

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE (FACTS) Y
LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN DC (HVDC)

REALIZADO POR:
LIBIA JACKELIN MATA MARIN

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO
PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

BARCELONA, ABRIL DE 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE (FACTS) Y
LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN DC (HVDC)**

Revisado y Aprobado por:

Ing. Elec. Eulogio Hernández
ASESOR ACADÉMICO

BARCELONA, ABRIL DE 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE (FACTS) Y
LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN DC (HVDC)**

El Jurado hace constar que ha asignado a esta Tesis la calificación de:



Ing. Elec. Eulogio Hernández
(Asesor Académico)

Ing. Elec Jhon Acosta
(JURADO PRINCIPAL)

Ing. Elec. Santiago Escalante
(JURADO PRINCIPAL)

BARCELONA, ABRIL DE 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado de la **Universidad de Oriente**:

“Los **Trabajos de Grado** son de exclusiva propiedad de la Universidad y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del **Consejo de Núcleo** respectivo, el cual participará al **Consejo Universitario**”.

INDICE

RESOLUCIÓN	iv
INDICE	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
DEDICATORIA	xvii
AGRADECIMIENTO	xix
RESUMEN	xxi
INTRODUCCIÓN	xxii
CAPÍTULO I	23
EL PROBLEMA	23
1.1 Planteamiento del Problema.	23
1.2 Objetivos de la Investigación.....	24
1.2.1 Objetivo General.	24
1.2.2 Objetivos Específicos.....	25
1.3 Justificación e Importancia	25
1.4 Alcance y Limitaciones.....	26
CAPÍTULO II	27
MARCO TEÓRICO.....	27
2.1 Antecedentes de la Investigación	27
2.2 Bases Teóricas	28
2.2.1 Sistema de Transmisión.....	28
2.2.2 Línea de Transmisión	28
2.2.2.1 Torres o Estructuras.....	29
2.2.2.2 Aislador(es)	31
2.2.2.3 Cables de guarda	32
2.2.2.4 Conductor(es)	32

2.2.2.5 Puesta a Tierra	33
2.2.3 Subestaciones Eléctricas.....	33
2.2.3.1 Composición Eléctrica de una Subestación.....	34
2.2.3.1.1 Sistema primario. Equipos de alta tensión	34
2.2.3.1.2 Sistema secundario. Los equipos de baja tensión.....	35
2.2.3.1.3 Sistemas auxiliares. Equipos de apoyo.....	35
2.2.3.1.3.1 Clasificación de los servicios auxiliares.....	36
2.2.4 Sistema de Protecciones en la Subestación	37
2.2.4.1 Protección del Transformador de Potencia	37
2.2.4.1.1 Protección Diferencial.....	38
2.2.4.1.1.1 Tipos de Relés Diferenciales para Protección.....	38
2.2.4.1.1.2 Protección de Sobrecorriente	39
2.2.4.2 Protección del Transformador de Puesta a Tierra	41
2.2.4.2.1 Protecciones Mecánicas	42
2.2.4.3 Protección de Barras.....	44
2.2.4.3.1 Definición de una Protección de Barra.....	44
2.2.4.3.2 Protección Diferencial según la configuración de la Subestación	47
2.2.4.4 Protección de Líneas.....	49
2.2.4.4.1 Protecciones principales de Línea.....	49
2.2.4.4.1.1 Protección de Distancia.....	49
2.2.4.4.1.2 Protecciones de Sobre y Bajo Voltaje.....	50
2.2.4.4.1.3 Relé de Recierre y Verificación de Sincronismo	50
2.2.4.5 Protección de Reactores de Compensación.....	51
2.2.4.5.1 Tipos de Reactores	51
2.2.4.5.1.1 Los Reactores Shunt.....	51
2.2.4.5.1.2 Los Reactores Serie.....	52
2.2.4.5.1.3 Los Reactores de Alisamiento.....	52

2.2.4.5.2 Protección del Reactor de Línea.....	53
2.2.4.5.2.1 Protecciones de Sobrecorriente y Diferencial de Reactor	53
2.2.4.5.2.2 Protección Buchholz, Presión Súbita y Sobrettemperatura.	55
2.2.4.5.2.3 Protecciones de Sobre/Bajo Voltaje.....	55
2.3 Bases Legales.....	56
2.3.1 Constitución de la República Bolivariana de Venezuela	56
2.3.2 Ley del Servicio Eléctrico	57
2.3.3 Reglamento del Servicio Eléctrico	58
2.3.4 Emergencia Eléctrica en Venezuela.....	58
2.4 Glosario y Acrónimos.	58
CAPÍTULO III.....	60
MARCO METODOLÓGICO.....	60
3.1 Diseño y Tipo de Investigación.	60
3.2 Operacionalización de Variables	61
3.3 Población y Muestra	63
3.2.1 Población	63
3.2.2 Muestra.....	63
3.4 Técnicas de Recolección de la Información	63
CAPITULO IV.....	64
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	64
4.1 Sistemas de Transmisión Flexible (FACTS)	64
4.1.1 Flujos de Potencia en un Sistema de Corriente Alterna	65
4.1.2 Transferencia de Potencia	67
4.2. Características de los Dispositivos FACTS en un Sistema de Transmisión..	70
4.2.1 Dispositivos Semiconductores	72
4.2.2 Principales Tipos de Dispositivos FACTS.....	72

4.2.2.1 Primera generación de equipos FACTS	73
4.2.2.2 Segunda generación de equipos FACTS	73
4.2.2.2.1 Controladores en Serie	73
4.2.2.2.2 Controladores en Paralelo	77
4.2.2.2.3 Controladores Combinados Serie-Serie	81
4.2.3 Aplicaciones de los Dispositivos FACTS	83
4.2.4 Aspectos Operativos de los FACTS	88
4.2.4.1 Localización	89
4.2.4.2 Ventajas y Desventajas de los Dispositivos FACTS	90
4.2.4.2.1 Ventajas	90
4.2.4.2.2 Desventajas	92
4.3 Sistemas de Transmisión en DC (HVDC)	92
4.3.1 Aplicaciones del sistema HVDC	93
4.3.1.1 Tecnología Clásica o LCC (Convertidor de Conmutación por Línea)	95
4.3.1.2 Tecnología SVC (Convertidor Alimentado por Tensión)	95
4.3.3 Características Fundamentales de la Transmisión HVDC	96
4.3.3.1 Control de Potencia	99
4.3.3.2 Funcionamiento en caso de Fallo del Sistema CA	99
4.3.3.3 Control de Energía de Emergencia	100
4.3.3.4 Control de Tensión	100
4.3.4 Inversión del Flujo de Potencia	101
4.3.5 Voltajes y Corrientes	101
4.3.6 Ángulos en las Estaciones Conversoras	102
4.3.6.1 Ángulo de retraso α	102
4.3.6.2 Ángulo de adelanto β	103
4.3.6.3 Ángulo de traslapo μ	103
4.3.6.4 Ángulo de extinción γ	103

4.3.7	Compensación de Potencia Reactiva.....	103
4.3.8	Fallas de Conmutación	105
4.3.9	Topología de Conexiones y Redes en HVDC	107
4.3.9.1	Tipos de Conexiones en HVDC	107
4.3.9.1.1	Monopolar	107
4.3.9.1.2	Bipolar	108
4.3.9.2	Configuraciones del Sistema Eléctrico en HVDC	110
4.3.9.2.1	Punto a punto.....	110
4.3.9.2.2	Back-to-back	110
4.3.9.2.3	Multiterminal.....	111
4.3.10	Ventajas y Desventajas de la Transmisión HVDC.....	112
4.3.10.1	Ventajas.....	112
4.3.10.2	Desventajas.....	114
4.4	Estándares para el Dimensionamiento de los Sistemas de Transmisión.....	114
4.4.1	Sistemas de Transmisión Flexible (FACTS).....	114
4.4.2	Sistema de Transmisión en DC (HVDC)	119
4.4.2.1	Datos del Sistema	120
4.4.3	Equipos para la Implementación de los Sistemas de Transmisión Flexible y DC.....	123
4.4.3.1	Equipos FACTS	123
4.4.3.1.1	Controladores Serie	124
4.4.3.1.1.1	Compensador Estático Síncrono Serie (SSSC)	124
4.4.3.1.1.2	Capacitor Serie Controlado por Transistores (TCSC)	126
4.4.3.2	Aplicación de los TCSC para amortiguar las Oscilaciones Electromecánicas	129
4.4.3.2.1	Reducción de la Resonancia Subsíncrona con el TCSC	130
4.4.3.2.2	Impedancia aparente de los TCSC	130

4.4.3.2.3 Capacitor Serie Conmutado por Tiristores (TSSC).....	132
4.4.3.2.4 Reactor Serie Controlado por Tiristores (TCSR).....	132
4.4.3.2.5 Reactor Serie Conmutado por Tiristores (TSSR).....	133
4.4.3.3 Controladores Paralelo (SHUNT)	134
4.4.3.3.1 Compensadores Estáticos Sincrónicos (STATCOM)	134
4.4.3.3.2 Convertidor de Fuente de Tensión (VSC).....	136
4.4.3.3.3 Generador Síncrono Estático (SSG)	137
4.4.3.3.4 Sistema de Almacenamiento de Energía de Batería (BESS)	138
4.4.3.3.5 Imán Superconductor de Almacenamiento de Energía (SMES)	139
4.4.3.3.6 Compensador Estático Sincrónico (SVC)	139
4.4.3.3.6.1 Principio de Funcionamiento del SVC	142
4.4.3.3.6.2 Tipos de SVC	142
4.4.3.3.7 Reactor Controlado por Tiristores (TCR).....	142
4.4.3.3.8 Condensador Conmutado por Tiristores (TSC).....	143
4.4.3.3.9 Reactor Conmutado por Tiristores (TSR).....	143
4.4.3.3.10 Condensador Conmutado Mecánicamente (MSC).....	144
4.4.3.3.11 Configuraciones del SVC.....	144
4.4.3.3.12 Aplicaciones del SVC	145
4.4.3.3.13 Resistencia de Frenado Controlada por Tiristores (TCBR)	146
4.4.3.4 Controladores Combinados Serie – Serie.....	146
4.4.3.4.1 Controlador Interlinea de Flujos de Potencia (IPFC).....	146
4.4.3.5 Controladores Combinados Serie - Paralelo	147
4.4.3.5.1 Controlador de Flujos de Potencia Unificado (UPFC)	148
4.4.3.5.1.1 Principio de Funcionamiento.....	148
4.4.3.5.1.2 Aplicaciones	149

4.4.3.5.2 Transformador Cambiador de Fase Controlado por Tiristores (TCPST).....	150
4.4.3.5.3 Controlador Unificado de Flujos de Potencia Generalizado (GUPFC).....	151
4.4.3.5.4 Controlador de Flujo de Potencia Dinámico (DFC).....	152
4.4.4 Componentes de un Sistema HVDC	153
4.4.4.1 Convertidores AC/DC (rectificadores) y DC/AC (inversores)	154
4.4.4.3 Rectificador de 12 pulsos	155
4.4.4.4 Transformadores de Conversión	156
4.4.4.5 Filtros	158
4.4.4.5.1. Filtros AC	159
4.4.4.5.2 Condensadores Serie	160
4.4.4.5.3 Filtros DC	161
4.4.4.5.4 Bobina de Choque	162
4.4.4.6 Reactor de Alisamiento	162
4.4.4.6.1 Tamaño del reactor de alisamiento.....	163
4.4.4.7 Líneas de Transporte	164
4.4.4.7.1 Transmisión Aérea	164
4.4.4.7.1.1 Características de las Líneas de Transmisión HVDC	165
4.4.4.7.2 Transmisión Submarina HVDC	167
4.4.4.7.3 Transmisión Subterránea.....	167
4.4.4.7.3.1 Cable de Papel Impregnado (MI Mass Impregnated)	167
4.4.4.7.3.2 Cable de Aceite (Of Oil Filled).....	168
4.4.4.7.3.3 Cable XLPE (Cross-Linked Poliethylene)	168
4.4.4.7.3.4 Cable PPLP (Polyproylene Laminated Paper)	168
4.4.4.7.3.5 Extruido para VSC	169
4.4.4.8 Pararrayos.....	169
4.4.4.9 Interruptores Rápidos DC.....	170

4.4.4.10 Puesta a Tierra	171
4.4.4.11 Sistema de Control	171
4.4.4.12 Fuente de Reactiva	172
4.5 Modelo referencial para el análisis técnico económico de los FACTS y los HVDC.....	173
CONCLUSIONES	175
RECOMENDACIONES.....	178
BIBLIOGRAFÍA	179
ANEXOS	181
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	220

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Línea de transmisión y sus componentes	29
Figura 2.2 Componentes de las torres o estructuras.....	30
Figura 2.3 Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente.....	41
Figura 2.4 Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) 8- ∇	42
Figura 2.4 Barra principal y barra de transferencia.....	47
Figura 2.5 Configuración “Disyuntor y $\frac{1}{2}$ ”.....	48
Figura 2.6. Protección de reactor de línea con reactor de neutro.....	54
Figura 4.1 Flujo de potencia en líneas paralelas.....	66
Figura 4.2 Transferencia de potencia entre dos nodos.....	67
Figura4.3. Diagrama de Controladores Serie.....	74
Figura 4.4 Diagramas fasoriales de controladores serie con y sincompensación.....	75
Figura 4.5 Controlador serie ideal.....	76
Figura4.6. Diagrama de controladores paralelo.....	78
Figura4.7 Diagrama fasorial de controladores paralelos.....	79
sin y con compensación.....	79
Figura 4.8 Compensador en paralelo ideal.....	80
Figura 4.9 Variación del flujo de potencia en una línea debido a compensación paralela.....	81
Figura 4.10. Diagrama de controladores combinados serie-serie.....	82
Figura 4.11 Diagrama de controladores combinados serie-paralelo.....	82
Figura 4.12 Diagrama de controladores combinados serie-paralelo.....	83
mediante un controlador de flujo de potencia unificado.....	83
Figura 4.13 Control de flujo de potencia en sistema AC por dispositivos FACTS.....	84
Figura 4.14 Esquema básico de interconexión del sistema HVDC clásico.....	97

Figura 4.15 Esquema básico de interconexión del sistema HVDC Light.....	97
Figura 4.16 Estación convertidora HVDC Light.....	98
Figura 4.17 Forma del voltaje y corriente asociada al los convertidores.....	102
Figura 4.18 Compensación reactiva.....	105
Figura 4.19 Configuración monopolar con retorno por tierra.....	108
Figura 4.20 Configuración monopolar con retorno metálico.....	108
Figura 4.21 Configuración Bipolar.....	109
Figura 4.22 Configuración Homopolar.....	109
Figura 2.23 Configuración back to back.....	111
Figura 4.24. Configuración Multiterminal.....	112
Figura 4.25 Proyecto Moyle Interconector.....	120
Figura 4.26 Compensador Estático Sincrónico serie.....	124
Figura 4.27 Arquitectura básica de dispositivo TCSC.....	126
Figura 4.28 Arquitectura básica de dispositivo TSSC.....	132
Figura 4.29 Arquitectura básica de dispositivo TCSR y el TSSR.....	133
Figura 4.30 Compensador estático con un VSC, un transformador de.....	134
acoplamiento T y sistema de control.....	135
Figura 4.31 Convertidor básico de fuente de tensión de tres niveles.....	136
Figura 4.32. Diagrama esquemático de la unidad BESS, el SSG y el SMES.....	138
Figura 4.33 Arquitectura básica de un dispositivo SVC.....	141
Figura 4.34 Compensador SVC trifásico compuesto de capacitores fijos y TCR.....	141
Figura 4.35 a) Arquitectura básica de dispositivo TCR y TSR, b) Arquitectura básica de dispositivo TSC, c) Dispositivo TCR de seis pulsos.....	143
Figura 4.36 a) Configuración TSR-TSC, b) Configuración TCR-TSC,.....	145
c) Configuración TCR-MSVC.....	145
Figura 4.37. Diagrama esquemático del TCBR.....	146
Figura 4.38 Esquema de un IPFC.....	147
Figura 4.39. Diagrama esquemático del UPFC.....	148
Figura 4.40. Diagrama esquemático del TCPST.....	151

Figura 4.41 Principio operacional de dispositivo GUPFC de tres convertidores.....	152
Figura 4.42 Componentes HVDC.....	153
Figura 4.43 Configuración básica de un rectificador de 6 pul.....	154
Figura 4.44 Proceso de conmutación.....	155
Figura 4.45 Rectificador de 12 pulsos.....	156
Figura 4.46 Torres típicas para transportar 1000 MW.....	165
Figura 4.47 Franja de servidumbre para el caso 500 KV HVAC y \pm 500 HVDC para transportar 3000 Mw.....	165

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Operacionalización de Variables.....	62
Tabla 4.1 Tipos de controladores serie.....	75
Tabla 4.2. Tipo de Controladores Paralelo.....	79
Tabla 4.3 Aplicaciones de FACTS en estado estable.....	85
Tabla 4.4 Aplicaciones dinámicas de FACTS.....	87
Tabla 4.5. Análisis Técnico.....	173

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso, a la Virgencita del Valle, a mí Pancha (Anima del Taguapire), al Divino Niño, Jesús de la Misericordia, a la Virgencita del Tindare, a Santa Rosalía de Palermo y al Doctor José Gregorio Hernández.

A mi fuente de inspiración, a ti mi niña Francesca Valentina, eres la bendición más hermosa que me ha dado Dios y la luz que ilumina mi vida. MI AMOR TE AMO

A mi madre Libia Josefina por estar a mi lado en todo momento, por cuidarme, aconsejarme, comprenderme, por enseñarme y hacer de mí la mujer que soy hoy día. Mami eres fiel ejemplo de una mujer luchadora y fuerte, para mí PERFECTA. LO LOGRAMOS.

A mi papito Aureliano Ramón que se que a donde quiera que voy me acompañas. PAPITO TE EXTRAÑO.

A mi papá Omar Marcano por quererme, criarme y educarme. Mis respetos, como siempre le digo usted es MI PAPÁ. LO QUIERO MUCHO.

Al hombre que me ha enseñado a amar y ver lo bonito de la vida, al que ha estado en los momentos buenos y amargos, a ti Francisco D'Angelo. TE AMO.

A mamá Irma, papá Macito y a Rossana Domínguez porque en vida me dieron todo su amor y cariño. Viejita desde el cielo sé que me acompañas y debes de estar feliz por la meta lograda.

A ti Lolita (Olimary) por estar conmigo, por quererme y apoyarme.

A mi abuelita Justa Mata por ser tan tierna y amorosa. TE QUIERO
ABUELITA

A mis hermanos Maximiliano, Roderitt, Pedro, Saúl, Ronny y Karly por
ofrecerme amor y apoyo. LOS QUIERO.

A mis primos y tíos, por su amor y cariño.

AGRADECIMIENTO

Primeramente a Dios por darme la vida y hacerme llegar a feliz término mi carrera.

A mi madre por traerme al mundo y amarme.

A mi familia por su cariño, comprensión y apoyo incondicional en todo momento.

A mis grandes amores Francesca D'Angelo y Francisco D'Angelo por darle alegría a mi vida.

A mi suegra bella Amarilis Rauseo por aconsejarme, apoyarme, acogerme como otra hija y por amar y cuidar de mi niña.

A mis cuñadas Rosana (Cuña), Chettina (Cuñi) y Johanna (Mi Cuña Bella) que les puede decir, son lo máximo, gracias por su gran apoyo y cariño.

A los conuñados Néstor Gonzales, Oscar Gómez y Elyoscar Nuñez por su gran apoyo.

A mis sobrinos bellos Lemax, Elimax, Tatiana, Marialbi, Yorgeli, Xamile, Aibil, Valeria, Germaris, Maximiliano, Adán, Gianpiero, Rosaida y Fabi por darme tanta alegría y ternura a mi vida, son maravillosos y que Dios los Bendiga.

A la abuela Baudilia (Ballilla) por sus regaños y consejos, que Dios la Bendiga y le siga dando muchos años de vida.

A la familia Domínguez Blanca por brindarme su cariño y en especial a mi hermano Miguel Domínguez, solo quiero decirles que LOS QUIERO MUCHO.

A la Universidad de Oriente, Núcleo Anzoátegui por acogerme en su recinto, donde recibí mi formación profesional.

A todos los profesores del Departamento de Electricidad de la escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, en especial, a los profesores Santiago Escalante, Melquiades, Pedro López, Pedro Rodríguez y Manuel Maza por la preparación académica durante mi carrera.

De una manera muy especial al profesor Eulogio Hernández por su apoyo y paciencia incondicional.

A mis compañeros Yuli, Jovani, Daniel, Martha, Nelsi, Ángela, Héctor (Leo), Gina, Jhon, Gianni y Alexdys con los cuales viví momentos inolvidables en mi etapa como estudiante.

¡Muchas Gracias a Todos!

Libia Jackelin Mata Marin

RESUMEN

El estudio desarrollado en este trabajo trata sobre los sistemas de transmisión flexible (FACTS) y los sistemas de transmisión en DC (HVDC), donde se describen con detalle ambos sistemas.

Se realizó el dimensionamiento de los dos sistemas de transmisión, en el cual para la tecnología FACTS se describió un sistema de 215 KV, con una distancia de 370 KM y a frecuencia de 60 HZ.; en cuanto a la tecnología HVDC se tomaron los datos del proyecto Moyle Interconector. Luego se describieron los equipos necesarios para implementar ambos sistemas; en los FACTS se detallaron los dispositivos más utilizados a nivel mundial los cuales son el compensador estático de reactivos (SVC), el compensador estático sincrónico (STATCOM), el capacitor serie controlado por tiristor (TCSC), el compensador estático sincrónico serie (SSSC) y el controlador unificado de flujos de potencia (UPFC). En cuanto a los HVDC el componente de mayor relevancia es la unidad convertora constituida por rectificadores que transforman la corriente alterna en continua (AC/DC) e inversores que transforman la corriente continua en alterna (DC/AC). Finalmente se realizó un modelo técnico y económico para el análisis de ambos sistemas.

Este proyecto permitió dejar gran información sobre los FACTS y los HVDC, los cuales han surgido para mejorar la transmisión de energía haciéndola más versátil y eficiente.

INTRODUCCIÓN

La liberalización del sector eléctrico junto con la sensibilidad de la sociedad frente a los asuntos medioambientales supone nuevos retos y demandas a que deben hacer frente las compañías eléctricas. Estas no sólo aplican nuevas herramientas y filosofías como los Sistemas de Transmisión Flexible (FACTS), sino otras mucho más antiguas, como la transmisión en corriente continua en alta tensión (HVDC) rejuvenecida por el desarrollo de la electrónica de potencia y su aplicación al transporte y distribución de la energía eléctrica.

Estos avances tecnológicos en la transmisión de energía eléctrica han añadido una nueva dimensión a las capacidades de transmisión de potencia.

Mediante el presente trabajo se propone un estudio comparativo de los FACTS y los HVDC, los cuales han surgido para solventar los problemas técnicos en los sistemas de transporte, acarreados por el gran aumento de la demanda eléctrica.

Siendo los principales factores para el consumo de energía el crecimiento de la población, el crecimiento económico, la disponibilidad de energía y el desarrollo tecnológico.

Para realizar este estudio se describen detalladamente los FACTS y los HVDC y se determinan las normas de dimensionamiento de ambos sistemas. Por último se establece un modelo para el análisis técnico y económico de los sistemas de transmisión.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema.

Venezuela cuenta con un sistema de transmisión que interconecta los principales centros de producción de energía y permite tener potencia y energía disponible para los centros de consumo a lo largo y ancho del territorio nacional. Sin embargo, el sistema eléctrico nacional se ha visto en la necesidad de optar, entre otras cosas, por sistemas de transmisión de energía más eficientes.

En esta área se han llevado a cabo diversas investigaciones, las que han conducido al desarrollo de los Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna (FACTS) y los Sistemas de Transmisión en Corriente Continua (HVDC). Los FACTS son utilizados para mejorar las líneas de distribución de energía eléctrica, además de tener una gran flexibilidad para adaptarse a diferentes condiciones de trabajo, mientras los sistemas HVDC constituyen una de las aplicaciones tecnológicas de mayor relevancia en sistemas de transmisión de potencia, y se han impuesto en el mundo como una alternativa altamente eficiente y de menor costo cuando se trata de grandes bloques de potencia.

Hay muchos ejemplos de cómo los sistemas de transmisión FACTS y HVDC han ayudado en el mundo, uno de estos casos es el de Dafang donde para asegurar el suministro de energía eléctrica en la región de Beijing, se instalaron dos condensadores de compensación en serie (ambos con valores nominales 372 MVAR y 500 KV) en el centro de cada línea del corredor de 300 km con circuitos gemelos, que une Datong y Fangshan. Los condensadores han sido dimensionados no sólo para el

funcionamiento bajo condiciones estables de la red, sino también para la eventualidad de perturbaciones graves en el sistema, como es la pérdida de una de las líneas paralelas de 500 KV. En este caso, el condensador de la línea que sigue en servicio ha de ser capaz de dominar durante cierto tiempo la plena carga de ambas líneas. De hecho, esta ha sido una de las razones para instalar en primer lugar los condensadores en serie: para garantizar la seguridad de la transmisión de electricidad a la región de Beijing incluso en caso de caída de una línea.

Otro ejemplo es la transmisión HVDC de la represa hidroeléctrica de Itaipú en Brasil. Empresa binacional entre Paraguay y Brasil, ubicada en el río Paraná en la frontera entre estos dos países. El área implicada se extiende desde Foz do Iguazu, en el Brasil, y Ciudad del Este, en el Paraguay, al sur, hasta Guaira (Brasil) y Salto del Guairá (Paraguay), al norte. La transmisión HVDC de Itaipú consta de dos líneas de transmisión bipolar DC que convierte por intermedio de un rectificador la energía generada de 50 Hz a la red de 60 HZ.

En vista a la temática antes mencionada el presente proyecto tiene como objetivo el estudio de los FACTS y los HVDC, con el cual se dará información conceptual, técnica y económica detallada de ambos sistemas. Para llevar a cabo dicho estudio se realizara una investigación documental.

1.2 Objetivos de la Investigación.

1.2.1 Objetivo General.

Estudio de los sistemas de transmisión flexible (FACTS) y los sistemas de transmisión en DC (HVDC).

1.2.2 Objetivos Específicos.

- Describir los sistemas de transmisión flexible (FACTS) y sistemas de transmisión en DC (HVDC).
- Determinar las reglas para el cálculo de los sistemas de transmisión.
- Determinar el equipamiento requerido para la implementación de los sistemas de transmisión flexible y DC respectivamente.
- Establecer un modelo que sirva de referencia para el análisis de los sistemas de transmisión estudiados desde el punto de vista técnico y económico.

1.3 Justificación e Importancia

El rápido proceso de transformación en que se encuentra el mercado de la energía ha confrontado a los operadores de sistemas de transmisión de alta tensión con nuevas oportunidades y nuevos desafíos. Estos últimos son, principalmente, el resultado del gran crecimiento de la transferencia de energía entre compañías de electricidad, de la liberación del mercado y de los límites económicos y medios ambientales impuestos a la construcción de nuevas instalaciones de transmisión.

Los sistemas de transmisión y distribución de las empresas eléctricas han comenzado un período de cambio, debido principalmente a la aplicación de la electrónica de potencia, microprocesadores y comunicaciones en general. Esto los ha llevado a una operación más segura, controlable y eficiente. En esta área se han llevado a cabo diversas investigaciones, las que han conducido al desarrollo de los FACTS y los HVDC.

En vista del progreso de los sistemas de transmisión y la poca documentación que existe de ellos se realiza el estudio comparativo de los sistemas de transmisión flexible (FACTS) y los sistemas de transmisión en DC (HVDC), con el cual el lector se familiarizara con ambos sistemas.

Cabe destacar, que esta investigación reviste gran importancia, debido a que enmarca los últimos avances tecnológicos en cuanto al sistema en estudio.

Los resultados que de esta investigación se obtengan, podrán ser utilizados para estudios posteriores relacionados con el tema tratado.

1.4 Alcance y Limitaciones

El presente proyecto consiste en el estudio comparativo de los FACTS y los HVD, el cual dará información detallada en cuanto al para que sirven, sus definiciones, clasificaciones, como y porque se utilizan, ventajas y desventajas.

La limitante principal de esta investigación se basa en el hecho de que el presente estudio es una tecnología reciente por lo cual hay poca documentación que dificulta en cierta parte el desarrollo y presentación del informe final.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación

A continuación se muestran trabajos de investigación previos que sirven como marco referencial para desarrollar el actual proyecto, con el fin de aprovechar la información contenida para ampliar la documentación y así reforzar el trabajo de investigación.

BECERRA, BURGOS, FEHLANDT. **“Transmisión de Corriente Continua HVDC”** [1]. Informe de Laboratorio de Redes, Universidad de Chile, departamento de Ingeniería Eléctrica, Otoño 2009. En este informe se presentan los principales conceptos relacionados a la transmisión HVDC, el funcionamiento de sus distintos componentes y sus ventajas y desventajas. Este aporte a la investigación información conceptual sobre los sistemas de transmisión en corriente continua.

MARTÍNEZ, GÓMEZ **“Controladores Electrónicos de Potencia en Redes de Distribución”** [2]. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, 2008. El presente trabajo expone los aspectos más relevantes de la operación de controladores electrónicos y algunas de sus aplicaciones en redes de distribución, brindando para este proyecto información sobre controladores basados en electrónica de potencia que son dispositivos aplicados en los sistemas de transmisión flexible y los sistemas de transmisión en DC.

PÁVEL, H. **“Diseño e Implementación en Laboratorio de un Dispositivo TCSC”** [3]. Tesis de Maestría en Ciencias, Centro de Investigación y Estudios

Avanzados del IPN Unidad Guadalajara, Noviembre 2001. El objetivo de este trabajo fue la aplicación de una red snubber al TCSC, puntualizando el efecto que ésta tiene sobre las señales del dispositivo. Aporto para esta investigación el análisis de uno de los dispositivos FACTS que más impacto ha tenido desde su introducción, el TCSC.

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Sistema de Transmisión

Un sistema de transmisión de energía eléctrica es el medio de conexión entre los consumidores y los centros de generación, el cual permite el intercambio de energía entre ellos a todo lo largo de la geografía nacional.

Las líneas de transmisión y las subestaciones representan los principales componentes de un sistema o red de transmisión. Una red se caracteriza por poseer diferentes niveles de voltaje de operación. Esta diversidad técnica necesaria permite que el intercambio se dé en condiciones que reduzcan las pérdidas de energía, para así lograr el uso eficiente de la energía por parte de todos los integrantes del sistema eléctrico (consumidores y generadores) [4].

2.2.2 Línea de Transmisión

La línea de transmisión es un conjunto de elementos que conforman un medio de transporte de la energía eléctrica, desde un punto no emisor hasta otro receptor. Los componentes esenciales de una línea de transmisión, son los siguientes (figura 2.1).

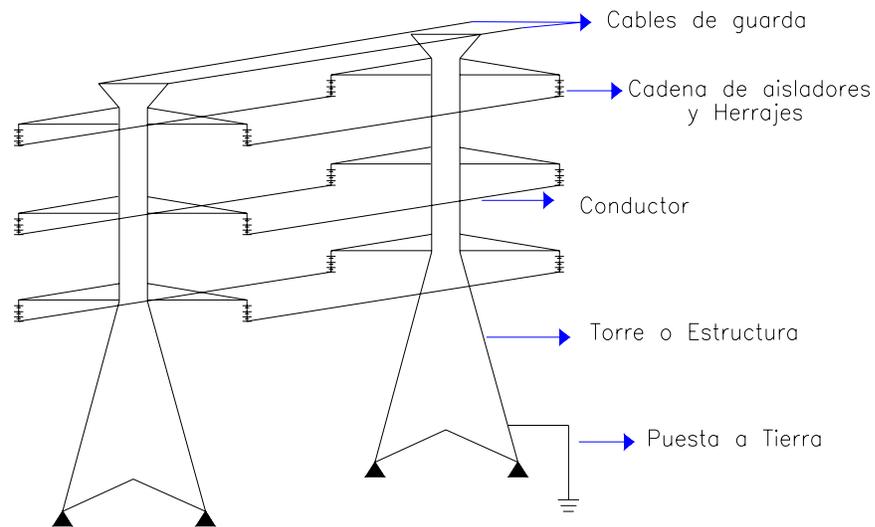


Figura 2.1 Línea de transmisión y sus componentes [4].

2.2.2.1 Torres o Estructuras

Constituyen los elementos que sirven de soporte a los conductores y los cables de guarda. Los componentes básicos de una torre o estructura de una línea de transmisión se muestran en la figura 2.2 y se describen a continuación:

- **Fundaciones y bases:** Constituyen el asiento o soporte de la torre o estructura.
- **Cuerpo(s):** Es un elemento constituido por uno varios montajes.
- **Ménsulas:** Es el brazo de la torre que soporta al conjunto cadena de aisladores-conductor. Las ménsulas pueden ser triangulares o cuadradas.

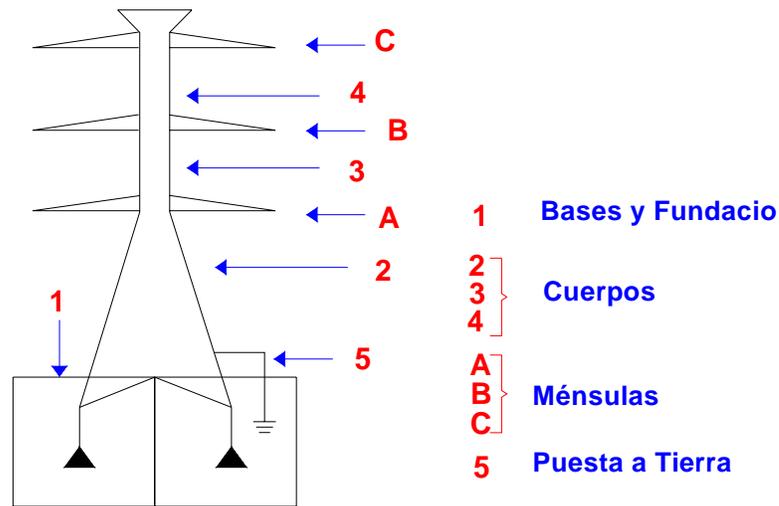


Figura 2.2 Componentes de las torres o estructuras [4].

