CONTROL:	2	Claytor	-2	1.024	50	sup
Tensión (<i>PQ</i>)	4	Hancock	0	0.987	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	5	Fieldale	-2	0.975	40	sup
SIN FACTS	6	Roanoke	0	0.982	0	
	8	Reusens	-2	0.981	40	sup
	11	Roanoke	-2	1.078	24	sup
	12	Hancock	-1	1.05	11.92	sup
	29	Bus 29	0	0.967	0	
	30	Bus 30	0	0.952	0	
CON CONTROL:	2	Claytor	-2	1.024	50	sup
Tensión (<i>PQ</i>)	4 ^t	Hancock	0	0.986	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	5	Fieldale	-2	0.976	40	sup
CON FACTS:	6 ^t	Roanoke	0	0.985	0	
2 SVC y	8	Reusens	-2	0.984	40	sup
1 TCSC	11	Roanoke	-2	1.078	24	sup
	12 ^s	Hancock	0	1.04	0	
	29 ^s	Bus 29	0	1.027	0	
	30 ^s	Bus 30	0	1	0	
	31 ^s	Bfic TCSC	0	0.988	0	

Tipo* 0: *PQ*; 2: *PV*; -1: *PQ* con tensión violada; -2: *PV* con reactivo violado

^s: barra con influencia del SVC; ^t: barra con influencia del TCSC

Los resultados del flujo de potencia para las líneas donde se instaló el TCSC es mostrado en la TABLA4.7.

TABLA N° 4.7: Flujo de potencia en la línea donde se coloca el TCSC, IEEE 30 barras máxima demanda

Condición	De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	I	CAP
SIN CONTROL	4	6	88.54	-24.56	-87.55	27.1	91.3	6%
CON CONTROL	4	6	88.28	-12.01	-87.31	14.5	90.3	7%
CTRL Y FACTS	31	6	82.29	-13.24	-81.44	15.3	84.4	13%

De los resultados, los dos SVC instaladas en las barras 12 y 29 consiguen controlar la tensión de la barra 12 (local) y la barra 30 (remota) para una susceptancia de $B_{svc} = -0.042$ pu y $B_{svc} = 0.097$ pu respectivamente, donde un SVC trabaja como capacitor y el otro como inductor, ningún SVC viola sus límites tal como se muestra en la TABLA4.8.

TABLA N° 4.8: Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 30 barras, máxima demanda

SVC	En	Para	Bsvc	Qsvc	Qmin	Qmax	Isvc	Vsvc	Lim.
	12	12	-0.042	-4.59	-54.08	54.08	-0.04	1.04	
	29	30	0.097	10.24	-52.7	52.7	0.1	1	
TCSC	De	Para	Xtcsc	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Vctrl	Lim.
	4	31	0.015	82.29	-11.82	-82.29	13.24	80	sup

El TCSC no consigue realizar el control de la potencia activa de 80 MW, entre las barras 4 (Hancock) y 31 (BficTCSC) ya que el TCSC viola su límite superior indicada en la columna límite (Lim.) y por tal motivo es fijada a su valor máximo ($X_{tcsc} = 0.015$ pu) trabajando como inductor y llegando a un valor de flujo de 82.29 MW también mostrados en la TABLA4.8. Este valor de potencia activa no controlada es verificada en la tercera fila de la TABLA4.7.

c) Sistema IEEE 30 barras, mínima demanda

Como se dijo anteriormente, se disminuye la potencia activa en -20% y la potencia reactiva en -10%, con los tres FACTS colocados en las mismas barras del caso base, se ejecuto el FP para las tres condiciones de control expuestas en el caso base. Los resultados se muestran en la TABLA4.9.

TABLA N° 4.9: Sistema IEEE 30 barras, mínima demanda

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
SIN CONTROL:	4	Hancock	0	1.018	0	
Tensión (<i>PQ</i>)	6	Roanoke	0	1.015	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	9	Roanoke	0	1.056	0	sup
SIN FACTS	10	Roanoke	0	1.053	0	sup
	11	Roanoke	2	1.082	13.37	
	12	Hancock	0	1.063	0	sup
	14	Bus 14	0	1.051	0	sup
	16	Bus 16	0	1.053	0	sup
	29	Bus 29	0	1.017	0	
	30	Bus 30	0	1.009	0	
CON CONTROL de:	4	Hancock	0	1.016	0	
Tensión (<i>PQ</i>)	6	Roanoke	0	1.013	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	9	Roanoke	-1	1.05	-8.44	sup
SIN FACTS	10	Roanoke	-1	1.05	3.13	sup
	11	Roanoke	2	1.082	16.65	
	12	Hancock	-1	1.05	-27.64	sup
	14	Bus 14	-1	1.05	8.01	sup
	16	Bus 16	-1	1.05	5.44	sup
	29	Bus 29	0	1.015	0	
	30	Bus 30	0	1.006	0	
CON CONTROL:	4 ^t	Hancock	0	1.019	0	
Tensión (<i>PQ</i>)	6 ^t	Roanoke	0	1.011	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	9	Roanoke	-1	1.05	-1.14	sup
CON FACTS:	10	Roanoke	0	1.044	0	
2 SVC y	11	Roanoke	2	1.082	16.65	
1 TCSC	12 ^s	Hancock	0	1.04	0	
	14	Bus 14	0	1.029	0	
	16	Bus 16	0	1.036	0	
	29 ^s	Bus 29	0	1.008	0	
	30 ^s	Bus 30	0	1	0	
	31 ^t	BFicTCSC	0	1.011	0	

Tipo* 0: *PQ*; 2: *PV*; -1: *PQ* con tensión violada; -2: *PV* con reactivo violado

^s: barra con influencia del SVC; ^t: barra con influencia del TCSC

El flujo de potencia de la línea donde se instalará el TCSC se muestra en la TABLA4.10:

TABLA N° 4.10: Flujo de potencia en la línea donde se coloca el TCSC, IEEE 30 mínima demanda

Condición	De	Para	P _{km}	Q _{km}	P _{mk}	Q _{mk}	I	CAP
SIN CONTROL	4	6	51.68	-6.92	-51.4	7.08	51.219	47%
CON CONTROL	4	6	52.2	-8.98	-51.9	9.18	52.133	46%
CTRL y FACTS	31	6	63.3	-18.8	-62.8	19.59	65.3	33%

Los dos SVC instaladas en las barras 12 y 29 consiguen controlar la tensión de la barra 12 (local) y la barra 30 (remota), para una susceptancia de $B_{svc} = -0.28$ pu y $B_{svc} = -0.01$ pu respectivamente, donde un SVC trabaja como capacitor y el otro como inductor. La columna de límite (Lim.) está vacío por que no fue violado los límites del SVC (límites de susceptancia) tal como se muestra en la TABLA4.11.

TABLA N° 4.11: Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 30, mínima demanda

SVC	En	Para	B _{svc}	Q _{svc}	Q _{min}	Q _{max}	I _{svc}	V _{svc}	Lim.
	12	12	-0.28	-30.4	-54.08	54.08	-0.29	1.04	
	29	30	-0.01	-0.53	-50.82	50.82	-0.01	1	
TCSC	De	Para	X _{tcsc}	P _{km}	Q _{km}	P _{mk}	Q _{mk}	V _{ctrl}	Lim.
	4	31	-0.04	63.3	-20.5	-63.3	18.75	80	inf

El TCSC no consigue realizar el control de la potencia activa de 80 MW, entre las barras 4 (Hancock) y 31 (BficTCSC) ya que el TCSC viola su límite inferior, indicada en la columna límite (Lim) y por tal es fijada a su mínimo valor $X_{tcsc} = -0.04$ pu (trabajando como capacitor) llegando a un valor de flujo de 63.3 MW, también mostrada en la TABLA4.11. Este valor de potencia activa no controlada es verificada en la tercera fila de la TABLA4.10.

4.2.2. Aplicación al sistema de prueba IEEE 118

Para este sistema se muestra el flujo de potencia del caso base, luego se corre el programa para máxima demanda para lo cual se aumento en un +20% las cargas activas y +7% las cargas reactivas del sistema IEEE 118 Base, [57], luego se incluye los Controladores FACTS: tres SVC, dos TCSC, dos UPFC y un HVDC (Back-to-Back)

controlando así la tensión en barra local, barra remota y flujos de potencia tanto activas como reactivas en líneas de transmisión. También se muestra lo que sucede cuando se invierten los valores de potencia activa y reactiva que se va a controlar por medio del HVDC, esto en el caso de máxima demanda.

Los datos de este sistema se encuentra en el AnexoC.2 donde también se muestran los datos de los FACTS utilizados.

En la TABLA4.12 se muestra las salidas de las barras mas críticas, esto es aquellas cuyas tensiones en barras *PQ* están fuera de los límites aceptables ($\pm 5\%$) y los generadores (barras *PV*) que operan sobre ó debajo de sus límites de reactivos o sea barras *PV* violadas. Para este caso se ejecuto el FP con la opción de control de límites de potencia reactiva, la opción de control de tensión fue desactivada.

TABLA N° 4.12: Caso base y máxima demanda del IEEE 118

Caso	Tipo*	Barra	Nombre	V_{esp}	V_{final}	Error (%)
Base	2	105	Roanoke	0.965	0.966	0.10 %
	0	53	Wooster	0.950	0.946	-0.42 %
	0	118	WHuntngd	0.950	0.949	-0.11 %
Máxima	2	70	Portsmth	0.984	0.972	-1.22 %
Demanda	2	74	Bellefnt	0.958	0.946	-1.25 %
	2	76	Darrah	0.943	0.939	-0.42 %
	2	103	Claytor	1.001	0.998	-0.30 %
	0	53	Wooster	0.950	0.946	-0.42 %
	0	118	WHuntngd	0.950	0.949	-0.11 %

* Tipo 2: generador fuera de los límites de la potencia reactiva

Tipo 0: Barra de carga fuera de los límites de tensión

a) Sistema IEEE 118 barras, caso base

En la TABLA4.13 se muestra las salidas de barras después de aplicar el flujo de potencia para tres condiciones: la primera aplicando el FP al sistema con las opciones de control de límite de tensión y reactivos propios del sistema desactivados, la segunda aplicando el FP al sistema con las opciones de control de límites activados, y la tercera condición es ejecutado el FP al sistema con la inclusión adicional de los Controladores FACTS y con todas las opciones de control activadas, o sea del propio sistema (tensión y reactivos) y de los FACTS (susceptancia de los SVC, reactancia de los TCSC, tension de los UPFC y del HVDC).

TABLA N° 4.13: Sistema IEEE 118 barras caso base

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
SIN CONTROL:	19	Lincoln	2	0.963	-10.17	inf
Tensión (PQ)	53	Wooster	0	0.946	0	inf
Reactivos (PV)	103	Claytor	2	1.001	41.69	sup
SIN FACTS	105	Roanoke	2	0.965	-12.89	inf
	118	WHuntngd	0	0.949	0	inf
CON CONTROL:	19	Lincoln	-2	0.963	-8	inf
Tensión (PQ)	53	Wooster	-1	0.95	4.33	inf
Reactivos (PV)	74	Bellefnt	-2	0.958	-6	inf
SIN FACTS	103	Claytor	-2	1.001	40	sup
	105	Roanoke	-2	0.966	-8	inf
	118	WHuntngd	-1	0.95	1.71	inf
CON CONTROL:	15	FtWayne	-2	0.976	-10	inf
Tensión (PQ)	19	Lincoln	-2	0.975	-8	inf
Reactivos (PV)	20 ^s	Adams	0	1.01	0	
CON FACTS:	21 ^s	Jay	0	1	0	
3 SVC	26 ^u	TannrsCk	2	1.015	6.83	
2 TCSC	30 ^u	Sorenson	0	1.009	0	
2 UPFC	32	Delaware	-2	0.965	-14	inf
1 HVDC	34	Rockhill	-2	0.998	-8	inf
	36	Sterling	-2	0.992	-8	inf
	38 ^u	EastLima	0	0.98	0	
	49 ^t	Philo	2	1.025	57.34	
	51 ^t	Newcmrst	0	1.008	0	
	52 ^s	SCoshoct	0	1.035	0	
	53 ^s	Wooster	0	0.98	0	
	56	Sunnysde	-2	0.955	-8	inf
	63 ^t	Tidd	0	0.979	0	
	64 ^t	Kammer	0	0.98	0	
	65 ^u	Muskngum	2	1.005	91.35	
	68 ^h	Sporn	0	1.006	0	
	70	Portsmth	-2	0.985	-10	inf
	74	Bellefnt	-2	0.969	-6	inf
	76	Darraha	-2	0.961	-8	inf
	81 ^h	Kanawha	0	0.99	0	
	103	Claytor	-2	1.001	40	sup
	105	Roanoke	-2	0.966	-8	inf
	119 ^t	BficTCSC1	0	1.014	0	
	120 ^t	BficTCSC2	0	0.96	0	
	124 ^u	BficUPFC1	0	0.966	0	
	123 ^u	BficHVDC1	0	0.989	0	
	125 ^h	BficHVDC2	0	0.992	0	

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

^s: barras con influencia del SVC; ^t: del TCSC; ^u: del UPFC; ^h: del HVDC

En la TABLA4.13 se muestra el número, nombre y tipo de las barras donde se instalaran los SVC y las barras que controlan, así como las barras donde los TCSC, UPFC y HVDC influyen en forma directa (super-índice: s, t, u y h respectivamente). La columna de límites (Lim.) indica si alguna barra está por debajo de su límite inferior (inf) ó por encima de su límite superior (sup). Para las barras PQ límites de tensión y para las barras PV límites de potencia reactiva.

En la TABLA4.14 se muestra el flujo de potencia activa y reactiva de las líneas entre las barras 49 (Philo) - 51 (Newcmrst), 63 (Tidd) - 64 (Kammer), 26 (TannrsCk) - 30 (Sorenson), 38 (EastLima) - 65 (Muskngum) y 68 (Sporn) - 81 (Kanawha), donde se instalaron dos TCSC, dos UPFC y un HVDC respectivamente. Se indica también cual es el porcentaje con relación a la capacidad máxima del flujo de corriente en dichas líneas, esto en forma referencial.

TABLA N° 4.14: Flujo de potencia en líneas donde se coloca el TCSC, UPFC y HVDC, IEEE 118 barras caso base

Condición	De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	I	CAP
SIN	26	30 ^u	223.7	-11.7	-219.72	-36.37	225.87	11 %
CONTROL	49 ^t	51	66.64	20.44	-64.35	-17.4	68.94	26 %
	63 ^t	64	-151.75	-67.48	152.23	52.51	171.39	34 %
	38 ^u	65	-181.42	-56.96	184.63	-9.12	197.66	47 %
	68 ^h	81	-44.31	-4.61	44.36	-75.55	87.87	35 %
CON	26	30 ^u	223.69	-11.7	-219.72	-36.37	225.87	11 %
CONTROL	49 ^t	51	66.63	19.69	-64.37	-16.7	68.70	26 %
	63 ^t	64	-151.74	-67.48	152.22	52.51	171.38	34 %
	38 ^u	65	-181.41	-56.97	184.62	-9.12	197.66	47 %
	68 ^h	81	-44.32	-4.6	44.37	-75.55	87.88	35 %
CON	26	123 ^u	234.34	-14.45	-230	-30	234.53	7 %
CONTROL	119 ^t	51	80	-20.58	-76.81	26.09	81.46	12 %
CON FACTS	120 ^t	64	-166.47	-89.94	167.11	77.0	197.10	24 %
	124 ^u	65	-280	-20	287.65	2.09	290.59	22 %
	125 ^h	81	-100	-10	100.18	-67.28	121.89	10 %

^t: barras de conexión con el TCSC, ^u: con el UPFC, ^h: con el HVDC

Se colocaron tres SVC, dos para control remoto (SVC en barras 20 (Adams) y 52 (SCoshoct) para controlar la tensión en barras 21 (Jay) y 53 (Wooster) respectivamente) y una para control local (SVC en barra 118 (WHuntngd)), los resultados se muestran en la TABLA4.15.

También se colocó dos TCSC uno entre la barra 49 (Philo) y la barra 51

(Newcmrst) y el otro entre las barras 63 (Tidd) y 64 (Kammer), ambas para el control de potencia activa, los resultados también son mostradas en la TABLA4.15.

TABLA N° 4.15: Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 118, caso base

SVC	En	Para	Bsvc	Qsvc	Qmin	Qmax	Isvc	Vsvc	Lirn.
	20	21	0.455	46.44	10.2	71.37	0.46	1	
	52	53	0.876	93.95	21.44	107.2	0.91	0.98	
	118	118	0.591	56.75	19.21	96.04	0.58	0.98	
TCSC	De	Para	Xtcsc	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Vctrl	Lim.
	49	119	-0.051	80	-23.95	-80	20.58	80	
	63	120	-0.02	-166.5	-97.52	166.47	89.94	-210	inf

Además se incluyeron dos UPFC y un HVDC para un control de potencia activa y reactiva y los resultados son mostrados en la TABLA4.16. Para realizar estas instalaciones de los FACTS dentro del sistema es necesario crear cinco barras ficticias, barras 119 (BficTCSC1), 120 (BficTCSC2), 124 (BficUPFC1), 123 (BficUPFC2) y 125 (BficHVDC1) donde el nombre indica para que FACTS fue utilizado.

Los SVC instaladas en las barras 20, 52 y 118 consiguen controlar la tensión de las barras 21 y 53 (ambos control remoto) y la barra 118 (control local) para valores de susceptancia $B_{svc20} = 0.455$ pu, $B_{svc52} = 0.876$ pu y $B_{svc118} = 0.591$ pu respectivamente, los tres SVC trabajan como capacitores .

El primer TCSC consigue realizar el control de la potencia activa de 80 MW, entre las barra 49 y 119, para un valor de reactancia de $X_{tcsc(49-119)} = -0.051$ pu. El segundo TCSC no consigue realizar el control de potencia activa de -210 MW, entre las barras 63 y 120, donde este TCSC es fijado a su valor límite inferior de $X_{tcsc(63-120)} = -0.02$ pu por lo que solo se consiguió un flujo de potencia de -166.5 MW. Estos valores de potencia controlada y no controlada es encuentran en las filas número doce y trece de la TABLA4.14 respectivamente.

En la TABLA4.16 indica los resultados de salida del FP para los UPFC y el HVDC para el control de la potencia activa y reactiva.

Los UPFC consiguen realizar el control de las potencia activas y reactivas. El primer UPFC controla una potencia activa de -280 MW y potencia reactiva de -20 MVAR en la salida de la barra 124, también controla la tensión en la barra 38 en un valor de 0.98 lo cual se puede verificar en la TABLA4.13, para un valor de tensión del VSC_shunt: $Vvr = 0.94$ pu, ángulo $Avr = 29.49^\circ$ y para el VSC_serie: $Vcr = 0.59$

TABLA N° 4.16: Resultado del UPFC y HVDC para el sistema IEEE 118, caso base

UPFC:	shunt-de	serie-pa	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk
	38	124	-280	35.81	280	20
	30	123	-230	-100.2	230	30
	Vvr	Avr	Lim.	Vcr	Acr	Lim.
	0.94	29.49		0.59	101.89	
	1.1	29.4		0.32	106.23	
HVDC:	Rec	Inv	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk
	68	125	-100	-90.14	100	10
	Vvr1	Avr1	Lim.	Vvr2	Avr2	Lim.
	1.1	32.89	sup	0.98	17.34	

pu, ángulo $Acr = 101.89^\circ$. El segundo UPFC controla una potencia activa y reactiva en la salida de la barra 123 de -230 MW y -30 MVAR, para un valor de tensión en el VSC_shunt: $Vvr = 1.1$ pu, ángulo $Avr = 29.40^\circ$ pu y para el VSC_serie: $Vcr = 0.32$ pu, ángulo $Acr = 106.23^\circ$.