Clasificación de las torres o estructuras de una línea de transmisión de acuerdo a su función a lo largo de línea:

- **Torres de suspensión:** como su nombre lo indica, se refiere a las torres que sirven para suspender a los conductores.
- **Torres de amarre:** estas torres se utilizan para amarrar y tensar los conductores. Las torres de amarre se pueden clasificar a su vez en: torres de amarre en alineación y torres de amarre en ángulo.
- **Torres especiales:** en esta especificación se incluyen todas aquellas torres que se utilizan en condiciones particulares o especiales a lo largo de la línea; los casos más frecuentes son: la transposición de fases y la derivación o bifurcación de la línea.

2.2.2.2 Aislador(es)

Como su nombre lo indica, es un elemento no conductor que tiene como función aislar eléctricamente a las estructuras mecánicas de las barras y conexiones sometidas a tensión. Tipos de aisladores:

- **Suspensión / amarre:**

Es aquel, se encuentra formando cadenas; es decir, un conjunto de dos o más unidades aisladoras ligadas entre sí, destinadas en soportar en forma flexible a un conductor. Cada unidad aisladora consta de:

- Una parte de porcelana vitrificada y de color marrón o de vidrio templado formando una campana.
- Una pieza metálica llamada casquete, situado en la parte superior de la porcelana.
- Un vástago, situado en la parte inferior de la porcelana, cuya cabeza se acopla al casquete otro aislador.

- **De soporte:**

Es un aislador, que está destinados a soportar conductores sometidos principalmente a esfuerzos metálicos. Cada uno consta de:

- Aislador propiamente dicho, construido de porcelana marrón, generalmente de forma cilíndrica, no hueca.
- Base y casquete, los cuales son metálicos y constituyen la parte inferior y superior del aislador soporte. Se acoplan mediante tornillos a otros aisladores

similares para formar columnas.

2.2.2.3 Cables de guarda

Son cables de tierra aéreos colocados cerca de los conductores de fase de las líneas de transmisión y distribución, los cuales cumplen las siguientes funciones:

- Proteger los conductores de fase contra los el impacto directo de los rayos.
- Reducir las tensiones inducidas de campos electromagnéticos externos.
- Reducir la impedancia de secuencia cero (Z_0) de la red.
- Reducir la inductancia mutua.
- Reducir la selectividad de operación de las protecciones que utilizan los fenómenos de sobrecorrientes a tierra.

Los cables de tierra son instalados en el punto más alto de las estructuras de soporte de las líneas, por lo que tienen potencial cero en condiciones normales, su objetivo es captar las caídas de rayos que, en orto caso habrían terminado en los propios conductores de fase.

2.2.2.4 Conductor(es)

Se encargan de transportar la energía eléctrica de un lugar a otro. En la construcción de líneas aéreas de transmisión de energía eléctrica, se utilizan frecuentemente conductores con núcleo de aluminio revestidos con aleaciones de aluminio 6201 tipo ACAR y conductores de aluminio reforzado con acero (ACSR), constituidos de un conductor formado por alambres de aluminio 6201 cableados helicoidalmente alrededor de un núcleo de acero galvanizado.

2.2.2.5 Puesta a Tierra

La puesta tierra en las líneas de transmisión se sitúa en la base de las estructuras sirve para colocar en un potencial cero al cable de guarda y a la torre, de tal manera de eliminar las perturbaciones que existen en el sistema. Un correcto diseño de puesta a tierra es fundamental para asegurar la correcta conducción de la descarga eléctrica del rayo.

2.2.3 Subestaciones Eléctricas

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Las subestaciones eléctricas se clasifican de dos formas:

1. Según su función dentro del sistema:

- Subestaciones elevadoras: Destinadas a elevar el nivel de tensión en un sistema, ubicándose generalmente la interface entre la generación y la transmisión.
- Subestaciones reductoras: Destinadas a reducir los niveles de tensión en un sistema y por tanto, su ubicación usual es en las cercanías de los centros de consumo.
- Subestaciones de interconexión: Destinadas a controlar algunas zonas especiales de los sistemas, tales como puntos de conexión entre sistemas diferentes o en el medio de largas líneas de transmisión de muy alto voltaje.

Por el medio utilizado como aislante:

- **Subestaciones aisladas en aire:** Consideradas convencionales.
- **Subestaciones aisladas en gas:** En las que usan gas aislante confinado en una envolvente metálica.

2.2.3.1 Composición Eléctrica de una Subestación

Desde el punto de vista de equipamiento eléctrico, la subestación está conformada por tres grandes partes o sistemas:

2.2.3.1.1 Sistema primario. Equipos de alta tensión

El sistema primario de una subestación está conformado por los siguientes equipos:

- Transformadores de potencia (Autotransformadores).
- Interruptores.
- Seccionadores.
- Transformadores de corriente (TC).
- Transformadores de tensión (TP).
- Pararrayos (Surge Arrester).
- Aisladores (aisladores soporte y cadena de aisladores).
- Trampas de alta frecuencia.

2.2.3.1.2 Sistema secundario. Los equipos de baja tensión.

El sistema secundario de una subestación está constituido principalmente por los equipos de baja tensión que reciben o envían señales desde o hacia los equipos que conforman el equipo primario; los principales equipos que conforman este sistema son los siguientes:

- Sistema de protecciones.
- Sistema de medición.
- Sistema de control (mando, señalización, alarmas y registros).

2.2.3.1.3 Sistemas auxiliares. Equipos de apoyo

Los sistemas auxiliares de una subestación están conformados por todos aquellos sistemas que permiten o ayudan a los equipos primarios y secundarios, para que estos funcionen adecuadamente en concordancia con el diseño desarrollado para la subestación; deben cumplir con tres condiciones básicas [5]:

- **Confiabilidad:** Deben ser altamente confiables para permitir la operación adecuada de todos los equipos de las subestación y minimizar las posibles fallas de la misma, debido al mal funcionamiento de los equipos por falta de alimentación auxiliar.
- **Seguridad:** El sistema deberá ser seguro, de tal forma, que independientemente del tipo de falla, éste pueda en cualquier momento alimentar los equipos necesarios para restablecer las condiciones de servicio.
- **Flexibilidad:** El sistema debe ser flexible, para permitir hacer reparaciones y

mantenimiento en forma fácil, sin interrumpir la alimentación auxiliar.

2.2.3.1.3.1 Clasificación de los servicios auxiliares

Los principales equipos que conforman este sistema son los siguientes:

1. Servicios Auxiliares de Corriente Alterna (SACA)

Los servicios auxiliares en corriente alterna son instalaciones eléctricas que atienden cargas de baja tensión asociadas exclusivamente a equipos, locales o predios de la instalación eléctrica de media tensión. Sus componentes son:

- Transformadores de servicios auxiliares.
- Planta de emergencia.
- Tableros.

2. Servicios Auxiliares de Corriente Continúa (SACC)

Los servicios auxiliares en corriente continua es un sistema alterno el cual permite seguir alimentando a las cargas de la subestación aun cuando la alimentación en alterna haya fallado [4]. Está constituido por:

- Rectificadores.
- Baterías.
- Tableros.

3. Sistema de Aire Comprimido

El sistema de aire comprimido se utiliza para la operación de máquinas, herramientas, instrumentos y para operaciones en el sitio de uso, está compuesta por:

- Estación Central.
- Red de Aire Comprimido.

2.2.4 Sistema de Protecciones en la Subestación

Las subestaciones forman parte indispensable de los sistemas eléctricos de potencia pues son centros de transformación de energía que enlazan las líneas eléctricas de alta tensión con las líneas de media tensión o viceversa dependiendo del tipo de subestación que se esté analizando. De ahí la importancia que tiene la protección en la subestación ya que cada elemento está sujeto a una falla o corto circuito y otro tipos de eventos que afectarán a la subestación.

2.2.4.1 Protección del Transformador de Potencia

El transformador de potencia es uno de los elementos más vitales e importantes del sistema de eléctrico de potencia. La elección de la protección apropiada puede estar condicionada tanto por consideraciones técnicas de confiabilidad, económicas y por el tamaño del transformador.

En la protección del transformador se están utilizando técnicas de procesos avanzados a través de señales numéricas y recientemente introducciones de inteligencia, lo cual facilita tener una protección más rápida, segura y confiable para el transformador.

2.2.4.1.1 Protección Diferencial

El relé diferencial de corriente es el tipo de protección usada más comúnmente para transformadores de 10 MVA en adelante. La protección diferencial es muy adecuada para detectar las fallas que se producen tanto en el interior del transformador como en sus conexiones externas hasta los transformadores de corriente asociados con esta protección.

2.2.4.1.1.1 Tipos de Relés Diferenciales para Protección

A continuación se describe los diferentes tipos de protección diferencial aplicables al transformado de potencia:

- **Protección diferencial usando relés de sobrecorriente temporizados:** Estos relé de sobre corriente sin restricción, son poco usados en aplicaciones actuales debido a que son susceptibles a operar mal por causas tales como corriente de magnetización “inrush” cuando se energiza el transformador.
- **Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales:** Ésta es una protección que dispone de una restricción para evitar disparos indeseados ante fallas externas debido a la disparidad en los transformadores de corriente. Esto permite incrementar la velocidad y seguridad de la protección con una sensibilidad razonable para corrientes de falla bajas.
- **Protección diferencial usando relés diferenciales porcentuales con restricción de armónicos:** Algunos relés diferenciales incorporan en su diseño una restricción de armónicos para evitar disparos indeseados debidos a corrientes de “inrush”.

En la práctica es recomendable utilizar la protección diferencial de porcentaje para protección contra fallas de cortocircuitos para todos los bancos de transformadores de potencia para cuya capacidad supere los 10MVA, por lo tanto se utilizara dicha protección.

2.2.4.1.1.2 Protección de Sobrecorriente

La protección de sobrecorriente en transformadores de potencia, se utiliza como protección de respaldo de la protección diferencial y para fallas externas. Los relés de sobrecorriente sólo se utilizan como protecciones principales en los transformadores cuando el costo de la protección diferencial no se justifica.

- **Sobrecorriente de Fase Instantánea.**

El uso de la unidad instantánea para protección de transformadores no es tan recomendable, ya que se pueden presentar operaciones indeseadas ante corrientes de energización o por fallas en otros niveles de voltaje. Cuando esta unida se utiliza, su ajuste debe ser superior a la máxima corriente subtransitoria asimétrica para una falla en el lado de baja voltaje del transformador.

Así mismo, la unidad instantánea se debe ajustar en un valor superior a la corriente “inrush” del transformador, para evitar disparos inadecuados.

- **Protección de Falla a Tierra**

El valor de arranque de los relés de sobrecorriente de tierra se recomienda en un valor del 40% de la corriente nominal del transformador, dado que los

niveles de desbalance esperados en el sistema son inferiores este valor. El dial y la curva se determinan de acuerdo con el estudio de corto circuito.

Para el ajuste de los relés de sobrecorriente de tierra, se simulan fallas monofásicas y de alta impedancia en varios puntos del sistema (varios niveles de voltaje del transformador), se registran las corrientes residuales y a partir de estos resultados se escogen los ajustes más adecuados haciendo las verificaciones del caso y cuidando de que estos relés queden con un alto grado de sensibilidad, manteniendo una selectividad apropiada.

- **Protección de Sobrecorriente para el Devanado Terciario.**

El devanado terciario de un autotransformador o de un transformador con devanado terciario es usualmente de menor capacidad que los otros dos devanados.

Los relés de sobrecorriente que protegen los devanados principales normalmente no ofrecen protección a los devanados terciarios. En condiciones de fallas externas a tierra, por estos devanados circulan corrientes muy altas, por lo tanto, se debe disponer de un relé independiente de sobrecorriente para dicho devanado.

El método a seleccionar para proteger el devanado terciario, generalmente depende de si se conecta o no carga a dicho devanado. Si el devanado terciario no tiene carga, la protección puede consistir en un solo relé de sobrecorriente conectado en serie a uno de los CT's ubicado en el interior de la delta. Este relé sólo detectará fallas a tierra del sistema y fallas entre fases en el terciario o entre sus conexiones.

Si el devanado terciario alimenta una carga conectada en estrella aterrizada, se puede proteger parcialmente con un solo relé de sobrecorriente, alimentado por tres CT's, uno en cada devanado de la delta y conectados en paralelo al relé.

Esta protección sólo detecta las corrientes de secuencia cero pero no las corrientes de secuencia positiva y negativa, por lo tanto, sólo operará para fallas a tierra en la delta terciaria, pero no cubrirá las fallas entre fases, figura 2.3.

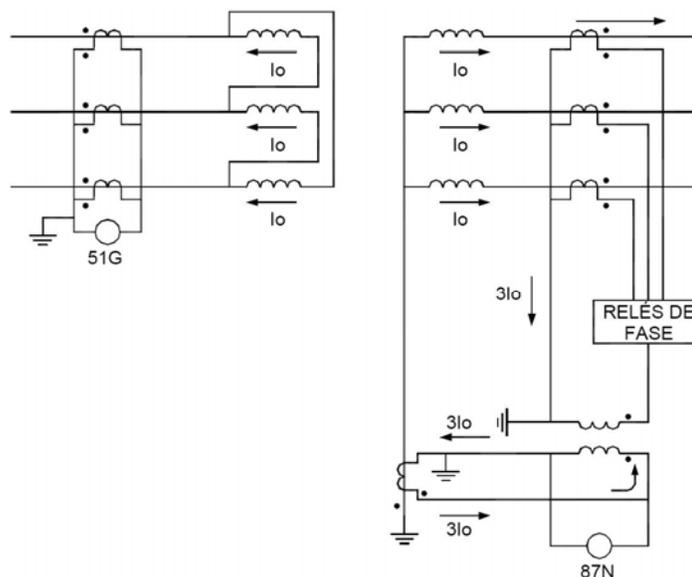


Figura 2.3 Protección de falla a tierra de una delta usando relés de sobrecorriente residual y relés de tierra conectados diferencialmente [5].

2.2.4.2 Protección del Transformador de Puesta a Tierra

Un transformador de puesta a tierra es un transformador ideado principalmente con la finalidad de proporcionar un punto neutro a efectos de puesta a tierra. Puede ser una unidad de dos devanados con el devanado secundario conectado en triángulo y el devanado primario conectado en estrella que proporciona el neutro a efectos de puesta a tierra o puede ser un autotransformador

trifásico de un solo devanado con devanados en estrella interconectada, o sea en zigzag.

El esquema de protección consiste en relés de sobrecorriente conectados a un TC en delta, de tal manera que ante fallas a tierra, externas al transformador de puesta a tierra, la secuencia cero quede atrapada dentro de la delta evitando la operación del relé. Esto permite una mayor sensibilidad al relé para detección de fallas internas, figura 2.4.

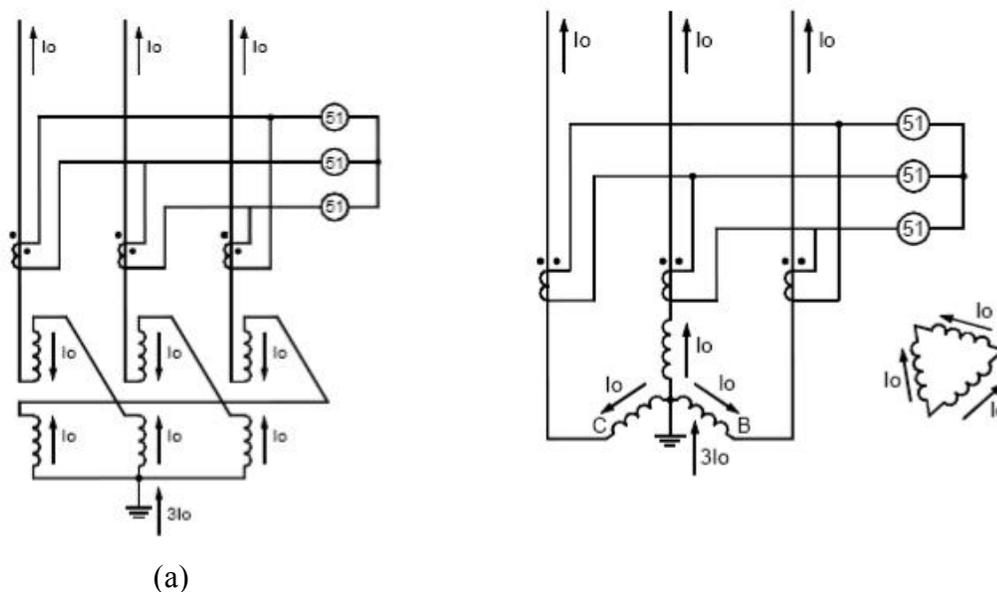


Figura 2.4 Protección de transformadores de tierra (a) Zigzag (b) 8- ▼ [7]

2.2.4.2.1 Protecciones Mecánicas

- **Relé de Presión Súbita o Válvula de Sobrepresión (SPR)**

Estos relés son aplicables en transformadores sumergidos en aceite. Estos relés operan ante cambios súbitos de presión del aceite, que se originan durante

fallas internas. Este relé no opera por presiones estáticas o cambios de presión resultantes de la operación normal del transformador, que pueden ocurrir ante cambios de carga y de temperatura. Son usados generalmente para dar disparo con los contactos en paralelo con el relé diferencial, aunque también pueden ser utilizados para dar solo alarma si se prefiere.

El tiempo de operación del relé SPR (Sudden Pressure Relay) varía desde medio ciclo hasta 37 ciclos, dependiendo de la magnitud de la falla. Este relé se recomienda para todos los transformadores con capacidad superior a 5 MVA.

- **Relé Buchholz**

El relé Buchholz es una de las protecciones propias del transformador y se utiliza ampliamente en la protección de transformadores sumergidos en aceite, éste es una combinación de acumulador de gas y relé de aceite que es instalado en la parte superior del tanque principal. Sirve para detectar fallas internas, cortocircuitos, arcos eléctricos y bajo nivel de aceite.

- **Detectores de Nivel de Aceite**

Este relé opera cuando el nivel de aceite no es el requerido cerrando unos contactos que disparan el disyuntor del transformador.

- **Detectores de Temperatura**

Estos pueden consistir en termómetros, que se instalan en los devanados del transformador para detectar temperaturas muy altas que se pueden presentar por sobrecargas o daños en el sistema de refrigeración.

- **Relé de Imagen Térmica**

Evitará todo exceso de temperatura no admisible, provocado por cualquier causa externa, tales como: fallas en el sistema de refrigeración, excesiva temperatura ambiente, etc.

Este relé determina la temperatura de los devanados con base en la corriente que circula por ellos y en la temperatura previa del aceite del transformador. Consiste de una resistencia inmersa en el aceite del transformador y que está conectada a los TC's ubicados a la salida del transformador; el calentamiento de esta resistencia es medida con un sensor de temperatura para dar alarma, disparo o control del mecanismo de enfriamiento de los transformadores.

2.2.4.3 Protección de Barras

La Barra es un elemento que dispone de una alta confiabilidad sin embargo ocurren falla, llegando a ser un elemento crítico en el sistema de potencia ya que es el punto de convergencia de muchos circuitos tales como: transmisión, generación o carga.[7]

La barra del sistema de potencia debe estar provista de una protección de alta velocidad que minimice los daños en los equipos y que evite la inestabilidad del sistema, ante condiciones de falla.

2.2.4.3.1 Definición de una Protección de Barra

En la protección de barras se usan varios esquemas:

- **Protección Diferencial de Barras**

El relé es el sistema de protección más utilizado en las instalaciones nuevas, ya que detecta tanto las fallas de fase como las de tierra [7]. Se clasifican en:

- **Protección diferencial de alta impedancia**

En este tipo de protección diferencial todos los transformadores de corriente deben tener la misma relación de transformación y una impedancia de dispersión secundaria.

- **Protección diferencial porcentual**

Los relés diferenciales porcentuales tienen circuitos de restricción y circuitos de operación. La corriente requerida para la operación del relé depende de las corrientes de restricción. La máxima seguridad para fallas externas se obtiene cuando todos los TC's tienen la misma relación de transformación, en caso contrario, se deberán utilizar TC's auxiliares (para compensar los desequilibrios de corrientes por diferencias en las relaciones de transformación) de alta calidad y exactitud para asegurar estabilidad de la protección diferencial ante una falla externa.

- **Protección diferencial porcentual con alta impedancia moderada**

La característica porcentual de este tipo de relé hace posible el uso del relé de manera independiente de la condición de falla externa máxima.

El circuito diferencial de impedancia alta moderada en conjunto con la acción de la restricción, hace que el relé sea insensible a los efectos de la saturación del TC ante una falla externa. El relé responde a fallas internas haciendo caso omiso de la saturación de cualquier de los TC's asociados con la protección.

- **Protección Diferencial Parcial**

Conocido como protección de “barra sobrecargada” o de “respaldo selectivo”. Está basado en una variación del principio diferencial, dado que no incluye todos los campos de la protección diferencial de barras.

Para implementar la protección diferencial parcial se pueden utilizar relés de distancia o de sobrecorriente. Estos relés deben coordinarse con los relés de distancia.

- **Protección de Barras con Comparación Direccional**

Este esquema compara la dirección del flujo de corriente en cada uno de los circuitos conectados a la barra. Si las corrientes en todos los circuitos confluyen en la barra es porque hay una falla en ella; si la corriente en uno o más circuitos fluye fuera de la barra, es porque existe una falla externa.

- **Zonas Diferenciales Combinadas**

La protección diferencial de barras de un sistema de potencia se puede extender para incluir equipos que normalmente no se consideran parte de la barra, tales como: el transformador de potencia y la barra de bajo voltaje de éste,

una línea de interconexión con otra subestación, bancos de condensadores, reactores o reguladores.

2.2.4.3.2 Protección Diferencial según la configuración de la Subestación

- **Barra Principal y Barra de Transferencia**

El propósito de esta configuración es proveer un medio para sacar de servicio un disyuntor sin tener que desconectar el circuito [7]. En la figura 2.4 se observa la configuración de la barra principal y la barra de transferencia.

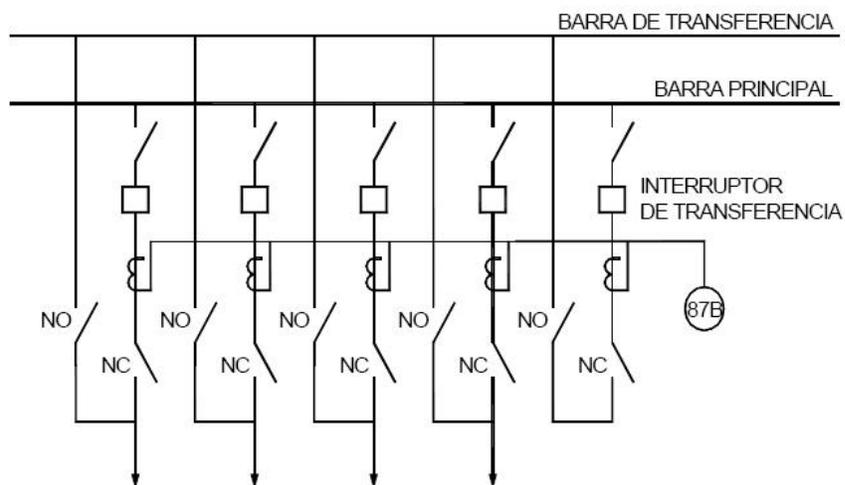


Figura 2.4 Barra principal y barra de transferencia [5].

- **Doble Barra**

Con esta disposición, cada línea puede alimentarse indistintamente desde cada uno de los juegos de barra y, por tanto, resulta posible dividir las salidas en dos grupos independientes. También resulta posible conectar todas las líneas sobre un juego de barras mientras se realizan trabajos de revisión sobre el otro

juego de barras, en el caso de fallas en una barra no implica la desconexión total del sistema.

En esta configuración cada una de la barras tendrá su protección diferencial de barras.

- **Disyuntor y Medio.**

Con este esquema (figura 2.5) se logra un alto grado de confiabilidad, dado que cualquier disyuntor se puede retirar de operación, manteniendo todas las líneas de transmisión energizados, cada una de las barras tendrá una protección diferencial de barras independiente.

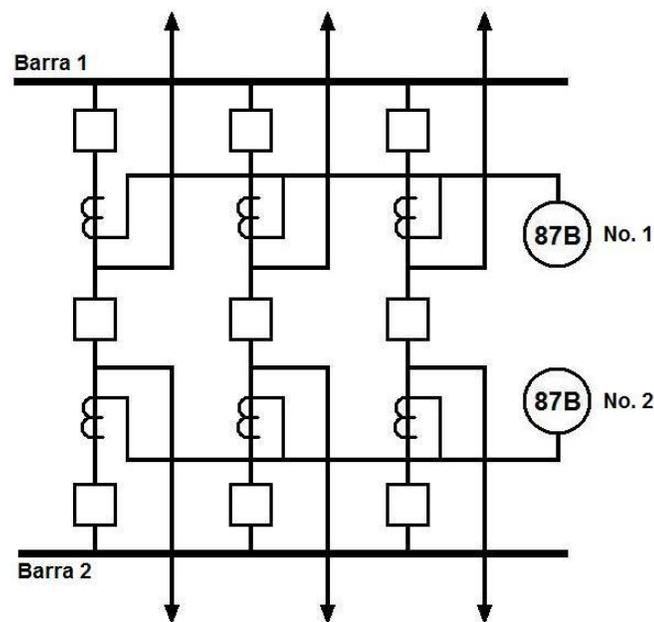


Figura 2.5 Configuración “Disyuntor y ½” [7]

El esquema de protección diferencial de barras varía de acuerdo con la configuración que tenga la subestación. Para aquellas configuraciones en donde hay acople de circuitos de una barra a otra (doble barra, doble barra más barra de

transferencia), se utiliza un relé de comparación direccional o dos relés diferenciales de alta impedancia porcentuales para el esquema diferencial de barras, no es recomendable utilizar para este tipo de esquemas relés de alta impedancia clásicos ya que si se utilizan podrían quedar abiertos los secundarios de los TC's trayendo como consecuencia el daño permanente del núcleo o del TC mismo.

2.2.4.4 Protección de Líneas

Las líneas son los elementos del sistema eléctrico que interconectan dos o más subestaciones, por lo tanto están sometidos permanentemente a las consecuencias de los fenómenos meteorológicos y a los riesgos de ser afectados por otras circunstancias, por tal razón es importante su protección.

2.2.4.4.1 Protecciones principales de Línea

2.2.4.4.1.1 Protección de Distancia.

Es una protección más selectiva y por lo mismo puede ser rápida o lenta dependiendo según la longitud de la línea, la carga que se prevé transportar y para lo cual se tener en cuenta algunas razones principales [7]:

- Su independencia con respecto a enlaces de comunicación entre los extremos de la línea, ya que para su operación, utiliza información sobre las corrientes y tensiones.
- La protección de distancia constituye un sistema de protección relativamente selectivo en la red de potencia. Esto significa que puede operar también como una protección de apoyo para otros elementos primarios en la red.

Normalmente la protección de distancia comprende de tres a cinco zonas de protección y medición independiente cada una de ellas, estas son:

Zona 1. Se utiliza para detectar fallas ajustadas aproximadamente 80 a 85% de la línea protegida, utilizándose la detección para provocar disparo instantáneo.

Zona 2. Su objetivo es proteger el tramo restante de la línea el cual no está cubierto por la zona 1.

Zona 3. Proporciona protección de respaldo, cuyo ajuste deberá ser tal que cubra no sólo la línea protegida.

2.2.4.4.1.2 Protecciones de Sobre y Bajo Voltaje.

La protección de sobre y baja voltaje opera a un tiempo determinado cuando se supera un valor de voltaje específico pero antes de hacer el ajuste de estas funciones es necesario definir la voltaje operativa del área de influencia y de la presencia de esquemas de disparo por sobre/baja voltaje en puntos del sistema con el fin de no comandar disparos indeseados que no son originados por eventos de fallas o inestabilidad del sistema.

2.2.4.4.1.3 Relé de Recierre y Verificación de Sincronismo

Relé de verificación de sincronismo se utiliza para comprobar las condiciones al cierre del disyuntor. Este relé se implementa para restaurar la parte fallada del sistema de transmisión, una vez que la falla se ha extinguido. En algunos sistemas de transmisión, el recierre se utiliza para mejorar la estabilidad

del sistema, dado que es un medio para restaurar rápidamente la transmisión de potencia en ocasiones críticas

2.2.4.5 Protección de Reactores de Compensación

Los reactores de compensación están conformadas, en general por tres unidades monofásica, son usados para compensar la capacitancia de líneas de transmisión, principalmente para condiciones de carga baja, en las cuales se producen más reactivos capacitivos de los que el sistema pueda absorber sin riesgo de inestabilidad o tensiones excesivamente altas en los terminales de líneas.

2.2.4.5.1 Tipos de Reactores

2.2.4.5.1.1 Los Reactores Shunt

Se utilizan para aumentar la estabilidad de las redes y mantener un nivel económicamente aceptable de aislamiento en redes con largas líneas de transmisión entre las centrales de energía y las áreas de consumo, especialmente si esas líneas son poco cargadas o enterradas.

Los reactores shunt compensan la carga capacitiva de líneas de transmisión de energía y son soluciones para:

- Mantener un voltaje aceptable independiente de la carga.
- Limitar sobre tensiones temporales inducidas por conmutación o disminución repentina de carga.
- Reducir pérdidas en la línea por disminución de corriente capacitiva.

2.2.4.5.1.2 Los Reactores Serie

Se usan en conexiones serie como dispositivos limitadores de corrientes para reducir corrientes de fallas a los niveles exigidos. Los reactores serie pueden ser mono o trifásicos y la construcción puede ser: no blindada, no magnéticamente blindada o magnéticamente blindada.

Tiene especial atención el sistema de compresión de bobina/núcleo. Tecnología para contener satisfactoriamente problemas presentados por los campos magnéticos de dispersión.

2.2.4.5.1.3 Los Reactores de Alisamiento.

Son usados en sistemas de transmisión de HVDC para reducir el flujo de corrientes armónicas y sobre corrientes temporales en el sistema. Sus dos funciones son:

- Compensar ondulaciones de voltaje en el convertidor de 12 pulsos.
- Reducir la corriente de corto circuito en la conexión de CC.

Los Reactores de aislamiento se benefician de las mismas medidas que los transformadores de HVDC para garantizar que soportan esfuerzos de corto circuito.

La estructura de compresión de la parte activa es reforzada para mantener la conformidad con esas exigencias.

2.2.4.5.2 Protección del Reactor de Línea

La protección de los reactores debido a corrientes de falla altas se hace a través de relés de sobrecorriente, protección diferencial o por combinación de estos esquemas. Para niveles de falla bajos se debe brindar por medio de relés de impedancia, térmicos, de acumulación de gas, de sobrepresión o por una combinación de estos relés. En la **figura 2.6** se muestra la combinación del reactor de línea con reactor de neutro.

2.2.4.5.2.1 Protecciones de Sobrecorriente y Diferencial de Reactor

Los relés de protección para fallas que producen incrementos elevados en la magnitud de la corriente de fase es generalmente una combinación de sobrecorrientes, diferenciales y eventualmente relés de distancia.

Una de las principales dificultades que se le presenta en las protecciones, radica en la falsa operación de los relés ante la energización o desenergización de reactores con núcleo de hierro. Durante estos períodos, los mayores problemas los causan un nivel “offset” DC con constante de tiempo alta (factor de calidad alto) y las componentes de frecuencia relativa baja en la corriente de energización del reactor. Por esta razón los relés diferenciales de alta impedancia son generalmente más recomendados que los relés de baja impedancia. Si se utilizan relés de baja impedancia, es recomendable que éstos sean suficientemente insensibilizados para prevenir operaciones indeseadas o utilizar los filtros adecuados que supriman este tipo de componentes.

Los relés de sobrecorriente de fases no son lo suficientemente sensibles para brindar una adecuada operación ante fallas entre espiras y los esquemas

diferenciales generalmente no las detectan tampoco. Los relés de distancia o los relés de sobrecorriente de tierra ofrecen alguna probabilidad de protección pero requieren tiempos de retardo para la coordinación ante fallas externas y por corrientes de saturación del transformador. El uso de protecciones de distancia para este tipo de sensibilidad es posible dada la significativa reducción en la impedancia a 60Hz de un reactor en derivación, bajo condiciones de falla entre espiras.

La sensibilidad para falla entre espiras es limitada por la impedancia aparente vista por el relé durante la energización del reactor por la corriente “Inrush”. El alcance dado al relé debe estar por debajo de la impedancia vista en el periodo de magnetización (“Inrush”).

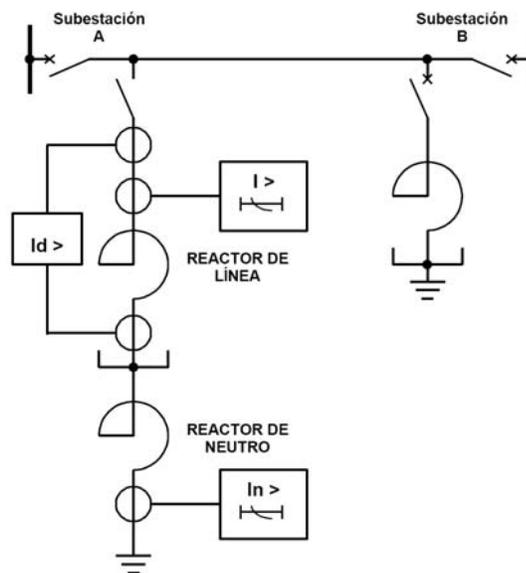


Figura 2.6. Protección de reactor de línea con reactor de neutro [7].

2.2.4.5.2.2 Protección Buchholz, Presión Súbita y Sobretemperatura.

Los relés de presión súbita o acumulador de gas (Buchholz) o ambos brindan el mejor medio de detección de fallas entre espiras en reactores sumergidos en aceite. Las descargas parciales de baja energía y la sobretemperatura causada por cortocircuitos entre espiras producen gases, el incremento de gas que atraviesa el aceite es acumulado en el relé Buchholz.

El relé de presión súbita es montado en la parte superior del tanque del reactor y consiste de un sensor de presión, un conmutador operado por presión y un orificio igualador de presiones para evitar operaciones indeseadas asociadas con la variación de presión por cambios de temperatura. El relé opera ante la diferencia momentánea entre las presiones en el espacio de gas del reactor y la presión incidente en el relé.

Los reactores sumergidos en aceite son sometidos a refrigeración forzada para reducir costos y tamaño. La pérdida de refrigeración puede ser detectada con monitoreo de flujo de aceite mediante indicadores de flujo y monitoreo de temperatura con relés de temperatura. El indicador de flujo de aceite generalmente produce una alarma y los relés de temperatura son conectados al disparo.

2.2.4.5.2.3 Protecciones de Sobre/Bajo Voltaje.

Estos relés pueden ser usados para desconectar el reactor ante condiciones extremas de sobrevoltaje, pero en este caso, la línea de transmisión asociada debe ser desenergizada al mismo tiempo ya que la desconexión de los reactores agravaría las condiciones de sobrevoltaje del sistema.

Los disparos por bajo voltaje, por el contrario, pretenden permitirle al sistema recuperar sus niveles de voltaje en eventos relacionados con colapsos de voltaje y oscilaciones graves de potencia.

2.3 Bases Legales

Las empresas eléctricas para poder ofrecer sus servicios deben seguir un conjunto de leyes y reglamentos que son dictadas por la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y Ley del Servicio Eléctrico. Para este proyecto se han estudiado dichas leyes y reglamentos de las cuales se resumieron los puntos más importantes.

Entre las leyes y reglamentos tenemos:

2.3.1 Constitución de la República Bolivariana de Venezuela

El Estado reconocerá el interés público de la ciencia, la tecnología, el conocimiento, la innovación y sus aplicaciones y los servicios de información necesarios por ser instrumentos fundamentales para el desarrollo económico, social y político del país, así como para la seguridad y soberanía nacional. Para el fomento y desarrollo de esas actividades, el Estado destinará recursos suficientes y creará el sistema nacional de ciencia y tecnología de acuerdo con la ley. El sector privado deberá aportar recursos para las mismas. El Estado garantizará el cumplimiento de los principios éticos y legales que deben regir las actividades de investigación científica, humanística y tecnológica. La ley determinará los modos y medios para dar cumplimiento a esta garantía.

La Constitución reconoce como de interés público la ciencia, la tecnología, el conocimiento, la innovación y sus aplicaciones y los servicios de información, a los fines de lograr el desarrollo económico, social y político del país, y que el Ejecutivo Nacional a través del Ministerio de Ciencia y Tecnología, debe velar por el cumplimiento del mencionado precepto constitucional.

2.3.2 Ley del Servicio Eléctrico

Fue promulgada el 31 de diciembre de 2001 y publicada en Gaceta Oficial No.5.568 de la misma fecha, tiene como objetivo establecer las disposiciones que regirán el servicio eléctrico en el territorio Nacional, constituido por las actividades de: generación, transmisión, gestión del Sistema Eléctrico Nacional, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica, así como la actuación de los agentes que intervienen en el servicio eléctrico en concordancia con la política energética dictada por el Ejecutivo Nacional y con el desarrollo social de la Nación.

Dentro de sus disposiciones fundamentales, la ley pretende:

- Garantizar un suministro de electricidad al menor costo posible y con la calidad requerida por los usuarios.
- Promover la competencia en aquellas actividades del servicio eléctrico donde sea pertinente.
- Regular aquellas situaciones de monopolio donde la libre competencia no garantice la prestación del servicio en forma eficiente en términos económicos.
- Fomentar la participación privada en el ejercicio de las actividades que constituyen el servicio eléctrico.

2.3.3 Reglamento del Servicio Eléctrico

La actividad de transmisión consiste en la transformación y el transporte de energía eléctrica mediante el uso de la red de transmisión nacional.

La red de transmisión nacional está constituida al menos por el conjunto de líneas en tensiones iguales o superiores a 230 kilovoltios (KV), que permite el despacho físico y económico de energía eléctrica, así como el suministro de esta última a las diversas regiones del país, conforme al Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional.

Las subestaciones de la red de transmisión nacional se identifican por su mayor nivel de tensión y constituyen una unidad integral, salvo que sea físicamente evidente su separación, en cuyo caso habrá un único operador.

2.3.4 Emergencia Eléctrica en Venezuela

(Decreto N° 6.692 del 3 de Noviembre del 2009, publicado en Gaceta Oficial N° 39.298 de la misma fecha).

Decreto que declara en estado de emergencia la prestación del Servicio Eléctrico Nacional y sus Instalaciones y Bienes Asociados.

2.4 Glosario y Acrónimos.

SACA: servicios auxiliares de corriente alterna.

SACC: servicios auxiliares de corriente continua.

SPR: relé de presión súbita.

SVC: compensador estático de reactivos.

STATCOM: compensador estático sincrónico.

TCSC: capacitor serie controlado por tiristor.

SSSC: compensador estático sincrónico serie.

UPFC: controlador unificado de flujos de potencia.

SSR: resonancia subsincrónica.

TCSR: reactor serie controlado por tiristores.

TCR: reactor controlado por tiristores.

TSSR: reactor serie conmutado por tiristores.

SSG: generador síncrono estático.

BESS: sistema de almacenamiento de energía de batería.

SMES: imán superconductor de almacenamiento de energía.

TSC: condensador conmutado por tiristores.

TSR: reactancia conmutada por tiristores.

MSC: condensador conmutado mecánicamente.

TCBR: resistencia de frenado controlada por tiristores.

TCPST: transformador cambiador de fase controlado por tiristores.

GUPFC: controlador unificado de flujos de potencia generalizado.

DFC: controlador de flujo de potencia dinámico.

CCC: capacitor convertidor conmutado.

HVAC: transmisión de corriente alterna convencional.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Diseño y Tipo de Investigación.

Según Alfonso, I. (1994):

“La investigación documental es un procedimiento científico, es un proceso sistemático de indagación, organización, análisis e interpretación de información o datos en torno a un determinado tema”

Mientras que la Universidad Pedagógica Experimental Libertador señala que los estudios documentales son:

- Estudios de desarrollo teórico: presentación de nuevas teorías, conceptualización o modelos interpretativos originales del autor, a partir de análisis crítico de información empírica y de teorías existentes.
- Revisiones críticas del estado del conocimiento: integración, organización y evaluación de la información teórica y empírica existente sobre un problema, focalizando ya sea en el proceso de la investigación actual y posibles vías para su solución, en el análisis de la consistencia interna y externa de las teorías y conceptualizaciones para señalar sus fallas o demostrar su superioridad de unas sobre otras, o en ambos aspectos.

Estudio de educación comparada: análisis de semejanzas, diferencias y

tendencias sobre características o problemas de educación en el contexto de realidades socioculturales, geográficas o históricas diversas, con fundamento en información publicada.

Estudio de investigación histórica, literaria, geográfica, matemática u otros propios de las especialidades de los subprogramas, que cumplan con las características señaladas en el numeral anterior.

Debido a lo antes expuesto, este estudio se catalogo como un diseño documental, ya que a través de la información obtenida se realiza la comparación entre los Sistemas de Transmisión Flexible de Corriente Alterna (FACTS) y los Sistemas de Transmisión en Corriente Continua (HVDC).

3.2 Operacionalización de Variables

A continuación se muestra el cuadro de operacionalización de variables, que permitirán el logro de cada uno de los objetivos específicos mencionados en el presente anteproyecto y por consiguiente el cumplimiento del objetivo general de la investigación.

Tabla 3.1 Operacionalización de Variables

Objetivos Específicos	Variables	Definición Conceptual	Dimensión	Técnicas	Instrumento
Describir los sistemas de transmisión flexible (FACTS) y sistemas de transmisión en DC (HVDC)	1. FACTS 2. HVDC	1. Dispositivos que abarcan al conjunto de equipos con capacidad de controlar el flujo de potencia o variar características de la red, empleando semiconductores de potencia para controlar el flujo de los sistemas de corriente alterna. 2. Es la transmisión de potencia a largas distancias o la interconexión de sistemas eléctricos vecinos que funcionan a distintas frecuencias.	Sistemas de transmisión	Análisis Documental	Libros e internet
Determinar las reglas para el cálculo de los sistemas de transmisión	1. Reglas 2. Cálculo	1. Pasos que se deben seguir para llegar a un fin utilitario. 2. Procedimiento mecánico, o algoritmo, mediante el cual es posible conocer las consecuencias que se derivan de datos previamente conocidos.	Matemática	Análisis Documental	Libros e internet
Determinar el equipamiento requerido para la implementación de los sistemas de transmisión flexible y DC respectivamente	1. Equipamiento 2. Implementación	1. Conjunto de instalaciones y servicios necesarios para una actividad determinada en industrias, urbanizaciones, ejércitos, etc. 2. Formas y métodos para llevar a cabo algo.	Dotación	Análisis Documental	Libros e internet
Realizar la comparación técnica y económica de los sistemas en estudio	1. Comparación 2. Técnica 3. Económica	1. Especificación de la situación o posición de una magnitud, cualidad o proceso, dentro de una escala a partir de un determinado punto de referencia. 2. Procedimiento o grupo de procedimientos que tienen el fin de obtener un resultado específico sin importar el campo en donde nos estemos desarrollando (arte, tecnología o ciencia). 3. Ciencia que estudia el mejor modo de utilizar los recursos escasos de la sociedad para lograr el bienestar material de sus miembros.	Análisis	Análisis Documental	Libros e internet

Fuente: Mata, Libia (2010)

3.3 Población y Muestra

3.2.1 Población

De acuerdo a lo expresado por J.W. Best, población es “cualquier grupo de individuos que posean una o más características en común de interés para el investigador” (p. 259), por lo tanto la población del presente trabajo está representada por los sistemas de transmisión.

3.2.2 Muestra

Al respecto, Pineda (1994), señala que la muestra “es un subconjuntos o parte del universo o población en que se llevara a cabo la investigación con el fin posterior de generalizar los hallazgos al todo” (p.108). La muestra de este proyecto son los FACTS y los HVDC.

3.4 Técnicas de Recolección de la Información

Para la elaboración del proyecto se utilizarán las siguientes técnicas:

- **Revisión Bibliográfica:** Se estudiarán libros, revistas, manuales, tesis, normas, Internet, entre otros, que aporten información sobre el tema de estudio para la realización de una investigación completa y actualizada.
- **Técnicas Computacionales:** Se utilizaran técnicas de computación para la transcripción del proyecto.
- **Entrevistas No Estructuradas:** se realizará con el fin de obtener información por parte de personas entendidas con la materia de investigación como profesores.

CAPITULO IV

ANALISIS Y PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

4.1 Sistemas de Transmisión Flexible (FACTS)

Los FACTS son sistemas de transmisión de corriente alterna que tienen incorporados controladores basados en electrónica de potencia de alta velocidad y otros controladores estáticos para mejorar su operación [1].

Mediante el uso de la tecnología FACTS se puede controlar el flujo de potencia y mejorar la capacidad útil de las líneas de transmisión. Estos dispositivos permiten controlar la corriente en una línea a un costo relativamente bajo comparado con lo que representa su construcción, esto abre nuevas expectativas para incrementar la capacidad de las líneas ya existentes y/o controlar el flujo de potencia a través de ellas. La posibilidad en las mejoras consiste en que los controladores FACTS poseen la cualidad de controlar todas las características fundamentales de los sistemas de potencia; perfil de voltaje, flujos en líneas, impedancia serie y derivación y la topología de la red. Mediante la modificación de dichos parámetros estos dispositivos pueden forzar el flujo de potencia en una línea cerca de su límite térmico. Los FACTS son un conjunto de controladores que pueden ser utilizados de manera individual o coordinados para controlar uno o varios de los parámetros mencionados.

Un dispositivo FACTS bien seleccionado y bien ubicado puede disminuir las limitaciones específicas de una línea.

El concepto FACTS no provee una solución uno a uno en sustitución de controladores electromecánicos, ni consiste de un solo controlador electrónico para

varias aplicaciones sino un conjunto de controladores que proporcionan un universo de soluciones, algunas en aplicación hoy en día y otras en estudio.

Previo a la introducción del concepto de FACTS hecha por Narain G. Hingorani, ya se habían utilizado controladores basados en electrónica de potencia que ahora entran en el concepto. Uno de estos dispositivos es el compensador estático de reactivos (SVC). El cual fue utilizado por primera vez en el control de un sistema de transmisión de CA en 1978 en un proyecto conjunto del EPRI y la Minnesota Power and Light. Este dispositivo se conecta en derivación para control de voltaje. Aún antes que los SVCs hubo dos versiones de reactores estáticos saturables que se utilizaban para la limitación de sobrevoltajes. Los primeros CEVs se comercializaron en 1974 por GE y en 1975 por Westinghouse.

4.1.1 Flujos de Potencia en un Sistema de Corriente Alterna

Dadas las imposibilidades actuales de almacenar energía en sistemas de potencia en corriente alterna, debe existir un balance permanente entre la generación y la carga. De algún modo el sistema eléctrico es autorregulado, ya que si la generación es menor que la carga, habrá una disminución del nivel de voltaje y frecuencia, y la carga disminuirá hasta igualar la generación menos las pérdidas de transmisión. Sin embargo existe solo un pequeño margen para esta autorregulación. Si el voltaje es elevado usando un soporte de potencia reactiva, la carga crecerá, y en consecuencia la frecuencia seguirá disminuyendo hasta llevar el sistema al colapso. Cuando se dispone de una generación suficiente, habrá flujos de potencia activa hacia las áreas con déficit. Los flujos se establecerán a través de todos los caminos paralelos disponibles y, si no existe ningún tipo de control, están determinados por las leyes de los circuitos eléctricos.

Si se considera el caso del flujo de potencia a través de líneas de transmisión

en paralelo (**figura 4.1**), en ausencia de algún tipo de control, el flujo de potencia se basa en el inverso de las impedancias de las líneas. Además de los problemas de propiedad y monopolio sobre las líneas y otros aspectos regulatorios sobre las cantidades de potencia a transferir, es muy probable que la línea de menor impedancia se sobrecargue y limite la capacidad de ambos caminos a pesar de que la línea de mayor impedancia no esté plenamente cargada. No sería muy conveniente aumentar la capacidad de la línea saturada; más aun si la otra línea aun tiene capacidad.



Figura 4.1 Flujo de potencia en líneas paralelas [5]

En este caso, se podría controlar el flujo de potencia que circula a través de una línea según requerimientos determinados (por ejemplo se podría limitar el flujo de potencia a su valor nominal, en caso de una contingencia como la falla de una de las líneas), mediante la realización de las siguientes posibles acciones:

1. Si una de las dos líneas de la **figura 4.1** se reemplaza por un sistema de transmisión en corriente directa de alto voltaje (HVDC por sus siglas en inglés). La cantidad de potencia que fluye por la línea HVDC se puede controlar gracias al control de los convertidores electrónicos, permitiendo así mismo hacer uso pleno de la línea hasta el límite de sus capacidades térmicas

(si los convertidores tienen la capacidad). Además, dada su respuesta rápida puede ser útil para mantener la estabilidad en la línea de AC. Sin embargo, por su alto costo, los sistemas HVDC son apropiados solo para la transmisión en grandes distancias [5].

2. Variando de manera controlada la impedancia de la línea.
3. Variando de manera controlada el ángulo de fase.
4. Inyectando un voltaje en serie, de magnitud y ángulo controlables.

Las acciones de control de flujo de potencia mencionadas en los puntos 2, 3 y 4 son posibles mediante la utilización de dispositivos FACTS y tienen su fundamento en el análisis de la potencia transferida entre dos nodos de un sistema de potencia en corriente alterna que se realiza a continuación.

4.1.2 Transferencia de Potencia

Al considerar un sistema de potencia simple como el de la figura 4.2, es fácil utilizar las leyes circuítcales para obtener una expresión que identifique los parámetros que definen la transferencia de potencia a través de una línea en un sistema de transmisión:

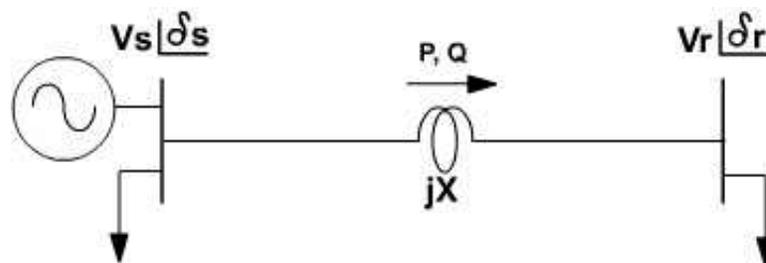


Figura 4.2 Transferencia de potencia entre dos nodos [5]

La corriente que fluye del nodo s al nodo r , de la figura 4.2, está definida por la ecuación:

$$\mathbf{I} = \frac{\vec{V}_s - \vec{V}_r}{jX} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{I}^* = \frac{(V_s \angle -\delta_s) - (V_r \angle -\delta_r)}{-jX} \quad (4.2)$$

La transferencia de potencia del nodo s al nodo r se define por la expresión:

$$\vec{S}_s = \vec{V}_s * \vec{I} = P + jQ \quad (4.3)$$

$$\vec{S}_s = (V_s \angle \delta_s) * \frac{(V_s \angle -\delta_s) - (V_r \angle -\delta_r)}{-jX} \quad (4.4)$$

$$\vec{S}_s = \frac{V_s V_r * \sin(\delta) + j(V_s^2 - V_s V_r * \cos(\delta))}{X} ; \text{ donde: } \delta = \delta_s - \delta_r \quad (4.5)$$

El subíndice s indica que se trata de la potencia inyectada a la línea de transmisión desde el nodo s , hacia el nodo r . Separando las partes real e imaginaria de la expresión para la potencia compleja se tienen las expresiones para la potencia activa y reactiva entregada por el sistema a la línea desde s :

$$P_s = \frac{V_s V_r}{X} * \sin(\delta) \quad (4.6)$$

$$Q_s = \frac{1}{X} * (V_s^2 - V_s V_r * \cos(\delta)) \quad (4.7)$$

Si realizamos el mismo análisis desde el nodo r tenemos las expresiones para potencia activa y reactiva entregadas por el sistema a la línea desde el nodo r :

$$P_r = -\frac{V_s V_r}{X} * \sin(\delta) \quad (4.8)$$

$$Q_s = \frac{1}{X} * (V_s V_r * \cos(\delta) - V_s^2) \quad (4.9)$$

Aunque si se analizan las pérdidas de potencia en la línea se observa la necesidad de reducir el flujo de potencia reactiva Q para reducir las pérdidas, concentraremos, en adelante, el análisis, en la expresión obtenida en las ecuaciones (4.6) y (4.7) para la potencia activa. En esta expresión, vemos como la potencia transferida a través de una línea de transmisión depende de tres parámetros:

- **Magnitud de los voltajes de nodo, V_s , V_r .**

La inyección de un voltaje en serie con la línea con un ángulo cualquiera con respecto al voltaje, puede controlar la magnitud y la fase de la corriente de la línea. Esto puede controlar de manera efectiva el flujo de potencia activa y reactiva en la línea. Requiere la inyección tanto de potencia activa como reactiva en serie con la línea.

- **Impedancia de la línea, X .**

El control de la impedancia de la línea, X , por ejemplo con un condensador

serie controlado por tiristores [5], puede proporcionar un medio poderoso para el control de la corriente. Cuando el ángulo no es grande, que es a menudo el caso, el control de X o del ángulo proporciona un control efectivo de la potencia activa.

- **Ángulo entre los voltajes de nodo, $\delta = \delta_s - \delta_r$.**

El control del ángulo, por ejemplo con un regulador de ángulo de fase, que a su vez controla el voltaje, proporciona un medio efectivo de controlar el flujo de corriente y a su vez el flujo de potencia activa cuando el ángulo no es grande.

Observando las ecuaciones (4.6) y (4.7), es evidente que manipulando cualquiera de los tres parámetros mencionados se puede tener un control sobre los flujos de potencia activa y reactiva entre dos sistemas. La cuestión a considerar es cómo manipular estos parámetros mediante dispositivos que impacten el sistema de manera eficiente tanto en lo técnico como en lo económico.

4.2. Características de los Dispositivos FACTS en un Sistema de Transmisión

La idea operativa fundamental de un dispositivo FACTS es afectar alguno de los parámetros de la ecuación de transferencia de potencia presentada en las ecuaciones (4.6) y (4.7). Los dispositivos FACTS pueden influenciar uno o más de esos parámetros y de este modo influir en el flujo de potencia.

En términos generales, estos dispositivos pueden generar los siguientes impactos sobre el sistema de potencia en el que se insertan:

- Pueden proporcionar un control rápido y continuo del flujo de potencia en los sistemas de transmisión controlando los voltajes en los nodos críticos, cambiando la impedancia de las líneas de transmisión o controlando el ángulo

de fase al final de las líneas.

- Permiten el incremento de la cargabilidad de las líneas de transmisión a niveles cercanos a los límites térmicos. Por ello pueden aumentar la transferencia de potencia a través de sistemas de transmisión que tienen restricciones en la actualidad, optimizando el uso de la infraestructura disponible y suministrando potencia a bajos costos a un gran número de consumidores.
- Permiten la disminución de las oscilaciones que pueden dañar equipos y/o limitar la capacidad de transmisión de potencia eléctrica. Por esto pueden ser aplicados para manejo de la congestión e incremento de la estabilidad.
- Permiten al sistema mayor habilidad para transferir potencia eléctrica entre áreas controladas, de forma que los márgenes de generación de reserva se reduzcan de 18% a 15%.
- Permiten la prevención de apagones en cascada al evitar los efectos de fallas y de equipos dañados.
- Permiten disminución de pérdidas de potencia activa, menores costos de producción de energía y cumplimiento de requerimientos contractuales mediante el control de los flujos de potencia en la red.

Es importante notar que el aprovechamiento de las ventajas de los sistemas de comunicación actuales en las redes de potencia y las altas velocidades de respuesta de los dispositivos tiristores que conforman la dinámica de los FACTS, son esenciales para que estos dispositivos puedan operar sobre los flujos de potencia cuando se quieren resolver problemas de inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia SEP. Por otro lado, es un factor crucial seleccionar la mejor solución desde los puntos de vista técnico y económico, dado que hay una gran variedad de dispositivos que pueden ser utilizados para estos efectos.

4.2.1 Dispositivos Semiconductores

Los dispositivos FACTS tienen como base operativa el desarrollo de dispositivos semiconductores con poderosas características en cuanto a capacidad de potencia, tamaño y relación costo – beneficio.

Los más poderosos dispositivos semiconductores para aplicaciones de potencia siguen siendo los tiristores, los cuales tienen la capacidad de manejar más de 10KV y llevar corrientes superiores a los 5 KA. Algunos de estos dispositivos, como el GTO, ofrecen ventajas adicionales para interrupción de corriente, lo que habilita el uso de convertidores de conmutación forzada, que es una de las ventajas constructivas y de las características avanzadas de los dispositivos FACTS. Los dispositivos IGBT son utilizados en convertidores de baja capacidad nominal de potencia, principalmente son utilizados en redes de medio y bajo voltaje y son parte importante de muchos dispositivos empleados en incrementar la calidad de la potencia en estos niveles de tensión gracias a sus características de rapidez de respuesta ya que permiten el suicheo con frecuencias en un rango entre los 3KHz y los 10KHz.

Aunque los tiristores son parte fundamental de la operación de un dispositivo FACTS, es posible realizar simplificaciones circuítales a la hora de analizar el impacto de un dispositivo FACTS en los flujos de potencia en un sistema. Estas simplificaciones suponen la operación adecuada del equipo FACTS como un todo, y no requieren detallar las dinámicas de un tiristor en la operación de un FACTS inserto en un sistema eléctrico de potencia (SEP).

4.2.2 Principales Tipos de Dispositivos FACTS

4.2.2.1 Primera generación de equipos FACTS

Los primeros desarrollos de la tecnología FACTS consistieron en la adición de las nuevas tecnologías en electrónica de potencia a los transformadores desfasadores y con cambio de derivación. También son considerados como pertenecientes a esta primera generación de equipos FACTS, los compensadores serie y paralelo controlados por tiristores.

4.2.2.2 Segunda generación de equipos FACTS

En la actualidad, la investigación está más enfocada a los equipos de la segunda generación, los cuales están basados en convertidores de fuentes de voltaje, VSC (Voltage Source Converters), y cuyas capacidades de control, funcionalidad, y versatilidad en la interacción con el sistema, son más sofisticadas que sus pares de la primera generación. Esta segunda generación ha tenido como base una de las ventajas de los dispositivos FACTS: se pueden obtener nuevos equipos más completos y versátiles mediante la combinación de una variedad de diferentes equipos de la familia FACTS.

A continuación se presentan brevemente los distintos tipos de compensación realizables mediante la utilización de dispositivos FACTS, los cuales, según su forma de conexión a la red, se clasifican como controladores serie, controladores paralelo, controladores serie-serie y serie-paralelo.

4.2.2.2.1 Controladores en Serie

La compensación serie se emplea para disminuir la reactancia de transferencia de una línea eléctrica a la frecuencia de la red. La instalación de un condensador en

serie genera energía reactiva, que de una forma auto regulada, compensa una parte de la reactancia de transferencia de la línea. Como resultado se obtiene un mejor funcionamiento del sistema de transporte gracias a:

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

Como su nombre lo indica, en este grupo encontramos a los controladores que se conectan en serie al elemento específico (una línea de transmisión por ejemplo) y que pueden ser impedancias variables tales como capacitores o reactores, o una fuente variable construida en base a elementos electrónicos de potencia que entreguen una señal de voltaje a frecuencia primaria, subsíncrona o a las frecuencias armónicas deseadas. Mientras la señal de voltaje esté en cuadratura con la corriente de línea el controlador consumirá o entregará sólo potencia reactiva. En cualquier otro caso se verá involucrado un manejo de potencia activa. En la **figura 4.3** se muestra el diagrama equivalente de los controladores serie.

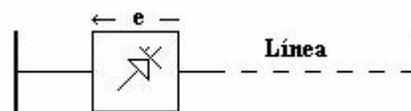


Figura4.3. Diagrama de Controladores Serie [4].

La compensación en serie inserta energía reactiva en la línea de transmisión. Mediante esto se logra acortar virtualmente las líneas. Como consecuencia, el ángulo de transmisión se reduce, y la transferencia de energía se puede aumentar sin la reducción de la estabilidad del sistema.

El funcionamiento de estos dispositivos puede observarse en las **figuras 4.4a y 4.4b**, a través de los siguientes diagramas fasoriales:

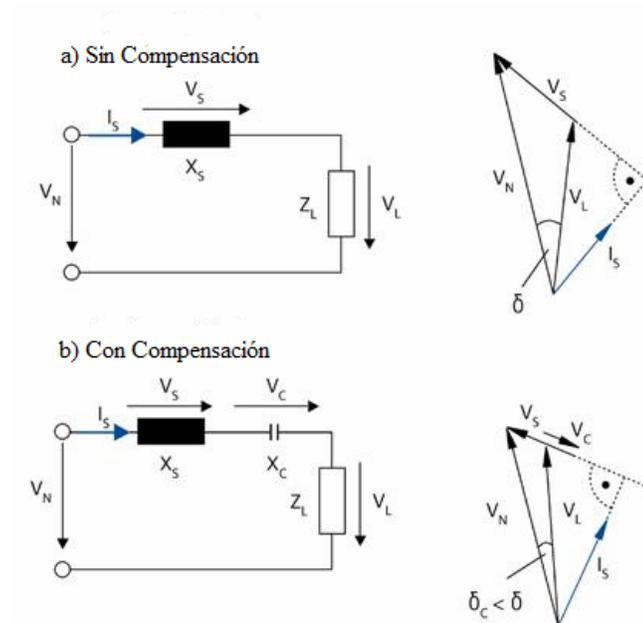
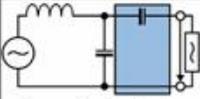
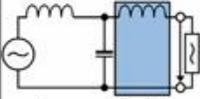
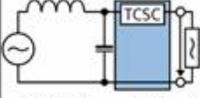


Figura 4.4 Diagramas fasoriales de controladores serie con y sincompensación [4].

En la **tabla 4.1** se muestran las diferentes opciones, dependiendo si se compensa con un condensador, un reactor o un sistema de electrónica de potencia.

Tabla 4.1 Tipos de controladores serie [4].

Tipo	Nivel de Cortocircuito	Ángulo de transmisión	Voltaje después de carga	Aplicaciones
 Capacitor Serie	Aumenta	Fuertemente reducido	Bajo	Líneas de transmisión extensas Transmisión de gran cantidad de energía
 Reactor Serie	Disminuye	Fuertemente aumentado	Alto	Limitación de corrientes de corto circuito Desplazamiento de carga en sistemas enmallados
 SSSC Capacitor Serie Controlado con Tiristores	Controlado	Controlado	Bajo	Reducción de corriente de falla Control de flujo de energía

Un controlador serie ideal puede representarse como una fuente de voltaje conectada en la mitad de la línea de transmisión como se indica en la **figura 4.5**, y el voltaje serie inyectado, V_f , puede reemplazarse por una impedancia reactiva, si éste está en cuadratura con la corriente como se indica en la **figura 4.5**.

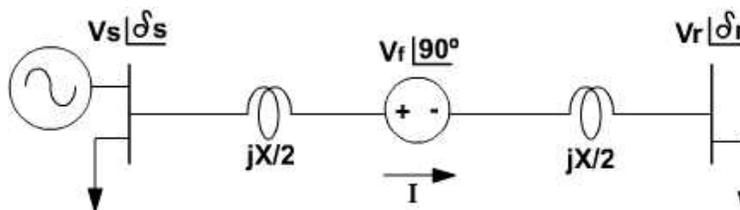


Figura 4.5 Controlador serie ideal [5].

La corriente bajo esta condición será:

$$\vec{I} = \frac{\vec{V}_s - \vec{V}_r}{jX(1 - \alpha)} \quad ; \text{ donde: } \quad \alpha = \frac{X_{comp}}{X} \quad (4.10)$$

De esta expresión observamos que la impedancia total equivalente de la línea

de transmisión se modifica sumando o restando la impedancia de compensación a la impedancia de la línea. El factor a es el grado de compensación serie. El valor absoluto de a varía entre 0 y 1, y su signo es positivo para compensación capacitiva y negativo para compensación inductiva [10].

La ecuación de transferencia de potencia activa en la línea de transmisión mostrada en las ecuaciones (4.6) y (4.7) cambiaría de la siguiente manera:

$$P = \frac{V_s * V_r}{X(1 - a)} \sin(\delta) \quad (4.11)$$

Y la potencia reactiva suministrada por el controlador quedará definida por:

$$Q_c = I^2 \cdot X_{COMP} = (V_s^2 + V_r^2 - 2 * V_s * V_r * \cos \delta) * \frac{a}{X(1 - a)^2} \quad (4.12)$$

De las ecuaciones (4.11) y (4.12), se observa que para un determinado valor de desfase entre nodos, δ , la variación del grado de compensación serie, a , permite incrementar el valor de la potencia activa transferida a través de la línea, mediante el incremento de la potencia reactiva inyectada por el dispositivo serie.

4.2.2.2.2 Controladores en Paralelo

Los controladores en paralelo son dispositivos que mediante la inyección de corriente reactiva, permiten controlar el voltaje en un nodo, independientemente de las líneas conectadas a este, (a diferencia de un controlador serie, que en algunos casos podría requerir controladores independientes para cada línea, sobre todo en el supuesto fallo de una de las líneas).

Así, el principio de operación de un controlador paralelo consiste en suministrar potencia reactiva a la línea, buscando aumentar la transferencia de potencia activa por ella mediante una mejora en su factor de potencia, y manteniendo a la vez los niveles de voltaje dentro de los rangos de seguridad bajo condiciones de carga extremas. En la **figura 4.6** se muestra el diagrama equivalente:

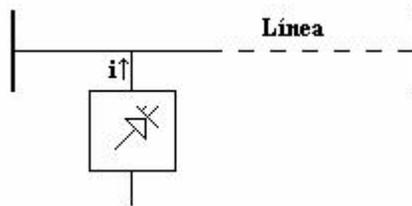


Figura4.6. Diagrama de controladores paralelo [4].