El HVDC controla la potencia activa y reactiva a la salida de la barra 125 de -100 MW y -10 MVAR, además controla la tensión en la barra 68 a 1.0 pu como se muestra en la TABLA4.13, esto para un valor de tensión del VSC_Rec: $Vvr1 = 1.1$ pu, ángulo $Avr1 = 32.89^\circ$ y para el VSC_Inv: $Vvr2 = 0.98$ pu, ángulo $Avr2 = 17.34^\circ$. Estos valores de flujo de potencia controlada puede verificarse en las filas número 11, 14 y 15 de la TABLA4.14 respectivamente.

b) Sistema IEEE 118 barras, máxima demanda

Como se dijo anteriormente se aumenta la potencia activa en +20% y la potencia reactiva en +7% e incluyendo los Controladores FACTS (tres SVC, dos TCSC, dos UPFC y un HVDC (Back-to-Back)) colocados en las mismas barras del caso base, se ejecutó el FP para las tres condiciones de control expuestas en el caso base. Los resultados se muestran en la TABLA4.17.

TABLA N° 4.17: Sistema IEEE 118, máxima demanda

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
SIN CONTROL:	21	Jay	0	0.95	0	inf
Tensión (PQ)	34	Rockhill	2	0.986	25.24	sup
Reactivos (PV)	38	EastLima	0	0.95	0	inf
SIN FACTS	49	Philo	2	1.025	212.32	sup
	53	Wooster	0	0.941	0	inf
	70	Portsmth	2	0.984	64.78	sup
	74	Bellefnt	2	0.958	17.33	sup
	92	Saltvle	2	0.993	9.64	sup
	103	Claytor	2	1.001	51.68	sup
	118	WHuntngd	0	0.945	0	inf
CON CONTROL:	21	Jay	-1	0.95	0.34	inf
Tensión (PQ)	34	Rockhill	-2	0.986	24	sup
Reactivos (PV)	38	EastLima	-1	0.95	0.96	inf
SIN FACTS	49	Philo	-2	1.025	210	sup
	53	Wooster	-1	0.95	9.69	inf
	70	Portsmth	-2	0.974	32	sup
	74	Bellefnt	-2	0.951	9	sup
	92	Saltvle	-2	0.993	9	sup
	103	Claytor	-2	0.998	40	sup
	118	WHuntngd	-1	0.95	23.61	inf
CON CONTROL:	15	FtWayne	-2	0.971	-10	inf
Tensión (PQ)	19	Lincoln	-2	0.972	-8	inf
Reactivos (PV)	20 ^s	Adams	0	1.019	0	
CON FACTS:	21 ^s	Jay	0	1	0	
3 SVC	26 ^u	TannrsCk	2	1.015	6.83	
3 TCSC	30 ^u	Sorenson	0	1.004	0	
2 UPFC	34	Rockhill	-2	0.989	-8	inf
1 HVDC	36	Sterling	-2	0.982	-8	inf
⇒	38 ^u	EastLima	0	0.98	0	
	49 ^t	Philo	2	1.025	198.61	
	51 ^t	Newcmrst	0	1.012	0	
	52 ^s	SCoshoct	0	1.039	0	
	53 ^s	Wooster	0	0.98	0	
	56	Sunnysde	-2	0.954	-8	inf
	63 ^t	Tidd	0	0.962	0	
	64 ^t	Kammer	0	0.981	0	
	65 ^u	Muskngum	2	1.005	160.38	
	68 ^h	Sporn	0	1	0	
	70	Portsmth	-2	0.974	32	sup
	76	Darrah	-2	0.956	-8	inf
	81 ^h	Kanawha	0	0.997	0	
	92	Saltvle	-2	0.993	9	sup

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

^s: barras con influencia del SVC; ^t: del TCSC; ^u: del UPFC; ^h: del HVDC

(continua...)

TABLA N° 4.17: Sistema IEEE 118, maxima demanda
(continuación)

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
	103	Claytor	-2	0.998	40	sup
	118 ^s	WHuntngd	0	0.98	0	
	119 ^t	B Fict TCSC	0	1.027	0	
	120 ^f	B Fict TCSC	0	0.967	0	
	124 ^u	B Fict UPFC	0	0.966	0	
	123 ^u	B Fict UPFC	0	0.989	0	
	125 ^h	B Fict HVDC	0	1.007	0	

Tipo* 0: *PQ*; 2: *PV*; -1: *PQ* con tensión violada; -2: *PV* con reactivo violado

^s: barras con influencia del SVC; ^t: del TCSC; ^u: del UPFC; ^h: del HVDC

En la TABLA4.18 se muestra lo que sucede cuando se invierte los flujos de la potencia activa y reactiva que se va a controlar por medio del HVDC.

El flujo de potencia activa y reactiva de las líneas donde fueron instaladas los TCSC, UPFC y HVDC se muestran en la TABLA4.19.

TABLA N° 4.18: Sistema IEEE 118 barras, máxima demanda (control del HVDC inverso)

Condición	Nº Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
CON CONTROL:	15	FtWayne	-2	0.971	-10	inf
Tensión (PQ)	19	Lincoln	-2	0.972	-8	inf
Reactivos (PV)	20 ^s	Adams	0	1.018	0	
CON FACTS:	21 ^s	Jay	0	1	0	
3 SVC	26 ^u	TannrsCk	2	1.015	6.83	
3 TCSC	30 ^u	Sorenson	0	1.005	0	
2 UPFC	34	Rockhill	-2	0.989	-8	inf
1 HVDC	36	Sterling	-2	0.981	-8	inf
←	38 ^u	EastLima	0	0.98	0	
	49 ^t	Philo	2	1.025	194.91	
	51 ^t	Newcmrst	0	1.012	0	
	52 ^s	SCoshoct	0	1.039	0	
	53 ^s	Wooster	0	0.98	0	
	56	Sunnysde	-2	0.954	-8	inf
	63 ^t	Tidd	0	0.961	0	
	64 ^t	Kammer	0	0.981	0	
	65 ^u	Muskngum	2	1.005	165.57	
	68 ^h	Sporn	0	1	0	
	70	Portsmth	-2	0.973	32	sup
	76	Darrah	-2	0.956	-8	inf
	77	Turner	-2	1.004	70	sup
	81 ^h	Kanawha	0	0.99	0	
	92	Saltvllle	-2	0.993	9	sup
	103	Claytor	-2	0.998	40	sup
	118 ^s	WHuntngd	0	0.979	0	
	119 ^t	B Fict TCSC	0	1.027	0	
	120 ^t	B Fict TCSC	0	0.967	0	
	124 ^u	B Fict UPFC	0	0.966	0	
	123 ^u	B Fict UPFC	0	0.989	0	
	125 ^h	B Fict HVDC	0	0.992	0	

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

^s: barras con influencia del SVC; ^t: del TCSC; ^u: del UPFC; ^h: del HVDC

TABLA N° 4.19: Flujo de potencia en líneas donde se coloca el TCSC, UPFC y HVDC, IEEE 118 barras máxima demanda

Condición	De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	I	CAP
SIN Control	26	30	236.37	-4.99	-231.9	-37.38	239.44	5 %
SIN FACTS	49	51	87.74	19.49	-83.97	-12.23	88.30	5 %
	63	64	-219.98	-62.09	220.93	52.62	236.86	9 %
	38	65	-334.32	-8.91	345.63	32.65	352.04	5 %
	68	81	44.75	-9.23	-44.7	-70.78	84.13	38 %
CON Control	26	30	236.19	-5.06	-231.73	-37.39	239.27	5 %
SIN FACTS	49	51	87.77	17.76	-84.03	-10.59	87.95	5 %
	63	64	-219.96	-62.09	220.91	52.62	236.84	9 %
	38	65	-334.58	-8.68	345.9	32.57	352.31	5 %
	68	81	44.97	-9.23	-44.92	-70.77	84.24	38 %
CTRL+FACTS	26	123 ^u	234.34	-14.45	-230	-30	234.53	7 %
HVDC ⇒	119 ^t	51	84.61	-15.28	-81.23	21.25	83.72	10 %
	120 ^t	64	-210	-55.52	210.85	44.87	224.63	14 %
	124 ^u	65	-280	-20	287.65	2.09	290.59	22 %
	125 ^h	81	-100	-10	100.18	-67.28	121.89	10 %
CTRL+FACTS	26	123 ^u	234.34	-14.45	-230	-30	234.53	7 %
HVDC ⇐	119 ^t	51	86.19	-15.56	-82.69	21.9	85.28	8 %
	120 ^t	64	-210	-56.99	210.85	46.39	225.02	13 %
	124 ^u	65	-280	-20	287.65	2.09	290.59	22 %
	125 ^h	81	100	10	-99.8	-88.86	134.03	1 %

^t: barras de conexión con el TCSC; ^u: con el UPFC; ^h: con el HVDC

Las filas 11 al 15 de la TABLA4.19 muestra el flujo de potencia cuando el HVDC realiza un control de potencia activa de -100 MW y potencia reactiva de -10 MVAR en la salida de la barra 125 a la barra 81 y en las filas 16 al 20 se muestra cuando el control es en sentido inverso, o sea control de +100 MW y +10 MVAR en la salida de la barra 125 a la barra 81.

En el caso de que el HVDC realiza la primera opción de control es decir el control de la potencia activa y reactiva que sale de la barra 125 (BficHVDC1) hacia la barra 81 (Kanawha) se tiene:

De los tres SVC instaladas en las barras 20, 52 y 118, dos de ellos consiguen controlar la tensión de las barras 21 y 53 (ambos control remoto) para valores de susceptancia $B_{svc20} = 0.663$ pu y $B_{svc52} = 0.912$ pu respectivamente y el SVC instalado en la barra 118 no consigue realizar el control local de la tensión ya que éste viola su límite superior indicada en la columna límite (Lim.) y por tal motivo es fijada a su valor máximo de susceptancia ($B_{svc118} = 1.0$ pu) mostrado en la TABLA4.20 y llegando

a un valor de tensión 0.975 pu y no al valor deseado de 0.98 pu tal como se muestra en la TABLA4.17.

TABLA N° 4.20: Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 118 barras, máxima demanda

SVC	En	Para	Bsvc	Qsvc	Qmin	Qmax	Isvc	Vsvc	Lim.
	20	21	0.663	68.76	10.37	72.57	0.68	1	
	52	53	0.912	98.51	21.61	108.05	0.95	0.98	
	118	118	1	95.87	19.17	95.87	0.98	0.979	sup
TCSC	De	Para	Xtcsc	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Vctrl	Lim.
	49	119	0.015	84.61	-14.23	-84.61	15.28	80	sup
	63	120	0.012	-210	-49.28	210	55.52	-210	

El primer TCSC no consigue realizar el control de potencia activa de 80 MW, entre las barras 49 y 119, donde dicho TCSC llega a su límite superior de reactancia ($X_{tcsc(49-119)} = 0.015$ pu) y es fijado en dicho valor entonces el flujo de potencia fue de 84.61 MW. El segundo TCSC consigue realizar el control de la potencia activa de -210 MW, entre las barra 49 y 119, para un valor de reactancia de $X_{tcsc(63-120)} = 0.012$ pu. Ambos TCSC están trabajando como inductores y los valores de potencia no controlada y controlada se encuentran en las filas número 12 y 13 respectivamente en la TABLA4.19.

En la TABLA4.21 se indica los resultados de salida del FP para el UPFC y el HVDC para el control de la potencia activa y reactiva.

TABLA N° 4.21: Resultado del UPFC y HVDC, sistema IEEE 118 máxima demanda

UPFC:	shunt-de	serie-pa	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk
	38	124	-280	-151.78	280	20
	30	123	-230	-104.96	230	30
	Vvr	Avr	Lim.	Vcr	Acr	Lim.
	1.12	-12.18		0.0599	83.9	
	1.1	-13.36		0.21	65.87	
HVDC:	Rec	Inv	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk
	68	125	-100	96.14	100	10
	Vvr1	Avr1	Lim.	Vvr2	Avr2	Lim.
	0.91	27.64		0.98	-0.56	

Los UPFC consiguen realizar el control de las potencia activas y reactivas. El primer UPFC controla una potencia activa de -280 MW y potencia reactiva de -20

MVAR en la salida de la barra 124 al 65, también controla la tensión en la barra 38 al valor de 0.98 pu lo cual se puede verificar en la TABLA4.17, para realizar dicho control las variables del UPFC son: $V_{vr} = 1.12$ pu, $A_{vr} = -12.93^\circ$ y $V_{cr} = 0.0599$ pu, $A_{cr} = 83.9^\circ$. El segundo UPFC controla las potencias en la salida de la barra 123 al 26 en -230 MW y -30 MVAR, utilizando los valores de control $V_{vr} = 1.1$ pu, $A_{vr} = -13.36^\circ$ y $V_{cr} = 0.21$ pu, $A_{cr} = 65.87^\circ$.

El HVDC controla la potencia activa y reactiva a la salida de la barra 125 al 81 en -100 MW y -10 MVAR, además controla la tensión en la barra 68 al valor 1.0 pu como se muestra en la TABLA4.17, esto para los siguientes valores de las variables de control: $V_{vr1} = 0.91$ pu, $A_{vr1} = 27.64^\circ$ y $V_{vr2} = 0.98$ pu, ángulo $A_{vr2} = -0.56^\circ$. Estos valores de flujo de potencia controlada por los UPFC y HVDC se puede verificar en las filas 11, 14 y 15 de la TABLA4.19 respectivamente.

Ahora, el caso en que el HVDC realiza la opción de control inversa al anterior es decir controla la potencia activa y reactiva que sale de la barra 125 (BficHVDC1) hacia la barra 81 (Kanawha) de +100MW y +10MVAR, se tiene:

Los SVC instaladas en las barras 20, 52 y 118 consiguen controlar la tensión de las barras 21 y 53 (ambos control remoto) y la barra 118 (control local) para valores de susceptancia $B_{svc20} = 0.678$ pu, $B_{svc52} = 0.914$ pu y $B_{svc118} = 0.93$ pu respectivamente, los tres SVC trabajan como capacitores , tal como se muestran en la TABLA4.22.

TABLA N° 4.22: Resultado del SVC y TCSC (Control inverso del HVDC) para el sistema IEEE 118, máxima demanda

SVC	En	Para	Bsvc	Qsvc	Qmin	Qmax	Isvc	Vsvc	Lim.
	20	21	0.678	70.37	10.38	72.68	0.69	1	
	52	53	0.914	98.71	21.61	108.05	0.95	0.98	
	118	118	0.93	89.35	19.21	96.04	0.91	0.98	
TCSC:	De	Para	Xtcsc	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Vctrl	Lim.
	49	119	0.015	86.19	-14.47	-86.19	15.56	80	sup
	63	120	0.009	-210	-52.2	210	56.99	-210	

El primer TCSC no consigue realizar el control de potencia activa de 80 MW, entre las barra 49 y 119, donde el TCSC es fijado a su valor límite superior de reactancia ($X_{tcsc(49-119)} = 0.015$ pu) por tal motivo el flujo de potencia fue de 86.19 MW. El segundo TCSC consigue realizar el control de la potencia activa de -210 MW, entre las barra 63 y 120, para un valor de reactancia $X_{tcsc(63-120)} = 0.009$ pu. Ambos TCSC

están trabajando como inductores y los valores de potencia no controlada y controlada se encuentran en las filas número 17 y 18 respectivamente en la TABLA4.19.

En la TABLA4.23 se indica los resultados de salida del FP para el UPFC y el HVDC para el control de la potencia activa y reactiva.

TABLA N° 4.23: Resultado del UPFC y HVDC (sentido inverso) para el IEEE 118, máxima demanda

UPFC:						
shunt-de	serie-pa	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	
38	124	-280	-136.97	280	20	
30	123	-230	-105.35	230	30	
Vvr	Avr	Lim.	Vcr	Acr	Lim.	
1.1	-12.93		0.1	78.95		
1.1	-13.87		0.2	65.5		
HVDC:						
Rec	Inv	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	
68	125	100	64.11	-100	-10	
Vvr1	Avr1	Lim.	Vvr2	Avr2	Lim.	
0.94	11.9		1.01	28.69		

Los UPFC consiguen realizar el control de las potencias activa y reactiva, el primer UPFC controla una potencia activa de -280 MW y -20 MVAR en la salida de la barra 124 al 65, también controla la tensión en la barra 38 al valor 0.98 pu lo cual se puede verificar en la TABLA4.17, para dicho control se tiene: $V_{vr} = 1.1$ pu, $Avr = -12.93^\circ$ y $V_{cr} = 0.1$ pu, $Acr = 78.95^\circ$. El segundo UPFC controla las potencias en la salida de la barra 123 al 26 en -230 MW y -30 MVAR, con sus variables de control iguales a: $V_{vr} = 1.1$ pu, $Avr = -13.87^\circ$ y $V_{cr} = 0.2$ pu, $Acr = 65.5^\circ$.

El HVDC controla la potencia activa y reactiva a la salida de la barra 125 al 81 en +100 MW y +10 MVAR, además controla la tensión en la barra 68 al valor de 1.0 pu como se muestra en la tabla TABLA4.17, esto para sus variables de control iguales a: $V_{vr1} = 0.94$ pu, $Avr1 = 11.9^\circ$ y $V_{vr2} = 1.01$ pu, $Avr2 = 28.69^\circ$.

Estos valores de flujo de potencia controlada del UPFC y HVDC puede verificarse en las filas 16, 19 y 20 respectivamente en la TABLA4.14.

Con el UPFC también es posible hacer este tipo de inversión del flujo de la potencia activa y reactiva pero algunas veces no es tan confiable como el HVDC, esto debido a la existencia de un VSC en serie que tiene el UPFC.

4.2.3. Aplicación al sistema de prueba IEEE 300

Para este sistema se muestra el flujo de potencia del caso base IEEE 300 encontrado en la referencia [57] y luego incluyendo los Controladores FACTS: dos SVC, tres TCSC, un UPFC y dos HVDC (Back-to-Back) consiguiendo así el control de tensión local, control de tensión remota y flujos de potencia tanto activas como reactivas en líneas de transmisión.

Los datos de los Controladores FACTS usados para este sistema se encuentra en el Anexo C.3.

Se corrió el FP con la opción de control de límites de potencia reactiva y desactivando la opción de control de tensión. En la TABLA4.24 se muestra las salidas de las barras mas críticas, esto es aquellas cuyas tensiones en barras PQ están fuera de los límites aceptables ($\pm 10\%$), y los generadores (barras PV) que operan sobre ó debajo de sus límites de reactivos o sea barras PV violadas.