El funcionamiento de estos dispositivos puede observarse en los siguientes diagramas fasoriales (**figuras 4.7a y 4.7b**):

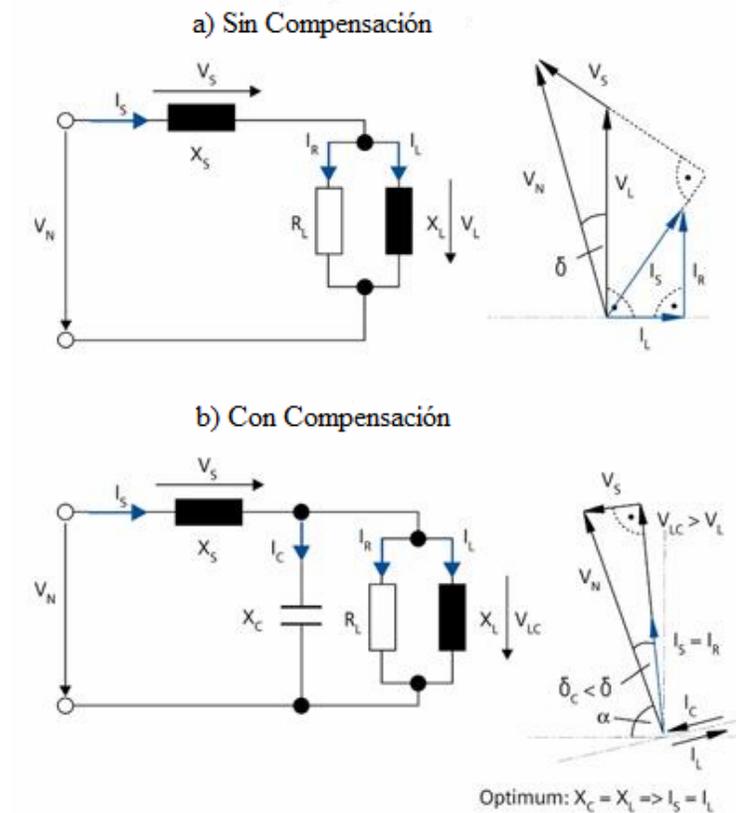
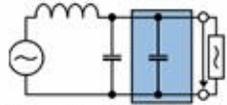
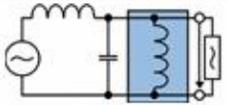
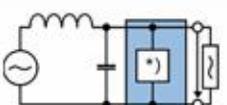


Figura4.7 Diagrama fasorial de controladores paralelos sin y con compensación [4].

En la **tabla 4.2** se muestran las diferentes opciones, dependiendo si se compensa con un condensador, un reactor o un sistema de electrónica de potencia.

Tabla 4.2. Tipo de Controladores Paralelo [4].

Tipo	Nivel de Cortocircuito	Ángulo de transmisión	Voltaje después de carga	Aplicaciones
 <p>Capacitor Paralelo</p>	Casi sin cambio	Levemente aumentado	Alto	Estabilización de Voltaje con altas cargas
 <p>Reactor Paralelo</p>	Casi sin cambio	Levemente disminuido	Bajo	Estabilización de Voltaje con bajas cargas
 <p>STATCOM Compensador Estático Síncrono</p>	Casi sin cambio	Controlado	Limitado por el control	Rápido control de Voltaje Control de energía reactiva

Para un análisis simple del principio de la compensación en paralelo, es conveniente tomar un esquema circuital como el mostrado en la **figura 4.8**, donde, suponiendo pérdidas resistivas nulas, se ubica el compensador paralelo en el punto medio de una línea de transmisión. Como se indica en la figura, se supone que la línea queda dividida en dos segmentos iguales.

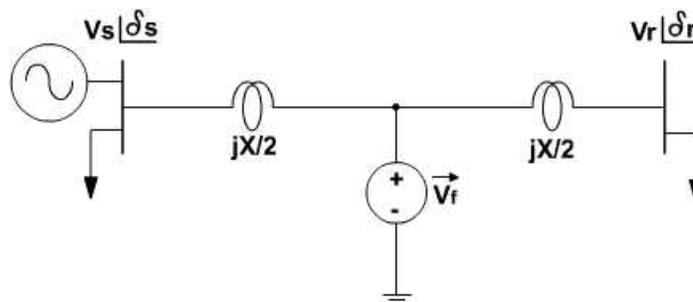


Figura 4.8 Compensador en paralelo ideal [10].

Considerando que el compensador paralelo inyecta una corriente tal que los voltajes extremos y en el punto medio de la línea sean de la misma magnitud, es decir

que $|V_s| = |V_r| = |V_f| = V$, las potencias activa y reactiva en el nodo S estarían dadas por la ecuación (4.8), y su representación grafica corresponde a la **figura 4.9**.

$$P_S^{COMP} = \frac{2V^2}{X} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (4.13)$$

$$Q_S^{COMP} = \frac{4V^2}{X} \left(1 - \cos\left(\frac{\delta}{2}\right)\right) \quad (4.14)$$

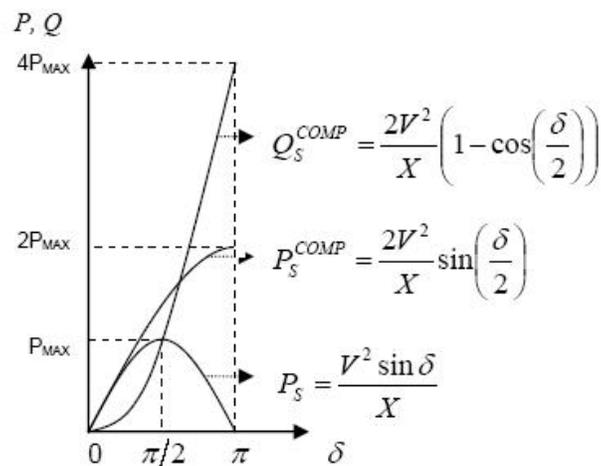


Figura 4.9 Variación del flujo de potencia en una línea a compensación paralela. [11]

Observando las ecuaciones (4.13), (4.14) y la **figura 4.9**, es evidente como la compensación en paralelo puede incrementar la transferencia de potencia en una línea de transmisión.

4.2.2.2.3 Controladores Combinados Serie-Serie

Podemos encontrar dos tipos de controladores. En primer lugar el control se hace por separado pero de modo coordinado en un sistema multilíneas. O, como se

muestra en la **figura 4.10**, el centro de control es unificado y permite entregar la compensación reactiva serie requerida por cada línea, pero también permite el flujo de potencia activa entre las líneas involucradas mediante el DC Power Link. Esta capacidad de controlar el tránsito de potencia activa se conoce como controlador de flujo de potencia interlíneas (IPFC) que hace posible balancear el flujo de las potencias activas y reactivas en las líneas de transmisión y mediante esto, maximizar la utilización y capacidad de transporte de las mismas.

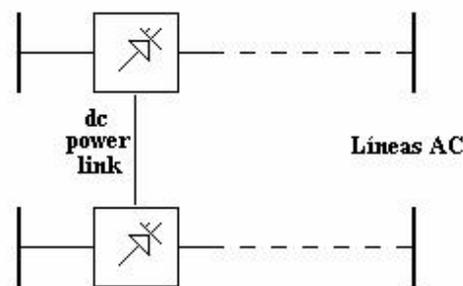


Figura 4.10. Diagrama de controladores combinados serie-serie [4].

3. Controladores Combinados Serie-Paralelo

Del mismo modo que la combinación serie-serie, también se pueden operar de dos maneras:

La primera mediante una combinación de controladores serie y paralelo controlados coordinadamente como se muestra en la **figura 4.11**:

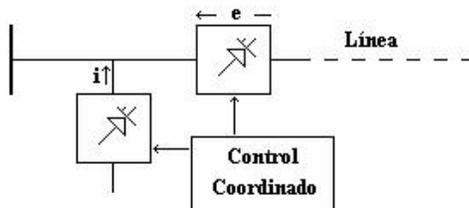


Figura 4.11 Diagrama de controladores combinados serie-paralelo [4].

La segunda mediante un controlador de flujo de potencia unificado (UPFC), que tal como en el caso anterior, posee la capacidad de agregar transferencia de potencia activa entre líneas si es necesario, mediante el DC Power Link. Para mayor claridad observemos la **figura 4.12**:

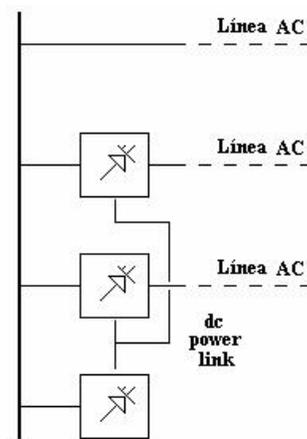


Figura 4.12 Diagrama de controladores combinados serie-paralelo mediante un controlador de flujo de potencia unificado [4].

4.2.3 Aplicaciones de los Dispositivos FACTS

Los dispositivos FACTS pueden alterar uno o más parámetros del SEP para tener algún grado de control sobre el sistema. En la **figura 4.13** se muestra un diagrama esquemático de una interconexión AC entre dos sistemas, y se muestra la ecuación de transferencia de potencia presentada en la ecuación (4.3). En esta figura se indica cual de los parámetros de la ecuación de transferencia de potencia es afectado por algunos de los dispositivos más usuales, descritos en numerales anteriores. Se indica cómo el UPFC tiene la capacidad de alterar los tres parámetros fundamentales en la ecuación de flujo de potencia.

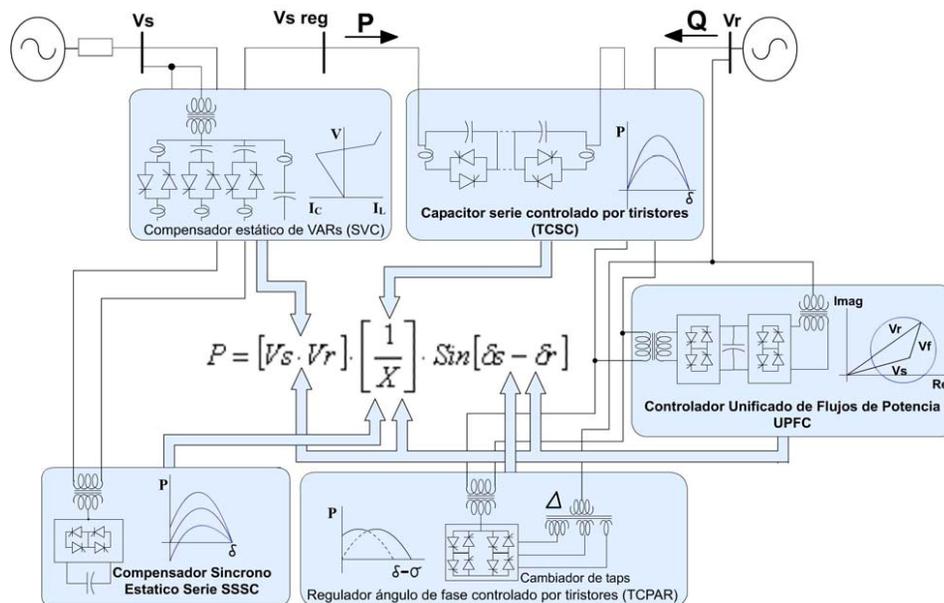


Figura 4.13 Control de flujo de potencia en sistema AC por dispositivos FACTS [9].

Los controladores FACTS de mayor aceptación y uso en diversos sistemas en el mundo son esencialmente el compensador estático de reactivos (SVC), el compensador estático sincrónico (STATCOM), el capacitor serie controlado por tiristor (TCSC), el compensador estático sincrónico serie (SSSC) y el controlador unificado de flujos de potencia (UPFC). El SVC ya ha estado en uso por tres décadas con excelentes experiencias operativas, lo que ha incrementado la demanda de estos dispositivos a medida que el manejo de la carga se hace más pesado en los sistemas y surgen problemas relacionados con el control del voltaje. La capacidad secundaria de un SVC de amortiguar las oscilaciones de potencia e incrementar los límites de estabilidad en sistemas de transmisión de largas distancias, se convierte en un factor de decisión muy importante a la hora de seleccionar este dispositivo como elemento de control en un SEP. La alternativa STATCOM (caracterizada por dispositivos GTO), está empezando a tomar más fuerza como alternativa para controladores conectados en paralelo.

Aunque por lo general existe una solución convencional, no basada en los avances de la electrónica de potencia, para los problemas que corrigen los FACTS, estos dispositivos superan a los convencionales, dadas su mayor controlabilidad y rapidez de respuesta, y por ello el interés de la comunidad científica mundial en el tema, en realizar aplicaciones tanto en estado estable como en estado dinámico. En la **tabla 4.3** se muestran aplicaciones bajo condiciones de estado estable, en temas como límites de tensión y límites térmicos de líneas de transmisión. En **la tabla 4.4** se muestran aplicaciones de tipo dinámico y se discriminan los sistemas como sistemas de tipo A, aquellos que tienen generación remota y líneas radiales, como sistemas tipo B, aquellos que tienen áreas interconectadas, como sistemas tipo C, aquellas redes altamente enmalladas, y como sistemas tipo D, aquellas redes débilmente enmalladas. Es importante destacar que los dispositivos mencionados en ambas tablas son descritos en la sección siguiente.

Tabla 4.3 Aplicaciones de FACTS en estado estable

CASO	PROBLEMA	ACCIÓN CORRECTIVA	SOLUCIÓN CONVENCIONAL	DISPOSITIVO FACTS
Límites de Tensión	Baja tensión con demanda alta	Generar potencia reactiva	Condensador en paralelo o condensador en serie	SVC, TCSC, STATCOM
	Alta tensión con demanda baja	Suspender generación de potencia reactiva	Conectar una línea de extra alto voltaje (EHV) y/o condensador en paralelo	SVC, TCSC, STATCOM
		Absorber potencia reactiva	Conectar un condensador en paralelo o un reactor en paralelo	SVC, STATCOM
	Alta tensión posterior a un paro	Absorber potencia reactiva	Agregar un reactor en paralelo	SVC, STATCOM
		Proteger los equipos	Agregar un descargador	SVC

Continuación **Tabla 4.3 Aplicaciones de FACTS en Estado Estable**

Límites de Tensión	Baja tensión posterior a un paro	Generar potencia reactiva	Conectar un condensador en paralelo, un reactor o un condensador en serie	SVC, STATCOM
		Prevenir sobrecargas	Reactor en serie o un regulador de ángulo de fase (PAR)	TCSC
	Baja tensión y sobrecarga	Generar potencia reactiva y limitar la sobrecarga	Combinación de dos o más dispositivos	TCSC, UPFC, STATCOM, SVC
Límites Térmicos	Sobrecarga de una línea o de un transformador	Reducir la sobrecarga	Agregar una línea o un transformador	TCSC, UPFC
			Agregar un reactor en serie	SVC, TCSC
	Falla de un circuito paralelo (una línea)	Limitar la carga del circuito (la línea)	Agregar un reactor en serie o un condensador	UPFC, TCSC
Oscilaciones de Flujo	Desviación de carga a una línea en paralelo	Ajustar la reactancia serie	Agregar un condensador / reactor en serie	UPFC, TCSC
		Ajustar el ángulo de fase	Agregar un PAR	UPFC
	Distribución postfalla	Reorganizar la red o tomar acciones de "límites térmicos"	PAR o un condensador	TCSC, UPFC, SVC
	Flujo inverso	Ajustar el ángulo de fase	PAR	UPFC
Niveles de Cortocircuito	Excesiva corriente de falla en el cortacircuitos	Limitar la corriente de cortocircuito	Agregar un reactor en serie o un nuevo cortacircuitos	UPFC, TCSC
		Cambio del cortacircuito	Agregar un nuevo cortacircuitos	-
		Reorganizar la red	Nodo auxiliar	-
Resonancia Subsíncrona	Potencia daño en el eje turbina / generador	Mitigar las oscilaciones	Compensación en serie	TCSC

Tabla 4.4 Aplicaciones Dinámicas de FACTS

CASO	PROBLEMA	ACCIÓN CORRECTIVA	SOLUCIÓN CONVENCIONAL	DISPOSITIVO FACTS
Estabilidad Transitoria	A, B, C	Incrementar el torque sincronizador	Excitador de alta respuesta o un condensador serie	TCSC, TSSC, UPFC
	A, D	Absorber energía cinética	Resistencia de interrupción o una válvula de rápida acción (turbina)	SMES, BESS
	B, C, D	Control dinámico de flujo de carga	HVDC	UPFC, TCSC
Amortiguamiento	A	Amortiguar oscilaciones de 1 HZ	Excitador o un estabilizador del sistema de potencia (PSS)	SVC, TCSC, STATCOM
	B, D	Amortiguar oscilaciones de baja frecuencia	PSS	SVC, UPFC, TCSC, STATCOM
Control de la Tensión Post-contingencia	A, B, D	Soporte dinámico de tensión	-	SVC, STATCOM, UPFC
		Control dinámico de flujo	-	SVC, UPFC
		Soporte dinámico de tensión y control de flujo	-	SVC, UPFC, TCSC
	A, B, C, D	Reducir el impacto de una contingencia	Líneas paralelas	SVC, TCSC, STATCOM, UPFC
Estabilidad de Tensión	B, C, D	Acciones de control de la red	LTC, recierre, controles HVDC	UPFC, TCSC, STATCOM
		Control de generación	Excitador de alta respuesta	-
		Control de carga	Exclusión de cargas de baja tensión o Programas de manejo de demanda	-

4.2.4 Aspectos Operativos de los FACTS

En un sistema eléctrico de potencia se presentan contingencias entre las que pueden estar la pérdida de generación de carga, de una o varias líneas; una vez que éstas se liberan mediante la operación de interruptores, relevadores u otros dispositivos de protección, el sistema queda en un estado llamado de post falla, si éste es aceptable el sistema se dice “seguro”.

La seguridad de un sistema implica tener un margen adecuado de recursos, ya sea de generación, transmisión, etc., para que éste pueda continuar abasteciendo energía después de que ocurre una contingencia, además de que el personal de operaciones pueda controlar elementos ajustables del sistema para garantizar una operación segura ante posibles fallas; para lograr esto se deben establecer límites de operación en el estado de pre falla y a menudo en el estado de post falla. Un sistema que satisface estos límites es seguro para hacer una transición a un estado aceptable una vez que se ha liberado la falla; la presencia de límites en el estado de post falla restringe la operación del sistema en estado normal, a menudo a expensas de los aspectos económicos.

La habilidad que presentan los dispositivos FACTS para controlar transitorios, y para afectar rápida y significativamente el estado siguiente inmediato a una falla, con frecuencia significa que el impacto que tienen las restricciones impuestas a éste en las operaciones del sistema en estado normal se pueden minimizar, dejando así una región de operación de pre falla mayor para optimizar aspectos económicos. Un sistema que se diseña adecuadamente con un margen de operación suficiente hace posible satisfacer seguridad y economía durante su operación.

Por otro lado, un dispositivo FACTS puede lograr que una línea opere muy

cercana a sus límites térmicos; esto afecta favorablemente el aspecto económico, ya que se evita la construcción de nuevas líneas de transmisión, además de que la energía se puede hacer fluir a través de rutas establecidas, permitiendo así el intercambio de potencia entre diferentes compañías prestadoras de servicio eléctrico, así como entre diferentes países. Una de las consecuencias que trae el incremento en la transferencia de potencia a través de una o más líneas del sistema es que puede conducir a sobrecalentamientos; de esta manera, con el uso extensivo de estos dispositivos se hará necesario el monitoreo térmico de la red.

Otro de los aspectos que también deben tomarse en cuenta es que los FACTS, así como cualquier otro componente en el sistema, introduce modos de oscilación en su comportamiento, y se vuelve más complejo de operar; esto puede conducir a interacciones no deseadas entre equipos. Debido a ello, debe preverse la coordinación de todos los controladores en el sistema incluyendo los dispositivos FACTS, haciendo cada vez más complejo el control del sistema de potencia. Así pues, la inclusión de este tipo de elementos al sistema de potencia ofrece una serie de ventajas en diferentes aspectos como el económico, entre otros, pero también trae consigo complejidades que deben tomarse en cuenta para la operación segura del sistema.

4.2.4.1 Localización

Existen tres factores importantes a considerar cuando se ha tomado la decisión de instalar un dispositivo FACTS: el tipo de dispositivo, la capacidad requerida y la ubicación que optimice el funcionamiento del dispositivo. De estos factores, el último es de suma importancia, ya que la ubicación de los FACTS depende del efecto deseado y de las características propias del sistema. Por ejemplo, si se desea evitar el flujo en anillo primero debe identificarse el anillo y después ubicar el dispositivo en una de las líneas de transmisión de éste para forzar el flujo en la manera deseada.

Ahora bien, si se desea mejorar la operación económica del sistema al incrementar la capacidad de transmisión de potencia, el dispositivo FACTS se puede ubicar en una línea subutilizada, aumentando el flujo a través de ella, o bien, colocarlo en la línea más cargada para limitar el flujo por la misma, permitiendo mayor flujo por el resto del sistema.

Otro aspecto que hay que tomar en cuenta es la selección de las señales de retroalimentación para estos dispositivos, ya que esta información es de vital importancia para el diseño de estabilizadores basados en dispositivos FACTS. El criterio para la selección ha sido la capacidad máxima de los estabilizadores para amortiguar las oscilaciones en el sistema de potencia. Sin embargo, para un buen diseño de los estabilizadores, además de la máxima eficiencia de los mismos, un factor relevante es la robustez de los estabilizadores a las condiciones de operación del sistema de potencia. Esto significa que en la etapa de selección de la localización y las señales de retroalimentación, se debe examinar no sólo la efectividad de los estabilizadores en condiciones típicas de operación, sino también su robustez sobre otras condiciones de operación.

4.2.4.2 Ventajas y Desventajas de los Dispositivos FACTS

4.2.4.2.1 Ventajas

- Amortiguar oscilaciones del sistema de potencia, que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible. Pueden bloquear flujos en anillo indeseados. Esto permite aumentar la capacidad de las líneas en un 20-40% cuando de otra manera un "cuello de botella" en éstas obligaría a reducir la capacidad de flujo a través de ellas.
- Otorgan la posibilidad de operar las líneas cercanas a sus límites térmicos

manteniendo o mejorando la seguridad y confiabilidad en el sistema. Esto permite a las empresas ahorrar dinero mediante la mejor utilización de sus activos (cables y equipos en general) acomodándose al aumento de demanda de energía y potencia por parte de los clientes.

- Responden rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real, el cual es necesario cuando se produce un gran número de transacciones en un mercado eléctrico completamente desregulado.
- Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas.
- Permiten mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente.
- Incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo apagones en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos.
- Amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible.
- Proveen mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras.
- Proveen conexiones seguras a instalaciones y regiones vecinas al mismo tiempo que reducen las exigencias generales de reserva de generación.
- Una propiedad única de los FACTS es la gran flexibilidad que presentan en los tres estados operativos del sistema de potencia: pre falla, falla y post falla. La capacidad para controlar transitorios y para impactar rápida y significativamente el estado de post falla los hace sumamente atractivos.
- Incrementan la capacidad de transferencia de potencia en los sistemas de transmisión.

- Mantienen el flujo en las trayectorias de la red para que se establezcan de acuerdo a las distintas condiciones operativas.
- Operan con niveles de carga seguros (sin sobrecarga), y cercano a los límites térmicos de las líneas de transmisión.
- Controlan el flujo de potencia activa y reactiva según se requiera, lo que permite optimizar las capacidades de las líneas y moverse bajo condiciones de emergencia más adecuadamente.
- Reducen los flujos de potencia reactiva en las líneas de transmisión y por lo tanto, aumentan la capacidad de transporte de potencia activa.
- Reducen los flujos de potencia en anillo o flujos de corriente.
- Incrementan la utilización de la generación menor costo.
- Incrementan los niveles de cargabilidad y transferencia de los corredores de transmisión ya existentes, sin sacrificar aspectos de seguridad o calidad del servicio.

4.2.4.2.2 Desventajas

- Costos elevados comparados con la compensación reactiva tradicional.
- Generación e introducción de armónicos a la red.
- No están estandarizados, es decir, son muy ajustados a los sistemas donde se colocan.

4.3 Sistemas de Transmisión en DC (HVDC)

La transmisión de energía fue desarrollada originalmente en corriente continua. La disponibilidad de transformadores y el desarrollo de motores de inducción a comienzos de los años 20, fueron uno de los principales factores para la entrada de la transmisión en corriente alterna, que por un periodo de tiempo fue la

única tecnología para la transmisión de energía eléctrica. A pesar de esto, la tecnología de transmisión en corriente continua continúa desarrollándose en paralelo.

Las ventajas económicas de la transmisión en corriente continua eran conocidas desde los primeros días del desarrollo de los sistemas de potencia, sin embargo las aplicaciones en corriente continua tuvieron que esperar el desarrollo y sustentabilidad de la electrónica de potencia.

La tecnología de alta tensión en corriente continua (HVDC) es hoy una tecnología desarrollada y empleada para la transmisión de potencia eléctrica en todo el mundo. En total una capacidad de transmisión HVDC cerca de 100,000 MW ha sido instalada en 50 años en más de 80 proyectos.

HVDC se puede considerar como una tecnología consolidada, aunque en continua evolución tanto por el desarrollo de la electrónica de potencia como por las mejoras tecnológicas de los cables y líneas de transmisión.

4.3.1 Aplicaciones del sistema HVDC

Las aplicaciones más usuales de los sistemas de corriente continua se basan en aplicaciones donde el uso de corriente alterna no es técnicamente o económicamente viable. Las aplicaciones principales son:

- **Líneas de transporte de potencia a largas distancias.**

A partir de una cierta distancia, situada entre 400 y 700 KM, las pérdidas por corrientes parásitas y el coste de una línea de corriente alterna superan a los de una línea de corriente continua, por eso se utilizan instalaciones HVDC.

- **Transmisión de potencia en entornos marinos o subterráneos.**

En corriente alterna las pérdidas de las líneas subterráneas o marinas son considerables debido a la capacitancia de los conductores. Para eliminar este tipo de pérdidas se utilizan sistemas que trabajen en corriente continua.

- **Conexión de sistemas eléctricos asíncronos.**

En distintas zonas del mundo, las redes eléctricas colindantes trabajan a distinta frecuencia, para poder unirlos se utilizan estaciones convertidoras, que mediante convertidores modulan la tensión y la corriente a la frecuencia óptima. Esta configuración es conocida como back-to-back.

- **Estabilización del sistema eléctrico.**

En grandes sistemas eléctricos, el flujo puede verse inestable bajo ciertas condiciones transitorias, para facilitar el control de estas situaciones se instalan enlaces en corriente continua que permiten un rápido control de la potencia.

4.3.2 Tecnologías de convertidores

Desde los inicios de la tecnología HVDC el diseño de los convertidores se ha basado en el uso de los tiristores, dando lugar a la tecnología LCC (Convertidor de Conmutación por Línea), que solo permite el control de la energía activa. Pero gracias al desarrollo de equipos de potencia con transistores de capacidad de conmutación forzada, se ha desarrollado la tecnología VSC (Convertidor Alimentado por Tensión) que permite el control de la energía activa y reactiva. Actualmente, la potencia de un convertidor LCC se encuentra alrededor de 3000MW y 300MW para

la tecnología VSC.

4.3.2.1 Tecnología Clásica o LCC (Convertidor de Conmutación por Línea)

La tecnología de convertidores LCC se basa en el uso de la conmutación natural. Originalmente se usaban válvulas de mercurio pero durante los años 70, la evolución y aumento de las potencias y tensiones de los dispositivos semiconductores permitió sustituir las válvulas por tiristores (SCR). El empleo de tiristores permite el control del momento del disparo del tiristor pero no del apagado. Como consecuencia de esto, los rectificadores LCC permiten controlar la potencia activa pero no la reactiva.

Para el rectificado en las estaciones de conversión equipados con la tecnología LCC, suelen usarse dos rectificadores de seis tiristores conectados a dos transformadores cuyos devanados están desfasados 30° entre si, denominando a esta configuración rectificador de doce pulsos. Esta configuración de 12 pulsos, se destaca por reducir la distorsión armónica frente al rectificador convencional de seis pulsos. También se requieren filtros en el lado de continua como en el de alterna para minimizar el efecto de los armónicos en la red. Al mismo tiempo, se requiere una fuente de reactiva en el lado de alterna para asegurar un buen funcionamiento de la estación convertidora.

4.3.2.2 Tecnología SVC (Convertidor Alimentado por Tensión)

Este tipo de convertidor se caracteriza por la posibilidad de controlar tanto el encendido como el apagado de los componentes del convertidor, con lo cual se puede controlar de manera independiente la potencia activa y la reactiva. Esta gran capacidad de control del convertidor con esta tecnología se debe a la utilización de

IGBT's (Tiristor Bipolar con Aislamiento) en lugar de tiristores. Estos dispositivos permiten controlar la intensidad entre 2 de sus terminales mediante el voltaje en un tercer terminal, las ventajas de éste dispositivo frente a los tiristores radica en que con esta tecnología se posee un control total de la señal de potencia, lo cual conlleva a un menor nivel de armónicos, otro aspecto importante es la baja potencia de control, la cual se logra gracias al aislamiento de la puerta del tipo MOSFET.

4.3.2.3 Tecnología IGCT (Tiristor con Compuerta Conmutada Integrada)

Esta tecnología representa una evolución de los GTO (Tiristor de Apagado por Compuerta), el cual era el único interruptor controlado de potencia, en los años 90, este dispositivo era relativamente lento, por lo cual se perfecciono el diseño hasta mejorar disminuir las perdidas en un 40%, en el dispositivo que se conoce como GCT (Tiristor de Compuerta Conmutada), posteriormente se creó el IGCT, el cual integra el dispositivo antes mencionado (GCT) con un circuito exterior, con lo cual se logra mejorar considerablemente las propiedades del dispositivo.

Las pérdidas alcanzadas con el IGCT son similares a las que se producen al utilizar tiristores, es posible utilizar este dispositivo en potencias de 0.3 a 300 MW, pero hasta el momento esta tecnología no es competitiva ni comparable en términos comerciales al alcanzado por la tecnología VSC.

4.3.3 Características Fundamentales de la Transmisión HVDC

En una transmisión HVDC (**figura 4.14 y figura 4.15**), la energía eléctrica se toma desde una red alterna trifásica, se transforma en continua en una estación convertidora, se transmite al punto de recepción mediante un cable o línea aérea y finalmente se vuelve a transformar en alterna en otra estación convertidora y se inyecta en la red receptora de CA.

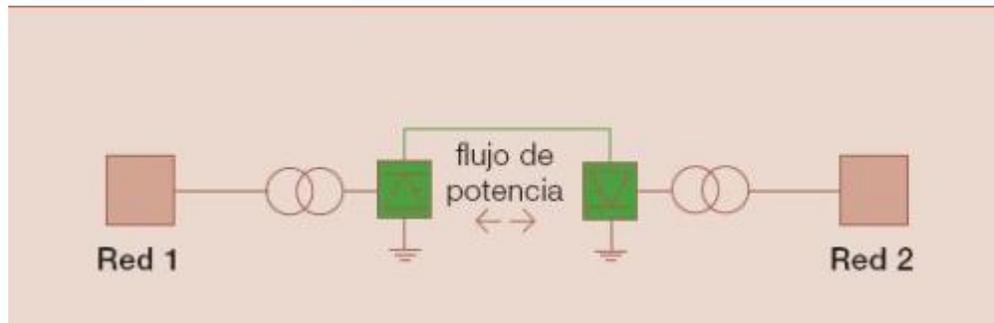


Figura 4.14 Esquema básico de interconexión del sistema HVDC clásico [5].

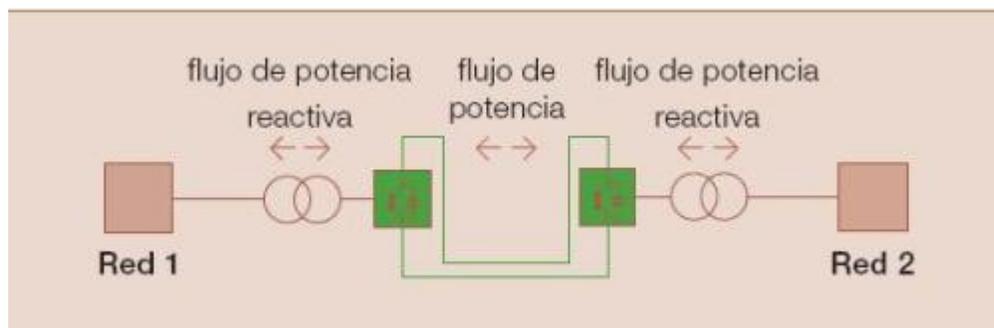


Figura 4.15 Esquema básico de interconexión del sistema HVDC Light [5].

Puesto que el proceso de conversión está totalmente controlado, la energía transmitida no está regida por impedancias o ángulos de desfase, como es el caso con la corriente alterna. En el sistema clásico HVDC, en el mercado desde hace 50 años, la conversión CA/CC se realiza con válvulas de tiristores. Por lo general, la potencia nominal de un sistema de transmisión HVDC es superior a 100 MW; muchos de estos sistemas están en el rango de 1.000–3.000 MW.

En un sistema HVDC, el flujo de energía se controla de forma rápida y precisa.

Tanto el nivel de potencia como la dirección son determinados por sistemas de control. Esto da más libertad de distribución y mejora el rendimiento y la eficiencia de las redes CA conectadas. A la transmisión HVDC-SVC a veces se la denomina “transmisión invisible de energía” (**figura 4.16**), ya que utiliza cables subterráneos. Es una tecnología de transmisión fundamentalmente nueva, desarrollada por ABB en los años noventa.

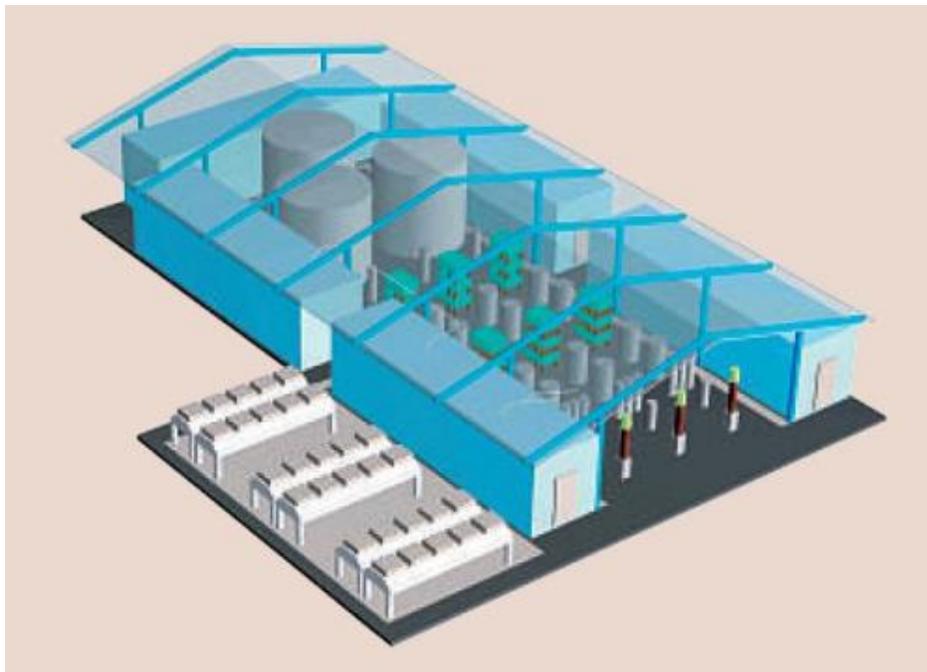


Figura 4.16 Estación convertidora HVDC Light [5].

Resulta particularmente adecuada para aplicaciones de transmisión de energía eléctrica a pequeña escala (actualmente hasta 550 MW) y amplía el rango de la transmisión HVDC económica hasta varias decenas de MW. En HVDC Light, las válvulas IGBT no sólo llevan a cabo la conversión CA/CC, sino que también proporcionan ventajas adicionales y más flexibilidad.

4.3.3.1 Control de Potencia

La transmisión HVDC clásica basada en tiristores puede variar el nivel de potencia desde carga mínima (normalmente entre el 5 y el 10 por ciento) hasta carga máxima (100 por ciento más sobrecarga). Por debajo de la carga mínima, la transmisión se puede situar en modo de reserva activa. Los cambios iniciados por el operador se realizan de acuerdo con una velocidad de rampa predefinida. Los cambios en la dirección de transmisión de la energía pueden efectuarse en modo de reserva y pueden tener efecto en una fracción de segundo. HVDC Light no tiene un nivel mínimo de potencia. Puede variar progresivamente la potencia desde +100 por ciento a -100 por ciento, sin interrupción y sin conmutar baterías de filtros o condensadores en derivación.

4.3.3.2 Funcionamiento en caso de Fallo del Sistema CA

Cuando ocurre un fallo temporal en el sistema CA conectado al rectificador, la transmisión HVDC puede perder potencia. Incluso en el caso de fallos monofásicos cercanos, el enlace puede transmitir hasta el 30 por ciento de la potencia anterior al fallo. En cuanto se corrige el fallo, la potencia recupera el nivel anterior. Si falla el sistema de CA conectado al inversor, se puede producir un fallo de conmutación interrumpiendo el flujo de energía. La potencia se restablece tan pronto como se corrige el fallo. Una avería distante con poco efecto sobre la tensión de la estación convertidora (menos de » 10 por ciento) no origina normalmente un fallo de conmutación.

HVDC Light es aún más tolerante a los fallos. Puesto que el convertidor puede controlar la potencia reactiva y los filtros son pequeños, la pérdida de potencia activa no afecta a la tensión alterna.

4.3.3.3 Control de Energía de Emergencia

Cuando un enlace de transmisión CC conecta dos redes asíncronas y se produce, por ejemplo, una brusca interrupción de generación en una de ellas que conduce a una frecuencia y/o tensión anormal, el enlace puede adaptar automáticamente su flujo de energía para ayudar a la red afectada. El flujo de energía se reduce para no poner en peligro la integridad de la red emisora.

Cuando un enlace de transmisión de CC se conecta dentro de una red de CA con líneas de CA, en paralelo con el enlace, se hace posible supervisar la potencia en estas líneas y adaptar automáticamente la potencia para proteger contra las sobrecargas las líneas de CA.

4.3.3.4 Control de Tensión

En una red sometida a perturbaciones se producen frecuentes caídas u oscilaciones de la tensión. En muchos casos, la capacidad de la potencia reactiva de una estación HVDC clásica puede ayudar a reducir estos fenómenos conectando condensadores y/o modulando el consumo de potencia reactiva de la estación mediante el control del ángulo de disparo. Un convertidor HVDC Light tiene una capacidad aún mayor para generar o consumir potencia reactiva dentro de un amplio rango mediante una acción muy rápida de control.

$$SCR = \frac{S_{SC}}{P_{DC}} \quad (4.15)$$

Para un funcionamiento correcto, este coeficiente debe tener un valor mínimo de 2,5 – 3,0. Es posible reducir este umbral con una eficaz medida de ABB, el

convertidor CCC (Capacitor Commutated Converter), que permite reducir el valor SCR a 1,0 o menos.

HVDC Light no se basa en la potencia de cortocircuito para funcionar, ya que el inversor no necesita la ayuda de generadores externos. Por consiguiente, puede energizar una red ‘muerta’.

4.3.4 Inversión del Flujo de Potencia

Invertir el flujo de potencia en este tipo de sistemas no es posible invirtiendo la dirección de la corriente, ya que las válvulas solo permiten la conducción en una sola dirección. El flujo de potencia solo puede ser invertido variando la polaridad del voltaje continuo en las estaciones conversoras. Esta operación de las conversora tanto para rectificar como invertir se realiza por medio del control de los impulsos de disparo en los tiristores de las estaciones conversoras.

4.3.5 Voltajes y Corrientes

Debido al proceso de conmutación entre las distintas válvulas, una corriente no sinusoidal es tomada desde el lado AC por el rectificador (**figura 4.18**), y es entregada al sistema AC por el inversor (**figura 4.17**). Ambas corrientes se encuentran en retraso con respecto a sus voltajes.

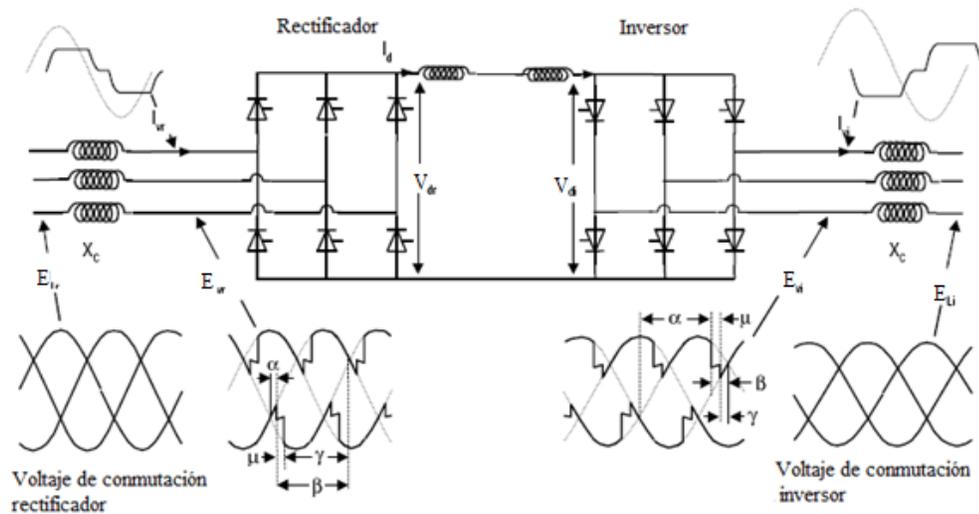


Figura 4.17 Forma del voltaje y corriente asociada a los convertidores [8].

4.3.6 Ángulos en las Estaciones Conversoras

La **figura 4.17** muestra varios ángulos eléctricos, utilizados comúnmente para definir el modo de operación de las estaciones conversoras. Estos ángulos son medidos utilizando el voltaje trifásico en las válvulas y están basados en condiciones ideales, con el sistema actuando libre de armónicos y el voltaje de comutación trifásico balanceado. Se aplican tanto al inversor como al rectificador.

4.3.6.1 Ángulo de retraso α

El tiempo expresado en grados eléctricos medido desde que el voltaje de comutación sinusoidal idealizado cruza por cero hasta el instante en que la corriente por una válvula comienza a circular. Este ángulo es controlado por el pulso de disparo en la puerta de control del tiristor. Si este ángulo es menor que 90° , el convertidor actúa como rectificador, y si este ángulo es mayor a 90° , actúa como inversor. Este ángulo es a menudo referido como ángulo de disparo.

4.3.6.2 Ángulo de adelanto β

Corresponde al tiempo expresado en grados eléctricos medido desde el instante en que la corriente empieza a conducir por una válvula hasta el próximo cruce por cero del voltaje de conmutación (idealizado). El ángulo de avance o adelanto β está relacionado en grados con el ángulo de disparo α por:

$$\beta = 180 - \alpha \quad (4.15)$$

4.3.6.3 Ángulo de traslapo μ

El tiempo de duración de la conmutación entre dos válvulas expresadas en grados eléctricos.

4.3.6.4 Ángulo de extinción γ

El tiempo expresado en grados eléctricos medido desde el término en la conducción de corriente de una válvula hasta el próximo cruce por cero del voltaje de conmutación idealizado. Gamma depende del ángulo de avance β y del ángulo de traslapo μ según la siguiente ecuación:

$$\gamma = \beta - \mu \quad (4.16)$$

4.3.7 Compensación de Potencia Reactiva

Al existir el ángulo de retraso y el ángulo de conmutación (duración en radianes de la conmutación de dos válvulas) mostrados en la **figura 4.17**, la corriente en cada fase siempre retrasa al voltaje. Es por esto que en el proceso de rectificación siempre va a

existir un consumo de reactivos, el cual va a tener que ser proporcionado con dispositivos especiales en el lado AC (filtros AC, bancos de condensadores, etc) o absorbiendo reactivos del sistema AC.

En algunos casos las necesidades del sistema HVDC pueden ser entregadas por el sistema AC, caso especialmente frecuente cuando el rectificador está próximo a la estación generadora. En otros casos, debido al incremento en los niveles de transmisión, es necesario aportar cierta cantidad de potencia reactiva al sistema AC durante condiciones de sobrecarga, con el fin de que pueda mantener los niveles de voltaje, característica común en los sistemas AC débiles.

Por lo general, los filtros AC proporcionan el 60% del consumo de potencia reactiva, siendo el resto aportado por diferentes medios [4]:

- Banco de condensadores de derivación.
- Condensadores sincrónicos.
- Compensadores estáticos de reactivos (CER o SVC).
- Bancos de reactores de derivación.
- Máquinas sincrónicas.

El consumo de potencia reactiva varía linealmente con la potencia activa, pero la generación sólo puede ser cambiada en escalones por medio de conectar o desconectar bancos de filtros. La **figura 4.18** muestra una gráfica que relaciona el consumo de potencia reactiva con el valor de la potencia activa transmitida.

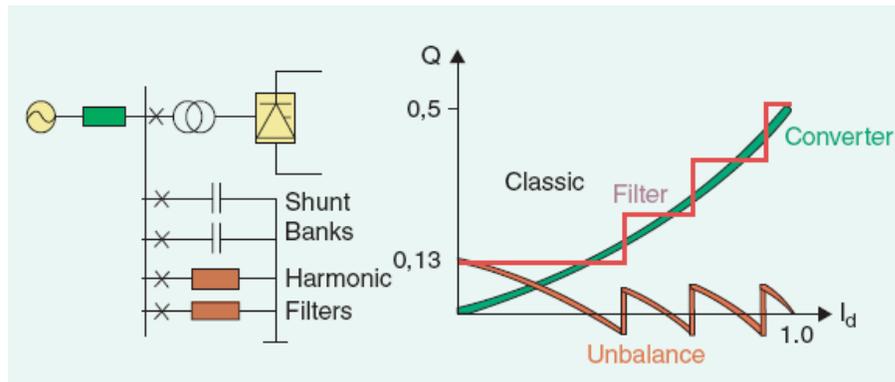


Figura 4.18 Compensación reactiva [8].

En los sistemas en los que se opera con valores elevados de alfa o gamma, el consumo de potencia reactiva es mayor, por lo que se debe considerar una posible disminución del voltaje continuo. Si esto no es posible, se producirá un aumento considerable de los costes de fabricación de los transformadores y válvulas. Por otra parte, si puede reducirse, habrá un aumento de las pérdidas en la línea o cable pudiendo afectar el consumo de reactivos de la otra estación. Además, puede que una operación con un ángulo alfa elevado provoque un aumento en la generación de armónica y del nivel de perturbaciones en ambos lados del enlace de corriente continua [9].

4.3.8 Fallas de Conmutación

Cuando una estación convertidora se encuentra operando como inversor al término del enlace de corriente continua, una válvula se apagará cuando su corriente conmute a cero y el voltaje a través de la válvula se torne negativo. El periodo en el cual la válvula se encuentra con una polarización negativa corresponde al ángulo de extinción γ , sin un pulso de disparo, la válvula idealmente se encontrará en un estado no conductivo o bloqueado, incluso si experimenta una polarización positiva.

Todas las válvulas DC requieren que se les remueva la carga interna

almacenada en su interior producida cuando la válvula se encuentra conduciendo (periodo $\alpha + \mu$ en el inversor) antes de que la válvula pueda, exitosamente, establecer su habilidad de bloqueo cuando se encuentra en polarización negativa. El inversor, por lo tanto, requiere un periodo mínimo de polarización negativa o un valor mínimo de γ para que su capacidad de bloqueo sea conseguida. Si este bloqueo falla y la conducción de la válvula es iniciada sin un pulso de disparo, una falla de conmutación va a ocurrir. Esto también va a resultar en una falla para mantener la corriente en la siguiente válvula. Fallas en la conmutación las estaciones conversoras operando como inversor son causadas principalmente por alguna de las siguientes razones:

- Cuando la corriente DC entrando al inversor experimenta un aumento en magnitud, causará que el ángulo de conmutación μ se incremente, el ángulo de extinción γ por lo tanto se verá reducido, pudiendo alcanzar un punto donde la válvula pierda la capacidad de mantener su capacidad de bloqueo. Al aumentar la inductancia de las estaciones conversoras, principalmente a través de la bobina de alisamiento, se va a conseguir que la tasa de cambio de la corriente DC decrezca lo que va a ayudar a disminuir las fallas de conmutación.
- Cuando la magnitud de la tensión AC al lado del inversor se reduce en una o más fases, o si es distorsionado, va a causar que el ángulo de extinción sea inadecuado y por lo tanto puede que ocurra una falla de conmutación.
- Un cambio en las fases del voltaje de conmutación AC puede causar una falla de conmutación. Sin embargo, una reducción en la magnitud del voltaje AC y no un cambio de fase es el factor principal que determina que se produzca una falla de conmutación.
- El valor del ángulo de extinción antes de la contingencia también afecta la sensibilidad del inversor a una falla de conmutación. Un valor de $\gamma=18^\circ$ es

usual para la mayoría de las estaciones inversoras. Al aumentar el valor de γ a valores de 25° , 30° o mayores va a reducir la posibilidad de una falla de conmutación (a expensas de incrementar el consumo de potencia reactiva de la estación inversora).

- El valor de la corriente en la válvula antes de la falla de conmutación también afecta las condiciones en las cuales una falla de conmutación puede ocurrir. Una falla de conmutación puede ocurrir con mayor probabilidad si la corriente por la válvula que existía antes de la contingencia es relativamente grande en comparación con la corriente nominal.

4.3.9 Topología de Conexiones y Redes en HVDC

4.3.9.1 Tipos de Conexiones en HVDC

De forma análoga a los sistemas trifásicos de corriente alterna, en corriente continua se pueden distinguir diferentes tipos de conexiones entre dispositivos de una red. Estos pueden ser a uno o dos hilos.

4.3.9.1.1 Monopolar

La configuración monopolar consiste en la utilización de un único conductor para transmitir potencia entre una estación de conversión y otra, realizando el retorno mediante los electrodos de las subestaciones conectados a tierra (figura 4.19). Este tipo de conexión supone un ahorro en el cable conductor pero se tiene que tener presente que no siempre es recomendable su uso, especialmente cuando las pérdidas por la tierra son muy grandes o no se puede instalar por razones medioambientales.

En estos casos se puede instalar un retorno metálico (figura 4.20).

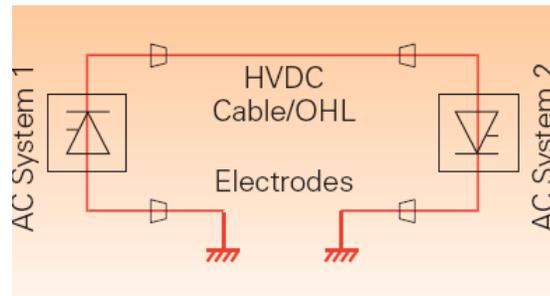


Figura 4.19 Configuración monopolar con retorno por tierra [9].

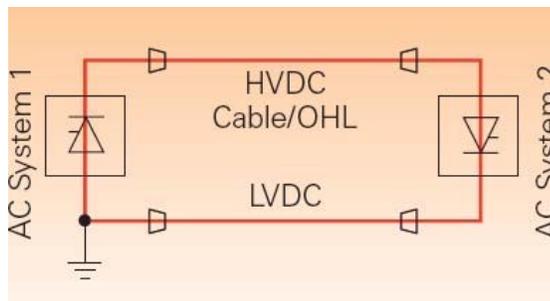


Figura 4.20 Configuración monopolar con retorno metálico [9].

4.3.9.1.2 Bipolar

La conexión bipolar consiste en el uso de dos conductores, uno trabajando con polaridad positiva y otro con polaridad negativa transmitiendo la misma potencia simultáneamente. El uso de esta conexión permite que en condiciones normales de operación la corriente de retorno sea cero, ya que al aplicar la primera ley de Kirchhoff las intensidades, provenientes de la línea con polaridad positiva y de la línea con polaridad negativa se anulan. Proporciona una mayor confiabilidad al sistema ya que puede como monopolar (retorno metálico o por tierra) cuando uno de sus polos queda fuera de servicio.

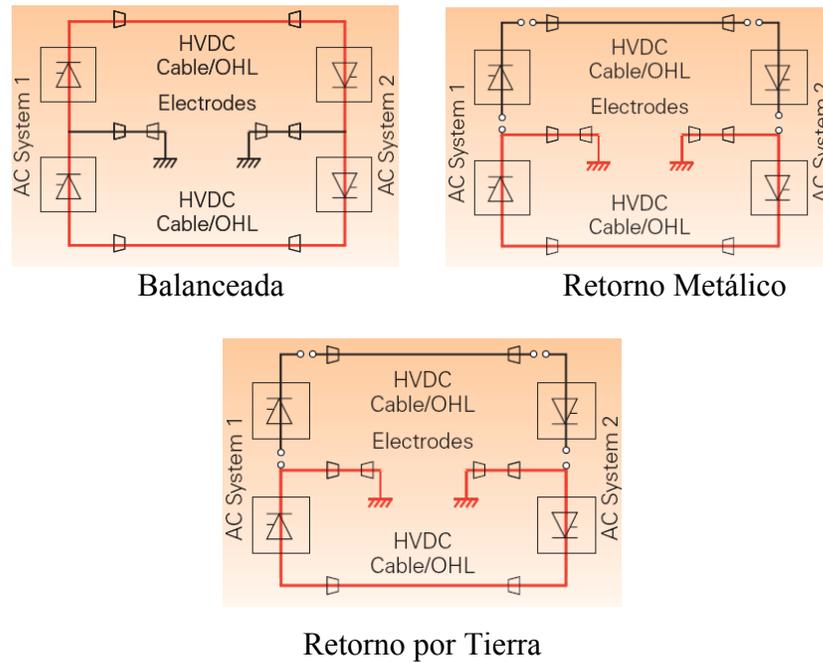


Figura 4.21 Configuración Bipolar [9].

4.3.9.1.3 Homopolar

Este tipo de enlace (**figura 4.22**) consiste en la operación de dos cables conductores con la misma polaridad utilizando la tierra o un conductor metálico como retorno. En este conductor habrá dos veces la corriente nominal de una línea.

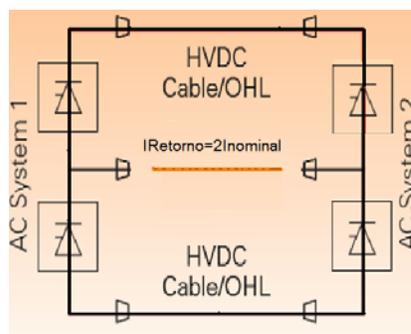


Figura 4.22 Configuración Homopolar [9].

4.3.9.2 Configuraciones del Sistema Eléctrico en HVDC

4.3.9.2.1 Punto a punto

La configuración punto a punto, es la tipología más utilizada para conectar dos puntos lejanos mediante una línea de corriente continua. Esta instalación consiste en dos estaciones convertidoras conectadas mediante una línea de transmisión. Se usa regularmente para conectar dos sistemas asincrónicos (a distinta frecuencia). También se utiliza en conexiones submarinas, permitiendo la transmisión a cargas aisladas o a estaciones de generación aisladas (parques eólicos en alta mar), o para apoyar sistemas insulares desde sistemas continentales.

4.3.9.2.2 Back-to-back

La configuración back-to-back (**figura 4.23**), es la conexión utilizada para conectar dos sistemas asíncronos. La instalación consiste en la interconexión de dos convertidores situados en la misma estación convertidora, uno para cada sistema eléctrico. La interconexión se realiza mediante un enlace en corriente continua, sin la necesidad de una línea de transmisión.

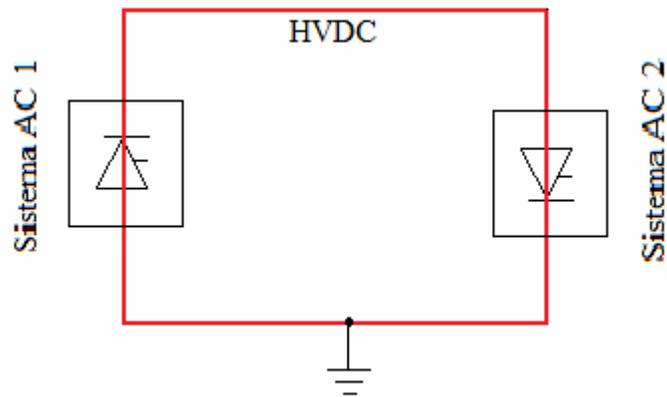


Figura 2.23 Configuración back to back [10].

4.3.9.2.3 Multiterminal

Se da cuando se conectan tres o más subestaciones a un sistema HVDC. La conexión puede ser (**figura 4.24**):

- **Paralela:** Todas las subestaciones están conectadas a una misma tensión. Se utiliza en general cuando todas las subestaciones superan el 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras.
- **Serie:** Las subestaciones están conectadas en serie, y a cada una llega una tensión diferente. Una subestación conectada en serie no puede consumir más del 10% de la potencia total de las estaciones rectificadoras para no afectar el nivel de tensión que llega a las otras.
- **Mixta:** Es una combinación de los sistemas anteriores.

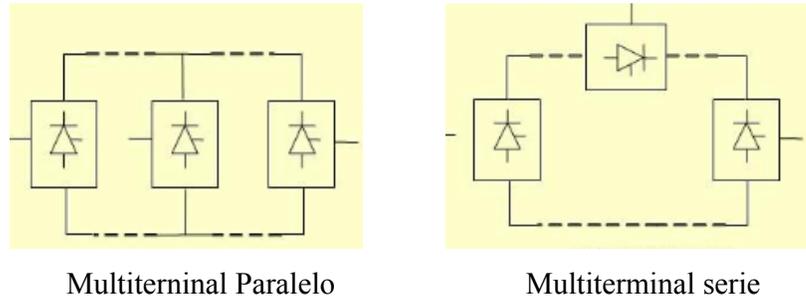


Figura 4.24. Configuración Multiterminal [10].

4.3.10 Ventajas y Desventajas de la Transmisión HVDC

Los sistemas modernos de HVDC combinan la buena experiencia de las antiguas instalaciones con el reciente desarrollado de tecnologías y materiales. El resultado es muy competitivo, flexible y eficaz manera de transmitir energía eléctrica con un impacto ambiental muy bajo. Es importante señalar que el sistema HVDC no sólo transmite la energía eléctrica de un punto a otro, sino que también tiene una serie de aspectos mucho valor añadido que debería haber sido necesario resolver por otros medios en el caso de utilizar una transmisión de CA convencional. Algunos de estos aspectos son:

4.3.10.1 Ventajas

- No hay límites en la distancia de transmisión. Esto es válido tanto para las líneas aéreas (OHL), submarina y subterránea.
- Control muy rápido del flujo de energía, lo que implica mejoras en la estabilidad, no sólo para el enlace HVDC, sino también para el sistema de CA de los alrededores.
- La dirección del flujo de potencia se puede cambiar muy rápidamente (bidireccionalidad).

- Un enlace HVDC no aumenta la potencia de cortocircuito en el punto de conexión. Esto significa que no será necesario cambiar los interruptores automáticos de la red existente.
- El impacto ambiental es menor con HVDC.
- La tecnología VSC permite el control de potencia activa y reactiva de forma independiente sin necesitar ningún equipo de compensación adicional.
- La tecnología VSC da una buena oportunidad para fuentes de energía alternativa por ser económica y técnicamente eficiente.
- Transmisiones HVDC tienen una alta disponibilidad y la tasa de fiabilidad, que se muestra en más de 30 años de funcionamiento.
- Las transmisiones HVDC y HVDC-SVC no contribuyen a la corriente de fallo: el efecto sobre el lado sin fallo de la transmisión de CC es menor, y en el lado del fallo la corriente de pérdida es menor que la que existiría con un enlace CA. En la red sin fallo se interrumpe el flujo de energía en la transmisión CC, pero no aparecen corrientes de pérdida.
- Los sistemas HVDC no se sobrecargan. HVDC puede ser muy eficaz para amortiguar las oscilaciones de la potencia y evitar o limpiar las posibles perturbaciones en cascada del sistema, especialmente cuando se conectan dos puntos en la misma red de CA, es decir, en paralelo con líneas de corriente alterna.
- Mejoran la estabilidad de red, ya que permiten modular la transferencia de potencia activa para mejorar la estabilidad dinámica del sistema.
- Con los sistemas de control de los filtros de reactivos y el ángulo de disparo de los tiristores es posible controlar la potencia reactiva consumida.
- La transmisión HVDC ayuda a estabilizar los sistemas y restringir la existencia de apagones (blackouts).

4.3.10.2 Desventajas

- Requerimientos de energía reactiva en las estaciones convertidoras.
- Necesidad de instalar equipos de filtrado de armónicos.
- Necesidad de un mayor nivel de aislamiento, para una misma tensión, dado que es CC.
- Resonancias a baja frecuencia.
- Transferencia de Armónicos.
- Inestabilidad de Voltaje.
- Sobretensiones Temporales en las Barras ca/cd
- Recuperación post-falla.
- Elevados costos de las estaciones convertidoras.

4.4 Estándares para el Dimensionamiento de los Sistemas de Transmisión

La mejor forma de explicar el dimensionamiento de estos sistemas es llevando a cabo los cálculos, para lo cual se describen ejemplos para cada tecnología.

4.4.1 Sistemas de Transmisión Flexible (FACTS)

Una línea de transmisión alimenta una carga de 125 MWATT a 215 KVOLTIOS, fp:100%, una f: 60 HZ. Tiene una longitud de 370 km(230 millas), voltaje, corriente, potencia, fp en el extremo trasmisor (60°C).

$l = 230$ MILLAS, línea larga

$$I_R = \frac{125mwatt}{215 * 1 * \sqrt{3}} = 335,6amp$$

$$I_R' = 335,66 * 1,2 = 402,69 \cong 403$$

Con la tabla del conductor ACSR, se obtuvo:

Conductor: 266,800 MCM 26/7

Radio Medio Geométrico (RMG)= 0,0217'

R=0,335 Ω /millas

Xa= 0,465 Ω /millas

Con la tabla de reactancia inductiva para un factor de 60 ciclos, se obtuvo:

Xd= 0,4127 Ω /millas

Se calcula la distancia media geométrica mutua (Dm):

$$D_m = \sqrt[3]{D_{AB} * D_{BC} * D_{AC}} \quad (4.17)$$

$$D_m = \sqrt[3]{24' * 24' * 48'} = 30,24'$$

$$X_L = X_a + X_d \quad (4.18)$$

$$X_L = 0,465 + 0,4127 = 0,8774 \Omega / \text{MILLAS}$$

$$X_C = 0,2083 M\Omega / \text{MILLAS}$$

$$L = 0,7411 \log^* \frac{Dm}{D_{SL}} \quad (4.19)$$

$L = 230$ MILLAS

$$Z = R + jXL \quad (4.20)$$

$$Z = (0,385 + j0,8774) \Omega/\text{MILLAS}$$

$$Z = 0,96 \angle 66,30 \Omega/\text{MILLAS}$$

$$Z_T = l * Z \quad (4.21)$$

$$Z_T = 220,29 \angle 66,30 \Omega$$

$$y = G + jB \quad (4.22)$$

$$y = \frac{1}{R} + \frac{1}{X_c} = \frac{1}{0,385} + j \frac{1}{0,2083} = j4,8 \times 10^{-6} \text{ mho/millas}$$

$$Y = \frac{1}{jX_c} = 1,1 * 10^{-3} \text{ mho} \quad (4.23)$$

$$Z_c = \sqrt{\frac{z}{y}} = \sqrt{\frac{0,96 \angle 66,30^\circ}{4,8 * 10^{-2}}} = 447,21 \angle -11,85^\circ \frac{\Omega}{\text{MILLA}} \quad (4.24)$$

$$y = 230 \sqrt{z * y} = 230 \sqrt{0,96 * 4,8 * 10^{-6} \angle \left(\frac{15,30}{2}\right)} \quad (4.25)$$

$$\gamma = 0,48 \angle 78,15 = 0,09 + j0,45 = \alpha l + j\beta l$$

$$V_R = \frac{215KV}{\sqrt{3}} = 124,13KV$$

$$\cosh \gamma l = \frac{e^{\alpha \angle \beta} + e^{-\alpha \angle -\beta}}{2} \quad (4.26)$$

$$\cosh \gamma l = \frac{e^{0,09 \angle 25,78} + e^{-0,09 \angle -25,78}}{2} = 0,9 \angle 2,54 = (0,89 + j0,04)$$

$$\sinh \gamma l = \frac{e^{\alpha \angle \beta} - e^{-\alpha \angle -\beta}}{2} \quad (4.27)$$

$$\sinh \gamma l = \frac{e^{0,09 \angle 25,78} - e^{-0,09 \angle -25,78}}{2} = 0,475 \angle 79,74 = (0,08 + j0,43)$$

Calculando a plena carga V_s de línea a línea:

$$V_s = V_R * \cosh \gamma l + I_R * Z_c * \sinh \gamma l \quad (4.28)$$

$$V_s = 124,130 \angle 0 * 0,9 \angle 2,54 + 403 \angle 0 + 447 \angle -11,85 * 0,435 \angle 79,74$$

$$V_S = 160,29 \angle 20,79 \text{KV} (L - N)$$

$$V_S = \frac{3 * 160,29 \angle 20,79 \text{KV}}{\sqrt{3}} = 278,84 \angle 28,79 \text{KV} (L - L)$$

Suponiendo una variación de voltaje en el sistema de un 10%, se instala un FACTS con conexión serie, el cual lleva al sistema a un nivel estable y por tanto lo hace más confiable:

$$Z = R + jX_L, \text{ despeja } X_L$$

$$\delta_{L-L} = \tan^{-1} \frac{X_T}{R} \quad (4.29)$$

$$X_T = R * \tan \delta_{L-L} = 0,385 * \tan 10 = 0,06789 \Omega$$

Ahora se calcula $|X_C|$, para luego calcular el valor del capacitor conectado por el FACTS:

$$|X_T| = \sqrt{(wL)^2 + (1/(wC))^2} \quad (4.30)$$

$$|X_T| = |X_L| - |X_C| \quad (4.31)$$

$$|X_C| = |X_L| - |X_T| = 0,8774 - 0,06789 = 0,809 \Omega \quad (4.32)$$

Calculando el capacitor:

$$C = \frac{1}{\omega * X_c} = \frac{1}{2\pi * 60 * 0,809} = 3,275mf \quad (4.33)$$

4.4.2 Sistema de Transmisión en DC (HVDC)

La mejor forma de explicar el dimensionamiento de este sistema es llevando a cabo los cálculos, por lo cual se toma como ejemplo los datos del proyecto Moyle Interconnector (**figura 4.25**), los cuales son los siguientes:

- De luz directa ha disparado las válvulas de tiristor para el sistema completo de HVDC, con 1872 tiristores en total, con un 20% de mejor fiabilidad y todos los componentes de la válvula libre del petróleo.
- Triple filtro de CA sintonizado en ambas estaciones.
- No tripulados estaciones, totalmente automático operación remota y automática de carga horario de operación.
- Diseño de bajo nivel de ruido para la estación:
 - Condensador de filtro AC y los reactores.
 - Transformador Convertidor.
 - Convertidor de la válvula de agua de refrigeración del sistema.
 - Sala DC con reactor de alisamiento.
- Diseño de la estación DC para conductor de tierra con retorno integrado y cable de fibra óptica para el control y comunicación.