La columna de V_{esp} indica el valor especificado de la tensión para el caso de barras PV y para el caso de barras PQ este valor especificado es uno de los límites de tensión ($\pm 10\%$), el valor final V_{final} es el valor obtenido en dichas barras después de ejecutar el flujo de potencia. El error mostrado indica en que porcentaje de la tensión mínima ó máxima se aleja los valores finales de los valores especificados.

a) Caso base del sistema IEEE 300 barras

En la TABLA4.25 se muestra las salidas después de aplicar el flujo de potencia para tres condiciones, la primera aplicando el FP al sistema con las opciones de control de límite de tensión y control de reactivos ambos desactivados, la segunda aplicando el FP con las opciones de control de límites de tensión y control de reactivos activados, y la tercera condición fue aplicado el FP al sistema incluyendo los Controladores FACTS y con todas las opciones de control activadas, o sea del propio sistema (tensión y reactivos) y de los FACTS (susceptancia de los SVC, reactancia de los TCSC, tension del UPFC y de los HVDC).

TABLA N° 4.24: Caso base del sistema IEEE 300 barras

Caso	Tipo*	Barra	Nombre	V _{esp}	V _{final}	Error (%)
Base	2	8	Bus 8	1.015	1.012	-0.33 %
	2	10	Bus 10	1.021	1.018	-0.24 %
	2	20	Bus 20	1.001	0.999	-0.20 %
	2	63	Bus 63	0.958	0.940	-1.91 %
	2	76	Bus 76	0.963	0.946	-1.79 %
	2	124	Bus 124	1.023	1.010	-1.30 %
	2	125	Bus 125	1.010	0.997	-1.32 %
	2	146	Bus 146	1.053	1.053	0.02 %
	2	149	Bus 149	1.074	1.073	-0.05 %
	2	170	Bus 170	0.929	0.919	-1.08 %
	2	171	Bus 171	0.983	0.974	-0.91 %
	2	177	Bus 177	1.008	1.008	0.03 %
	2	236	Bus 236	1.017	1.016	-0.05 %
	2	7003	Bus 7003	1.032	1.027	-0.51 %
	2	7017	Bus 7017	1.051	1.039	-1.11 %
	2	7039	Bus 7039	1.050	1.042	-0.76 %
	2	7044	Bus 7044	1.015	0.985	-2.91 %
	2	7055	Bus 7055	0.997	0.961	-3.58 %
	2	7057	Bus 7057	1.021	1.005	-1.59 %
	2	7062	Bus 7062	1.002	0.992	-0.97 %
	2	7071	Bus 7071	0.989	0.971	-1.85 %
	2	9002	Bus 9002	0.995	0.957	-3.77 %
	2	9051	Bus 9051	1.000	0.984	-1.60 %
	2	9053	Bus 9053	1.000	0.972	-2.80 %
	2	9054	Bus 9054	1.000	0.990	-1.00 %
	2	9055	Bus 9055	1.000	0.981	-1.90 %
	0	9031	Bus 9031	0.900	0.891	-1.00 %
	0	9033	Bus 9033	0.900	0.888	-1.33 %
	0	9038	Bus 9038	0.900	0.899	-0.11 %

* Tipo 2: generador fuera de los límites de la potencia reactiva

Tipo 0: Barra de carga fuera de los límites de tensión

TABLA N° 4.25: Caso base del sistema IEEE 300 barras

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
SIN CONTROL:	8	Bus 0008	2	1.015	11.61	sup
Tensión (PQ)	10	Bus 0010	2	1.02	21.06	sup
Reactivos (PV)	20	Bus 0020	2	1.001	20.68	sup
SIN FACTS	63	Bus 0063	2	0.958	27.35	sup
	76	Bus 0076	2	0.963	68.98	sup
	124	Bus 0124	2	1.023	135.8	sup
	125	Bus 0125	2	1.01	220.81	sup
	146	Bus 0146	2	1.053	35.28	sup
	149	Bus 0149	2	1.074	50.29	sup
	156	Bus 0156	2	0.963	14.84	sup
	170	Bus 0170	2	0.929	105.9	sup
	171	Bus 0171	2	0.983	178.94	sup
	177	Bus 0177	2	1.008	35.01	sup
	236	Bus 0236	2	1.017	301.85	sup
	7003	Bus 7003	2	1.032	431.84	sup
	7017	Bus 7017	2	1.051	359.45	sup
	7039	Bus 7039	2	1.05	197.69	sup
	7044	Bus 7044	2	1.014	53.64	sup
	7055	Bus 7055	2	0.997	35.83	sup
	7057	Bus 7057	2	1.021	96.38	sup
	7062	Bus 7062	2	1.002	156.51	sup
	7071	Bus 7071	2	0.989	92.2	sup
	9002	Bus 9002	2	0.994	5.18	sup
	9031	Bus 9031	0	0.904	0	inf
	9033	Bus 9033	0	0.901	0	inf
	9051	Bus 9051	2	1	19.1	sup
	9053	Bus 9053	2	1	17.94	sup
	9054	Bus 9054	2	1	38.81	sup
	9055	Bus 9055	2	1	7.26	sup
CON CONTROL:	8	Bus 0008	-2	1.012	10	sup
Tensión (PQ)	10	Bus 0010	-2	1.018	20	sup
Reactivos (PV)	20	Bus 0020	-2	0.999	20	sup
SIN FACTS	63	Bus 0063	-2	0.941	25	sup
	76	Bus 0076	-2	0.947	35	sup
	124	Bus 0124	-2	1.01	120	sup
	125	Bus 0125	-2	0.997	200	sup
	146	Bus 0146	-2	1.053	35	sup
	149	Bus 0149	-2	1.073	50	sup
	156	Bus 0156	-2	0.963	15	sup
	170	Bus 0170	-2	0.919	90	sup
	171	Bus 0171	-2	0.974	150	sup
	177	Bus 0177	-2	1.008	35	sup

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

s: barras con influencia del SVC; t: del TCSC; u: del UPFC; h: del HVDC (continua...)

TABLA N° 4.25: Caso base del sistema IEEE 300 (continuación)

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
	236	Bus 0236	-2	1.016	300	sup
	7003	Bus 7003	-2	1.027	420	sup
	7017	Bus 7017	-2	1.04	350	sup
	7039	Bus 7039	-2	1.043	200	sup
	7044	Bus 7044	-2	0.986	42	sup
	7055	Bus 7055	-2	0.962	25	sup
	7057	Bus 7057	-2	1.005	90	sup
	7062	Bus 7062	-2	0.992	150	sup
	7071	Bus 7071	-2	0.972	87	sup
	9002	Bus 9002	-2	0.959	2	sup
	9031	Bus 9031	-1	0.9	0.1	inf
	9033	Bus 9033	-1	0.9	0.16	inf
	9051	Bus 9051	-2	0.985	17.35	sup
	9053	Bus 9053	-2	0.973	12.83	sup
	9054	Bus 9054	-2	0.991	38	sup
	9055	Bus 9055	-2	0.982	6	sup
CON CONTROL:	8	Bus 0008	-2	1.015	10	sup
Tensión (PQ)	10	Bus 0010	-2	1.019	20	sup
Reactivos (PV)	14 ^h	Bus 0014	0	1	0	
CON FACTS:	15 ^h	Bus 0015	0	1.029	0	
3 SVC	20	Bus 0020	-2	1	20	sup
2 TCSC	42 ^t	Bus 0042	0	1.031	0	
2 UPFC	46 ^t	Bus 0046	0	1.013	0	
1 HVDC	63	Bus 0063	-2	0.946	25	sup
	76	Bus 0076	-2	0.951	35	sup
	86 ^t	Bus 0086	0	0.991	0	
	87 ^t	Bus 0087	0	0.994	0	
	118 ^s	Bus 0118	0	0.947	0	
	124	Bus 0124	-2	1.019	120	sup
	125	Bus 0125	-2	1.005	200	sup
	126 ^t	Bus 0126	0	0.99	0	
	127 ^t	Bus 0127	0	0.99	0	
	135 ^u	Bus 0135	0	0.997	0	
	136 ^u	Bus 0136	0	1.071	0	
	146	Bus 0146	-2	1.053	35	sup
	149	Bus 0149	-2	1.073	50	sup
	152	Bus 0152	-2	1.07	-50	inf
	170	Bus 0170	-2	0.922	90	sup
	171	Bus 0171	-2	0.977	150	sup
	177	Bus 0177	-2	1.008	35	sup
	234 ^h	Bus 0234	0	1.044	0	
	235 ^h	Bus 0235	0	1.009	0	
	7003	Bus 7003	-2	1.03	420	sup

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

*: barras con influencia del SVC; ^t: del TCSC; ^u: del UPFC; ^h: del HVDC (continua...)

TABLA N° 4.25: Caso base del sistema IEEE 300 (continuación)

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
	7017	Bus 7017	-2	1.046	350	sup
	7044	Bus 7044	-2	0.993	42	sup
	7055	Bus 7055	-2	0.969	25	sup
	7057	Bus 7057	-2	1.009	90	sup
	7062	Bus 7062	-2	0.996	150	sup
	7071	Bus 7071	-2	0.975	87	sup
	9002	Bus 9002	-2	0.966	2	sup
	9006 ^s	Bus 9006	0	1	0	
	9051	Bus 9051	-2	0.992	17.35	sup
	9053	Bus 9053	-2	0.979	12.83	sup
	9054	Bus 9054	-2	0.997	38	sup
	9055	Bus 9055	-2	0.988	6	sup
	9540 ^t	BficTCSC1	0	1.03	0	
	9541 ^t	BficTCSC2	0	0.996	0	
	9542 ^t	BficTCSC3	0	0.997	0	
	9545 ^u	BficUPFC1	0	1.072	0	
	9550 ^u	BficUPFC2	0	1.001	0	
	9551 ^h	BficHVDC1	0	1.034	0	

Tipo* 0: *PQ*; 2: *PV*; -1: *PQ* con tensión violada; -2: *PV* con reactivo violado

^s: barras con influencia del SVC; ^t: del TCSC; ^u: del UPFC; ^h: del HVDC

En la TABLA4.25 también se muestra el número, nombre y tipo de las barras donde se instalaron los SVC y las barras que controlan, así como las barras donde los TCSC, UPFC y HVDC influyen en forma directa (s, t, u y h respectivamente). La columna de límites (Lim.), indica si en alguna barra el valor de la variable de control está por debajo de su límite inferior (inf) ó por encima de su límite superior (sup). Para las barras *PQ* límites de tensión y para las barras *PV* límites de potencia reactiva.

En la TABLA4.26 se muestra el flujo de potencia activa y reactiva de las líneas comprendidas entre las barras 42 - 46, 86 - 87, 126 - 127, 135 - 136, 14 - 15 y 234 - 235, donde se instalaron dos TCSC, un UPFC y dos HVDC en dichas líneas respectivamente. Se indica también cual es el porcentaje de la corriente con relación a la capacidad máxima de flujo de corriente en dichas líneas, esto en forma referencial.

Se colocaron dos SVC ambas para controlar la tensión de la barra 9006 y una de forma de control remota (SVC en la barra 118) y la otra de control local (SVC en la misma barra 9006). También se colocó tres TCSC uno entre las barras 42 y 46, otro entre las barras 126 y 127 y el último entre las barras 86 y 87 todos para el control

TABLA N° 4.26: Flujo de potencia en líneas donde se coloca el TCSC, UPFC y HVDC, IEEE 300 máxima demanda

Condición	De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	I	CAP
SIN	14 ^h	15	93.14	-108.5	-90.41	106.8	143.30	4 %
CONTROL	42 ^t	46	762.86	-3.99	-751.85	-3.19	740.75	12 %
	86 ^t	87	-106.09	8.06	107.5	-15.16	109.22	13 %
	126 ^t	127	-175.2	15.29	177.08	-27.02	180.21	19 %
	135 ^u	136	-257.64	-11.91	263.5	11.11	253.85	18 %
	234 ^h	235	8.82	108.2	-8.79	-120	119.15	8 %
CON	14 ^h	15	94.11	-103.2	-91.47	101.3	140.67	6 %
CONTROL	42 ^t	46	763.2	2.94	-751.99	-7.31	747.54	11 %
	86 ^t	87	-106.4	8.98	107.82	-15.95	109.87	13 %
	126 ^t	127	-175.86	7.76	177.77	-18.92	180.95	18 %
	135 ^u	136	-258.08	-14.25	263.99	13.94	255.16	18 %
	234 ^h	235	8.98	106.8	-8.95	-118.7	117.99	9 %
CONTROL	9550 ^h	15	120	-80	-116.58	80.28	144.08	3 %
CON FACTS	9540 ^t	46	800	15.5	-787.88	-14.78	777.91	8 %
	9542 ^t	87	-120	17.22	121.82	-21.24	124.40	1 %
	9541 ^t	127	-210	42.73	212.8	-48.15	220.38	1 %
	9545 ^u	136	-300	50	307.54	-42.53	289.88	7 %
	9551 ^h	235	25	100	-24.98	-112.5	114.21	12 %

^t: barras de conexión con el TCSC, ^u: con el UPFC, ^h: con el HVDC

de potencia activa. Además se incluyeron un UPFC y dos HVDC para un control de la potencia activa y reactiva ubicadas entre las barras 135 y 136, 14 y 15, 234 y 235 respectivamente. Para la inclusión de los FACTS dentro del sistema fue necesario crear cinco barras ficticias, barras 9540 (BficTCSC1), 9541 (BficTCSC2), 9542 (BficTCSC3), 9545 (BficUPFC1), 9550 (BficHVDC1) y 9551 (BficHVDC2) donde el nombre indica para que FACTS fue utilizado.

Los resultados para el SVC y TCSC se muestran en la TABLA 4.27.

TABLA N° 4.27: Resultado del SVC y TCSC para el sistema IEEE 300 barras, máxima demanda

SVC	En	Para	Bsvc	Qsvc	Qmin	Qmax	Isvc	Vsvc	Lim.
	9006	9006	0.061	6.07	-100	150	0.06	1	
	118	9006	1.0	89.73	-89.73	134.6	0.95	1	
TCSC	De	Para	Xtcsc	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Vctrl	Lim.
	42	9540	-0.006	800	-22.99	-800	-15.5	800	
	126	9541	-0.015	-210	35.81	210	-42.73	-210	
	86	9542	-0.044	-120	10.73	120	-17.22	-120	

Los dos SVC instaladas en las barras 9006 y 118 consiguen controlar la tensión de la barra 9006 con sus valores de susceptancia $B_{svc9006} = 0.061$ pu y $B_{svc118} = 1.0$ pu respectivamente, los dos SVC trabajan como capacitores. Los tres TCSC consiguen realizar el control de la potencia activa de -800 MW, -210 MW y -120 MW con sus valores de reactancia $X_{tcsc(42-9540)} = -0.006$ pu, $X_{tcsc(126-9541)} = -0.015$ pu y $X_{tcsc(86-9542)} = -0.044$ pu respectivamente, ellos están trabajando como capacitores. La columna de límite (Lim.) está vacío por que no fue violado los límites del SVC (límites de susceptancia) y del TCSC (límites de reactancia). Los valores de potencia controlada del TCSC se encuentran en las filas 14 al 16 de la TABLA4.26.

En la TABLA4.28 se indica los resultados de salida del FP para el UPFC y los HVDC para el control de la potencia activa y reactiva.

TABLA N° 4.28: Resultado del UPFC y HVDC para el sistema IEEE 300, máxima demanda

UPFC:	shunt-de	serie-pa	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk
	135	9545	-300	-2.68	300	-50
	Vvr	Avr	Lim.	Vcr	Acr	Lim.
	1	-31.39		0.38	71.7	
HVDC:	Rec	Inv	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk
	14	9550	120	-125.37	-120	80
	234	9551	25	46.33	-25	-100
	Vvr1	Avr1	Lim.	Vvr2	Avr2	Lim.
	1.13	-34.62		0.9	-18.22	
	1	-48.06		1.12	-44.78	

El UPFC consigue realizar el control de las potencia activas y reactivas, controlando la potencia activa de -300 MW y potencia reactiva de +50 MVAR en la salida de la barra 9545 al 136, para valores de tensión shunt: $Vvr = 1.0$ pu, ángulo $Avr = -31.39^\circ$ y tensión serie: $Vcr = 0.38$ pu, ángulo $Acr = 71.7^\circ$. Los HVDC consiguen controlar la potencia activa y reactiva a la salida de la barras 9550 y 9551, el primer HVDC controla +120 MW, -80 MVAR además controla la tensión en la barra 14 a un valor 1.0 pu como se muestra en la TABLA4.25, esto con valores de: $Vvr1 = 1.13$ pu, ángulo $Avr1 = -34.62^\circ$ y $Vvr2 = 0.90$ pu, ángulo $Avr2 = -18.22^\circ$. El segundo HVDC controla las potencias activa y reactiva de +25 MW y +100 MVAR en la salida de la barra 9551 a 235, para valores de: $Vvr1 = 1.0$ pu, ángulo $Avr1 = -48.06^\circ$ y $Vvr2 = 1.12$ pu, ángulo $Avr2 = -44.78^\circ$. Estos valores de flujo de potencia controlada puede verificarse en las filas 17, 13 y 18 respectivamente en la TABLA4.26.

4.3. Análisis en Régimen Permanente del SEIN

4.3.1. Introducción

El subsector energético busca cubrir de manera eficiente las necesidades de energía eléctrica básicas de la población, contribuyendo al crecimiento económico, a una mayor equidad social y con un impacto ambiental controlado. Para ello es importante cubrir los requerimientos básicos de energía eléctrica en cantidad y calidad; y posibilitar el desarrollo de las actividades productivas mejorando las condiciones de vida de la población, ampliando la cobertura eléctrica nacional en especial en el área rural y de localidades aisladas y de frontera. [58].

4.3.2. El sistema eléctrico interconectado nacional peruano (SEIN)

El sistema interconectado nacional, cuenta con la interconexión de dos grandes sub-sistemas, el centro norte y el sur. [59]

Sistema Norte , este sistema tiene como principales interconexiones, 220KV: Chimbo-te-Trujillo (1979) , Lima-Paramonga-Chimbote (1980) Trujillo-Guadalupe-Chiclayo (1986), Chiclayo- Piura (1993), Talara-Piura(1997), Piura-Zorritos (1999) y Zorritos-Machala, en Ecuador (2005).