4.4.2.1 Datos del Sistema

Fecha de contrato: 09/99

Tiempo de entrega: 27 meses

Capacidad de transmisión: 2 x 250 MW

Voltajes del Sistema: 250 kV DC

275 kV AC

Corriente de la red: 1000 A

Distancia de transmisión 63,5 kilómetros

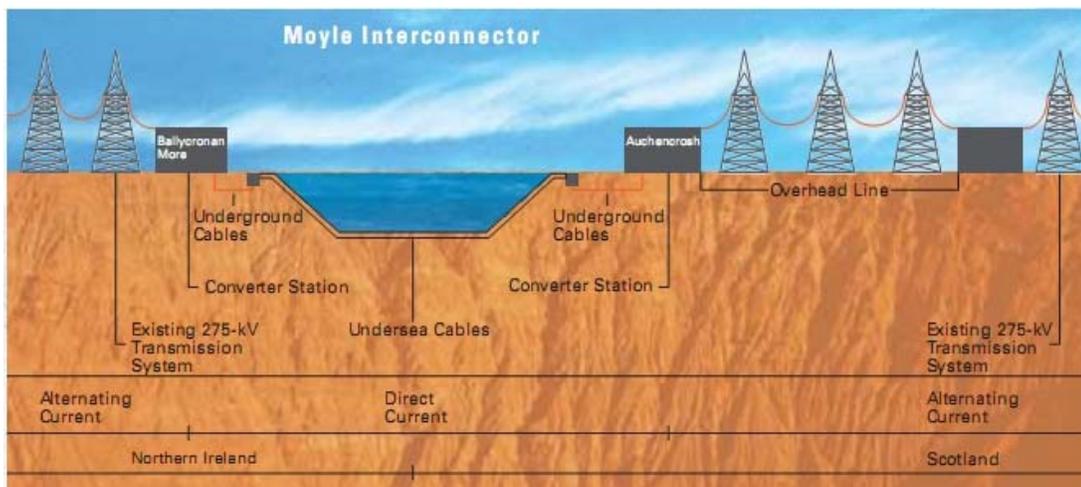
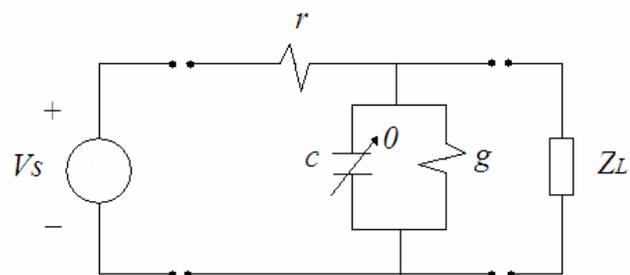
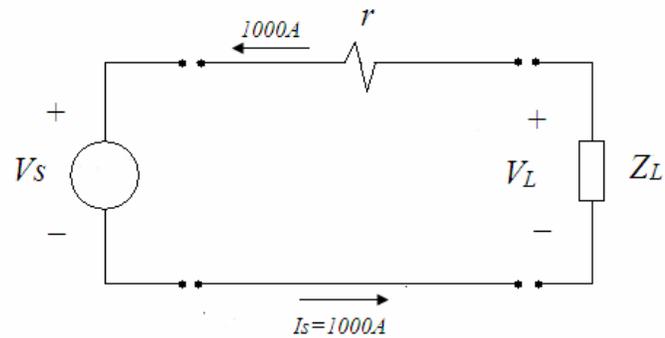


Figura 4.25 Proyecto Moyle Interconector [7]





Rectificador:

$$\Delta V\% = \frac{V_t - V_s}{V_s} * 100\% \quad (4.35)$$

$$V_s * \Delta V\% = 2 * r * I_s \quad (4.36)$$

$$r = \frac{V_s * \Delta V\%}{2 * I_s} \quad (4.37)$$

Suponiendo una variación de tensión del 2%, se tiene que:

$$r = \frac{250 * 10^3 * 0,02}{2 * 1000} = 2,5\Omega$$

Llevando los KM a MILLAS:

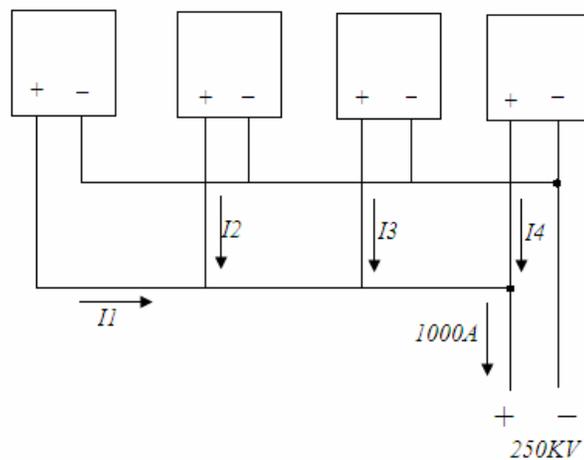
$$l = \frac{0,625MILLAS}{1KM} * 63,5KM = 39,6875 MILLAS$$

El valor de r distribuida en la línea es:

$$r = \frac{2,5\Omega}{39,6875 \text{ MILLAS}} = 0,0629921 \Omega/\text{MILLAS}$$

El valor de r se lleva a la tabla de conductores de HVDC y de esta manera se encuentra el calibre del conductor en el lado del rectificador.

Número de rectificadores= 4



$$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = \frac{I_S}{4}$$

$$I_1 = I_2 = I_3 = I_4 = \frac{I_S}{4} = \frac{1000A}{4} = 250A$$

Para que el sistema sea fiable se colocan 2 rectificadores adicionales, esto para que cuando alguno de estos falle entre en servicio el rectificador de reserva. Por lo tanto:

Numero de rectificadores totales= 6

El rectificador seleccionado es el de 12 pulsos que es el más utilizado.

Inversor:

Utilizando la ecuación (4.38), se obtiene que r :

Ahora suponiendo una variación de tensión del 1%, obtenemos:

$$r_c = \frac{250 * 10^3 * 0,01}{2 * 1000} = 1,25 \Omega$$

r_c distribuida en la línea es:

$$r_c = \frac{1,25\Omega}{39,6875 \text{ MILLAS}} = 0,03149606 \Omega/\text{MILLAS}$$

Con el valor de r_c se obtiene el calibre del conductor del lado inversor, a través de las tablas de conductores HVDC.

Se toman 2 conductores de 800 mm² para 300 KV de cable bipolar.

4.4.3 Equipos para la Implementación de los Sistemas de Transmisión Flexible y DC

4.4.3.1 Equipos FACTS

A continuación se describen los dispositivos FACTS de acuerdo a su forma de conexión a la red. Cabe destacar que los controladores FACTS de mayor aceptación y uso en diversos sistemas en el mundo son esencialmente el compensador estático de reactivos (SVC), el compensador estático sincrónico (STATCOM), el capacitor serie controlado por tiristor (TCSC), el compensador estático sincrónico serie (SSSC) y el controlador unificado de flujos de potencia (UPFC) por lo cual serán descritos con mayor exactitud.

4.4.3.1.1 Controladores Serie

Entre los elementos que encontramos en este grupo están:

4.4.3.1.1.1 Compensador Estático Síncrono Serie (SSSC)

Un SSSC (Static Synchronous Series Compensator) es un compensador en serie sincrónico estático (**figura 4.25**). Su configuración es muy parecida al STATCOM pero usa una fuente de energía adicional en paralelo con el condensador para mantener la tensión constante en él.

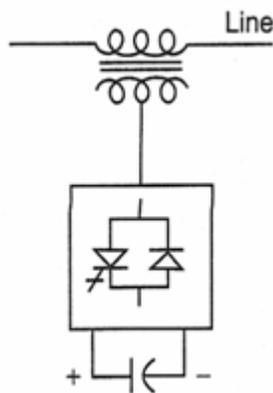


Figura 4.26 Compensador Estático Síncrono serie [10]

- **Principio de Funcionamiento**

En principio, un SSSC es capaz de inter- cambiar potencia activa y reactiva con el sistema de transmisión de energía eléctrica. Sin embargo, si sólo se pretende compensar la potencia reactiva, la fuente de energía podría ser bastante pequeña. La tensión inyectada puede controlarse, en cuanto a magnitud y fase, si se dispone de una fuente de energía suficientemente grande. Con compensación de potencia reactiva solo es controlable la magnitud de la tensión, puesto que el vector de la tensión inyectada es perpendicular a la intensidad de la línea. En este caso, la tensión inyectada en serie puede adelantar o retrasar 90° la intensidad de la línea. Esto significa que el SSSC puede ser controlado uniformemente en cualquier valor, de adelanto o de retardo, dentro del intervalo de funcionamiento del VSC. Por consiguiente, un SSSC puede comportarse como un condensador en serie y reactancia en serie controlables. La diferencia fundamental es que la tensión inyectada por un SSSC no está relacionada con la intensidad de la línea y puede ser controlada independientemente. Esta importante característica implica que el SSSC puede ser utilizado con excelentes resultados tanto en cargas bajas como con cargas altas.

- **Aplicaciones**

La aplicación general de un condensador en serie controlable es también válida en el caso del SSSC: control dinámico del flujo de energía y mejora de la estabilidad de la tensión y del ángulo. El hecho de que un SSSC pueda inducir tensión capacitiva y tensión inductiva en una línea amplía el campo de operación del dispositivo. Para controlar el flujo de energía se puede utilizar un SSSC, tanto para aumentar como para reducir el flujo. Dentro del intervalo de estabilidad ofrece más potencial para amortiguar oscilaciones electromecánicas. Sin embargo, la inclusión de un transformador de alta tensión en el esquema da lugar a una desventaja de costes en

comparación con los condensadores en serie controlables. El transformador también reduce el rendimiento del SSSC, debido a que se introduce una reactancia adicional. Este defecto podrá ser eliminado en el futuro mediante la utilización de dispositivos SSSC sin transformador. El esquema también exige un aparato de protección que ponga en derivación el SSSC en caso de que en la línea existan altas intensidades de fallo.

4.4.3.1.1.2 Capacitor Serie Controlado por Transistores (TCSC)

El TCSC (thyristor controlled series capacitors) es, en esencia, un condensador en serie con la línea y en paralelo con un reactor controlado por un arreglo de tiristores. Controlando el ángulo de encendido del tiristor se puede modificar la impedancia efectiva del reactor en paralelo. De esta forma, con el TCSC puede obtenerse un rango continuo de variación para el grado de compensación (**Figura 4.6**).

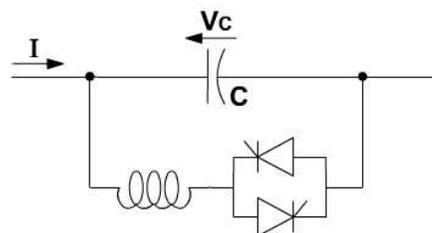


Figura 4.27 Arquitectura básica de dispositivo TCSC [10]

- **Principio de Funcionamiento**

La configuración de los TCSC comprende varias reactancias controladas, en paralelo, con secciones de una batería de condensadores. Esta combinación hace posible un control uniforme de la reactancia capacitiva de frecuencia fundamental en un amplio intervalo. La batería de condensadores de cada una de las fases está montada sobre una plataforma para asegurar un completo aislamiento contra tierra.

La válvula incluye una serie de tiristores de gran potencia conectados en serie. El inductor es del tipo sin núcleo magnético. Un varistor de óxido metálico (MOV) está conectado a través del condensador para impedir que se produzcan sobretensiones.

La característica del circuito principal del TCSC depende de las reactancias relativas de la batería de condensadores y de la serie de tiristores, cuyas ecuaciones son (4.39) y (4.40) respectivamente.

$$X_c = -\frac{1}{\omega_n * C} \quad (4.39)$$

$$X_v = \omega_n * L \quad (4.40)$$

Donde:

ω_n = Velocidad angular fundamental.

C = Capacitancia de la batería de condensadores.

L = Inductancia de la reactancia en paralelo.

El TCSC puede funcionar en varios modos diferentes con valores variables de reactancia aparente, X_{app} . En este caso, X_{app} se define simplemente como la parte imaginaria del cociente indicado a continuación en la ecuación (4.41), donde los fasores representan el valor fundamental de la tensión de condensador $\overline{U_{c1}}$, y la intensidad de la línea, $\overline{I_{L1}}$, a la frecuencia nominal:

$$X_{app} = \text{Im} \left\{ \frac{\overline{U_{c1}}}{\overline{I_{L1}}} \right\} \quad (4.41)$$

También resulta práctico definir un factor reforzado, K_B , como el cociente entre las reactancias aparente y física, X_c , del TCSC.

$$K_B = \frac{X_{app}}{X_c} \quad (4.42)$$

- **Modo de bloqueo**

Si la válvula de tiristores no está activada y los tiristores permanecen en estado no conductivo, el TCSC funcionará en modo de bloqueo. La corriente de la línea pasa sólo a través de la batería de condensadores. El fasor de tensión del condensador \vec{U}_c , se expresa en función del fasor de intensidad de la línea, \vec{I}_l , mediante la ecuación (4.43).

$$\vec{U}_c = jX_c * \vec{I}_l \quad ; \quad X_c < 0 \quad (4.43)$$

En este modo, el TCSC actúa como un condensador en serie fijo con un factor reforzador igual a la unidad.

- **Modo de desvío de corriente**

Si la válvula de tiristores está activada continuamente permanecerá en estado conductivo todo el tiempo y el TSCC se comportará como una conexión en paralelo de la batería de condensadores en serie y del inductor de la derivación de válvula de tiristores.

En este modo, la tensión de condensador para una intensidad dada de la línea es mucho más baja que en el modo de bloqueo. Por consiguiente, el modo de derivación se utiliza para reducir la solicitación en el condensador durante las averías.

- **Modo de refuerzo capacitivo**

Si se suministra un impulso activador al tiristor, con tensión directa, justo antes de que la tensión del condensador atraviese la línea cero, un impulso de corriente de descarga del condensador circulará a través de la derivación inductiva en paralelo. El impulso de corriente de descarga se suma a la corriente de línea a través de la batería de condensadores y produce una tensión de condensador que se suma a la tensión producida por la corriente de línea. La tensión máxima del condensador se incrementará así en proporción a la carga que pasa a través de la derivación de tiristores. La tensión fundamental también se incrementa, casi en proporción a la carga.

El TCSC dispone de los medios necesarios para controlar el ángulo de conducción, así como para sincronizar la activación de los tiristores con la corriente de línea.

4.4.3.2 Aplicación de los TCSC para amortiguar las Oscilaciones Electromecánicas

La ecuación básica del flujo de energía expresa que la modulación de la tensión y de la reactancia influye sobre el flujo de potencia activa a través de la línea de transmisión. En principio, un TCSC es capaz de controlar rápidamente la potencia activa a través de una línea de transmisión. La posibilidad de controlar la energía transmisible apunta a que este dispositivo puede ser utilizado para amortiguar las

oscilaciones electromecánicas en el sistema de transmisión de energía eléctrica. Este efecto amortiguador tiene las características siguientes:

- La eficacia del TCSC para controlar las variaciones de potencia aumenta para los niveles más altos de transferencia de energía.
- El efecto amortiguador de un TCSC sobre una interconexión no resulta afectado por la situación del TCSC.
- El efecto amortiguador es insensible a la característica de la carga.
- Cuando un TCSC está diseñado para amortiguar modos interzonas, no activar ningún modo local.

4.4.3.2.1 Reducción de la Resonancia Subsincrónica con el TCSC

Aplicar la compensación en serie mejora el comportamiento del sistema de transmisión, tanto en términos de estabilidad de la tensión como de estabilidad angular. Sin embargo, al mismo tiempo podría introducirse en el sistema una resonancia eléctrica. La experiencia ha demostrado que, en ciertas circunstancias, una resonancia eléctrica podría interactuar con las resonancias torsionales mecánicas de los sistemas de ejes de los turboalternadores en las centrales térmicas. Este fenómeno es una forma de resonancia subsincrónica (SSR). Actualmente, el problema de la SSR se comprende bien y se tiene en cuenta cuando se diseñan equipos de compensación en serie. Algunas veces, las condiciones de la SSR podrán limitar el grado de compensación necesaria para mejorar el rendimiento del sistema de transmisión de energía. La utilización de un TCSC reduciría dichas limitaciones.

4.4.3.2.2 Impedancia aparente de los TCSC

Las condiciones para que se produzca una resonancia subsincrónica (SSR) dependen de la impedancia de la red, según se observa desde la máquina sincrónica a las frecuencias subsincrónicas y supersincrónicas correspondientes a su frecuencia de resonancia torsional m . La reactancia de un condensador en serie fijo varía inversamente a la frecuencia; una vez seleccionada su reactancia a la frecuencia nominal, ésta determina su reactancia a todas las frecuencias. Esto, sin embargo, no ocurre así en un TCSC, ya que su nivel reforzador depende de las acciones de control que pueden cambiar la activación de los tiristores durante cada semiciclo de la intensidad de la línea. La impedancia aparente, Z_{app} , del TCSC puede definirse como un cociente complejo.

$$Z_{app}(W_m) = R_{app}(W_m) + jX_{app}(W_m) = \frac{\Delta \overline{W_c}}{\Delta \vec{I}} \quad (4.44)$$

Debe tenerse en cuenta que la impedancia aparente es una propiedad del circuito principal del TCSC y de su sistema de control. En general, la impedancia aparente de un TCSC en una red debe ser determinada mediante simulación o medición. Los informes existentes sobre diferentes esquemas de control muestran que, en la gama de frecuencias subsíncronas, la impedancia aparente es de tipo resistiva-inductiva. Un cálculo simplificado, suponiendo que las inversiones de tensión del condensador son instantáneas y equidistantes al doble de la frecuencia nominal, y sin tener en cuenta las pérdidas, revela que la impedancia aparente del TCSC es:

$$X_{app}(W_m) = -X_c \frac{W_n}{W_m} \frac{1 - \cos\left(\frac{W_m \pi}{W_n 2}\right)}{\cos\left(\frac{W_m \pi}{W_n 2}\right)} \quad (4.45)$$

La función, positiva en todo el intervalo de frecuencia subsincrónica, muestra que la reactancia aparente es inductiva. Para frecuencias próximas a la frecuencia nominal, el control de la impedancia aparente hará que esta se convierta en capacitiva.

4.4.3.2.3 Capacitor Serie Conmutado por Tiristores (TSSC)

Este dispositivo es una reactancia capacitiva que consiste en un arreglo de bancos de condensadores en serie con la línea y en paralelo con un interruptor formado por tiristores para lograr una variación escalonada de la reactancia. Este dispositivo al no tener control de ángulo de disparo solo puede operar en dos condiciones distintas, ángulo de disparo de 90° o 180° , esta característica puede reducir el costo y las pérdidas del controlador.

El grado de compensación varía sólo entre valores discretos. En este caso la capacitancia equivalente se controla con el número de interruptores cerrados (figura 4.28).

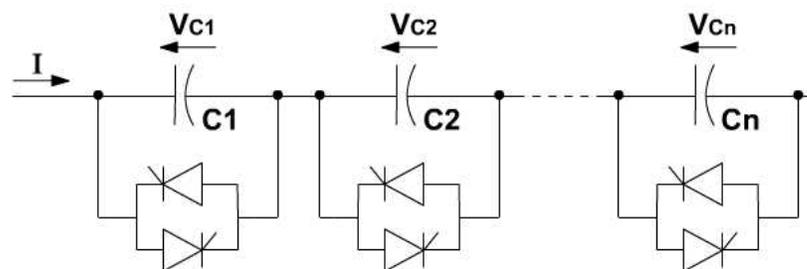


Figura 4.28 Arquitectura básica de dispositivo TSSC [10]

4.4.3.2.4 Reactor Serie Controlado por Tiristores (TCSR)

Es un compensador de reactancia inductiva que se conforma de un reactor en serie con la línea y en paralelo a un reactor controlado por tiristores (TCR). Este dispositivo logra una variación continua de la reactancia inductiva.

Cuando el ángulo de disparo del TCR es 180° deja de conducir, y el reactor sin control actúa como un limitador de corriente de falla. A medida que el ángulo decrece desde 180° , la inductancia neta decrece hasta que el ángulo de disparo es de 90° , en este punto la inductancia neta es el paralelo de los dos reactores. Este dispositivo al igual que el TCSC puede consistir de una o de varias unidades pequeñas en serie, en la figura 4.9 se muestra su arquitectura básica.

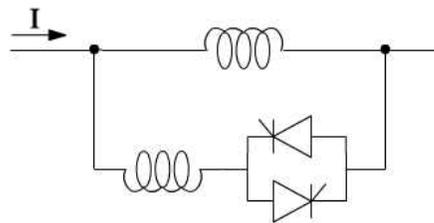


Figura 4.29 Arquitectura básica de dispositivo TCSR y el TSSR [7]

4.4.3.2.5 Reactor Serie Conmutado por Tiristores (TSSR)

Compensador de reactancia inductiva que consiste de un reactor serie en paralelo con un reactor conmutado por tiristores, a fin de proveer control de reactancia inductiva serie.

Este dispositivo es un complemento del TCSR, con la diferencia de que en el TSSR los tiristores no tienen control de ángulo de disparo, su diagrama esquemático se muestra en la **figura 4.9**.

4.4.3 Controladores Paralelo

4.4.3.3.1 Compensadores Estáticos Sincrónicos (STATCOM)

Compensador estático síncrono operado como compensador estático de reactivos en derivación, en el que es posible controlar la corriente de salida capacitiva o inductiva de manera independiente del voltaje de AC del sistema.

Está basado en una fuente de tensión síncronica de estado sólido, similar a una máquina síncrona, que genera un conjunto equilibrado de (tres) tensiones sinusoidales a la frecuencia fundamental, con amplitud y ángulo de desplazamiento de fase controlable. Sin embargo, este dispositivo no tiene ninguna inercia.

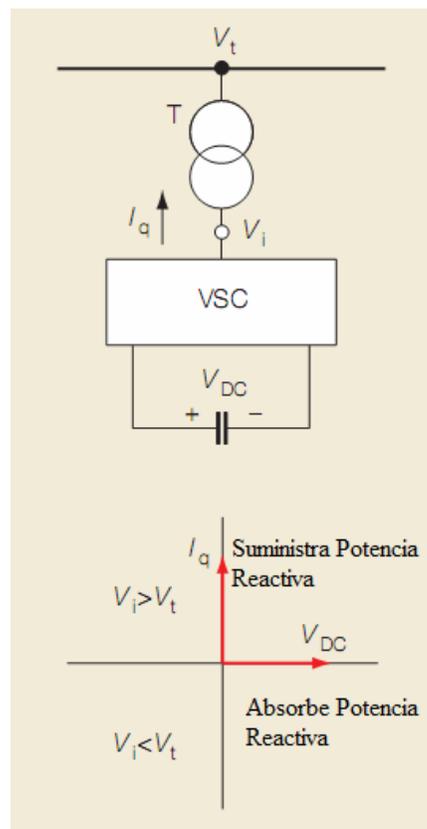


Figura 4.30 Compensador estático con un VSC, un transformador de

acoplamiento T y sistema de control [5].

,h

- **Principio de funcionamiento**

Un compensador estático consiste en un convertidor de fuente de tensión, un transformador de acoplamiento y controles. En esta aplicación, el dispositivo de fuente de energía de CC puede ser sustituido por un condensador de CC, de forma que el intercambio de energía en régimen permanente entre el compensador estático y el sistema de CA pueda ser solo reactivo, según se muestra en **figura 4.30**. I_q es la intensidad de salida del convertidor, perpendicular a la tensión del convertidor V_i . Es posible controlar la magnitud de la tensión del convertidor, y por tanto la potencia de salida reactiva del mismo. Si V_i es mayor que la tensión entre terminales, V_t , el compensador estático suministrará potencia reactiva al sistema de CA. Si V_i es menor que V_t , el compensador estático absorberá potencia reactiva.

- **Aplicaciones**

Los sistemas STATCOM cumplen las siguientes funciones:

- Estabilización de la tensión dinámica: aumento de la transmisión de energía y menores variaciones de tensión.
- Mejora de la estabilidad sincrónica: mejor estabilidad en régimen transitorio, mejor amortiguamiento del sistema de transmisión, amortiguamiento de SSR.
- Equilibrio dinámico de carga.
- Mejora de la calidad de la energía.
- Soporte de tensión en régimen permanente

4.4.3.3.2 Convertidor de Fuente de Tensión (VSC)

En la **figura 49** se muestra una configuración básica del circuito trifásico de un convertidor de fuente de tensión de tres niveles. Consiste en doce conmutadores de semiconductores de tipo autoconmutable, cada uno de los cuales es puesto en derivación por un diodo de tipo inversión conectado en paralelo, y seis derivaciones de diodo conectadas entre el punto medio del condensador y el punto medio de cada par de conmutadores. Conectando la fuente de CC secuencialmente a los terminales de salida, el inversor puede producir un conjunto de tres formas de tensión cuasicuadradas de una frecuencia determinada. La frecuencia, amplitud y fase de la tensión de CA puede ser variada mediante un control adecuado. Por consiguiente, el convertidor de fuente de tensión puede ser considerado como una fuente de tensión controlable.

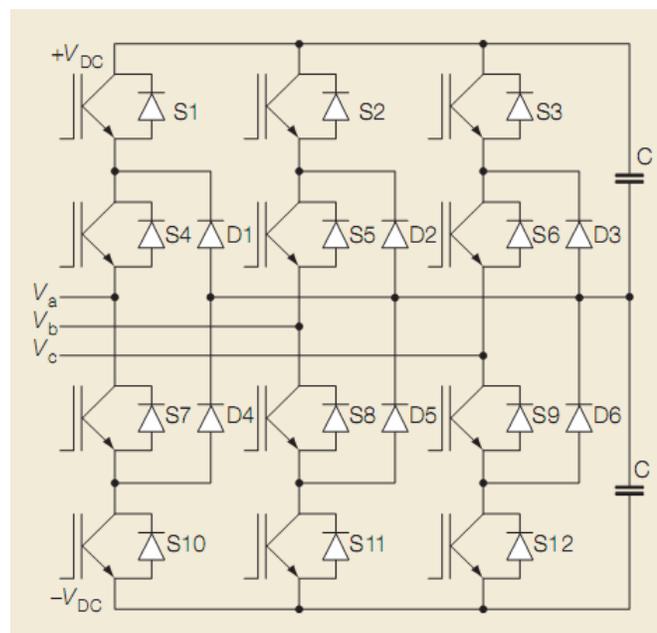


Figura 4.31 Convertidor básico de fuente de tensión de tres niveles [5].

Las válvulas de un convertidor de fuente de tensión actúan como conmutadores. Los potenciales de fase con respecto al punto medio del condensador pueden tener tres valores diferentes:

- $V = +V_{DC}$
- $V = 0$
- $V = -V_{DC}$

Este esquema recibe el nombre de convertidor de fuente de tensión de tres niveles. Debe tenerse en cuenta que, por cada una de las fases, sólo uno de los dos conmutadores puede estar activado en un momento dado, ya que de lo contrario el enlace de CC sufriría un cortocircuito. La tensión de salida puede ser controlada en términos de fase y amplitud. La frecuencia fundamental de la tensión de CA depende de la tensión de CC, por consiguiente:

$$V_{a,b,c} = Ku *$$

El factor de dependencia, Ku , es controlado por la forma de conmutación de la válvula. Este procedimiento es denominado generalmente modulación por impulsos de duración variable (PWM).

Utilizando la modulación por impulsos de duración variable es posible variar el valor de Ku . Este coeficiente, denominado índice de modulación, puede variar entre cero y un valor máximo.

4.4.3.3 Generador Síncrono Estático (SSG)

Convertidor estático de potencia autoconmutado alimentado de una fuente de energía eléctrica apropiada y operado para producir un conjunto de voltajes de

salida multifase ajustables, que puede ser acoplado a un sistema de potencia de CA con el propósito de intercambiar independientemente y de manera controlada potencia activa y reactiva.

Es en esencia un dispositivo que produce voltajes multifásicos y, acoplado a la línea, puede intercambiar potencia activa y reactiva con ésta. Es una combinación de un STATCOM y una fuente de energía para suministrar o absorber energía. La fuente de energía puede ser un banco de baterías, un imán superconductor, entre otros. Su diagrama esquemático se muestra en la **figura 4.32**.

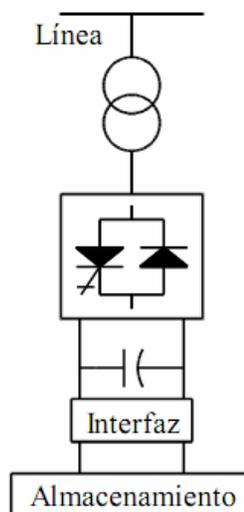


Figura 4.32. Diagrama esquemático de la unidad BESS, el SSG y el SMES [11].

Dentro de la definición de SSG está también el sistema de almacenamiento de energía de batería (BESS), definido como:

4.4.3.3.4 Sistema de Almacenamiento de Energía de Batería (BESS)

Sistema de almacenamiento de energía basado en química que usa conexión paralela de convertidores de voltaje capaces de ajustar rápidamente la cantidad de energía que es entregada o absorbida del sistema de potencia.

La **figura 4.32** muestra un diagrama simple de una línea en donde el medio de almacenamiento está conectado a un STATCOM. Para aplicaciones de transmisión, el tamaño de la unidad BESS de almacenamiento tiende a ser pequeña, aproximadamente de unas cuantas decenas de MVAs.

Otro subconjunto del SSG, adecuado para aplicaciones de transmisión, es el imán superconductor de almacenamiento de energía (SMES), a continuación se presenta la definición:

4.4.3.3.5 Imán Superconductor de Almacenamiento de Energía (SMES)

Dispositivo electromagnético superconductor de almacenamiento de energía que contiene convertidores electrónicos que rápidamente inyectan y/o absorben potencia activa y/o reactiva o controlan en forma dinámica el flujo de potencia en un sistema de AC.

Ya que la corriente de DC en el imán no puede cambiar rápidamente, la entrada o salida de potencia en el imán se ajusta controlando el voltaje a través de él utilizando una interfaz electrónica apropiada para la conexión con un STATCOM, en la **figura 4.8** se muestra su diagrama esquemático.

4.4.3.3.6 Compensador Estático Sincrónico (SVC)

Este dispositivo genera o absorbe potencia reactiva, la salida se ajusta para intercambiar corriente capacitiva o inductiva y así mantener o controlar parámetros específicos (típicamente el voltaje en una barra) del sistema eléctrico de potencia.

Desde el punto de vista operacional, el SVC se comporta como una reactancia variable conectada en paralelo, la cual genera o absorbe potencia reactiva con el objeto de regular la magnitud del voltaje en el punto de conexión a la red AC. Son usados ampliamente para proveer de manera rápida potencia reactiva, dar soporte en la regulación del voltaje, controlar sobre voltajes ante la salida de carga, mejorar la estabilidad de los sistemas de AC y dar amortiguamiento ante las oscilaciones de potencia. Los compensadores operan coordinados por un sistema de control, y tienen velocidad de respuesta casi instantánea. Los SVC se suelen colocar en tres tipos de áreas: centros de carga importantes, subestaciones críticas y en puntos de alimentación de grandes cargas.

- **Centros de Carga Importantes:** Para mitigar los efectos de las perturbaciones al igual que jugar un papel importante en la regulación diaria de la tensión.
- **Subestaciones Críticas:** Donde interviene en los cambios súbitos de potencia manteniendo constante la tensión, así como interviniendo en las amortiguaciones de potencia.
- **Grandes Cargas Industriales:** Básicamente para aislar al resto del sistema de las perturbaciones (variaciones bruscas de potencia, desequilibrios...) en ellas producidas.

En la **figura 4.33** se muestra la arquitectura básica de un dispositivo SVC y en la **figura 4.34** es mostrada una representación esquemática del SVC, donde un transformador tridevanado trifásico es usado para conectar el SVC a una barra de alta tensión.

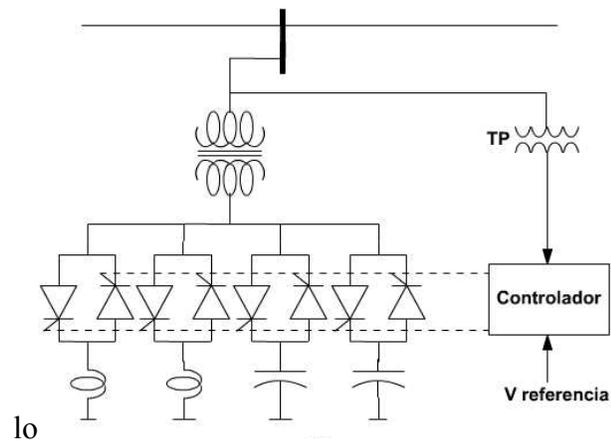


Figura 4.33 Arquitectura básica de un dispositivo SVC

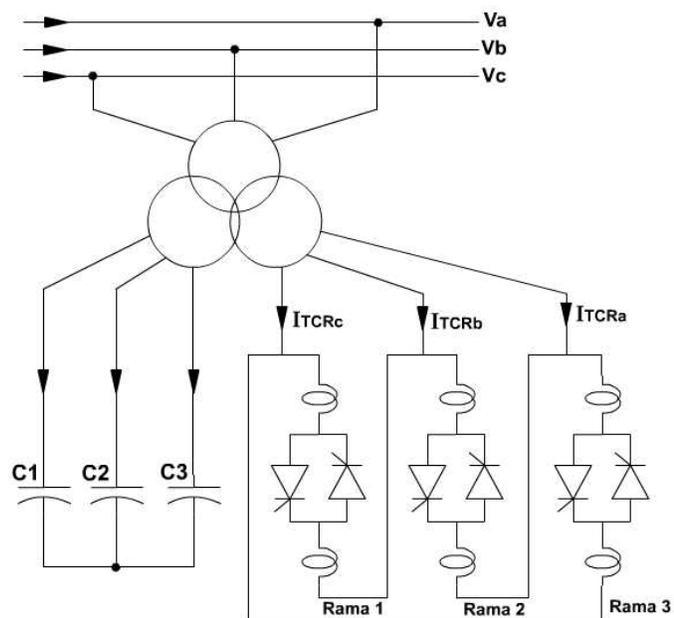


Figura 4.34 Compensador SVC trifásico compuesto de capacitores fijos y TCR [11]

4.4.3.3.6.1 Principio de Funcionamiento del SVC

Su funcionamiento se basa principalmente en el control entregado por los componentes activos, es posible controlar la amplitud de la componente fundamental de la corriente, la cual es de naturaleza inductiva. Al tener control sobre esta corriente, se tiene control sobre la corriente del SVC. Con lo cual se obliga al compensador a absorber una corriente de tipo inductiva capacitiva dependiendo la compensación requerida.