Sistema Centro , este sistema tiene como líneas principales, 220KV: Mantaro-Pachachaca-Callahuanca, Lima-Pisco, Pachachaca-Oroya (reforzadas en 1985), Mantaro-Zapallal (1991), Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra (2002)

Sistema Sur , las interconexiones mas importantes, 138KV: Machupicchu-Quencoro-Tintaya (1985), Tintaya-Juliaca (1991), interconexiones de 220KV: Arequipa-Toquepala (1988), Moquegua-Tacna-Puno

El sistema del centro y del norte, por estar interconectados y operados en conjunto fue llamado de Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) y la interconexión del sistema sur fue llamado Sistema interconectado del Sur (SISUR). En Octubre del 2000 estos dos sistemas se unieron por medio de la línea de transmisión Mantaro-Socabaya, pasando a ser llamado el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Peruano (SEIN). [60] [61]

En la Fig.4.1 se muestra la organización del sector eléctrico, la cual está regulado por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844) reglamentada por el Decreto Supremo N° 009-93-EM y modificatorias. [58]

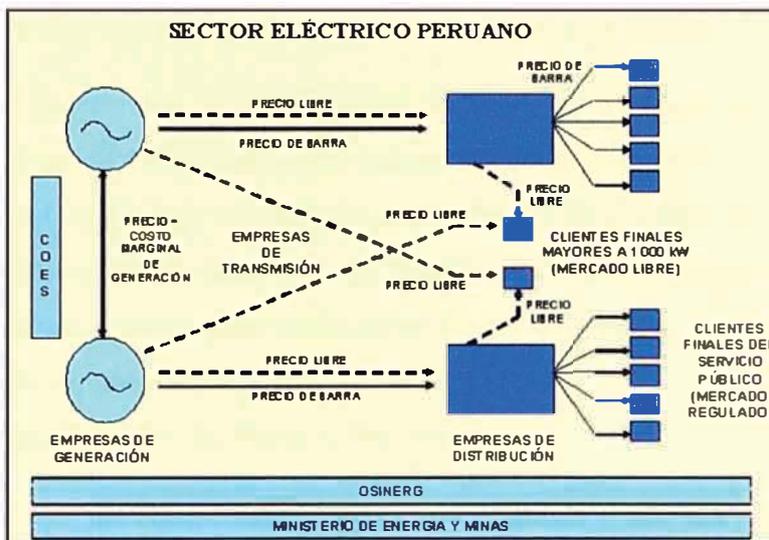
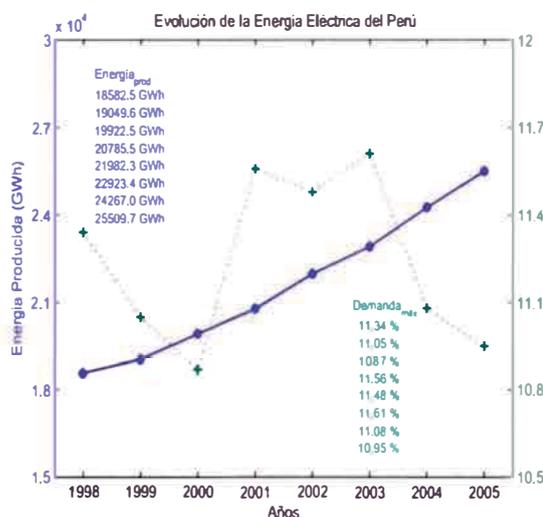
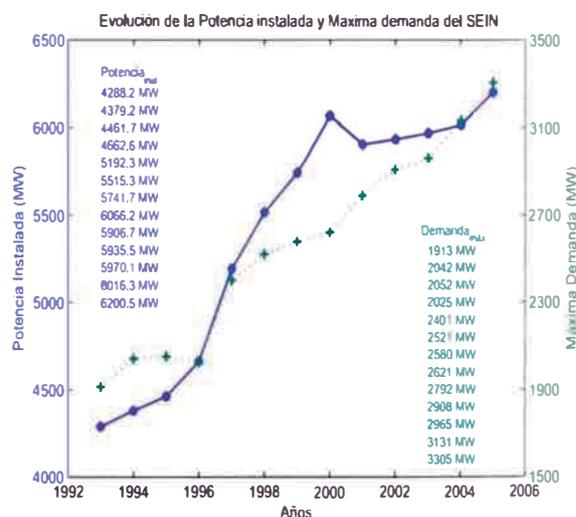


Fig. 4.1: Sector Eléctrico Peruano

En las figuras 4.2(a) y 4.2(b) muestran el crecimiento de la producción de la energía eléctrica del Perú así como la disminución de las pérdidas y la evolución de la potencia instalada y de la máxima demanda respectivamente.



(a) Energía Producida y Pérdidas



(b) Potencia Instalada y Máxima Demanda

Fig. 4.2: Evolución del Sistema interconectado Nacional

4.3.3. Plan referencial de electricidad del 2005 al 2014

El Plan Referencial de Electricidad del 2005 al 2014 con base del 2004 tiene como ámbito geográfico cuatro grandes zonas del SEIN ó zonas de oferta/demanda interconectadas por enlaces de transmisión troncales del SEIN, esto para fines de análisis técnico y económico de la expansión de la generación y la transmisión. Estas zonas eléctricas del sistema tomándose como nivel de tensión en barras de 220 ó 138 KV y no en base de áreas geográficas. [59]

Las zonas definidas de Norte a Sur son:

- Zona Norte: Que comprende la subestación Zorritos 220 KV en Tumbes, Talara 220 KV y Piura 220 KV.
- Zona Norte Medio: Que comprende desde la subestación Chiclayo 220 KV, pasando por Guadalupe 220 KV, Cajamarca Nueva 220 KV, Trujillo 220 KV hasta Chimbote 220 KV.
- Zona Centro: La zona mallada comprendida entre Paramonga 220 kV, Vizcarra 220 KV, Paragsha 220 KV, Mantaro 220 KV, Independencia 220 KV, Ica - Marcón 220 KV y Lima 220 KV (Zapallal, Chavarría, Santa Rosa, San Juan, y las subestaciones conectadas a estas), incluyendo la generación y cargas conectadas a estas barras.
- Zona Sur: La zona en anillo comprendida por Socabaya 220 KV - Moquegua 220 KV, Tacna 220 KV, Puno 220 KV, Juliaca 138 KV, Azángaro 138 KV, Tintaya 138 KV y Santuario 138 KV, asimismo se incluye toda la generación y carga conectada a estas barras destacando entre ellas el eje Tintaya-Cusco-Machu Picchu, y el sistema eléctrico de ENERSUR (Southern Peru Copper Co.)

Además el plan referencial incluye los sistemas aislados mayores como: Sistema aislado de Iquitos, sistema aislado de Tarapoto-Moyabamba-Bellavista, sistema aislado de Bagua-Jaén y sistema aislado de Puerto Maldonado.

En la Fig.4.3, se muestra el mapa del Perú con las principales interconexiones del sistema interconectado nacional. [62]



Fig. 4.3: Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN

4.3.4. Análisis en régimen permanente de operación del SEIN

Análisis de la seguridad del sistema de potencia

El análisis de la seguridad relaciona la robustez de un SEP relativa a las perturbaciones eminentes. El análisis de seguridad tiene dos principales componentes estático y dinámico, que son muy importantes cuando existe cambios completos (pequeños ó grandes) y el sistema establece una nueva condición de operación tal que las restricciones físicas no sean violadas [63].

Análisis de seguridad estática Este envuelve análisis de estado estacionario ó régimen permanente de sistemas bajo condiciones de post-perturbación para verificar que no se viole ninguna restricción de tensión de los equipamientos.

Análisis de seguridad dinámica Este envuelve el análisis de las diferentes categorías de estabilidad del sistema como: estabilidad de ángulo del rotor, estabilidad de tensión y estabilidad de frecuencia.

Una aproximación convencional para el análisis de estado estacionario en sistemas de potencia es resolver las ecuaciones de flujo de potencia numéricamente y luego verificar si los límites y restricciones de seguridad son satisfechas. El problema fundamental en el análisis de régimen permanente de un sistema de potencia es determinar para un conjunto de cargas y generación patron si el sistema puede ser operado de tal manera que todos los equipamientos estén dentro de sus restricciones de seguridad. [64]

4.3.5. Análisis técnico en régimen permanente del SEIN con la inclusión de los principales Controladores FACTS

El sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) usado en este trabajo es de máxima demanda y en época de avenida del año 2005, el número de barras corresponden a los niveles de tensión de 10Kv, 60Kv, 138 Kv y 220 kv. Este sistema es conformada por siete áreas, mostradas en la TABLA4.29.

Aquí se indica el número de barras que pertenecen a cada área así como el tipo de barra. Se observa que el sistema tiene cinco barras de tipo *swing* ($V\theta$) pero solo una está activada ó conectada (área 1), las otras cuatro están desactivadas ó desconectadas del sistema (área 5 y 7).

TABLA N° 4.29: Areas que comprende el SEIN de 1059 barras y 1215 líneas

Área	Nombre	Barras	V- θ^*	P-V	P-Q
1	Pe-CostaCentro	200	1	5	194
2	Pe-CostaNorte	265	0	23	242
3	Pe-CostaSur	141	0	14	127
4	Pe-Norte_Sur	5	0	0	5
5	Pe-SierraCentro	327	3	33	291
6	Pe-SierraNorte	4	0	0	4
7	Pe-SierraSur	117	1	6	110

V – Th* Para las areas 5 y 7 están desactivadas

Actualmente, el SEIN cuenta con seis Controladores SVC instalados tal como se muestra en la TABLA4.30.

TABLA N° 4.30: SVC instaladas en el SEIN de 1059 barras y 1215 líneas

Numero	Nombre	Area de localización	Barra Terminal	Q_Min Mvar	Q_Max Mvar
1	svc Balneario	Pe-CostaCentro	SVCBAL	-30	70
2	svc Chavarria	Pe-CostaCentro	SVCCHAV	-20	40
3	svc Chiclayo	Pe-CostaNorte	SVCCHI	-30	30
4	svc Vizcarra	Pe-SierraNorte	SVCVIZ	-135	90
5	svc svctrj	Pe-CostaNorte	SVCTRJ	-20	30
6	svc tintaya	Pe-SierraSur	TINT10	-15	15

a) Problemas encontrados y soluciones optadas:

Uno de los principales problemas fue encontrar la información sobre los datos del Sistema interconectado nacional (SEIN), las instituciones que trabajan con el sistema eléctrico peruano, como el *COES* y *REP* son muy cautelosos para disponibilizar dicha información, hasta los propios profesionales que trabajan con el sistema peruano han sido prohibidos a entregar informaciones sin previa autorización de sus superiores.

Otro problema después de haber superado el anterior fue la adaptación de los datos para un formato estándar IEEE el cual es similar al formato utilizado en el presente trabajo, para esto primero se utilizó sistemas reducidos y comprobando los resultados con otros programas comerciales como el WinFlu (Perú) ó el AnaRede (Brasil).

Otro problema fue conseguir ejecutar un sistema de gran dimensión como es el

SEIN ya que el número de ecuaciones se incrementa de forma exponencial al número de barras y líneas y un simple FP a base del método de Newton-Raphson no es suficiente. Se sabe que el método de Newton Raphson es muy eficaz y rápido pero si se tiene un buen punto de partida, para la obtención de un buen punto de partida fue necesario implementar un flujo de potencia con el método del Desacoplado-Rápido.

La obtención de los resultados finales para el sistema SEIN de 1059 barras fue necesario ejecutar de 2 a 6 iteraciones con un FP con el método Desacoplado-Rápido para luego pasar al FP con el método de Newton-Raphson, haciendo un total de hasta 20 iteraciones para conseguir la convergencia.

Cuando se aplica un FP a un sistema grande como el SEIN la posibilidad de encontrar problemas de convergencias es grande y más aun cuando son activadas los controles de tensión (barras PQ) y controles de reactivos (barras PV). El problema aumenta cuando se incluyen los Controladores FACTS con sus respectivos controles de límites (susceptancia, reactancia y tensiones), observándose en cada iteración conflictos de control y por consiguiente el FP no sea tan robusto como se esperaría. Una manera de resolver este problema fue variar los pasos de iteración haciéndolo menor ó variable para cada iteración.

b) Ejecución del flujo de potencia al SEIN

Se realizó tres condiciones para la ejecución del FP, la primera condición fue el SEIN sin ningún FACTS instalado, pero los controles activados para los límites de tensión (barras PQ) y reactivos (barras PV). La segunda condición fue ejecutar el FP con la inclusión de FACTS en el SEIN (seis SVC) y con todos los controles activados tanto del sistema (límites de tensión y reactivos) como de los SVC (límites de susceptancia). Una tercera condición fue aplicar el FP al SEIN incluyendo los seis SVC del caso anterior y adicionando tres TCSC, un UPFC y un HVDC.

Los valores de límites de la tensión para la comparación fueron de $\pm 10\%$ (de 0.90 pu a 1.10 pu), esto porque en algunos casos el sistema real opera bajo estas condiciones de tensiones.

Al aplicar el FP al SEIN de 1059 barras sin controles y sin FACTS (caso base), se obtuvo 20 barras fuera de los límites de tensión (17 por debajo de 0.9 pu y 3 por encima de 1.1 pu) y además las barras PV en las cuales se superaron los límites de generación de reactivos fueron 13 barras.

En la TABLA4.31 se muestran los resultados de la primera condición de operación, donde el FP se aplicó al SEIN sin ningún FACTS instalado pero con controles activados. Aquí se observa en total 130 barras con tensiones en sus límites superiores ó inferiores y 15 barras en sus límites máximo ó mínimo de generación de reactivos.

TABLA N° 4.31: SEIN de 1059 barras y 1215 líneas

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
CON CONTROL:	2001	BAL220	-1	0.9	-38.94	inf
Tensión (<i>PQ</i>)	2002	BARSI220	-1	0.9	7.78	inf
Reactivos (<i>PV</i>)	2008	MARC220	-1	0.9	0.58	inf
SIN FACTS	1047	CARIPA	-1	0.9	-19.89	inf
	1048	COND138	-1	0.9	10.75	inf
	1050	ONU138	-1	0.9	31.9	inf
	6005	AYA60	-1	0.9	4.62	inf
	6006	CANG60	-1	0.9	1.88	inf
	6010	HUANT60	-1	0.9	-5.01	inf
	6052	ANCON60	-1	0.9	3.39	inf
	6056	BARSI60	-1	0.9	26.74	inf
	6057	BUNIO60	-1	0.9	-0.11	inf
	6059	CAUDI60	-1	0.9	6.59	inf
	6060	CHAN60	-1	0.9	2.34	inf
	6061	CHAVA60	-1	0.9	36.06	inf
	6062	CHILCA60	-1	0.9	5.63	inf
	6064	ENAPU60	-1	0.9	0.33	inf
	6067	HUARAL60	-1	0.9	4.12	inf
	6070	INDUS60	-1	0.9	5.39	inf
	6071	INFAN60	-1	0.9	12.02	inf
	6072	IPEN60	-1	0.9	-0.01	inf
	6076	MALA60	-1	0.9	14.48	inf
	6077	MARAN60	-1	0.9	10.02	inf
	6078	MARC60	-1	0.9	2.42	inf
	6080	MIRON60	-1	0.9	13	inf
	6081	NARA60	-1	0.9	5.21	inf
	6082	OQUEN60	-1	0.9	6.42	inf
	6084	PACIF60	-1	0.9	0.41	inf
	6085	PAMPI60	-1	0.9	2.09	inf
	6086	PANDO60	-1	0.9	10.44	inf
	6087	PERSH60	-1	0.9	9.2	inf
	6089	PPIED60	-1	0.9	3.93	inf
	6090	PRAD60	-1	0.9	-20.45	inf
	6093	SBART60	-1	0.9	6.27	inf
	6095	SIMA60	-1	0.9	0.33	inf
	6099	SMARI60	-1	0.9	8.39	inf
	6100	SNICO60	-1	0.9	5.57	inf
	6107	TVALLE60	-1	0.9	11.67	inf
	6108	VENTA60	-1	0.9	2.9	inf
	6111	ZAPALL60	-1	0.9	-2.18	inf
	6156	CALLA60B0,0	-1	1.1	-4.59	sup
	6158	CANET60	-1	0.9	7.53	inf

Tipo* 0: *PQ*; 2: *PV*; -1: *PQ* con tensión violada; -2: *PV* con reactivo violado

^a: barras con influencia del SVC, ^t: del TCSC, ^u: del UPEC, ^h: del HVDC

(continúa...)

TABLA N° 4.31: SEIN de 1059 barras y 1215 líneas (continuación)

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
	6168	DPALP60	-1	0.9	-0.49	inf
	6170	DPEDR60	-1	0.9	-12.02	inf
	6182	NAZCA60	-1	0.9	0.52	inf
	6184	PALP60	-1	0.9	1.97	inf
	6186	PEDRE60	-1	0.9	9.17	inf
	6192	PUQUI60	-1	0.9	-0.15	inf
	6199	TMORA60	-1	0.9	2.48	inf
	5001	ANDAY50	-1	0.9	7.64	inf
	5039	SCRIS50	-1	0.9	-12.62	inf
	34	MRICO23	-1	0.9	3.64	inf
	35	PRADE23	-1	0.9	0.73	inf
	56	AYA23	-1	0.9	0.58	inf
	57	BUNIO23	-1	0.9	-0.08	inf
	58	CANG23	-1	0.9	-0.68	inf
	66	PUQUI23	-1	0.9	0.61	inf
	97	SNICO13	-1	0.9	20.35	inf
	100	VENT_C	-2	0.946	60	sup
	185	HUIN2	-2	0.974	44.8	sup
	186	HUIN3	-2	0.974	44.8	sup
	187	HUIN4	-2	0.974	44.8	sup
	188	MAT12A	-2	0.969	42.5	sup
	189	MAT12B	-2	0.968	42.5	sup
	224	CAHUA1	-2	0.992	14.24	sup
	226	ANCON10	-1	0.9	0.85	inf
	228	BAL10A	-1	0.9	0	inf
	229	BAL10B	-1	0.9	0	inf
	230	BAL10C	-1	0.9	0	inf
	235	BARSI10	-1	0.9	14.41	inf
	237	CAUDI10	-1	0.9	12.24	inf
	238	CHAN10	-1	0.9	-0.42	inf
	241	CHAVA10	-1	0.9	7.8	inf
	243	CHILCA10	-1	0.9	-2.25	inf
	245	CIEN10	-1	0.9	-2.69	inf
	247	ENAPU10	-1	0.9	0.91	inf
	251	HUARL10	-1	0.9	1.18	inf
	253	IND10A	-2	1.038	20	sup
	254	INDUS10	-1	0.9	11.38	inf
	255	INFAN10	-1	0.9	19.12	inf
	256	IPEN10	-1	0.9	0.04	inf
	259	LURI10	-1	0.9	1.2	inf
	260	MALA10	-1	0.9	-6.64	inf
	261	MARAN10	-1	0.9	10.73	inf
	263	MIRON10	-1	0.9	19.69	inf

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

*: barras con influencia del SVC, †: del TCSC, ‡: del UPFC, §: del HVDC

(continua...)

TABLA N° 4.31: SEIN de 1059 barras y 1215 líneas (continuación)

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
	264	MRICO10	-1	0.9	3.98	inf
	266	NARA10	-1	0.9	10.81	inf
	267	OQUEN10	-1	0.9	5.63	inf
	268	PACHA10	-1	0.9	2.84	inf
	269	PACIF10	-1	0.9	1.81	inf
	270	PANDO10	-1	0.9	13.2	inf
	271	PERSH10	-1	0.9	13.85	inf
	273	PPIED10	-1	0.9	6.29	inf
	274	PRADE10	-1	0.9	0.24	inf
	276	PUEN10B0,0	-1	0.9	-6.12	inf
	277	PUEN10B1,0	-1	0.9	-13.13	inf
	281	ROSA10D	-1	0.9	0	inf
	285	SBART10	-1	0.9	0.77	inf
	288	SIMA10	-1	0.9	0.91	inf
	294	SMARI10	-1	0.9	17.39	inf
	298	TVALLE10	-1	0.9	13.99	inf
	299	VENTA10	-1	0.9	2.77	inf
	301	VSALV10	-1	0.9	1.95	inf
	302	ZAPALL10	-1	0.9	2.53	inf
	313	CHICL10	-2	1.01	-2.87	sup
	369	AYA10	-1	0.9	1.71	inf
	370	BUNIO10	-1	0.9	0.1	inf
	372	CAÑET10	-1	0.9	-2.75	inf
	381	HUANT10	-1	0.9	-0.44	inf
	388	MOYO1	-2	0.944	19.08	sup
	389	MOYO2	-2	0.944	19.08	sup
	390	MOYO3	-2	0.944	19.08	sup
	391	NAZCA10	-1	0.9	1.27	inf
	392	ONU10A	-1	1.1	-8.99	sup
	393	ONU10B	-1	1.1	-9.33	sup
	394	PALP10	-1	0.9	0.27	inf
	398	PEDRE10	-1	0.9	-0.45	inf
	404	PUQUI10	-1	0.9	0.23	inf
	406	SMARG10	-1	0.9	-0.15	inf
	413	TMORA10	-1	0.9	-0.33	inf
	446	ANTA6A	-2	0.991	8.5	sup
	457	CHAVI	-2	0.999	2.9	sup
	460	SVCCHAV	-1	0.9	9.04	inf
	465	PAMPI4	-1	0.9	2.98	inf
	469	CATKAT	-2	1.026	-1	inf
	481	CUMMI4	-1	0.9	0.09	inf
	492	BELLA2,4	-1	0.9	0.14	inf
	9000	F bal 2671	-1	0.9	20.04	inf

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

*: barras con influencia del SVC, †: del TCSC, ††: del UPFC, †††: del HVDC (continua...)

TABLA N° 4.31: SEIN de 1059 barras y 1215 líneas (continuación)

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
	9001	F bal_2672	-1	0.9	21.1	inf
	9002	F bal_2673	-1	0.9	20.25	inf
	9003	F bar_2671	-1	0.9	-38.68	inf
	9004	F bar_2671(1	-1	0.9	-38.68	inf
	9005	F bar_2673	-1	0.9	-105.9	inf
	9006	F cha_2671	-1	0.9	-50.64	inf
	9007	F cha_2672	-1	0.9	-86.48	inf
	9008	F cha_2673	-1	0.9	-62.18	inf
	9012	F mar_2671	-1	0.9	-30.58	inf
	9013	F mrico_8001	-1	0.9	-12.03	inf
	9014	F prade_8001	-1	0.9	1.09	inf
	9022	F sro_2672	-1	0.9	23.26	inf
	9081	F aya_8001	-1	0.9	-1.89	inf
	9082	F bunion_800	-1	0.9	0.18	inf
	9094	F jauja_8001	-1	0.9	0.38	inf
	9101	F palpa_8001	-1	0.9	0.04	inf
	9109	F puquio_800	-1	0.9	-0.53	inf

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

ˆ: barras con influencia del SVC; †: del TCSC; ¨: del UPFC; ¨: del HVDC

En esta TABLA4.31 es mostrado el número, nombre y tipo de las barras, el Tipo de barra indicada como -1 fue violada y la columna Qg indica la potencia reactiva necesaria para que esta barra no esté fuera del límite. Para el Tipo de barra indicada como -2, Qg indica el valor de la potencia reactiva fijada a su límite, pudiendo ser superior ó inferior como lo indica en la columna de límites (Lim.), para las barras PQ los límites son de tensión ($\pm 10\%$) y barras PV los límites son de potencia reactiva.

En la TABLA4.32 se muestra los resultados del SEIN al aplicar el FP con control de límites de tensión y reactivos y con la inclusión de los seis SVC, aquí solo se muestra las barras donde están instaladas los SVC y las barras donde ellas controlan la tensión, todos usando el concepto de control remoto. También es mostrada las barra violadas que sale de su límite, en este caso 7 en el límite superior y 1 en el límite inferior de los generadores. Los resultados de los SVC son mostrados en la TABLA4.34.

En la TABLA4.33 se muestra los resultados del sistema al aplicar el FP con los controles del sistema (tensión y reactivos) y con la inclusión de los FACTS: seis SVC, tres TCSC, un UPFC y un HVDC (Back-to-Back). Como en el caso anterior solo se muestran las barras donde están los SVC y las barras controladas por ellas. Además

TABLA N° 4.32: SEIN 1059 barras con inclusión de 6 SVC

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
CON CONTROL:	2053 ^s	ANTA220	0	1.01	0	
Tensión (<i>PQ</i>)	1016 ^s	SETNOR1	0	1.02	0	
Reactivos (<i>PV</i>)	1048	COND138	-1	0.9	-3.87	inf
CON FACTS:	1050	ONU138	-1	0.9	16.79	inf
6 SVC	1073 ^s	TINTA138	0	1.02	0	
	6005 ^s	AYA60	-1	0.9	4.62	inf
	6006	CANG60	-1	0.9	1.88	inf
	6010	HUANT60	-1	0.9	-5.99	inf
	6011 ^s	MACHA60	0	0.937	0	
	6054 ^s	BAL60	0	1.01	0	
	6061 ^s	CHAVA60	0	1.01	0	
	6076	MALA60	-1	0.9	1.42	inf
	6119 ^s	CHICL-06	0	1.02	0	
	6156	CALLA60B0,0	-1	1.1	-27.58	sup
	5033 ^s	ONU50	0	1.008	0	
	56	AYA23	-1	0.9	0.58	inf
	58	CANG23	-1	0.9	-0.68	inf
	95 ^s	SVCVIZ	0	1.074	0	
	100	VENT_C	-2	0.983	60	sup
	185	HUIN2	-2	1.001	44.8	sup
	186	HUIN3	-2	1.001	44.8	sup
	187	HUIN4	-2	1.001	44.8	sup
	188	MAT12A	-2	0.993	42.5	sup
	189	MAT12B	-2	0.992	42.5	sup
	192	PARAG12	-1	1.1	-0.81	sup
	195	CARHUA11	-1	1.1	0	sup
	222 ^s	TINT10	0	1.034	0	
	369	AYA10	-1	0.9	1.71	inf
	392 ^s	ONU10A	-1	1.1	-10.92	sup
	393	ONU10B	-1	1.1	-11.77	sup
	436 ^s	SVCCHI	0	0.997	0	
	437 ^s	SVCTRJ	0	1.011	0	
	439 ^s	SVCBAL	0	1.084	0	
	457	CHAVI	-2	1	2.9	sup
	460 ^s	SVCCHAV	0	1.07	0	
	469	CATKAT	-2	1.026	-1	inf
	492	BELLA2,4	-1	0.9	0.07	inf
	9006	F cha_ 2671	-1	0.9	-13.19	inf
	9081	F aya_ 8001	-1	0.9	-1.89	inf
	9084	F car_ 1571	-1	1.1	-1.37	sup

Tipo* 0: *PQ*; 2: *PV*; -1: *PQ* con tensión violada; -2: *PV* con reactivo violado

^s: barras con influencia del SVC; ^t: del TCSC; ^u: del UPFC; ^h: del HVDC

se muestran las barras donde se incluyeron los TCSC, UPFC y HVDC, así como las barras que violan sus límites; la barra 469 (CATKAT) tiene su generación de reactivos en su límite inferior.

La condición del SEIN con seis SVC nos da un sistema mas estable en operación en régimen permanente en comparación con los resultados sin SVC del FP, los resultados para los SVC son mostrados en la TABLA4.34 donde todos los SVC fueron usados para un control remoto, ninguno de ellos viola sus límites de susceptancia. Hay dos SVC que están operando como inductancia ($B_{svc436} = -0.135$ pu y $B_{svc437} = -0.028$ pu), los otros cuatro operan como capacitores ($B_{svc439} = 0.445$ pu, $B_{svc460} = 0.264$ pu, $B_{svc95} = 0.322$ pu y $B_{svc222} = 0.031$ pu).

En la TABLA4.35 se muestra el flujo de potencia activa y reactiva entre las barras 2046 (POMAC220) - 2011 (SJNLS220) (dos líneas), 2050 (TMAR220) - 2054 (VIZC220), 2039 (CMAYO220) - 2045 (PARAG220), 1047 (CARIPA) - 1050 (ONU138) donde se instalarán tres TCSC, un UPFC y un HVDC respectivamente. Se indica también el porcentaje con relación, de la capacidad máxima de corriente en que se encuentran dichas líneas, esto meramente referencial. La elección de las líneas para la colocación de los TCSC se hizo con la informaciones del COES, dado que que son las líneas mas problemáticas.

En este último caso, donde se colocan ocho SVC, tres TCSC, un UPFC y un HVDC se obtiene los resultados del FP para el SVC y TCSC que se muestra en la TABLA4.36.

Para la inclusión de los TCSC, UPFC y HVDC fue necesario agregar cinco barras ficticias: barras 9135 (BficTCSC1), 9136 (BficTCSC2), 9137 (BficTCSC3), 9139 (BficUPFC1), 9140 (BficHVDC1) donde el nombre indica para que tipo de FACTS fue utilizado. Los resultados de la inclusión del UPFC y HVDC se muestra en la TABLA4.37.

Como en el caso anterior ninguno de los SVC viola sus límites de susceptancia, se observa además que tres SVC están operando como inductores ($B_{svc436} = -0.136$ pu, $B_{svc437} = -0.046$ pu y $B_{svc5033} = -1.295$ pu) y los otros cinco operan como capacitores ($B_{svc439} = 0.359$ pu, $B_{svc460} = 0.227$ pu, $B_{svc95} = 0.339$ pu, $B_{svc222} = 0.074$ pu y $B_{svc6011} = 0.091$ pu). Los TCSC consiguen realizar el control de potencia activa y están trabajando como capacitores. Es importante observar que dos TCSC fueron incluidos para dos líneas paralelas y el FP consiguió convergir controlando la poten-

TABLA N° 4.33: SEIN 1059 barras y 1215 líneas, inclusión de FACTS

Condición	N° Barra	Nombre	Tipo*	Mag	Qg	Lim.
CON CONTROL:	2011 ^t	SJNLS220	0	0.967	0	
Tensión (PQ)	2039 ^t	CMAYO220	0	1.008	0	
Reactivos (PV)	2045 ^t	PARAG220	0	1.056	0	
CON FACTS:	2046 ^t	POMAC220	0	1.014	0	
8 SVC	2050 ^u	TMAR220	0	1.05	0	
3 TCSC	2053 ^s	ANTA220	0	1.02	0	
1 UPFC	2054 ^u	VIZC220	0	1.045	0	
1 HVDC	1016 ^s	SETNOR1	0	1.02	0	
	1047 ^h	CARIPA	0	0.91	0	
	1050 ^h	ONU138	0	0.916	0	
	1073 ^s	TINTA138	0	1.03	0	
	6005 ^s	AYA60	0	1	0	
	6011 ^s	MACHA60	0	1.042	0	
	6054 ^s	BAL60	0	1.025	0	
	6061 ^s	CHAVA60	0	1.03	0	
	6119 ^s	CHICL-06	0	1.02	0	
	6156	CALLA60B0,0	-1	1.1	-35.79	sup
	5001	ANDAY50	-1	0.9	7.64	inf
	5033 ^s	ONU50	0	0.968	0	
	5039	SCRIS50	-1	0.9	9.85	inf
	95 ^s	SVCVIZ	0	1.088	0	
	192	PARAG12	-1	1.1	-6.61	sup
	195	CARHUA11	-1	1.1	0	sup
	222 ^s	TINT10	0	1.064	0	
	392 ^s	ONU10A	0	1.09	0	
	436 ^s	SVCCHI	0	0.997	0	
	437 ^s	SVCTRJ	0	1.005	0	
	439 ^s	SVCBAL	0	1.075	0	
	460 ^s	SVCCHAV	0	1.076	0	
	469	CATKAT	-2	1.026	-1	inf
	492	BELLA2,4	-1	0.9	0.29	inf
	9006	F cha_2671	-1	0.9	-8.63	inf
	9084	F car_1571	-1	1.1	0.62	sup
	9135 ^t	BficTCSC1	0	1.046	0	
	9136 ^t	BficTCSC2	0	1.046	0	
	9137 ^t	BficTCSC3	0	1.05	0	
	9139 ^u	BficUPFC1	0	1.031	0	
	9140 ^h	BficHVDC1	0	0.902	0	

Tipo* 0: PQ; 2: PV; -1: PQ con tensión violada; -2: PV con reactivo violado

s: barras con influencia del SVC; t: del TCSC; u: del UPFC; h: del HVDC

TABLA N° 4.34: Resultado de los 6 SVC para el SEIN de 1059 barras

SVC	En	Para	Bsvc	Qsvc	Qmin	Qmax	Isvc	Vsvc	Lim.
439	6054	0.445	52.24	-35.23	82.2	0.48	1.084		
460	6061	0.264	30.21	-22.9	45.81	0.28	1.07		
436	6119	-0.135	-13.44	-29.84	29.84	-0.13	0.997		
437	1016	-0.028	-2.82	-20.43	30.64	-0.03	1.011		
95	2053	0.322	37.1	-155.7	103.82	0.35	1.074		
222	1073	0.031	3.28	-16.02	16.02	0.03	1.034		

TABLA N° 4.35: Flujo de potencia en líneas donde se coloca los TCSC, UPFC y HVDC, SEIN de 1059 barras

Condición	De	Para	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	I	CAP
SIN	2046 ^t	2011	161.5	42.93	-157.4	-27.17	170.47	41 %
CONTROL	2046 ^t	2011	161.5	42.93	-157.4	-27.17	170.47	43 %
	2050	2054 ^u	125.68	-10.96	-122.48	10.73	124.91	27 %
	2039	2045 ^t	-6.67	-6.88	6.67	0	9.43	76 %
	1050	1047 ^h	-28.43	-5.3	28.59	4.81	32.64	45 %
CON	2046 ^t	2011	161.05	51.37	-156.69	-32.66	176.08	39 %
CONTROL	2046 ^t	2011	161.05	51.37	-156.69	-32.66	176.08	41 %
	2050	2054 ^u	125.64	-7.57	-122.41	8.13	125.24	27 %
	2039	2045 ^t	-6.57	-11.09	6.57	4.39	12.84	67 %
	1050	1047 ^h	-28.08	8.09	28.25	-8.6	32.81	45 %
CONTROL	2046 ^t	2011	162.24	35.75	-158.26	-21.26	167.91	41 %
CON SVC	2046 ^t	2011	162.24	35.75	-158.26	-21.26	167.91	43 %
	2050	2054 ^u	125.95	-20.45	-122.82	18.44	124.61	27 %
	2039	2045 ^t	-6.16	-15.49	6.17	8.49	16.23	59 %
	1050	1047 ^h	-28.34	-0.43	28.5	-0.12	31.49	47 %
CONTROL	9135 ^t	2011	250	64.52	-241.1	-11.53	249.61	13 %
CON FACTS	9136 ^t	2011	250	64.52	-241.1	-11.53	249.61	16 %
	9139 ^u	2054	150	-20	-145.63	28.29	146.78	14 %
	2045	9137 ^t	30.04	7.73	-30	-14.71	31.82	19 %
	9140	1047	-50	5	50.48	-4.47	55.69	6 %

^t: barras de conexión con el TCSC; ^u: con el UPFC; ^h: con el HVDC

cia activa. El primer y segundo TCSC de las líneas paralelas controlan la potencia activa de 250 MW cada una, para valores de reactancia de $X_{tcsc(2046-9135)} = -0.089$ pu y $X_{tcsc(2046-9136)} = -0.089$ pu, el tercer TCSC controla la potencia activa de -30 MW con un valor de reactancia de $X_{tcsc(42-9540)} = -0.043$ pu, todos estos valores de potencia controlada se encuentra en las filas 16, 17 y 19 de la TABLA4.35 respectivamente.

TABLA N° 4.36: Resultado del SVC y TCSC para el SEIN de 1059 barras

SVC	En	Para	Bsvc	Qsvc	Qmin	Qmax	Isvc	Vsvc	Lim.
439	6054	0.359	41.54	-34.7	80.97	0.39	1.076		
460	6061	0.227	26.3	-23.15	46.31	0.24	1.076		
436	6119	-0.136	-13.56	-29.83	29.83	-0.14	0.997		
437	1016	-0.046	-4.62	-20.18	30.28	-0.05	1.005		
95	2053	0.339	40.22	-159.9	106.63	0.37	1.089		
222	1073	0.074	8.44	-16.99	16.99	0.08	1.064		
5033	392	-1.295	-121.28	-140.5	46.84	-1.25	0.968		
6011	6005	0.091	9.87	-108.6	54.29	0.09	1.042		
TCSC	De	Para	Xtcsc	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk	Vctrl	Lim.
2046	9135	-0.089	250	10.01	-250	-64.52	250		
2046	9136	-0.089	250	10.01	-250	-64.52	250		
2045	9137	-0.043	-30	-15.15	30	14.71	-30		

En la TABLA4.37 se indica los resultados de salida del FP con la inclusión del UPFC y del HVDC para el control de las potencias activa y reactiva.

TABLA N° 4.37: Resultado del UPFC y HVDC para el SEIN de 1059 barras

UPFC:	shunt-de	serie-pa	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk
	2050	9139	150	24.07	-150	+20
	Vvr	Avr	Lim.	Vcr	Acr	Lim.
	1.027	-1.8		0.466	-74.92	
HVDC:	Rec	Inv	Pkm	Qkm	Pmk	Qmk
	1050	9140	-50	-75.22	+50	-5
	Vvr1	Avr1	Lim.	Vvr2	Avr2	Lim.
	1	1.96	0	0.906	-13.49	

En dicha TABLA4.37, también se observa que el UPFC y el HVDC consiguen controlar las potencias activas y reactivas que salen de las barras 9139 (BficUPFC1) y 9140 (BficHVDC1). El UPFC controla +150 MW y -20 MVAR en la salida de la barra 9139 a 2054 controlando también la tensión de la barra 2050 a 1.05 pu tal como es mostrado en la TABLA4.33, para sus valores de tensión shunt: $Vvr = 1.027$ pu, ángulo $Avr = -1.80^\circ$ y tensión serie: $Vcr = 0.466$ pu, ángulo $Acr = -74.92^\circ$. El HVDC controla los valores de potencia activa y reactiva de -50 MW y +5 MVAR en la salida de la barra 9140 a 1047, con sus valores de: $Vvr1 = 1.0$ pu, ángulo $Avr1 = 1.96^\circ$ y $Vvr2 = 0.906$ pu, ángulo $Avr2 = -13.49^\circ$. Estos valores de flujo de potencia controlada puede observarse en las filas 18 y 20 de la TABLA4.35.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. En el presente trabajo fue realizado un análisis de la aplicación de los controladores FACTS al sistema interconectado nacional peruano en régimen permanente. Los controladores FACTS considerados fueron los más usados en los sistemas de energía eléctrica reales tales como los SVC y los TCSC así como el controlador FACTS de segunda generación llamado UPFC y además el HVDC del tipo Back-to-Back.
2. En el modelamiento matemático de los FACTS, fueron considerados como variable de control el ángulo de disparo para el SVC y el TCSC, lo cual permite representar mejor el comportamiento real del equipamiento en comparación al modelo donde la variable de control es la susceptancia y/o reactancia variable.
3. La implementación del SVC y el TCSC modelados con ángulo de disparo, tienen una convergencia muy rápida siempre y cuando no exista puntos de resonancia entre el punto inicial de operación y la solución final. Un modelo con susceptancia y/o reactancia variable tiene una convergencia lenta, pero la respuesta final es la misma que la del modelo con ángulo de disparo como variable.
4. El STATCOM y por consiguiente el SSSC producen o consumen potencia reactiva debido a que usan convertidores de tensión, y si estos cuentan con una fuente de almacenamiento de energía tienen la posibilidad de inyectar ó consumir independientemente potencia activa y potencia reactiva.
5. La semejanza entre el UPFC y el HVDC está en el control de la potencia activa, potencia reactiva, inversión del sentido del flujo y control de la tensión en la barra shunt; mientras que el SVC así como el STATCOM pueden realizar un control de tensión de forma local y remota.
6. Para las pruebas se utilizaron las versiones conocidas de los sistemas IEEE 30,

IEEE 118 y IEEE 300 barras, y luego la aplicación a una configuración del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) de 1059 barras y 1215 líneas.