El ángulo de disparo en los tiristores se determina por medio de la tensión de donde se encuentra conectado el SVC a la línea de transmisión, o sea el punto de compensación de reactivos. Este punto es el máximo de la tensión de cada semiciclo, a la que es comparada con la tensión de referencia, la cual genera ordenes de disparo para los tiristores, y esto produce un control de tensión por cada semiciclo.

4.4.3.3.6.2 Tipos de SVC

Los tipos de SVC más conocidos son: la reactancia controlada por tiristores (TCR), el condensador conmutado por tiristores (TSC), la reactancia conmutada por tiristores (TSR) y el condensador conmutado mecánicamente (MSC).

4.4.3.3.7 Reactor Controlado por Tiristores (TCR)

Es un reactor en serie con un arreglo bidireccional de tiristores, conectado en paralelo al sistema y cuya reactancia es variada de manera continua mediante el control del ángulo de disparo de los tiristores del arreglo. De esta manera se logra un control de la corriente de compensación. La arquitectura básica de un dispositivo TCR se presenta en la **figura 4.35a**.

En un sistema de potencia se utilizan dispositivos TCR trifásicos que utilizan filtros y otros arreglos de cancelación de armónicos para prevenir que las corrientes armónicas generadas por los suicheos de los tiristores alcancen el lado de alta tensión de la red [8].

En la **figura 4.35c** se muestra un TCR conectado en delta a un sistema de potencia trifásico. Esta topología es conocida como TCR de seis pulsos.

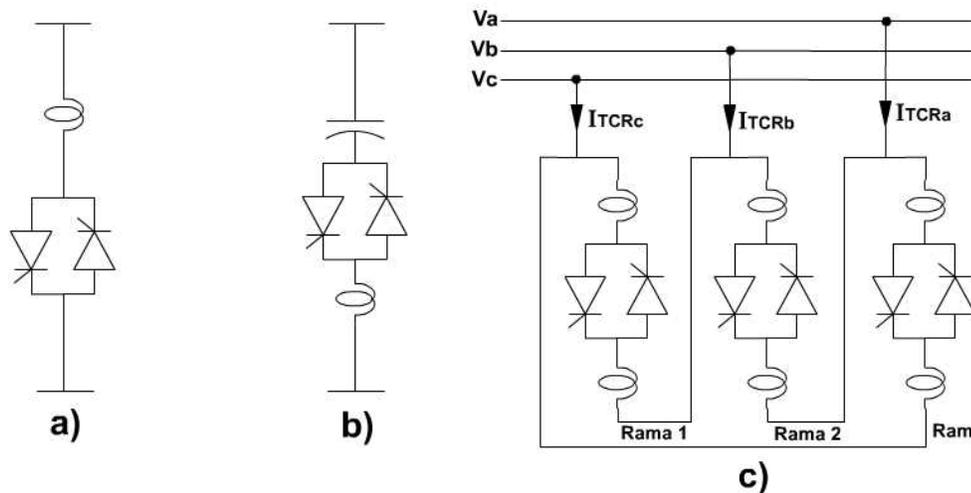


Figura 4.35 a) Arquitectura básica de dispositivo TCR y TSR, b) Arquitectura básica de dispositivo TSC, c) Dispositivo TCR de seis pulsos

4.4.3.3.8 Condensador Conmutado por Tiristores (TSC)

Consiste en un condensador en serie con una inductancia. Éstos a su vez están en serie con un arreglo bidireccional de tiristores (**figura 4.35b**). El capacitor es de capacidad fija y la inductancia es para limitar sobrecorrientes y para ajustar el circuito a la frecuencia deseada. Controlando el ciclo de trabajo del tiristor se puede variar la corriente de compensación inyectada en la línea.

4.4.3.3.9 Reactor Conmutado por Tiristores (TSR)

Reactor conmutado por tiristores cuya reactancia efectiva varía mediante la operación de conducción total o nula de los tiristores.

El TSR es un TCR sin control de fase de la corriente, que se conecta o se desconecta como un TSC. Se compone de varios reactores conectados en derivación que son operados entre encendido y apagado por conmutadores en base a tiristores sin ningún control de ángulo de disparo, para así lograr los cambios requeridos en la potencia reactiva consumida por el sistema. El uso de conmutadores en base a tiristores sin control de ángulo de disparo resulta en costos y pérdidas menores, pero con el inconveniente de que no se tiene control continuo, en la **figura 4.35a** se muestra su diagrama esquemático

4.4.3.3.10 Condensador Conmutado Mecánicamente (MSC)

El MSC es una derivación sintonizada que comprenda una batería de condensadores y una reactancia. Está diseñado para ser conmutado solo unas pocas veces al día, ya que la conmutación se realiza por disyuntores. La misión es satisfacer la demanda de potencia reactiva en régimen permanente.

4.4.3.3.11 Configuraciones del SVC

En ocasiones se usan combinaciones de más de un tipo de los citados anteriormente. Se puede colocar una reactancia para limitar la corriente en condiciones anormales y para ajustar el circuito a la frecuencia deseada, el conjunto se conecta en paralelo a la red.

En los sistemas de distribución de energía eléctrica, la compensación controlada de potencia reactiva se logra normalmente con las siguientes configuraciones de SVC, que pueden verse en la **figura 4.36**.

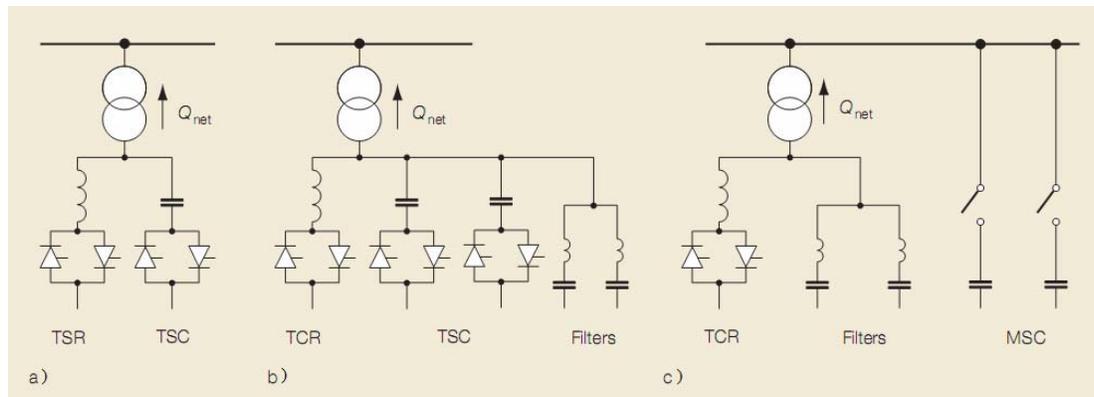


Figura 4.36 a) Configuración TSR-TSC, b) Configuración TCR-TSC, c) Configuración TCR-MSC [5]

4.4.3.3.12 Aplicaciones del SVC

Las principales aplicaciones de estos dispositivos son:

- Estabilización de la Tensión Dinámica: Aumento de la capacidad de transferencia de energía y reducción de las variaciones de tensión (estabilización de la tensión dinámica)
- Mejora de la estabilidad Sincrónica: Aumento de la estabilidad en régimen transitorio y mejor amortiguación del sistema de transmisión de energía eléctrica.
- Equilibrio dinámico de la carga
- Soporte de la tensión en régimen permanente

Habitualmente, los SVC se dimensionan de modo que puedan variar la tensión del sistema $\pm 5\%$ como mínimo. Esto significa que, normalmente, la gama de funcionamiento dinámico está entre el 10% y el 20% aproximadamente de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión común (PCC). Los SVC pueden ubicarse en tres posiciones diferentes: junto a centros de carga importantes como son las grandes aéreas urbanas, en subestaciones críticas, generalmente alejadas de la red, y en los puntos de alimentación de grandes cargas industriales o de tracción.

4.4.3.3.13 Resistencia de Frenado Controlada por Tiristores (TCBR)

Una resistencia en derivación operada en base a tiristores (**figura 4.37**), controlada para dar estabilidad al sistema de potencia o para minimizar la aceleración de potencia de una unidad generadora durante un disturbio.

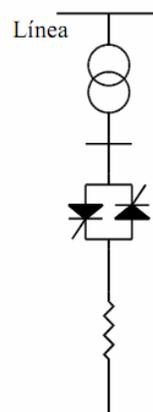


Figura 4.37. Diagrama esquemático del TCBR [7].

4.4.3.4 Controladores Combinados Serie – Serie

4.4.3.4.1 Controlador Interlínea de Flujos de Potencia (IPFC)

El controlador interlínea de flujos de potencia (**figura 4.9**) es un dispositivo que controla un arreglo de compensadores serie (mínimo dos), cada uno de los cuales está instalado en líneas diferentes. Los compensadores serie son del tipo SSSC, los cuales comparten un enlace común en corriente continua, por lo cual, al igual que en el UPFC, la suma de la potencia activa intercambiada entre los convertidores debe ser igual a cero si se desprecian las pérdidas en los circuitos de los convertidores [11].

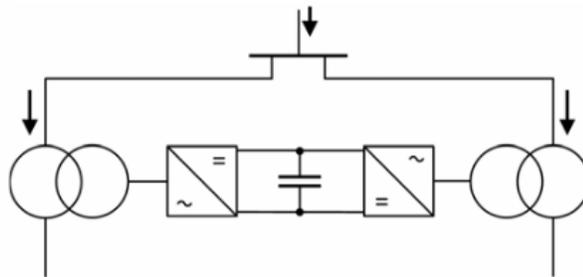


Figura 4.38 Esquema de un IPFC [11].

El esquema IPFC, junto con la compensación reactiva serie independientemente controlable de cada línea individual, permite manipular la potencia activa entre las líneas controladas. Esto permite estabilizar potencia activa y reactiva entre las líneas, reducir la carga de líneas sobrecargadas mediante la transferencia de potencia activa permitiendo hacer un manejo adecuado de la congestión, compensar contra caídas de voltaje resistivas en la línea y la correspondiente demanda de potencia reactiva, e incrementar la efectividad del sistema de compensación global para perturbaciones dinámicas [5]. En otras palabras, el IPFC puede proveer un esquema altamente efectivo para el manejo de la transmisión de potencia en una subestación donde converjan múltiples líneas.

4.4.3.5 Controladores Combinados Serie - Paralelo

4.4.3.5.1 Controlador de Flujos de Potencia Unificado (UPFC)

Es una combinación del compensador estático síncrono (STATCOM) y el compensador serie estático síncrono (SSSC), acoplados a través de un enlace de DC, para permitir el flujo bidireccional de potencia activa entre las terminales serie de salida del SSSC y las terminales en derivación de salida del STATCOM, controlados para proveer compensación activa y reactiva serie sin una fuente de energía eléctrica externa. El UPFC a través de la inyección de voltaje en serie, es capaz de controlar el voltaje de línea, impedancia, y ángulo, o alternativamente el flujo de potencia activa y reactiva de la línea. Puede también proporcionar compensación reactiva en derivación con control independiente.

Este dispositivo tiene la capacidad de afectar los parámetros que determinan la transferencia de potencia, como son, magnitudes de voltaje, impedancia de línea y ángulos de fase [10]. El diagrama esquemático del UPFC se muestra en la **figura 4.39**.

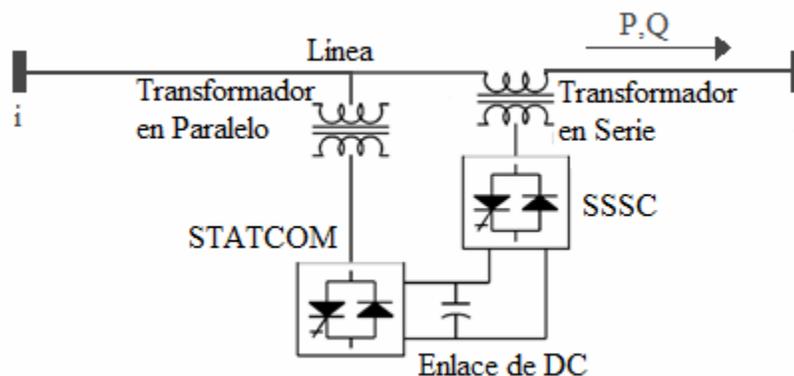


Figura 4.39. Diagrama esquemático del UPFC [11]

4.4.3.5.1.1 Principio de Funcionamiento

La arquitectura básica del UPFC, está constituida por dos convertidores AC/DC (STATCOM y SSSC), basados en equipos VSC (convertidores de fuente de voltaje), con un enlace DC común (condensador en corriente continua), y unidos al sistema mediante transformadores de acoplamiento, uno en paralelo con la línea de transmisión y el otro en serie con ella. El condensador en el acoplamiento provee soporte de voltaje DC para la operación de los conversores y funciona como elemento de almacenamiento de energía. La potencia activa fluye entre los terminales AC serie y paralelo del UPFC a través del enlace común en DC. La potencia reactiva es generada o absorbida localmente por los conversores del UPFC, independientemente entre si, por lo que la potencia reactiva no fluye a través del enlace DC.

4.4.3.5.1.2 Aplicaciones

Un sistema UPFC puede regular al mismo tiempo la potencia activa y reactiva. En general tiene tres variables de control y puede operar en diferentes modos. El convertidor conectado en derivación regula la tensión de la barra de distribución i en la **figura 4.14** y el convertidor conectado en serie regula la potencia activa y reactiva, o la potencia activa y la tensión, en el nodo conectado en serie. En principio, un UPFC puede desempeñar las funciones de los otros dispositivos FACTS descritos, a saber, soporte de tensión, control del flujo de energía y mejora de la estabilidad.

El UPFC tiene otras diversas aplicaciones, entre ellas se incluyen mejoras en la estabilidad transiente y dinámica, que incrementan substancialmente los márgenes de estabilidad, amortiguación de las oscilaciones y aumento de la capacidad de transmisión temporal. Por otro lado, se puede considerar como una alternativa a la transmisión DC, en caso que la aplicación de convertidores DC en operación

asíncrona no es necesaria, como en el caso de un largo cable sin conexión a tierra o submarino, donde el control de la corriente de carga es la principal consideración, o en el caso de interfaces de transmisión que requieren control dinámico del ángulo o potencia activa.

4.4.3.5.2 Transformador Cambiador de Fase Controlado por Tiristores (TCPST)

Transformador cambiador de fase ajustado por tiristores para proporcionar un ángulo de fase que varía rápidamente.

Generalmente el cambio de fase se obtiene sumando un voltaje en cuadratura en serie con una de las fases de la línea. Este vector se obtiene de las otras dos fases a través de transformadores conectados en derivación. Para hacer variar éste voltaje se utilizan diferentes configuraciones de dispositivos de electrónica de potencia. Una configuración capaz de invertir la polaridad del voltaje permite el cambio de fase en cualquier dirección. A este controlador se le conoce también como regulador de ángulo de fase controlado por tiristores, en la **figura 4.40** se muestra su diagrama esquemático.

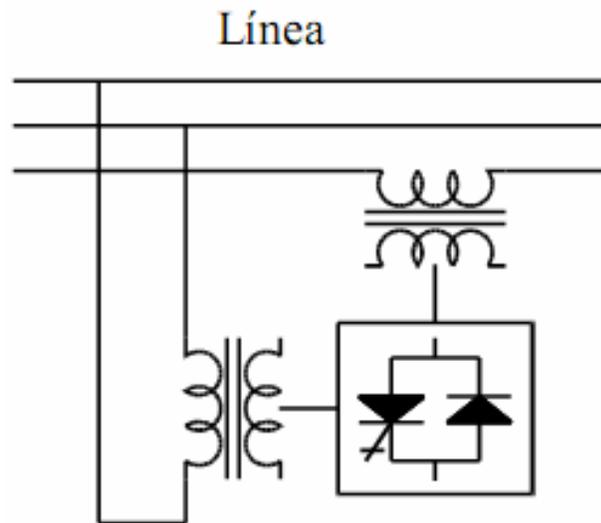


Figura 4.40. Diagrama esquemático del TCPST [6]

4.4.3.5.3 Controlador Unificado de Flujos de Potencia Generalizado (GUPFC)

El dispositivo GUPFC combina tres o más convertidores serie y paralelo trabajando juntos para incrementar las ventajas del control de voltaje y del control de flujo de potencia que se pueden lograr con el equipo de dos convertidores UPFC. El GUPFC más simple tiene tres convertidores como se muestra en la **figura 4.16**. Uno de los tres convertidores es conectado en paralelo con un nodo y los otros dos están en serie, a través de transformadores, con dos líneas de transmisión, conectados todos en una subestación.

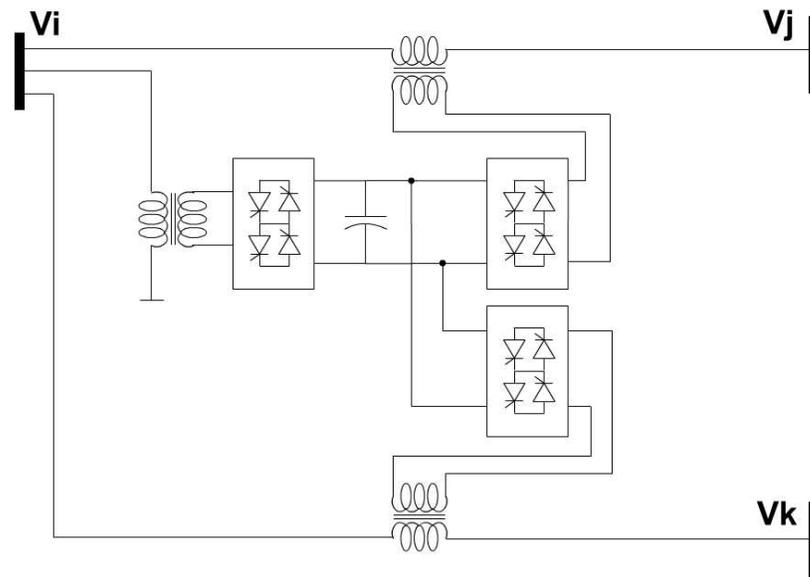


Figura 4.41 Principio operacional de dispositivo GUPFC de tres convertidores [6]

La arquitectura de un GUPFC indicada en la **figura 4.41** provee al sistema control total sobre cinco cantidades del sistema de potencia incluyendo la magnitud del voltaje en el nodo i y los flujos de potencia activa y reactiva independientes en las dos líneas [13]. Mientras más convertidores en serie se incluyan en el GUPFC, más grados de libertad de control se introducirán y, de esta manera, se puede lograr una mayor cantidad de objetivos de control. Puede intercambiarse potencia activa entre los conversores serie y paralelo a través del enlace común en corriente continua. Si se desprecian las pérdidas en los conversores, la suma de potencia activa intercambiada entre los conversores debe ser cero.

El GUPFC básico puede representarse como la combinación de un UPFC y un IPFC, obteniéndose de esta forma un controlador con todas las características y ventajas de estos dos dispositivos FACTS.

4.4.3.5.4 Controlador de Flujo de Potencia Dinámico (DFC)

El DFC (Dynamic Flow Controller) es un nuevo dispositivo en el área del control de flujo de potencia. Es un híbrido formado por un transformador de desplazamiento de fase (PST, Phase Shifting Transformer) y por compensación de cambios en serie. Este dispositivo contiene un PST, un TSC/TSR y, opcionalmente, un condensador en paralelo mecánicamente activado. Este condensador amplía las prestaciones de compensación de reactiva y proporciona soporte de tensión en caso de sobrecarga y otras condiciones. La intensidad que circula por las impedancias colocadas en serie se puede modificar mediante válvulas. Los cambios de las conexiones de válvulas se hacen por medio de señales binarias y en el instante en que el corriente es cero para minimizar los armónicos generados.

4.4.4 Componentes de un Sistema HVDC

Para transportar la energía utilizando HVDC, es necesario convertirla de AC a para posteriormente realizar la transformación inversa, de DC a AC. Los principales elementos en este doble proceso son (**figura 4.42**):

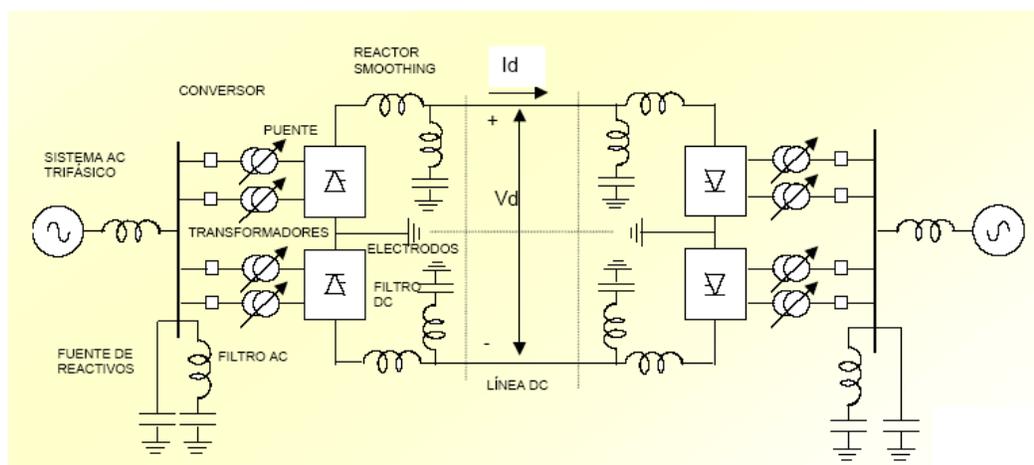


Figura 4.42 Componentes HVDC [7].

4.4.4.1 Convertidores AC/DC (rectificadores) y DC/AC (inversores)

Los convertidores tienen como objeto transformar corriente alterna en corriente continua y viceversa, lo que determina el tipo de conversión de AC/DC (rectificadores) o de DC/AC (inversores) en el sentido de la potencia. En el paso de AC a DC interesa tener una entrada con el mayor número de fases posibles, esto permite entregar a la salida una señal continua prácticamente plana (mínimo rizado), antes de conectar un filtro.

4.4.4.2 Rectificador de 6 pulsos

El rectificador de 6 pulsos mostrado en la **figura 4.43** es la unidad convertidora básica en la transmisión HVDC y es usada tanto como rectificador cuando la potencia llega desde el lado AC hacia al lado DC, como inversor cuando la potencia llega desde el lado DC al lado AC. Las válvulas de tiristores actúan como interruptores que se encienden y dejan pasar corriente cuando les llega un impulso o señal de disparo por la puerta de control. Una válvula conducirá corriente en una dirección siempre que reciba una señal de encendido y que la diferencia de voltaje entre el ánodo y el cátodo sea positiva, de la misma forma la válvula dejará de conducir únicamente cuando la polarización sea negativa. Es decir, las válvulas actúan como interruptores, las cuales son encendidas a voluntad con el objeto de entregar el voltaje continuo deseado.

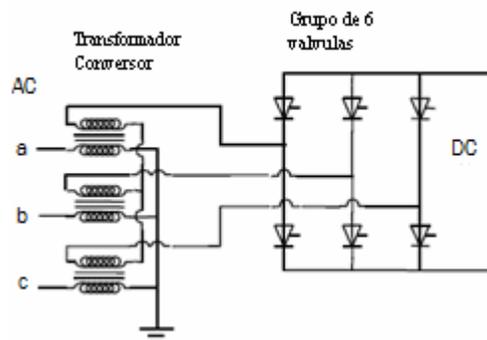


Figura 4.43 Configuración básica de un rectificador de 6 pul [11].

El proceso en que la corriente pasa desde una válvula a otra, existiendo por lo tanto una disminución de la corriente en una válvula y un aumento en la siguiente, es llamado conmutación; esto se muestra en la **figura 4.44**:

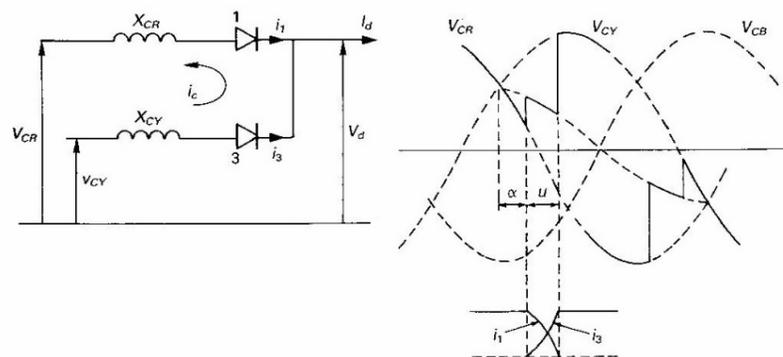


Figura 4.44 Proceso de conmutación.[10]

Si se considera el proceso de rectificación, cada válvula se encenderá al recibir una señal por la puerta de control (si está en polarización directa). En el proceso de conmutación la corriente de una válvula no se transferirá hacia la válvula siguiente simultáneamente, sino que esta conmutación se realizará a través de los enrollados del transformador o lo que exista antes del puente, ésta es la llamada reactancia de conmutación (X_c en la **figura 4.44**).

El momento en que la corriente comienza a circular por una válvula, o a conmutar desde una válvula a otra puede ser retrasado posponiendo el momento en que se entrega el pulso de control a los tiristores. Este método permite variar el voltaje promedio entregado a la salida del rectificador.

4.4.4.3 Rectificador de 12 pulsos

Prácticamente todas las conversoras HVDC utilizan rectificadores de 12 pulsos en vez del de 6 pulsos estudiado anteriormente [1].

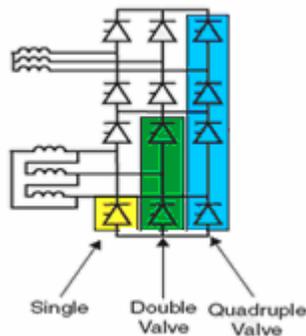


Figura 4.45 Rectificador de 12 pulsos [1].

Como se puede ver en la **figura 4.8**, el rectificador de 12 pulsos está formado por 2 conversoras de 6 pulsos conectadas en cascada. La salida del rectificador se toma entre los extremos de los conversores de 6 pulsos no conectados entre sí. Con el objeto de conseguir una salida lo más plana posible se utilizan dos tipos de conexiones diferentes en los transformadores de entrada: uno conectado estrella-estrella (desfase 0°) y la otra conectada estrella-delta (desfase de 30° o 150°). La salida de cada conversora de 6 pulsos son dos señales con una frecuencia de 300 hz desfasadas 30° entre sí. La combinación de ambas señales entrega una señal de 600 Hz, más estable y más plana que en el rectificador de 6 pulsos. Estos convertidores generan armónicos de orden $12n \pm 1$ en el lado AC y de orden $12n$ en el lado DC.

4.4.4.4 Transformadores de Conversión

El transformador HVDC es un componente muy importante en un sistema de transmisión de este tipo. Además de su aplicación normal para transferir energía entre dos niveles de tensión, desarrolla otras funciones como el aislamiento galvánico entre los sistemas de corriente alterna y de corriente continua. Una muy amplia banda de

regulación por tomas permite el funcionamiento óptimo también para una variación amplia de carga sin pérdida de rendimiento.

Por regla general, el transformador convertidor se construye con dos devanados de válvula de idéntica potencia y tensión. Uno de los devanados está conectado en estrella y el otro en triángulo. Con esta disposición se cancelan los armónicos predominantes del convertidor.

La relación de transformación de estos transformadores viene dada por las siguientes expresiones:

$$S_{Rectificador} = \sqrt{2} * I_{dN} * U_{Sec\ Rectificador} \quad (4.46)$$

$$S_{Inversor} = \sqrt{2} * I_{dN} * U_{Sec\ Inversor} \quad (4.47)$$

$$TR = \frac{U_a + U_{dN} * \frac{I_d * X_c}{I_{dN} * (2 \cos(\varphi) - X_c)}}{1,35 * TR_N * \cos(\varphi)} \quad (4.48)$$

$S_{Rectificador}$ = Potencia aparente del transformador funcionando como rectificador.

$S_{Inversor}$ = Potencia aparente del transformador funcionando como inversor.

$U_{Sec\ Rectificador}$ = Tensión en el lado de las válvulas (Rectificador).

$U_{Sec\ Inversor}$ = Tensión en el lado de las válvulas (Inversor).

TR = Relación de transformación del transformador.

TR_N = Relación de transformación nominal del transformador.

U_d = Tensión deseada.

U_{dN} = Tensión nominal.

U_L = Tensión en el primario del transformador.

I_d = Intensidad deseada.

I_{dN} = Intensidad nominal.

X_c = Reactancia de conmutación.

φ = Angulo de disparo en un rectificador (α) o el de extinción en un inversor (γ).

El transformador HVDC puede construirse como equipo trifásico o monofásico, en función de la tensión y potencia nominales. Cuando se construyen como transformadores trifásicos, por regla general, hay un equipo con el devanado de válvula dispuesto para conexión en estrella y el otro equipo para conexión en triángulo. En el diseño monofásico, los dos devanados de válvula se montan en una unidad idéntica de transformador.

En lo que respecta al diseño, la distribución interna de tensiones de corriente continua en los bornes para válvulas del transformador deberá tener una estructura de aislamiento distinta comparada con el sistema de aislamiento de un transformador convencional

4.4.4.5 Filtros

En el convertidor se producen un gran número de armónicas, las cuales son inyectadas al lado AC y DC, es por este motivo que se hace necesaria la

implementación de filtros a ambos lados del convertidor (para atenuar dichas armónicas)

Existen valores límite en función de la clase de interferencia a atenuar, algunos de estos valores son:

- En frecuencias entre 150 KHz y 500 KHz deberá generarse un ruido inferior a -30 dBm (0 dBm = 0,775V, 1 μ W sobre 600 Ω y un ancho de banda de 4 KHz).
- El ruido por efecto corona cerca de la estación de conversión y líneas aéreas no debe exceder los 100 μ V/m entre los 500 KHz y los 30 KHz.

4.4.4.5.1. Filtros AC

Los filtros en el lado AC de la estación de conversión se encargan de absorber los armónicos generados por el convertidor y de proporcionar una parte de la potencia reactiva que necesita el convertidor (depende de la potencia activa, la reactancia del transformador y el ángulo de las válvulas).

El orden de los armónicos depende del tipo de convertidor, en un convertidor de 6 pulsos es de $6n \pm 1$, siendo n el orden de los armónicos. En uno de 12 pulsos, en cambio, los armónicos son de orden $12n \pm 1$. Estas son las condiciones de funcionamiento ideal, pero en condiciones de explotación normal, asimetrías y otros defectos de la señal, se producen armónicos no característicos de los convertidores, como los de 3er orden que no han de filtrarse.

Estos filtros pueden ser de 1ro, 2do y 3er orden, con frecuencia de resonancia entre 3 y 24 Hz. Estos filtros pasivos pueden ser completados con filtros activos

controlados electrónicamente, que llegan a eliminar armónicos de orden 50 si es necesario.

Estos filtros deben cumplir una serie de requisitos:

- Distorsión armónica individual:

$$D_h = \frac{U_h}{U_1} \leq 1\% \quad (4.49)$$

- Distorsión armónica total:

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2} \leq 1\% \quad (4.50)$$

- Factor de influencia telefónica:

$$TIF = \sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} \left(\frac{U_h * TIF_h}{U_1}\right)^2} \leq 40 \quad (4.51)$$

h = Orden armónico.

U_h = Tensión fase-tierra del h armónico.

U_1 = Tensión fase-tierra a la frecuencia fundamental.

TIF_h =Factor ponderante de cada armónico según documento EE160-68 (1960).

4.4.4.5.2 Condensadores Serie

Los condensadores serie en el lado AC siguen el concepto utilizado en los CCC (Capacitor Commutated Converters). El objetivo es mejorar el comportamiento dinámico, principalmente en sistemas con baja potencia de cortocircuito o líneas HVDC largas. Este sistema, único a pequeños filtros, mejora la calidad de la señal reduciendo el rizado y la demanda de energía reactiva.

Estos condensadores se sitúan entre el transformador y el puente de válvulas para reducir la corriente causada por la capacidad de los cables en caso de desconexión y el fallo del inversor. Esto se debe a que, en este punto, la corriente está controlada, y por lo tanto, determinada por el convertidor.

4.4.4.5.3 Filtros DC

Estos filtros se instalan en el lado DC para reducir el componente AC de la señal continua que se desea obtener (reducción de rizado). Básicamente son filtros pasa-bajos que, al igual que los instalados en el lado AC, pueden ser de varios órdenes.

Durante el diseño de estos filtros se deben tener en cuenta las interferencias de líneas telefónicas cercanas. Este efecto se cuantifica mediante la siguiente expresión:

$$I_{\text{eq}} = \left(\frac{I}{P_f} \right) \sqrt{\sum_f (P_f * I_f)} \quad (4.52)$$

I_{eq} = Intensidad perturbadora equivalente a la frecuencia f ponderado con el peso psfométrico.

I_f = Vector suma de corrientes armónicas en el par de cables y pantallas a la frecuencia f .

P_f = Peso psofométrico a la frecuencia f .

f = frecuencia ($\leq 2500\text{Hz}$).

4.4.4.5.4 Bobina de Choque

Es una bobina en serie (de choque o suavizado) a la salida del circuito de DC que se encarga de atenuar el rizado a la salida del convertidor, limitar la corriente de cortocircuito, eliminar resonancia en el lado de DC, reducir interferencias con líneas telefónicas, etc.

Suelen fabricarse secas (aislamiento de aire) o en aceite, y son bobinas de elevada potencia, dado que toda la corriente del conversor pasa a través de las mismas.

4.4.4.6 Reactor de Alisamiento

Los reactores de alisamiento son usados en sistemas de transmisión de HVDC para reducir el flujo de corrientes armónicas y sobre corrientes temporales en el sistema CC.

Las principales funciones de este dispositivo son:

- **Prevención de corriente intermitente:** La corriente intermitente debido al *ripple* de corriente puede causar altos sobrevoltajes en el transformador y en el reactor de alisamiento.