7. Fue implementado un programa computacional de flujo de potencia basado en el método de solución de Newton-Raphson y los resultados de las simulaciones con los sistemas de prueba mencionados arriba muestran las ventajas técnicas de la utilización de los Controladores FACTS en el sistema de potencia, notando la flexibilidad en la operación del sistema, tales como: un mejor control de la tensión en barras locales y barras remotas, aumento de la transferencia de potencia activa y reactiva en las líneas y también la inversión de flujos de las potencias activa y reactiva.
8. La posibilidad de mejorar la interconexión entre diferentes países vecinos es grande, ya que las distancias de interconexión trabajan con mejor performance utilizando estos controladores FACTS.
9. Los resultados obtenidos por el programa desarrollado, flujo de potencia con FACTS fueron validados con el programa computacional WinFlu (para sistemas pequeños) y por el ANAREDE (análisis de redes) de la empresa CEPEL del Brasil.

Recomendaciones

1. Profundizar el estudio de los Controladores FACTS con su correspondiente instalación para la operación del sistemas eléctrico interconectado nacional (SEIN) en régimen permanente.
2. Continuar en este trabajo un análisis económico de la inclusión de otros FACTS en el SEIN comparándolos con el sistema actual.
3. La inclusión de los Controladores FACTS en un problema de flujo de potencia óptimo (FPO)
4. Modelar y analizar los efectos de los Controladores FACTS en la operación de un sistema eléctrico de potencia en régimen dinámico.
5. Localización óptima de los FACTS dentro de un sistema eléctrico de potencia para una mejor operación en régimen estático y dinámico.

6. Resolver el problema de planeamiento del sistema de transmisión considerando los Controladores FACTS y repartir el costo del planamiento entre las empresas participantes del sistema.

ANEXO

ANEXO A
CONTROLADORES FACTS

A.1. Costos estimados de los Controladores FACTS

TABLA N° A.1: Costos estimados de Controladores

Controlador	Costo Estimado
Capacitor shunt	\$ 8/kVAR
Capacitor serie convencional	\$ 20/kVAR
Transf. regulador de angulo convencional	\$ 20/kVAR
SVC	\$ 40/kVAR - parte controlada
TCSC	\$ 40/kVAR - parte controlada
STATCOM	\$ 50/kVAR
UPFC - parte serie	\$ 50/kW flujo de potencia - series
UPFC - parte shunt	\$ 50/kVAR parte controlada
Enlaces en <i>dc</i> (HVDC)	
Back-to-Back (200 MW)	\$ 108/kW/terminal
± 250 kv, 500 MW	\$ 145/kW/terminal
± 350 kv, 1000 MW	\$ 107/kW/terminal
± 500 kv, 3000 MW	\$ 75/kW/terminal

ANEXO B
ELEMENTOS DE LA MATRIZ JACOBIANA:

B.1. Elementos de la matriz Jacobiana para flujo de potencia

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_{km}) + B_{km} \text{cos}(\theta_{km}))$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -Q_k - V_k^2 B_{kk} \quad (\text{B.1})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m)) \quad (\text{B.2})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} - \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m))$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = (P_k + V_k^2 G_{kk}) V_k^{-1} \quad (\text{B.3})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (\text{B.4})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m))$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = P_k - V_k^2 G_{kk} \quad (\text{B.5})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (\text{B.6})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in K} V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m))$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = (Q_k - V_k^2 B_{kk}) V_k^{-1} \quad (\text{B.7})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m)) \quad (\text{B.8})$$

Para obtener las ecuaciones para P_m y Q_m , basta cambiar los sub-índices k por m en las ecuaciones anteriores.

B.2. Matriz Jacobiana Extendida

	θ_k	θ_m	V_k	V_m	B_{svc}	X_{tcsc}	V_{vR}	θ_{cR}	V_{cR}	θ_{vR}	V_{vR1}	θ_{vR1}	V_{vR2}	θ_{vR2}
P_k	H_{kk}	H_{km}	N_{kk}	N_{km}	S	T	U	P	F	C	H	V	D	C
P_m	H_{mk}	H_{mm}	N_{mk}	N_{mm}	V	C								
Q_k	M_{kk}	M_{km}	L_{kk}	L_{km}	C	S								
Q_m	M_{mk}	M_{mm}	L_{mk}	L_{mm}		C								
Q_n	S	V	C											
P_{km}	T	C	S	C										
P_{mk}	C													
Q_{mk}	F													
P_{vRcR}	P													
Q_n	U													
P_{vR1}	C													
Q_{vR1}	D													
P_{vR1vR2}	V													
Q_n	H													

Fig. B.1: Matriz Jacobiana Extendida debido a SVC, TCSC, UPFC y HVD

ANEXO C
DATOS DE LOS SISTEMAS UTILIZADOS

C.1. Sistema IEEE 30 barras

Dados de Barras

TABLA N° C.1: Datos de barra del sistema IEEE 30

Bus	Nombre	Tipo	V p.u.	Ángulo (°)	P _{gene} MW	Q _{gene} MVar	P _{carg} MW	Q _{carg} MVar	bshk MVar
1	Glen Lyn	3	1.060	0.00	260.2	-16.1	0.00	0.00	0.0
2	Claytor	2	1.045	-5.48	40.0	50.0	21.70	12.70	0.0
3	Kumis	0	1.021	-7.96	0.0	0.0	2.40	1.20	0.0
4	Hancock	0	1.012	-9.62	0.0	0.0	7.60	1.60	0.0
5	Fieldale	2	1.010	-14.37	0.0	37.0	94.20	19.00	0.0
6	Roanoke	0	1.010	-11.34	0.0	0.0	0.00	0.00	0.0
7	Blaine	0	1.002	-13.12	0.0	0.0	22.80	10.90	0.0
8	Reusens	2	1.010	-12.10	0.0	37.3	30.00	30.00	0.0
9	Roanoke	0	1.051	-14.38	0.0	0.0	0.00	0.00	0.0
10	Roanoke	0	1.045	-15.97	0.0	0.0	5.80	2.00	19.0
11	Roanoke	2	1.082	-14.39	0.0	16.2	0.00	0.00	0.0
12	Hancock	0	1.057	-15.24	0.0	0.0	11.20	7.50	0.0
13	Hancock	2	1.071	-15.24	0.0	10.6	0.00	0.00	0.0
14	Bus 14	0	1.042	-16.13	0.0	0.0	6.20	1.60	0.0
15	Bus 15	0	1.038	-16.22	0.0	0.0	8.20	2.50	0.0
16	Bus 16	0	1.045	-15.83	0.0	0.0	3.50	1.80	0.0
17	Bus 17	0	1.040	-16.14	0.0	0.0	9.00	5.80	0.0
18	Bus 18	0	1.028	-16.82	0.0	0.0	3.20	0.90	0.0
19	Bus 19	0	1.026	-17.00	0.0	0.0	9.50	3.40	0.0
20	Bus 20	0	1.030	-16.80	0.0	0.0	2.20	0.70	0.0
21	Bus 21	0	1.033	-16.42	0.0	0.0	17.50	11.20	0.0
22	Bus 22	0	1.033	-16.41	0.0	0.0	0.00	0.00	0.0
23	Bus 23	0	1.027	-16.61	0.0	0.0	3.20	1.60	0.0
24	Bus 24	0	1.021	-16.78	0.0	0.0	8.70	6.70	4.3
25	Bus 25	0	1.017	-16.35	0.0	0.0	0.00	0.00	0.0
26	Bus 26	0	1.000	-16.77	0.0	0.0	3.50	2.30	0.0
27	Cloverdle	0	1.023	-15.82	0.0	0.0	0.00	0.00	0.0
28	Cloverdle	0	1.007	-11.97	0.0	0.0	0.00	0.00	0.0
29	Bus 29	0	1.003	-17.06	0.0	0.0	2.40	0.90	0.0
30	Bus 30	0	0.992	-17.94	0.0	0.0	10.60	1.90	0.0

Datos de generadores

TABLA N° C.2: Datos de generadores del sistema IEEE 30

Barra	Nombre	V	P _{gene}	Q _{gene}	Q _{gene_{max}}	Q _{gene_{min}}
1	Glen Lyn	1.060	260.2	-16.1		
2	Claytor	1.045	40.0	50.0	50	-40
5	Fieldale	1.010	0.0	37.0	40	-40
8	Reusens	1.010	0.0	37.3	40	-10
11	Roanoke	1.082	0.0	16.2	24	-6
13	Hancock	1.071	0.0	10.6	24	-6

Datos de líneas

TABLA N° C.3: Datos de líneas del sistema IEEE 30

De	Para	r (pu)	x (pu)	bsh(MVAR)	Tap	CAP _{max}
1	2	0.0192	0.0575	0.0528	0.000	261
1	3	0.0452	0.1852	0.0408	0.000	120
2	4	0.0570	0.1737	0.0368	0.000	64
3	4	0.0132	0.0379	0.0084	0.000	116
2	5	0.0472	0.1983	0.0418	0.000	109
2	6	0.0581	0.1763	0.0374	0.000	78
4	6	0.0119	0.0414	0.0090	0.000	97
5	7	0.0460	0.1160	0.0204	0.000	26
6	7	0.0267	0.0820	0.0170	0.000	54
6	8	0.0120	0.0420	0.0090	0.000	50
6	9	0.0000	0.2080	0.0000	0.978	39
6	10	0.0000	0.5560	0.0000	0.969	22
9	11	0.0000	0.2080	0.0000	0.000	20
9	10	0.0000	0.1100	0.0000	0.000	35
4	12	0.0000	0.2560	0.0000	0.932	60
12	13	0.0000	0.1400	0.0000	0.000	23
12	14	0.1231	0.2559	0.0000	0.000	11
12	15	0.0662	0.1304	0.0000	0.000	26
12	16	0.0945	0.1987	0.0000	0.000	11
14	15	0.2210	0.1997	0.0000	0.000	3
16	17	0.0824	0.1923	0.0000	0.000	6
15	18	0.1073	0.2185	0.0000	0.000	9
18	19	0.0639	0.1292	0.0000	0.000	5
19	20	0.0340	0.0680	0.0000	0.000	10
10	20	0.0936	0.2090	0.0000	0.000	13
10	17	0.0324	0.0845	0.0000	0.000	9
10	21	0.0348	0.0749	0.0000	0.000	27
10	22	0.0727	0.1499	0.0000	0.000	12
21	22	0.0116	0.0236	0.0000	0.000	3

continúa en la próxima página

TABLA N° C.3: Datos de líneas del sistema IEEE 30 (continuación)

De	Para	r (pu)	x (pu)	bsh(MVAR)	Tap	CAP _{max}
15	23	0.1000	0.2020	0.0000	0.000	8
22	24	0.1150	0.1790	0.0000	0.000	10
23	24	0.1320	0.2700	0.0000	0.000	3
24	25	0.1885	0.3292	0.0000	0.000	3
25	26	0.2544	0.3800	0.0000	0.000	6
25	27	0.1093	0.2087	0.0000	0.000	8
28	27	0.0000	0.3960	0.0000	0.968	25
27	29	0.2198	0.4153	0.0000	0.000	9
27	30	0.3202	0.6027	0.0000	0.000	11
29	30	0.2399	0.4533	0.0000	0.000	6
8	28	0.0636	0.2000	0.0428	0.000	8
6	28	0.0169	0.0599	0.0130	0.000	28

Datos de los FACTS para el FP y para el IEEE 30

TABLA N° C.4: Datos de SVC usados en el FP para el sistema IEEE 30

SVC	En	Para	Vctrl	Slop	Bnom	Bmin	Bmax	on/off
	12	12	1.04	2	5	-50	50	1
	29	30	1	2	5	-50	50	1

TABLA N° C.5: Datos de TCSC usados en el FP para el sistema IEEE 30

TCSC	De	Para	En	Vctrl	Xnom	Xmin	Xmax	Pot/Corr	on/off
	4	31	4	80	-0.01	-0.041	0.02	1	1

C.2. Datos del Sistema IEEE 118 barras

Datos de barras

TABLA N° C.6: Datos de barra del sistema IEEE 118

Bus	Nombre	Tipo	V p.u.	Ángulo (°)	P_{gene} MW	Q_{gene} MVar	P_{carg} MW	Q_{carg} MVar	bshk MVar
1	Riversde	2	0.955	10.67	0	0	51	27	0
2	Pokagon	0	0.971	11.22	0	0	20	9	0
3	HickryCk	0	0.968	11.56	0	0	39	10	0
4	NwCarlsl	2	0.998	15.28	-9	0	30	12	0
5	Olive	0	1.002	15.73	0	0	0	0	-40
6	Kankakee	2	0.990	13.00	0	0	52	22	0
7	JacksnRd	0	0.989	12.56	0	0	19	2	0
8	Olive	2	1.015	20.77	-28	0	0	0	0
9	Bequine	0	1.043	28.02	0	0	0	0	0
10	Breed	2	1.050	35.61	450	0	0	0	0
11	SouthBnd	0	0.985	12.72	0	0	70	23	0
12	TwinBrch	2	0.990	12.20	85	0	47	10	0
13	Concord	0	0.968	11.35	0	0	34	16	0
14	GoshenJt	0	0.984	11.50	0	0	14	1	0
15	FtWayne	2	0.970	11.23	0	0	90	30	0
16	N. E.	0	0.984	11.91	0	0	25	10	0
17	Sorenson	0	0.995	13.74	0	0	11	3	0
18	McKinley	2	0.973	11.53	0	0	60	34	0
19	Lincoln	2	0.963	11.05	0	0	45	25	0
20	Adams	0	0.958	11.93	0	0	18	3	0
21	Jay	0	0.959	13.52	0	0	14	8	0
22	Randolph	0	0.970	16.08	0	0	10	5	0
23	CollCrnr	0	1.000	21.00	0	0	7	3	0
24	Trenton	2	0.992	20.89	-13	0	0	0	0
25	TannrsCk	2	1.050	27.93	220	0	0	0	0
26	TannrsCk	2	1.015	29.71	314	0	0	0	0
27	Madison	2	0.968	15.35	-9	0	62	13	0
28	Mullin	0	0.962	13.62	0	0	17	7	0
29	Grant	0	0.963	12.63	0	0	24	4	0
30	Sorenson	0	0.968	18.79	0	0	0	0	0
31	DeerCrk	2	0.967	12.75	7	0	43	27	0
32	Delaware	2	0.964	14.80	0	0	59	23	0
33	Haviland	0	0.972	10.63	0	0	23	9	0
34	Rockhill	2	0.986	11.30	0	0	59	26	14
35	WestLima	0	0.981	10.87	0	0	33	9	0
36	Sterling	2	0.980	10.87	0	0	31	17	0
37	EastLima	0	0.992	11.77	0	0	0	0	-25
38	EastLima	0	0.962	16.91	0	0	0	0	0
39	NwLibrty	0	0.970	8.41	0	0	27	11	0
40	West End	2	0.970	7.35	-46	0	20	23	0
41	S. Tiffin	0	0.967	6.92	0	0	37	10	0

continúa en la próxima página

TABLA N° C.6: Datos de barras del sistema IEEE 118 (continuación)

Bus	Nombre	Tipo	V p.u.	Angulo (°)	P_{gene} MW	Q_{gene} MVar	P_{carg} MW	Q_{carg} MVar	bshk MVar
42	Howard	2	0.985	8.53	-59	0	37	23	0
43	S.Kenton	0	0.978	11.28	0	0	18	7	0
44	WMVernon	0	0.985	13.82	0	0	16	8	10
45	N.Newark	0	0.987	15.67	0	0	53	22	10
46	W.Lancst	2	1.005	18.49	19	0	28	10	10
47	Crooksvl	0	1.017	20.73	0	0	34	0	0
48	Zanesvll	0	1.021	19.93	0	0	20	11	15
49	Philo	2	1.025	20.94	204	0	87	30	0
50	WCambrdg	0	1.001	18.90	0	0	17	4	0
51	Newcmrst	0	0.967	16.28	0	0	17	8	0
52	SCoshoct	0	0.957	15.32	0	0	18	5	0
53	Wooster	0	0.946	14.35	0	0	23	11	0
54	Torrey	2	0.955	15.26	48	0	113	32	0
55	Wagenhls	2	0.952	14.97	0	0	63	22	0
56	Sunnysde	2	0.954	15.16	0	0	84	18	0
57	WNwPhil1	0	0.971	16.36	0	0	12	3	0
58	WNwPhil2	0	0.959	15.51	0	0	12	3	0
59	Tidd	2	0.985	19.37	155	0	277	113	0
60	SWKammer	0	0.993	23.15	0	0	78	3	0
61	W.Kammer	2	0.995	24.04	160	0	0	0	0
62	Natrium	2	0.998	23.43	0	0	77	14	0
63	Tidd	0	0.969	22.75	0	0	0	0	0
64	Kammer	0	0.984	24.52	0	0	0	0	0
65	Muskngum	2	1.005	27.65	391	0	0	0	0
66	Muskngum	2	1.050	27.48	392	0	39	18	0
67	Summerfl	0	1.020	24.84	0	0	28	7	0
68	Sporn	0	1.003	27.55	0	0	0	0	0
69	Sporn	3	1.035	30.00	516.4	0	0	0	0
70	Portsmth	2	0.984	22.58	0	0	66	20	0
71	NPortsmt	0	0.987	22.15	0	0	0	0	0
72	Hillsbro	2	0.980	20.98	-12	0	0	0	0
73	Sargents	2	0.991	21.94	-6	0	0	0	0
74	Bellefnt	2	0.958	21.64	0	0	68	27	12
75	SthPoint	0	0.967	22.91	0	0	47	11	0
76	Darrah	2	0.943	21.77	0	0	68	36	0
77	Turner	2	1.006	26.72	0	0	61	28	0
78	Chemical	0	1.003	26.42	0	0	71	26	0
79	CapitHl	0	1.009	26.72	0	0	39	32	20
80	CabinCrk	2	1.040	28.96	477	0	130	26	0
81	Kanawha	0	0.997	28.10	0	0	0	0	0
82	Logan	0	0.989	27.24	0	0	54	27	20
83	Sprigg	0	0.985	28.42	0	0	20	10	10
84	BetsyLne	0	0.980	30.95	0	0	11	7	0
85	BeaverCk	2	0.985	32.51	0	0	24	15	0
86	Hazard	0	0.987	31.14	0	0	21	10	0
87	Pinevll	2	1.015	31.40	4	0	0	0	0

continúa en la próxima página

TABLA N° C.6: Datos de barras del sistema IEEF 118 (continuación)

Bus	Nombre	Tipo	V p.u.	Ángulo (°)	P_{gene} MW	Q_{gene} MVar	P_{carg} MW	Q_{carg} MVar	bshk MVar
88	Fremont	0	0.987	35.64	0	0	48	10	0
89	ClinchRv	2	1.005	39.69	607	0	0	0	0
90	Holston	2	0.985	33.29	-85	0	78	42	0
91	HolstonT	2	0.980	33.31	-10	0	0	0	0
92	Saltvllle	2	0.993	33.80	0	0	65	10	0
93	Tazewell	0	0.987	30.79	0	0	12	7	0
94	Switchbk	0	0.991	28.64	0	0	30	16	0
95	Caldwell	0	0.981	27.67	0	0	42	31	0
96	Baileysv	0	0.993	27.51	0	0	38	15	0
97	Sundial	0	1.011	27.88	0	0	15	9	0
98	Bradley	0	1.024	27.40	0	0	34	8	0
99	Hinton	2	1.010	27.04	-42	0	0	0	0
100	Glen Lyn	2	1.017	28.03	252	0	37	18	0
101	Wythe	0	0.993	29.61	0	0	22	15	0
102	Smythe	0	0.991	32.30	0	0	5	3	0
103	Claytor	2	1.001	24.44	40	0	23	16	0
104	Hancock	2	0.971	21.69	0	0	38	25	0
105	Roanoke	2	0.965	20.57	0	0	31	26	20
106	Cloverdl	0	0.962	20.32	0	0	43	16	0
107	Reusens	2	0.952	17.53	-22	0	28	12	6
108	Blaine	0	0.967	19.38	0	0	2	1	0
109	Franklin	0	0.967	18.93	0	0	8	3	0
110	Fieldale	2	0.973	18.09	0	0	39	30	6
111	DanRiver	2	0.980	19.74	36	0	0	0	0
112	Danville	2	0.975	14.99	-43	0	25	13	0
113	Deer Crk	2	0.993	13.74	-6	0	0	0	0
114	WMedford	0	0.960	14.46	0	0	8	3	0
115	Medford	0	0.960	14.46	0	0	22	7	0
116	KygerCrk	2	1.005	27.12	-184	0	0	0	0
117	Corey	0	0.974	10.67	0	0	20	8	0
118	WHuntngd	0	0.949	21.92	0	0	33	15	0

Datos de generadores

TABLA N° C.7: Datos de generadores del sistema IEEE 118

Barra	Nombre	V	P_{gene}	Q_{gene}	$Q_{gene_{max}}$	$Q_{gene_{min}}$
1	Riversde	0.955	0.0	0	15	-5
4	NwCarlsl	0.998	-9.0	0	300	-300
6	Kankakee	0.990	0.0	0	50	-13
8	Olive	1.015	-28.0	0	300	-300
10	Breed	1.050	450.0	0	200	-147
12	TwinBrch	0.990	85.0	0	120	-35
15	FtWayne	0.970	0.0	0	30	-10
18	McKinley	0.973	0.0	0	50	-16
19	Lincoln	0.963	0.0	0	24	-8
24	Trenton	0.992	-13.0	0	300	-300
25	TannrsCk	1.050	220.0	0	140	-47
26	TannrsCk	1.015	314.0	0	1000	-1000
27	Madison	0.968	-9.0	0	300	-300
31	DeerCrk	0.967	7.0	0	300	-300
32	Delaware	0.964	0.0	0	42	-14
34	Rockhill	0.986	0.0	0	24	-8
36	Sterling	0.980	0.0	0	24	-8
40	West End	0.970	-46.0	0	300	-300
42	Howard	0.985	-59.0	0	300	-300
46	W.Lancst	1.005	19.0	0	100	-100
49	Philo	1.025	204.0	0	210	-85
54	Torrey	0.955	48.0	0	300	-300
55	Wagenhls	0.952	0.0	0	23	-8
56	Sunnysde	0.954	0.0	0	15	-8
59	Tidd	0.985	155.0	0	180	-60
61	W.Kammer	0.995	160.0	0	300	-100
62	Natrium	0.998	0.0	0	20	-20
65	Muskngum	1.005	391.0	0	200	-67
66	Muskngum	1.050	392.0	0	200	-67
69	Sporn	1.035	516.4	0	300	-300
70	Portsmth	0.984	0.0	0	32	-10
72	Hillsbro	0.980	-12.0	0	100	-100
73	Sargents	0.991	-6.0	0	100	-100
74	Bellefnt	0.958	0.0	0	9	-6
76	Darrah	0.943	0.0	0	23	-8
77	Turner	1.006	0.0	0	70	-20
80	CabinCrk	1.040	477.0	0	280	-165
85	BeaverCk	0.985	0.0	0	23	-8
87	Pineville	1.015	4.0	0	1000	-100
89	ClinchRv	1.005	607.0	0	300	-210
90	Holston	0.985	-85.0	0	300	-300
91	HolstonT	0.980	-10.0	0	100	-100
92	Saltvle	0.993	0.0	0	9	-3
99	Hinton	1.010	-42.0	0	100	-100
100	Glen Lyn	1.017	252.0	0	155	-50

continua en la próxima página

TABLA N° C.7: Datos de generadores del sistema IEEE 118 (Continuación)

Barra	Nombre	V	P_{gene}	Q_{gene}	$Q_{gene_{max}}$	$Q_{gene_{min}}$
103	Claytor	1.001	40.0	0	40	-15
104	Hancock	0.971	0.0	0	23	-8
105	Roanoke	0.965	0.0	0	23	-8
107	Reusens	0.952	-22.0	0	200	-200
110	Fieldale	0.973	0.0	0	23	-8
111	DanRiver	0.980	36.0	0	1000	-100
112	Danville	0.975	-43.0	0	1000	-100
113	Deer Crk	0.993	-6.0	0	200	-100
116	KygerCrk	1.005	-184.0	0	1000	-1000

Datos de líneas

TABLA N° C.8: Datos de líneas del sistema IEEE 118

De	Para	r (p.u.)	x (p.u.)	bsh(MVAR)	Tap	CAP _{max}
1	2	0.03030	0.09990	0.02540	0.000	22
1	3	0.01290	0.04240	0.01082	0.000	55
4	5	0.00176	0.00798	0.00210	0.000	132
3	5	0.02410	0.10800	0.02840	0.000	89
5	6	0.01190	0.05400	0.01426	0.000	113
6	7	0.00459	0.02080	0.00550	0.000	42
8	9	0.00244	0.03050	1.16200	0.000	459
8	5	0.00000	0.02670	0.00000	0.985	446
9	10	0.00258	0.03220	1.23000	0.000	435
4	11	0.02090	0.06880	0.01748	0.000	84
5	11	0.02030	0.06820	0.01738	0.000	95
11	12	0.00595	0.01960	0.00502	0.000	70
2	12	0.01870	0.06160	0.01572	0.000	48
3	12	0.04840	0.16000	0.04060	0.000	20
7	12	0.00862	0.03400	0.00874	0.000	21
11	13	0.02225	0.07310	0.01876	0.000	41
12	14	0.02150	0.07070	0.01816	0.000	22
13	15	0.07440	0.24440	0.06268	0.000	14
14	15	0.05950	0.19500	0.05020	0.000	18
12	16	0.02120	0.08340	0.02140	0.000	13
15	17	0.01320	0.04370	0.04440	0.000	137
16	17	0.04540	0.18010	0.04660	0.000	39
17	18	0.01230	0.05050	0.01298	0.000	98
18	19	0.01119	0.04930	0.01142	0.000	28
19	20	0.02520	0.11700	0.02980	0.000	46
15	19	0.01200	0.03940	0.01010	0.000	21
20	21	0.01830	0.08490	0.02160	0.000	62
21	22	0.02090	0.09700	0.02460	0.000	71
22	23	0.03420	0.15900	0.04040	0.000	84
23	24	0.01350	0.04920	0.04980	0.000	128

continúa en la próxima página

TABLA N° C.8: Datos de líneas del sistema IEEE 118 (continuación)

De	Para	r(p.u.)	x(p.u.)	bsh(MVAR)	Tap	CAP _{max}
23	25	0.01560	0.08000	0.08640	0.000	168
26	25	0.00000	0.03820	0.00000	0.960	94
25	27	0.03180	0.16300	0.17640	0.000	176
27	28	0.01913	0.08550	0.02160	0.000	48
28	29	0.02370	0.09430	0.02380	0.000	26
30	17	0.00000	0.03880	0.00000	0.960	313
8	30	0.00431	0.05040	0.51400	0.000	117
26	30	0.00799	0.08600	0.90800	0.000	253
17	31	0.04740	0.15630	0.03990	0.000	35
29	31	0.01080	0.03310	0.00830	0.000	19
23	32	0.03170	0.11530	0.11730	0.000	147
31	32	0.02980	0.09850	0.02510	0.000	56
27	32	0.02290	0.07550	0.01926	0.000	15
15	33	0.03800	0.12440	0.03194	0.000	15
19	34	0.07520	0.24700	0.06320	0.000	29
35	36	0.00224	0.01020	0.00268	0.000	12
35	37	0.01100	0.04970	0.01318	0.000	48
33	37	0.04150	0.14200	0.03660	0.000	43
34	36	0.00871	0.02680	0.00568	0.000	47
34	37	0.00256	0.00940	0.00984	0.000	135
38	37	0.00000	0.03750	0.00000	0.935	377
37	39	0.03210	0.10600	0.02700	0.000	82
37	40	0.05930	0.16800	0.04200	0.000	70
30	38	0.00464	0.05400	0.42200	0.000	98
39	40	0.01840	0.06050	0.01552	0.000	51
40	41	0.01450	0.04870	0.01222	0.000	39
40	42	0.05550	0.18300	0.04660	0.000	42
41	42	0.04100	0.13500	0.03440	0.000	59
43	44	0.06080	0.24540	0.06068	0.000	52
34	43	0.04130	0.16810	0.04226	0.000	35
44	45	0.02240	0.09010	0.02240	0.000	74
45	46	0.04000	0.13560	0.03320	0.000	70
46	47	0.03800	0.12700	0.03160	0.000	70
46	48	0.06010	0.18900	0.04720	0.000	21
47	49	0.01910	0.06250	0.01604	0.000	59
42	49	0.07150	0.32300	0.08600	0.000	108
42	49	0.07150	0.32300	0.08600	0.000	111
45	49	0.06840	0.18600	0.04440	0.000	77
48	49	0.01790	0.05050	0.01258	0.000	46
49	50	0.02670	0.07520	0.01874	0.000	75
49	51	0.04860	0.13700	0.03420	0.000	93
51	52	0.02030	0.05880	0.01396	0.000	73
52	53	0.04050	0.16350	0.04058	0.000	40
53	54	0.02630	0.12200	0.03100	0.000	33
49	54	0.07300	0.28900	0.07380	0.000	56
49	54	0.08690	0.29100	0.07300	0.000	58
54	55	0.01690	0.07070	0.02020	0.000	11

continua en la próxima página

TABLA N° C.8: Datos de líneas del sistema IEEE 118 (continuación)

De	Para	r(p.u.)	x(p.u.)	bsh(MVAR)	Tap	CAP _{max}
54	56	0.00275	0.00955	0.00732	0.000	23
55	56	0.00488	0.01510	0.00374	0.000	30
56	57	0.03430	0.09660	0.02420	0.000	36
50	57	0.04740	0.13400	0.03320	0.000	53
56	58	0.03430	0.09660	0.02420	0.000	31
51	58	0.02550	0.07190	0.01788	0.000	43
54	59	0.05030	0.22930	0.05980	0.000	44
56	59	0.08250	0.25100	0.05690	0.000	39
56	59	0.08030	0.23900	0.05360	0.000	40
55	59	0.04739	0.21580	0.05646	0.000	48
59	60	0.03170	0.14500	0.03760	0.000	71
59	61	0.03280	0.15000	0.03880	0.000	84
60	61	0.00264	0.01350	0.01456	0.000	154
60	62	0.01230	0.05610	0.01468	0.000	17
61	62	0.00824	0.03760	0.00980	0.000	39
63	59	0.00000	0.03860	0.00000	0.960	240
63	64	0.00172	0.02000	0.21600	0.000	260
64	61	0.00000	0.02680	0.00000	0.985	109
38	65	0.00901	0.09860	1.04600	0.000	372
64	65	0.00269	0.03020	0.38000	0.000	343
49	66	0.01800	0.09190	0.02480	0.000	172
49	66	0.01800	0.09190	0.02480	0.000	181
62	66	0.04820	0.21800	0.05780	0.000	54
62	67	0.02580	0.11700	0.03100	0.000	35
65	66	0.00000	0.03700	0.00000	0.935	150
66	67	0.02240	0.10150	0.02682	0.000	71
65	68	0.00138	0.01600	0.63800	0.000	394
47	69	0.08440	0.27780	0.07092	0.000	165
49	69	0.09850	0.32400	0.08280	0.000	147
68	69	0.00000	0.03700	0.00000	0.935	678
69	70	0.03000	0.12700	0.12200	0.000	231
24	70	0.00221	0.41150	0.10198	0.000	75
70	71	0.00882	0.03550	0.00878	0.000	95
24	72	0.04880	0.19600	0.04880	0.000	65
71	72	0.04460	0.18000	0.04444	0.000	75
71	73	0.00866	0.04540	0.01178	0.000	27
70	74	0.04010	0.13230	0.03368	0.000	28
70	75	0.04280	0.14100	0.03600	0.000	23
69	75	0.04050	0.12200	0.12400	0.000	223
74	75	0.01230	0.04060	0.01034	0.000	88
76	77	0.04440	0.14800	0.03680	0.000	76
69	77	0.03090	0.10100	0.10380	0.000	240
75	77	0.06010	0.19990	0.04978	0.000	41
77	78	0.00376	0.01240	0.01264	0.000	97
78	79	0.00546	0.02440	0.00648	0.000	32
77	80	0.01700	0.04850	0.04720	0.000	106
77	80	0.02940	0.10500	0.02280	0.000	52

continua en la próxima página

TABLA N° C.8: Datos de líneas del sistema IEEE 118 (continuación)

De	Para	r(p.u.)	x(p.u.)	bsh(MVAR)	Tap	CAP _{max}
79	80	0.01560	0.07040	0.01870	0.000	75
68	81	0.00175	0.02020	0.80800	0.000	136
81	80	0.00000	0.03700	0.00000	0.935	132
77	82	0.02980	0.08530	0.08174	0.000	68
82	83	0.01120	0.03665	0.03796	0.000	56
83	84	0.06250	0.13200	0.02580	0.000	32
83	85	0.04300	0.14800	0.03480	0.000	47
84	85	0.03020	0.06410	0.01234	0.000	42
85	86	0.03500	0.12300	0.02760	0.000	25
86	87	0.02828	0.20740	0.04450	0.000	18
85	88	0.02000	0.10200	0.02760	0.000	57
85	89	0.02390	0.17300	0.04700	0.000	78
88	89	0.01390	0.07120	0.01934	0.000	109
89	90	0.05180	0.18800	0.05280	0.000	64
89	90	0.02380	0.09970	0.10600	0.000	131
90	91	0.02540	0.08360	0.02140	0.000	10
89	92	0.00990	0.05050	0.05480	0.000	213
89	92	0.03930	0.15810	0.04140	0.000	67
91	92	0.03870	0.12720	0.03268	0.000	18
92	93	0.02580	0.08480	0.02180	0.000	62
92	94	0.04810	0.15800	0.04060	0.000	58
93	94	0.02230	0.07320	0.01876	0.000	54
94	95	0.01320	0.04340	0.01110	0.000	44
80	96	0.03560	0.18200	0.04940	0.000	59
82	96	0.01620	0.05300	0.05440	0.000	17
94	96	0.02690	0.08690	0.02300	0.000	25
80	97	0.01830	0.09340	0.02540	0.000	66
80	98	0.02380	0.10800	0.02860	0.000	74
80	99	0.04540	0.20600	0.05460	0.000	56
92	100	0.06480	0.29500	0.04720	0.000	37
94	100	0.01780	0.05800	0.06040	0.000	66
95	96	0.01710	0.05470	0.01474	0.000	38
96	97	0.01730	0.08850	0.02400	0.000	45
98	100	0.03970	0.17900	0.04760	0.000	29
99	100	0.01800	0.08130	0.02160	0.000	26
100	101	0.02770	0.12620	0.03280	0.000	31
92	102	0.01230	0.05590	0.01464	0.000	47
101	102	0.02460	0.11200	0.02940	0.000	44
100	103	0.01600	0.05250	0.05360	0.000	163
100	104	0.04510	0.20400	0.05410	0.000	75
103	104	0.04660	0.15840	0.04070	0.000	42
103	105	0.05350	0.16250	0.04080	0.000	53
100	106	0.06050	0.22900	0.06200	0.000	79
104	105	0.00994	0.03780	0.00986	0.000	67
105	106	0.01400	0.05470	0.01434	0.000	16
105	107	0.05300	0.18300	0.04720	0.000	33
105	108	0.02610	0.07030	0.01844	0.000	36

continúa en la próxima página

TABLA N° C.8: Datos de líneas del sistema IEEE 118 (continuación)

De	Para	r(p.u.)	x(p.u.)	bsh(MVAR)	Tap	CAP _{max}
106	107	0.05300	0.18300	0.04720	0.000	32
108	109	0.01050	0.02880	0.00760	0.000	33
103	110	0.03906	0.18130	0.04610	0.000	79
109	110	0.02780	0.07620	0.02020	0.000	26
110	111	0.02200	0.07550	0.02000	0.000	38
110	112	0.02470	0.06400	0.06200	0.000	91
17	113	0.00913	0.03010	0.00768	0.000	34
32	113	0.06150	0.20300	0.05180	0.000	28
32	114	0.01350	0.06120	0.01628	0.000	19
27	115	0.01640	0.07410	0.01972	0.000	26
114	115	0.00230	0.01040	0.00276	0.000	7
68	116	0.00034	0.00405	0.16400	0.000	249
12	117	0.03290	0.14000	0.03580	0.000	30
75	118	0.01450	0.04810	0.01198	0.000	80
76	118	0.01640	0.05440	0.01356	0.000	46

Datos de los FACTS para el FP y para el IEEE 118

TABLA N° C.9: Datos de SVC usados en el FP para el sistema IEEE 118

SVC	En	Para	Vctrl	Slop	Bnom	Bmin	Bmax	on/off
	20	21	1	2	1	10	70	1
	52	53	0.98	2	1	20	100	1
	118	118	0.98	2	1	20	100	1

TABLA N° C.10: Datos de TCSC usados en el FP para el sistema IEEE 118

TCSC	De	Para	Vctrl	Xnom	Xmin	Xmax	Pot/Corr	on/off
	49	119	80	-0.05	-0.135	0.015	1	1
	63	120	-210	-0.01	-0.0195	0.015	1	1

TABLA N° C.11: Datos de UPFC usados en el FP para el sistema IEEE 118

UPFC	Bsh/Bse	Rvr/cr	Xvr/cr	Vvr/cr	Avr/cr	V_max	V_min
38		0	0.1	1.1	-12.26	1.15	0.9
30		0	0.1	1.1	-12.26	1.15	0.9
124		0	0.1	0.12	78.86	0.6	0.001
123		0	0.1	0.12	78.86	0.6	0.001
	Vctrl	Pctrl	Qctrl	on/off			
	0.98	-280	-20	1			
	0	-230	-30	1			

TABLA N° C.12: Datos de HVDC usados en el FP para el sistema IEEE 118

HVDC	Ret/Inv	Rvr1/2	Xvr1/2	Vvr1/2	Avr1/2	V_max	V_min
68		0	0.1	1.05	32.86	1.1	0.9
125		0	0.1	0.98	17.37	1.1	0.9
	Rdc	Vctrl	Pctrl	Qctrl	on/off		
	0	1.0	-100	-10	1		

C.3. Datos del Sistema IEEE 300 barras

Datos de los FACTS para el FP y para el IEEE 300

TABLA N° C.13: Datos de SVC usados en el FP para el IEEE 300

SVC	En	Para	Vctrl	Slop	Bnom	Bmin	Bmax	on/off
	9006	9006	1.05	2	100	-100	150	1
	118	9006	1	2	100	-100	150	1

TABLA N° C.14: Datos de TCSC usados en el FP para el IEEE 300

TCSC	De	Para	Vctrl	Xnom	Xmin	Xmax	Pot/Corr	on/off
	42	9540	800	-0.01	-0.0135	0.001	1	1
	126	9541	-210	-0.01	-0.168	0.005	1	1
	86	9542	-120	-0.05	-0.063	0.005	1	1

TABLA N° C.15: Datos de UPFC usados en el FP para el IEEE 300

UPFC	Bsh/Bse	Rvr/cr	Xvr/cr	Vvr/cr	Avr/cr	V_max	V_min
135		0	0.1	1	-30	1.1	0.9
9545		0	0.1	0.01	72	0.6	0.001
Vctrl	Pctrl	Qctrl	on/off				
0	-300	50	1				

TABLA N° C.16: Datos de HVDC usados en el FP para el IEEE 300

HVDC	Ret/Inv	Rvr1/2	Xvr1/2	Vvr1/2	Avr1/2	V_max	V_min
14		0	0.1	1.13	-35.2	1.15	0.85
234		0	0.1	1	-47.95	1.15	0.85
9550		0	0.1	0.91	-18.82	1.15	0.85
9551		0	0.1	1.12	-45.56	1.15	0.85
Rdc	Vctrl	Pctrl	Qctrl	on/off			
0	1	120	-80	1			
0	0	25	100	1			

C.4. Datos del SEIN-PERU de 1059 barras y 1215 líneas

Datos de los FACTS para el FP y para el SEIN

TABLA N° C.17: Datos de los 6 SVC usados en el FP para el SEIN

SVC	En	Para	Vctrl	Slop	Bnom	Bmin	Bmax	on/off
439	6054		1.01	2	67.89	-30	70	1
460	6061		1.01	2	9.93	-20	40	1
436	6119		1.02	2	-13.5	-30	30	1
437	1016		1.02	2	-4.29	-20	30	1
95	2053		1.01	2	46.47	-135	90	1
222	1073		1.02	2	3.134	-15	15	1

TABLA N° C.18: Datos de SVC usados en el FP para el SEIN

SVC	En	Para	Vctrl	Slop	Bnom	Bmin	Bmax	on/off
439	6054		1.025	2	67.89	-30	70	1
460	6061		1.030	2	9.93	-20	40	1
436	6119		1.020	2	-13.5	-30	30	1
437	1016		1.020	2	-4.29	-20	30	1
95	2053		1.020	2	46.47	-135	90	1
222	1073		1.030	2	3.134	-15	15	1
5033	392		1.090	2	-50.0	-150	50	1
6011	6005		1.000	2	10.0	-100	50	1

TABLA N° C.19: Datos de TCSC usados en el FP para el SEIN

TCSC	De	Para	Vctrl	Xnom	Xmin	Xmax	Pot/Corr	on/off
2046	9135		250	-0.03	-0.114	0.015	1	1
2046	9136		250	-0.03	-0.114	0.015	1	1
2045	9137		-30	-0.04	-0.0443	-0.015	1	1

TABLA N° C.20: Datos de UPFC usados en el FP para el SEIN

UPFC	Bsh/Bse	Rvr/cr	Xvr/cr	Vvr/cr	Avr/cr	V max	V min
2050		0	0.1	1.03	-1.07	1.1	0.9
9139		0	0.1	0.49	-74.0	0.5	0.001
	Vctrl	Pctrl	Qctrl	on/off			
	1.05	+150	-20	1			

TABLA N° C.21: Datos de HVDC usados en el FP para el SEIN

HVDC	Ret/Inv	Rvr1/2	Xvr1/2	Vvr1/2	Avr1/2	V max	V min
1050		0	0.1	1.00	2.00	1.1	0.9
9140		0	0.1	0.91	-13.00	1.1	0.9
	Rdc	Vctrl	Pctrl	Qctrl	on/off		
	0	0	-50	5	1		

C.5. Descripción de ingreso de datos para los FACTS

TABLA N° C.22: Descripción de las variables de entrada para el SVC, TCSC, UPFC y HVDC usados en el FP

FACTS	Descripción
SVC	
En	Barra donde es instalada el SVC
Para	Barra donde será controlada la tensión
Vctrl	Tensión que será controlado en la barra Para
Slope	Pendiente del SVC, usado para la respuesta final.
Bnom	Suceptancia nominal en MVAR del SVC
Bmin	Suceptancia mínima en MVAR del SVC
Bmax	Suceptancia máxima en MVAR del SVC
on/off	Indica si el SVC está conectado (1) ó desconectado (0)
TCSC:	
De	Barra de inicio de conexión del TCSC
Para	Barra ficticia (final) creada para la conexión del TCSC
Vctrl	Valor especificado de potencia (MW) ó corriente (A)
Xnom	Reactancia nominal en pu del TCSC
Xmin	Reactancia mínimo en pu del TCSC
Xmax	Reactancia máximo en pu del TCSC
Pot/Corr	Tipo de control, por Potencia (1) ó por Corriente (2).
on/off	Indica si el TCSC está conectado (1) ó desconectado (0) a la línea.
UPFC:	
Bsh/Bse	Barra de conexión del VSC_shunt/serie del UPFC
Rvr/cr	Resistencia del transformador shunt (Rvr)/serie(Rcr) en pu (≈ 0)
Xvr/cr	Reactancia del transformador shunt(Xvr)/serie(Xcr) en pu
Vvr/cr	Tensión equivalente nominal del VSC_shunt (Vvr)/serie(Vcr) en pu
Avr/cr	Ángulo de la tensión equiv. del VSC_shunt(Avr)/serie (Acr) en grados
V_max	Tensión equivalente máxima del VSC_shunt y VSC_serie en pu
V_min	Tensión equivalente mínima del VSC_shunt y VSC_serie en pu
Vctrl	Tensión a ser controlada en la barra shunt (= 0, no controla)
Pctrl	Potencia activa a ser controlada por el UPFC
Qctrl	Potencia reactiva a ser controlada por el UPFC
on/off	Indica si el UPFC está conectado (1) ó desconectado (0).
HVDC:	
Ret/Inv	Barra de conexión del VSC1 (Ret)/VSC2 (Inv) del HVDC
Rvr1/2	Resistencia del transformador VSC1 (Rvr1)/VSC2 (Rvr2) en pu (≈ 0)
Xvr1/2	Reactancia del transformador VSC1 (Rvr1)/VSC2 (Rvr2) en pu
Vvr1/2	Tensión equivalente nominal del VSC1 (Vvr1)/VSC2 (Vvr2) en pu
Avr1/2	Ángulo de la tensión equiv. del VSC1 (Avr1)/VSC2 (Avr2) en grados.
V_max	Tensión equivalente máxima del VSC1 y VSC2 en pu
V_min	Tensión equivalente mínima del VSC1 y VSC2 en pu
Rdc	Resistencia del conductor en DC entre los VSC's (= 0, Back-to-Back)
Vctrl	Tensión a ser controlada en barra del Ret (= 0, no controla)
Pctrl	Potencia activa a ser controlada por el HVDC
Qctrl	Potencia reactiva a ser controlada por el HVDC
on/off	Indica si el HVDC está conectado (1) ó desconectado (0).

BIBLIOGRAFÍA

- [1] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, "Understanding facts: Concepts and technology of flexible ac transmission systems," *the institute of electrical and electronic engineers, inc., New York*, 2000.
- [2] CIGRE, "Facts technology for open access," *CIGRE JWG 14/37/38/39-24, Final Draft Report*, Aug. 2000.
- [3] P. A. Pajan and J. Guerra, "Winflu - programa para flujo de potencias," *Fuente: <http://www.geocities.com/winflu23/winflu.htm>*, 2006.
- [4] P. Kundur, "Power system stability and control," *McGraw-Hill Text*, 1994.
- [5] M. Tavares, J. Pissolato, and C. Portela, "Guidelines for transmission line modeling," *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE, Vol. 2, pp. 786 - 791*, 18-22 July 1999.
- [6] J. Grainger and W. Stevenson, "Power system analysis," *McGraw-Hill, 1 edition.*, 1994.
- [7] A. J. Monticelli, "Fluxo de carga em redes de energia elétrica," *Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), Editora Edgar Blücher, São Paulo - Brasil*, 1983.
- [8] E. R. of Project RP849-3, "Determining load characteristics for transient performance, epri el-840," *prepared by the University of Texas at Arlington, Vols. 1 to 3*, May 1979.
- [9] E. R. of Project RP849-1, "Determining load characteristics for transient performance, epri el-850," *prepared by General Electric Company*, March 1981.
- [10] E. R. of Project RP849-7, "Load modelling for power flow and transient stability studies, epri el-5003," *Prepared by General Electric Company*, January 1987.
- [11] B. Stott, "Review of load-flow calculation methods," *Proceedings of IEEE, Vol. 62, pp. 916-929*, July 1974.
- [12] B. Stott and D. Alsac, "Fast decoupled load flow," *IEEE Transaction on Power Apparatus System., Vol. PAS-93, pp. 859-869*, May/June 1974.
- [13] A. S.-O. Monticelli, A.J.; Garcia, "Fast decoupled load flow: hypothesis, derivations, and testing," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, No. 4, pp. 1425 - 1431*, Nov. 1990.
- [14] R. Fetea and A. Petroianu, "Can the reactive power be used?," *Proceedings of the International Conference PowerCon 2000, Vol. 3, pp. 1251-1255*, 2000.

- [15] M. Rider, "Metodologia de análise para um mercado competitivo da potência reativa," *Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Maranhão, Brasil*, 2002.
- [16] T. Miller, "Reactive power control in electric systems," *John Wiley & Sons*, 1982.
- [17] E. Acha, V. G. Agelidis, O. Anaya-Lara, and T. J. E. Miller, "Power electronic control in electrical system," *Newnes Power Engineering Series, inc., Great Britain*, 2002.
- [18] R. M. Mathur and R. K. Varma, "Thyristor - based facts controller for electrical transmission systems," *The Institute of Electrical And Electronic Engineers, inc., New York*, 2002.
- [19] P. Aree and E. Acha, "Block diagram model for fundamental studies of a synchronous generator-static var compensator system," *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 146, Nro. 5, pp 507-514*, Sept. 1999.
- [20] W. I. special stability control working group, "Static var compensator models for power flow and dynamic performance simulation," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9 Nro. 1, pp 229-240*, Feb. 1994.
- [21] T. Girotti, N. Tweed, and N. Houser, "Real-time var control by scada," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 5, Nro. 1, pp. 61-64*, Feb. 1990.
- [22] D. Ward, "Volt/var control at dominion," *IEEE - PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol. 3, pp. 1220-1223*, 7-12 Sept. 2003.
- [23] W. Área power administration, "Transmission enhancement technology report," *Planning on Transmission System, Upper Great Plains Region*, July. 2002.
- [24] N. Schnurr and W. Wellssow, "Determination and enhancement of the available transfer capability in facts," *IEEE Porto Power Tech Proceedings, 2001, Vol. 4, pp.6, 10-13 Sept. 2001*.
- [25] A.-A. E. et al., "Proposed terms and definitions for flexible ac transmission system (facts)," *IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 12, no 4, pp. 1848-1853*, Oct. 1997.
- [26] L. Zhang, C. Shen, M. Crow, and S. Atcitty, "A comparison of facts integrated with battery energy storage systems," *IEEE - PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, Vol. 2, pp. 1151-1155*, 28 Oct.-2 Nov. 2001.
- [27] T. De-Vries, J. McDowall, N. Umbricht, and G. Linhofer, "Battery energy storage system for golden valley electric association: Cold storage," *ABB Review, pp. 38-43*, Jan. 2004.
- [28] J. Lemay, J. Brochu, F. Beauregard, and P. Pelletier, "Interphase power controllers - complementing the family of facts controllers," *IEEE Canadian Review - Spring/Printemps 2000*, 2000.

- [29] X.-P. Zhang, E. Handschin, and M. Yao, "Modeling of the generalized unified power flow controller (gupfc) in a nonlinear interior point opf," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 16, Nro 3, pp. 367-373, Aug. 2001.
- [30] B. Mwinyiwiwa, B. Lu, B. Ooi, F. Galiana, D. McGillis, R. Marceau, and G. Joos, "Multi-terminal upfc for power system deregulation," *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Vol. 4, pp.2916-2921, 23-27 Jan. 2000.
- [31] H. Farahmand, M. Rashidi-Nejad, and M. M. Fotuhi-iroozabad, "Implementation of facts devices for atc enhancement using rpf technique," *LESCOPE, Large Engineering systems Conference on Power Engineering - 2004*, pp.30-35, 28-30 July 2004.
- [32] C. Canizares and Z. Faur, "Analysis of svc and tcsc controllers in voltage collapse," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, Nro. 1, pp. 158-165, Feb. 1999.
- [33] Z. Faur, "Effects of facts devices on static voltage collapse phenomena," *Thesis for Degree of Master of Applied Science in Electrical Engineering, University of Waterloo, Ontario, Canada*, 1996.
- [34] S. L. Escalante, "Aspectos técnicos e econômicos da utilização dos controladores facts na operação dos sistemas de energia elétrica," *Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Maranhão, São Luís-MA, Brasil*, Fev. 2005.
- [35] J. Mutale and G. Strbac, "Transmission network reinforcement versus facts: an economic assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 15, Nro. 3, pp. 961-967, Aug. 2000.
- [36] N. Schnurr, T. Weber, W. Wellssow, and T. Wess, "Load-flow control with facts devices in competitive markets," *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, Proceedings DRPT*, pp.17-22, 4-7 Apr. 2000.
- [37] V. Paucar, R. Moreno, and S. Escalante, "Impacto de los controladores facts en sistemas eléctricos de potencia," *Revista TECNIA*, 11.pp., Lima, Peru, Dic. 2004.
- [38] H. Ambriz-Perez, E. Acha, and C. Fuerte-Esquivel, "Advanced svc models for newton-raphson load flow and newton optimal power flow studies," *IEEE Transaction on Power System*, vol. 15, no. 1, pp. 129-136, Feb. 2000.
- [39] C. F. Esquivel., E. Acha, and H. Ambriz-Pérez, "A thyristor controlled series compensator model for the power flow solution of practical power networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 58-64, Feb. 2000.
- [40] N. Mohan, T. M. Undeland, and W. P. Robbins, "Power electronics, converters, applications and design," *John Wiley & Sons, inc. New York*, 1995.
- [41] W. Xuan, J. Chow, B. Fardanesh, and A.-A. Edris, "A common modeling framework of voltage-sourced converters for load flow, sensitivity, and dispatch analysis," *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, Nro. 2, pp. 934-941, May 2004.

- [42] W. Freitas and A. Morelato, "A generalised current injection approach for modelling of facts in power system dynamic simulation," *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission, 2001. (Conf. Publ. No. 485)*, pp. 175-180, Nov. 2001.
- [43] P. Petitclair, Y. Besanger, S. Bacha, and N. Hadjsaid, "Facts modelling and control: applications to the insertion of a statcom on power system," *IEEE Conference Record of the Industry Applications Conference, Thirty-Second IAS Annual Meeting, IAS '97, Vol. 3*, pp.2213-2217, 5-9 Oct. 1997.
- [44] M. T. Bina, "Switching frequency dependent averaged model for statcom," *The Fifth International Conference on Power Electronics and Drive Systems - PEDS 2003, Vol. 1*, pp.136-140, Nov. 2003.
- [45] T. An, M. Powell, H. Thanawala, and N. Jenkins, "Assessment of two different statcom configurations for facts application in power systems," *International Conference on Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98, Vol. 1*, pp. 307-312, Aug. 1998.
- [46] Y. L. Tan, "Analysis of line compensation by shunt-connected facts controllers: a comparison between svc and statcom," *IEEE Power Engineering Review, Vol. 19, Nro. 8*, pp. 57 - 58, Aug. 1999.
- [47] L. Gyugyi, "Dynamic compensation of ac transmission lines by solid-state synchronous voltage sources," *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 9, Nro. 2*, pp. 904-911, Apr. 1994.
- [48] L. Gyugyi, "Unified power-flow control concept for flexible ac transmission systems," *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, Vol. 139, Nro. 4*, pp. 323-331, July 1992.
- [49] A. Nabavi-Niaki and M. Iravani, "Steady-state and dynamic models of unified power flow controller (upfc) for power system studies," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11*, pp. 1937-1943, Nov. 1996.
- [50] K. Sen and E. Stacey, "Upfc-unified power flow controller: theory, modeling, and applications," *IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 13, No. 4*, pp. 1453-1460, Oct. 1998.
- [51] P. Stefanov and A. Stankovic, "Modeling of upfc operation under unbalanced conditions with dynamic phasors," *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, Nro. 2*, pp 395-403, May 2002.
- [52] E. W. Kimbark, "Direct current transmission," *Publisher: John Wiley & Sons*, Jun. 1971.
- [53] C. Angeles-Camacho, O. L. Tortelli, E. Acha, and C. F. Esquivel, "Inclusion of a high voltage dc-voltage source converter model in a newton-raphson power flow algorithm," *IEE Proc. Gen. Trans. Distrib., Vol. 150, Nro.6*, pp. 691-696, Nov. 2003.

- [54] M. Szechtman, T. Weiss, , and C. Thio, "First benchmark model for hvdc control studies," *International Conference on AC and DC Power Transmission 17-20*, pp. 374 - 378, Sep 1991.
- [55] C. Fuerte-Esquivel, E. Acha, and H. Ambriz-Pérez, "A comprehensive newton-raphson upfc model for the quadratic power flow solution of practical power networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 102-109, Feb. 2000.
- [56] E. Acha, H. Ambriz-Perez, C. Angeles-Camacho, and C. R. Fuerte-Esquivel, "Facts: Modelling and simulation in power networks," *Power Supply & Batteries*, John Wiley & Sons, Apr. 2004.
- [57] U. of Washington College engineering, "Power systems test case archive," <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>, 2007.
- [58] MINEM, "Ministerio de energia y minas," <http://www.minem.gob.pe/electricidad/index.asp>, Lima, Peru, 2006.
- [59] J. E. V. Sevillano, "Análise modal no sistema elétrico peruano," *Dissertação de mestrado*, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro-RJ, Brasil, Dez. 2005.
- [60] C. O. E. S. I. N, "Memoria anual del coes," <http://www.coes.org.pe>.
- [61] ELECTROPERU, "Electroperú s.a.," <http://www.electroperu.com.pe/default.asp>, Lima, Peru, 2006.
- [62] REP, "Red de energía del Perú s.a.," <http://www.redesur.com.pe>, Lima, Peru, 2006.
- [63] P. Kundur and et.al., "Definition and classification of power system stability," *IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions*, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, Nro. 2, May 2004.
- [64] F. F. Wu and S. Kumagai, "Steady-state security regions of power systems," *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, Vol. 29, No. 11, pp. 703-711, Nov 1982.