- **Limitación de la corriente de falla DC:** El reactor de alisamiento puede disminuir la corriente de falla y la tasa de aumento para fallas de conmutación y fallas en la línea DC.
- **Prevención de resonancia en el circuito DC:** El reactor de alisamiento se diseña para evitar resonancia en el circuito DC a bajos órdenes en la frecuencia de las armónicas, como 100 ó 150 Hz. Esto es importante para evitar la amplificación de armónicas desde el sistema AC, como secuencia negativa y la saturación del transformador.
- **Reducir armónicas de corriente incluida la limitación de interferencia telefónica:** La limitación de interferencia viniendo de las líneas aéreas DC es una función esencial de los filtros DC. Sin embargo, el reactor de alisamiento juega una importante labor en reducir armónicas en la corriente actuando como una impedancia en serie.
- Compensar ondulaciones de tensión en el convertidor de 12 pulsos.
- Reducir la corriente de corto circuito en la conexión de CC.

4.4.4.6.1 Tamaño del reactor de alisamiento

Mientras los niveles de corriente y de voltaje pueden ser especificados en el reactor de alisamiento basado en los parámetros del sistema DC, la inductancia es el factor determinante en el tamaño del reactor. Tomando todos los aspectos de diseño en cuenta, el tamaño del reactor es siempre seleccionado en el rango de 100

a 300 mH para transmisión a larga distancia y 30 a 80 mH para estaciones punto a punto.

4.4.4.7 Líneas de Transporte

La transmisión en HVDC se puede hacer por líneas aéreas, subterráneas o submarinas. De los 70.000 MW de capacidad de transmisión de HVDC instalados, un 12 % (8.000 MW) aproximadamente corresponde a cables subterráneos y marinos, y un 88% corresponde a las líneas aéreas (62.000 MW)

4.4.4.7.1 Transmisión Aérea

Las líneas aéreas de un sistema HVDC presenta una serie de ventajas importantes respecto a las aéreas HVAC. Una de ellas es el tamaño de las torres. Si bien la distancia entre líneas debido a la tensión es superior en HVDC (en un factor $\sqrt{3}$), el número de líneas es inferior (dos líneas en HVDC frente a tres en HVAC). Esta diferencia en la distancia entre líneas es debida a que en AC depende de la tensión entre fases, mientras que en DC depende de la existencia entre fase y tierra. El resultado son unas torres de menor tamaño y menor necesidad de corredor de paso. En contra, se podría decir que los aisladores de los circuitos HVDC han de ser de mayor calidad, ya que acumulan mayor cantidad de residuos en la superficie debido al sentido unidimensional de la corriente.

4.4.4.7.1.1 Características de las Líneas de Transmisión HVDC

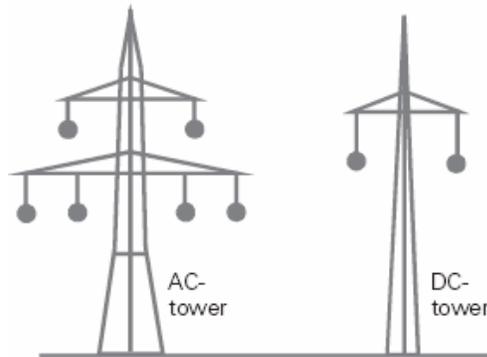


Figura 4.46 Torres típicas para transportar 1000 MW [5].

- Para una transmisión de potencia, un sistema de transmisión HVDC requiere una menor necesidad de franja de servidumbre y torres más esbeltas ya que, a diferencia de lo ocurrido en HVAC, en corriente continua se requiere un menor número de líneas (generalmente 2 conductores) y por lo tanto, se necesita una menor resistencia mecánica en las torres [4]. En la **figura 4.46** y **figura 4.47** se puede ver una comparación entre el tamaño y la franja de servidumbre de las torres utilizadas en HVAC y en HVDC.



Figura 4.47 Franja de servidumbre para el caso 500 KV HVAC y ± 500 HVDC para transportar 3000 Mw [7].

- El campo magnético constante en los alrededores de la línea de transmisión es muy semejante al campo magnético producido de forma natural por la Tierra. Por esta razón, es muy improbable que esta pequeña contribución de las líneas de transmisión HVDC al campo magnético de la tierra pueda ser preocupante de alguna forma [6].
- Al igual que en el caso del campo magnético, el campo eléctrico estático experimentado debajo de las líneas hasta la franja de servidumbre no presenta efectos biológicos negativos [6]. En la actualidad, no existen teoría o mecanismos que puedan verificar si los niveles de campo eléctrico producido por las líneas HVDC tenga efectos negativos en la salud humana.
- El efecto corona de las líneas de transmisión producen una pequeña contribución de ozono, la cual es del mismo orden de magnitud que el generado en procesos naturales [6].
- En instalaciones monopolares con retorno por tierra, el campo magnético puede modificar la lectura de una brújula en las proximidades de la línea, lo cual se puede solucionar instalando un retorno metálico. Por otra parte, un retorno por tierra pueden inducir una corriente en tuberías o conductos metálicos que se encuentren cerca de las estaciones de conversión, lo cual puede producir la oxidación o corrosión de estos elementos. Esto último es la principal razón por la cual el retorno por tierra pueden estar restringida a solamente algunas horas de uso.

4.4.4.7.2 Transmisión Submarina HVDC

La transmisión en corriente alterna por cable submarino está restringida a 130 kilómetros principalmente por la reactancia propia del cable. La transmisión HVDC es la única solución para largas distancias. Los sistemas HVDC con cables submarinos unen sistemas en distancias mayores a 600 kilómetros con potencias hasta 1.000 [MW], condicionados a profundidades no mayores a 80 [m].

4.4.4.7.3 Transmisión Subterránea

Transporte de energía mediante líneas subterráneas HVDC a zonas congestionadas donde es imposible la instalación de generación (zonas urbanas con gran crecimiento demográfico y energético).

Los últimos cables HVDC desarrollados tienen capacidades entorno a los 800 MW y una tensión de 500 KV utilizando aislamientos tanto extruidos como de papel impregnado. Existen diferentes tecnologías disponibles en cables DC, algunas de ellas comunes a las existentes en AC, entre ellas tenemos:

4.4.4.7.3.1 Cable de Papel Impregnado (MI Mass Impregnated)

Está formado por un conductor de central de cobre laminado cubierto por capas de papel impregnado en aceite y resinas. A continuación el cable es cubierto por unas capas de polietileno extruido y acero galvanizado que lo protege de la corrosión y contra las deformaciones mecánicas durante su funcionamiento. También suelen reforzarse con una capa de aceite y/o plomo.

Es el único cable instalado a una profundidad de 1000 m (enlace Itralia-Grecia, 500 MW a 400 KV). Este tipo de cable está disponible para tensiones de hasta 500 KV y potencias de 800 MW. Su capacidad está limitada por la temperatura que puede alcanzar el conductor, pero no tiene limitada su longitud.

4.4.4.7.3.2 Cable de Aceite (Of Oil Filled)

Este tipo cable es similar al MI, pero utiliza un papel impregnado de menor densidad y un conducto longitudinal en el eje del conductor, para el aceite refrigerante. Este conductor alcanza también grandes profundidades, pero su longitud está limitada a unos 100 Km debido a la necesidad de hacer circular el líquido refrigerante a lo largo del cable (estaciones de bombeo). Además, el riesgo de fugas hace que sea cuestionado medioambientalmente.

4.4.4.7.3.3 Cable XLPE (Cross-Linked Poliethylene)

Este cable utiliza como aislante un polímero extruido, resultando un cable con aislamiento seco. Este material permite una temperatura de trabajo de 90°C y una de cortocircuito de hasta 250°C.

Actualmente se utiliza en conexiones HVDC con generación o consumos en alta mar, como aerogeneradores o estaciones petrolíferas, entre otras aplicaciones (además de las de transporte y distribución en AC).

4.4.4.7.3.4 Cable PPLP (Polyproylene Laminated Paper)

Utiliza un aislamiento formado por capas de papel y polipropileno laminado con objeto de reducir las pérdidas dieléctricas. Se utiliza en HVDC debido a su

comportamiento térmico y su aislamiento, superiores a los de papel impregnado, que resultan en una mayor capacidad de transporte.

Actualmente se encuentra en fase de pruebas y, como peor cualidad, se encuentra su debilidad ante cambios de polaridad en la tensión.

4.4.4.7.3.5 Extruido para VSC

Esta tecnología aparece con el objetivo de superar las limitaciones de los cables extruidos existentes en HVDC convencional. Estos nuevos cables plásticos combinan gran capacidad para trabajar a altas tensiones en DC (100 KV) con un bajo peso (1 Kg/m) y potencias elevadas (mayor de 30 MW).

4.4.4.8 Pararrayos

Estas protecciones se instalan entre las diferentes etapas del sistema de transmisión y conversión. Se caracterizan por ofrecer una alta resistencia en condiciones normales de funcionamiento y baja resistencia en el caso de contingencia (pararrayos de óxidos metálicos, con el mismo principio de funcionamiento que en AC).

Esto se utiliza para conectar a tierra las diferentes zonas de la instalación en caso de rayo o sobre corrientes elevadas, pero también hay que tener en cuenta las diferencias de tensión entre componentes que pueden aparecer en caso de conectar los diferentes pararrayos a distintas tomas de tierra o la posibilidad de corrientes reflejadas en la red.

4.4.4.9 Interruptores Rápidos DC

Los interruptores permiten que la estación de conversión opere en sus diferentes modos posibles con objeto de mantener el sistema en funcionamiento. Se fabrican en atmósfera SF₆ y se conectan en paralelo con filtros encargados de absorber los transitorios creados en la apertura y cierre de los interruptores.

Existen diferentes tipos de interruptores en función del trabajo a realizar:

- **HSNBS (High-Speed Neutral Bus Switch):** Conduce cierta corriente continua por la puesta a tierra en caso de falta a tierra del neutro de la estación de conversión.
- **HSGS (High-Speed Ground Switch):** conecta el neutro de la estación de conversión a red de tierra si el camino de puesta a tierra es interrumpido.
- **MRTB (Metallic Return Transfer Breaker):** en caso de fallo en uno de los convertidores en una conexión bipolar, permite utilizar el cable conectado a ese convertidor como retorno sin interrupciones de suministros. El paso de funcionamiento de bipolar a polar con retorno metálico se realiza pasando por monopolar con retorno por tierra.
- **GRTS (Ground Interruption Return Transfer Switch):** permite volver de una conexión monopolar con retorno metálico a una bipolar pasando por una mono polar por retorno por tierra. El paso se utiliza sin interrupción de suministro.

En el montaje de los dos últimos interruptores, se debe tener en cuenta la elevada energía generada en la apertura y cierre. Esto es debido, principalmente, a la baja resistencia del retorno por tierra, que produce un arco en los contactos del interruptor. Para evitar daños en los contactos de los interruptores, estos se protegen mediante un montaje consistente en un circuito resonante LC y un absorbedor de energía, ambos en paralelo con el interruptor DC, como puede apreciarse en la figura superior (parte izquierda), que no es más que un interruptor estándar SF₆ AC. La misma figura (derecha) muestra las intensidades y tensiones durante la apertura, siendo la tensión U_{abs} , la presente en el absorbedor de energía.

4.4.4.10 Puesta a Tierra

La puesta a tierra de las estaciones convertoras es especialmente importante en el caso de sistemas monopolares, puesto que realiza las funciones de retorno de la corriente DC. En sistemas bipolares hace funciones similares al neutro en un sistema trifásico; en el caso de un sistema equilibrado no realiza ninguna función, pero en el caso habitual de asimetrías lleva a tierra la diferencia entre ambos polos. Las puestas a tierra suelen conectarse a cierta distancia de las estaciones de conversión (entre 10 y 50 km) para evitar interferencias con los equipos instalados en la estación. En función de las necesidades, pueden instalarse horizontal o verticalmente, en tierra, en zona costera o a mayor profundidad, pueden ser anódicos o catódicos, haciendo la función de electrodo en conexiones submarinas.

4.4.4.11 Sistema de Control

Las estaciones convertoras HVDC tiene normalmente un sistema de control básico encargado de controlar la corriente en el rectificador y el voltaje (por medio del control del ángulo de extinción γ) en el inversor. Cuando se desea controlar otras

variables, como por ejemplo la potencia transmitida o la frecuencia del sistema, un sistema de control más avanzado debe generar señales adicionales en el sistema de control.

Algunos de los requerimientos más importantes que debe tener el sistema de control en una transmisión HVDC son:

Suficiente rango de estabilidad y velocidad de respuesta en el control, principalmente cuando el enlace se conecta a sistemas débiles.

- Operación aceptable del rectificador y del inversor a variaciones de la frecuencia. Grandes variaciones de la frecuencia pueden ser obtenidas cuando la transmisión HVDC es la única carga en un sistema de potencia.
- Bajos montos de armónicas no características generadas por las estaciones convertoras.
- Un correcto funcionamiento en la operación de la estación inversora, con el fin de tener la menor tasa de fallas de conmutación posible para distintas condiciones del voltaje.
- El menor consumo posible de potencia reactiva, es decir, operando con el menor ángulo de disparo posible y con el menor ángulo de extinción posible sin incrementar el riesgo de fallas de conmutación.
- Suave transición del control de corriente al control de voltaje DC (o ángulo de extinción).

4.4.4.12 Fuente de Reactiva

Proporciona la energía reactiva necesaria para el funcionamiento del convertidor suministrada por los propios filtros de eliminación de armónicos, por bancos de condensadores y/o dispositivos SVC (compensadores estáticos).

4.5 Modelo referencial para el análisis técnico económico de los FACTS y los HVDC

Tabla 4.5. Análisis Técnico

SISTEMA	ANALISIS TÉCNICO			
	Descripción	Efectividad		
		Baja	Media	Alta
FACTS	Control del Flujo de Energía		X	
	Reducción de la Resonancia Subsincrónica (SSR)			X
	Garantizan el estado de equilibrio y el control del flujo de la tensión dinámica y de la energía reactiva en donde así se necesite.			X
	Aumento de la capacidad de transferencia de red a través de una mayor estabilidad de la tensión.		X	
	Control del Flujo de Potencia Activa y Reactiva de la Línea.			X
HVDC	Transformar Corriente Alterna en Corriente Continua y viceversa.			X
	Aislamiento Galvánico entre los Sistemas de AC y DC.			X
	Mejorar el comportamiento dinámico, principalmente en sistemas con baja potencia de cortocircuito o líneas HVDC largas		X	
	Une distancias mayores a 600 KM, con potencias hasta 1000 MW.		X	

Fuente: Mata, Libia (2010)

Análisis Económico

Para el análisis económico se requieren un mínimo de parámetros y/o especificaciones que permitan realizar el mismo. Debido a la falta de información económica de los equipos involucrados en los sistemas FACTS y HVDC no se pudo hacer el análisis económico, esto es debido a que es difícil conseguir los precios exactos de estos sistemas, especialmente porque los distribuidores analizan casos específicos para realizar las cotizaciones. Por falta de medios económicos no fue posible dirigirse a las oficinas de ABB y SIEMENS de Venezuela quienes forman parte de las empresas que comercializan y/o distribuyen estos equipos.

En vista del caso planteado anteriormente se optó por contactar dichas empresas por vía mail y hasta los momentos no se ha obtenido respuesta.

CONCLUSIONES

- El estudio desarrollado en este trabajo ha permitido dejar gran información sobre los sistemas de transmisión flexible (FACTS) y los sistemas de transmisión en DC (HVDC) los cuales han surgido para mejorar la transmisión de energía haciéndola más versátil y eficiente.
- El avance de la tecnología, y principalmente de los dispositivos electrónicos, ha contribuido a mejorar la transmisión de corriente eléctrica para crear los sistemas FACTS y los HVDC.
- Los FACTS son una poderosa alternativa para el control de los sistemas eléctricos de potencia. Presentándose en este trabajo su clasificación, aplicaciones, localización y ventajas. El término engloba distintas tecnologías que mejoran la seguridad, capacidad y seguridad de las redes existentes de transporte, a la vez que mantienen o mejoran los márgenes operativos necesarios para la estabilidad de la red. Como consecuencia, puede llegar más energía a los consumidores con un impacto mínimo en el medio ambiente.
- Los FACTS cuentan con numerosas aplicaciones alrededor del mundo, contribuyendo a tener una transmisión de corriente alterna más estable, con tantas interconexiones que pueda tener un sistema entre países.
- Los dispositivos FACTS nos permiten gran versatilidad para variar la potencia reactiva y activa de la red, según sea la demanda de las cargas instaladas.
- El avance de la tecnología de la corriente directa ofrece hoy beneficios en las interconexiones del sistema eléctrico que no pueden ser obtenidos por la

tecnología de los sistemas de AC. HVDC transmite potencia entre diferentes sistemas eléctricos o partes de una red, sin permitir la propagación de disturbios, al contrario como se puede controlar la potencia activa y reactiva en forma rápida una conexión de este tipo aumenta el nivel de transmisión y la disponibilidad de los sistemas completos.

- Las diferentes tecnologías de HVDC permiten hoy día encontrar la solución más adecuada a los requerimientos de un enlace dependiendo de las necesidades de interconexión.
- Una de sus mayores aplicaciones de HVDC es su asincronismo (es decir, donde los sistemas a interconectar no necesariamente tienen que tener las mismas frecuencia), además de la capacidad de controlar el flujo de potencia transmitido a través del enlace, tomando en cuenta la eficiencia del control de la línea de DC. El hecho de que la potencia transmitida por el enlace es continuamente controlada imposibilita la sobrecarga del enlace y la consecuente pérdida de éste cuando más es necesario.
- La tecnología HVDC ha permitido también la conexión de sistemas eléctricamente débiles y cargas/generadores aislados, a sistemas más robustos mediante enlaces submarinos de mayor longitud que los realizados con AC. El interés en seguir utilizando esta tecnología es evidente debido a que la electrónica de potencia que utiliza sus estaciones convertidoras y sus líneas se encuentran en continua evolución disminuyendo así el costo de las interconexiones y poniéndola en ventaja con la tecnología de AC.
- Los enlaces de HVDC también son una alternativa fiable para cuando se requiere transmitir grandes cantidades de energía a grandes distancias, debido

a que no existen oscilaciones en la corriente, las pérdidas dieléctricas son pocas y no existen pérdidas por efecto piel.

- El análisis técnico-económico de los FACTS y HVDC no pudo ser completado ya que es difícil conseguir los precios exactos de estos sistemas, especialmente porque los distribuidores analizan casos específicos para realizar las cotizaciones

RECOMENDACIONES

- Iniciar el estudio del sistema de potencia actual a nivel nacional para la implementación de los FACTS y los HVDC.
- Dar a conocer en un futuro los sistemas de transmisión flexible dentro del pensum de estudios en el área de potencia del departamento de electricidad.
- Este estudio sobre los FACTS y los HVDC sirva para posteriores investigaciones que permita incluir información adicional dentro del área de electrónica de potencia, permitiendo así la implementación del mismo a nivel nacional.

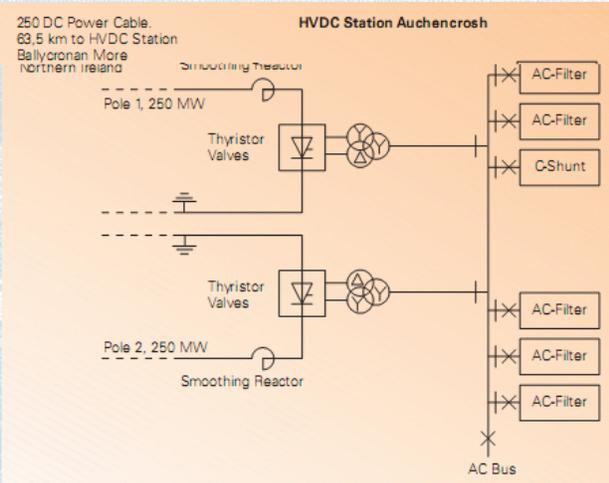
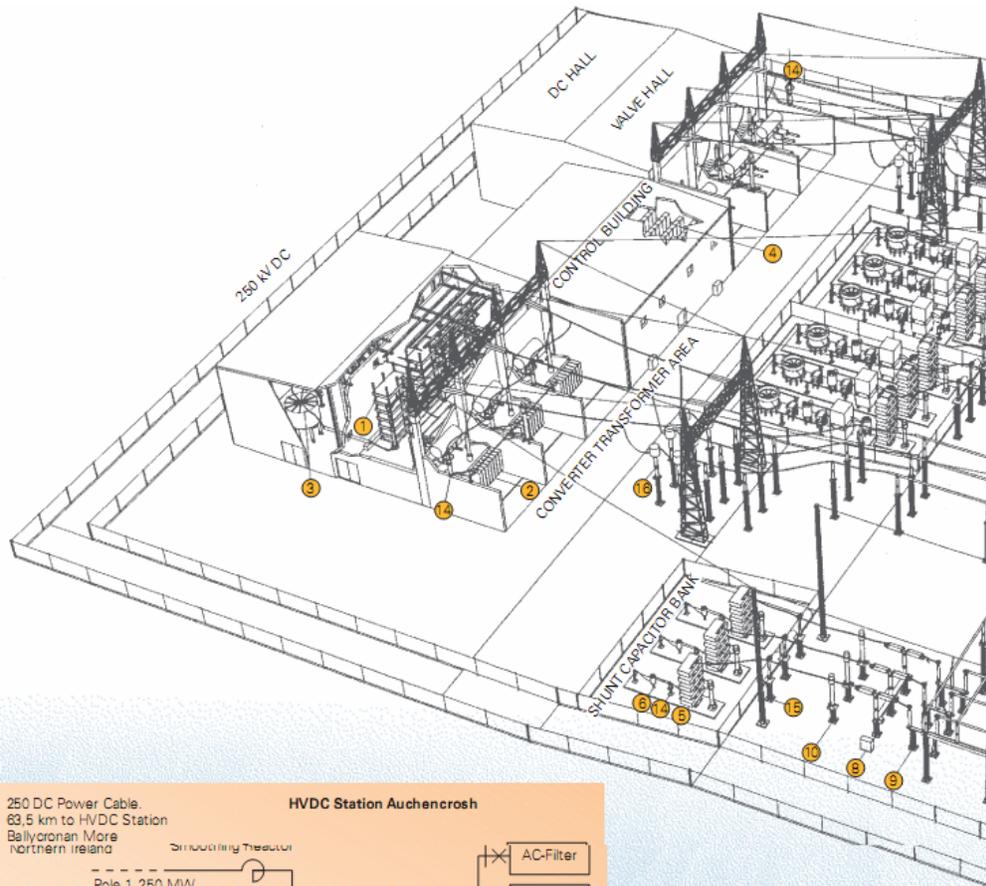
BIBLIOGRAFÍA

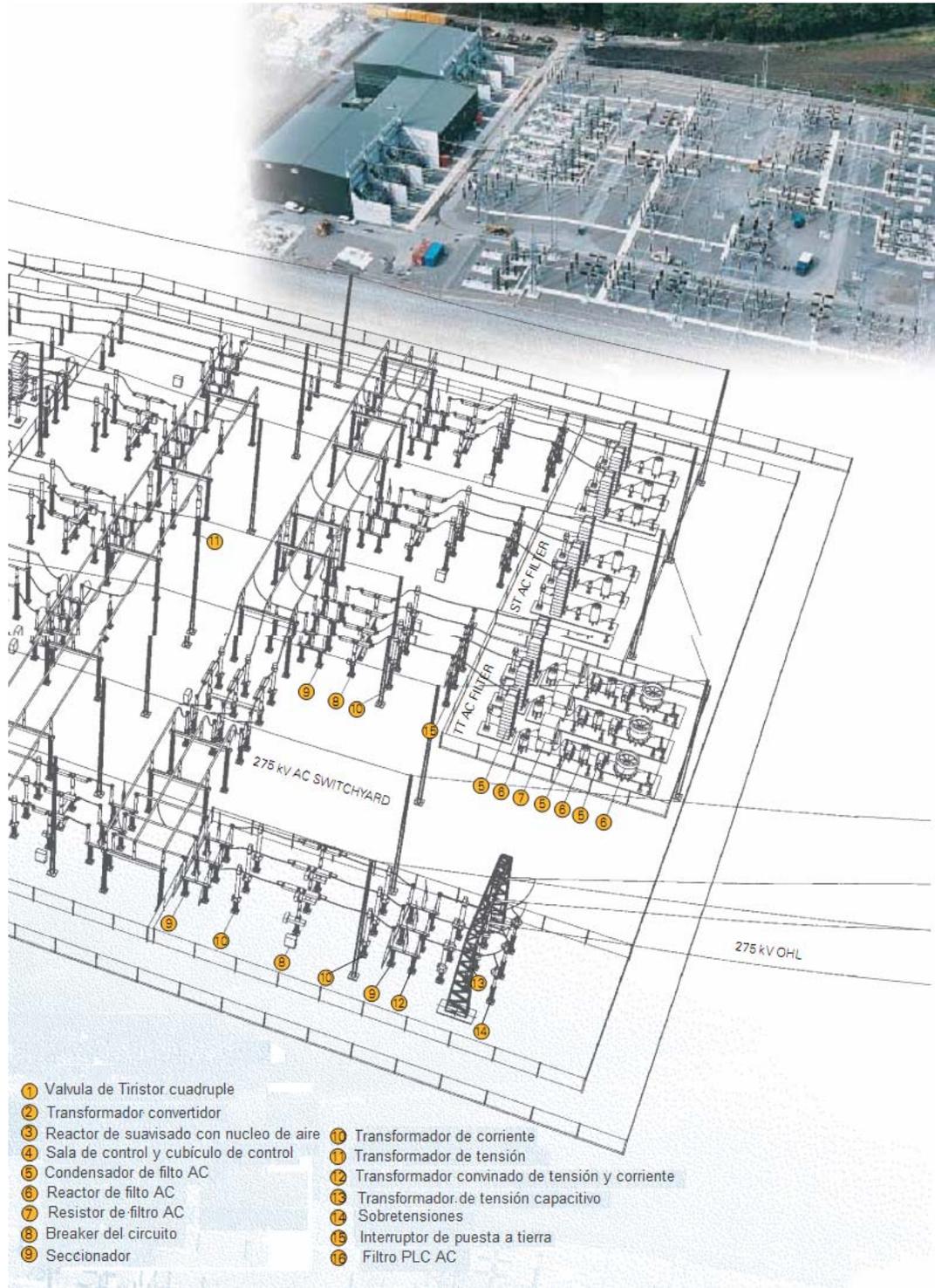
1. BECERRA J., BURGOS C. y FEHLANDT S. (2009). *“Transmisión de Corriente Continua HVDC”*. Universidad de Chile.
2. MARTÍNEZ A. y GÓMEZ J. (2008). *“Controladores Electrónicos de Potencia en Redes de Distribución”*. Universidad Industrial de Santander.
3. PÁVEL H. (2001) **“Diseño e Implementación en Laboratorio de un Dispositivo TCSC”**. Centro de Investigación y Estudios Avanzados del IPN Unidad Guadalajara
4. EGEA A, y GOMIS O. (2008). *“Introducción a los Sistemas de Alta Tensión en Corriente Continua”*. Disponible en <http://www.scribd.com> (Febrero 2010).
5. BALESTRINI M. (1998). *“Como se Elabora el Proyecto de Investigación: Para los estudios formulativos o exploratorios, descriptivos, diagnósticos, evaluativos, formulación de hipótesis causales, experimentales y los proyectos factibles”*. Consultores Asociados BL.
6. RASHID M. (2004) *“Electrónica de Potencia. Circuitos, Dispositivos y Aplicaciones”*. 3ra Edición. ISBN 970-26-0532-6. Pearson Education.
7. HARPER E. (1999) *“Protección de Instalaciones Eléctricas Industriales y Comerciales”*- Editorial LIMUSA.

8. ROJAS R. (1997). ***“Orientaciones Prácticas para la Elaboración de Infórmenes de Investigación”***. Segunda Edición. Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio José de Sucre (UNEXPO).
9. TAMAYO Y TAMAYO, M (1991). ***“El Proceso de la Investigación Científica: fundamentos de investigación con manual de evaluación de proyectos”***. Segunda edición. Editorial Limusa, S.A. México.
10. BAHRMAN M. ***“The ABCs of HVDC Transmission Technologies”***. ABB Power Technologies AB. Suecia.
11. Hammad A. (1985). ***“Advanced Scheme For AC Voltaje Control at HVDC Converter Twerminals”***. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104. No. 3.
12. Mutale J. (2000). ***“Transmission Network Reinforcement Versus FACTS: An Economic Assessment”***. IEEE Transactions on Power Systems. Vol.15. No 3.

ANEXOS

ANEXO A
PROYECTO INTERCONECYTOR MOYLE

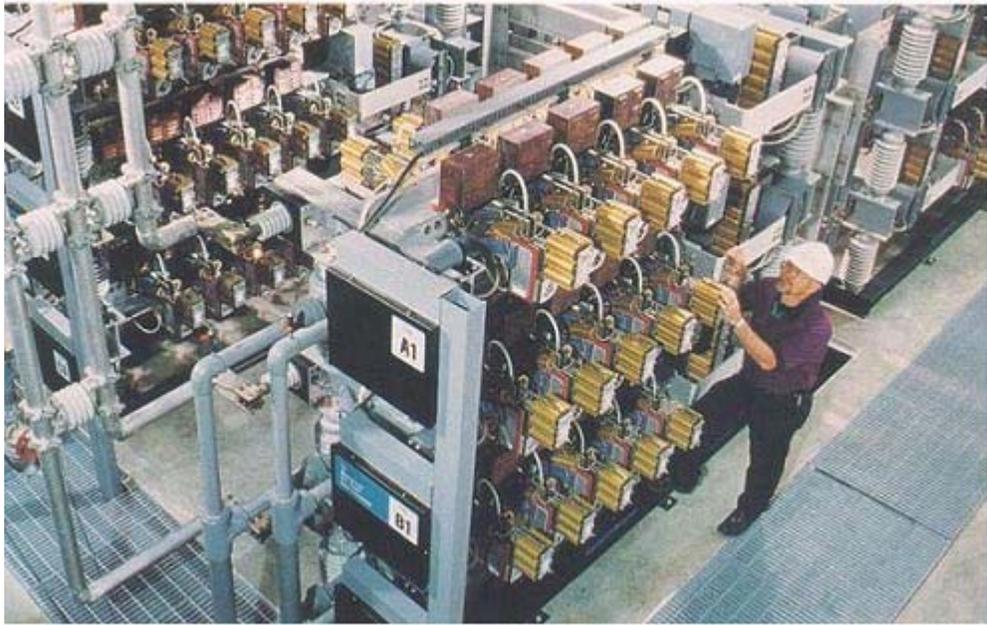




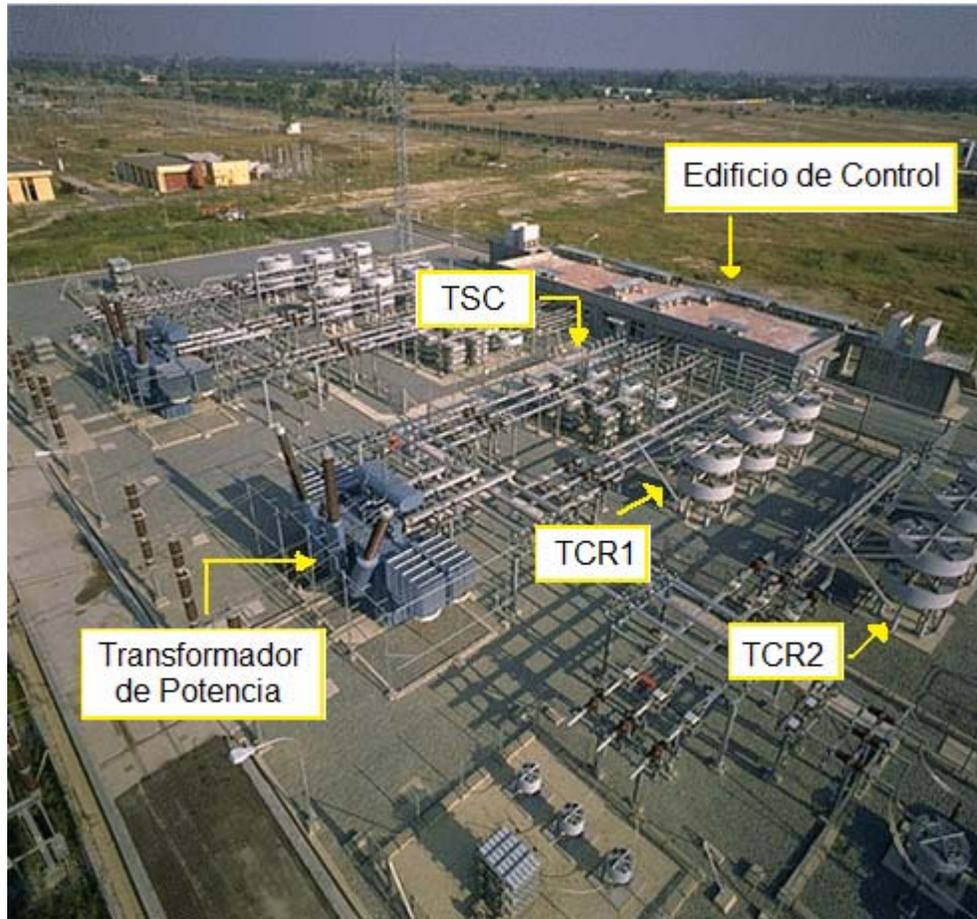
ANEXO B
EQUIPOS FACTS



Compensador estático de potencia reactiva, desplazable, en la subestación de NGC en Penn (Gran Bretaña).



Pilas de GTOs del UPFC de ± 320 MVA en la subestación Inez de AEP's



Ejemplo de instalación del SVC de ABB

500kW Power Quality - 100kW Peak Shaving



BESS (Battery Energy Storage System).
Baterías de litio que pueden entregar energía por un lapso breve (15 minutos)



TCR y TSR



TSC

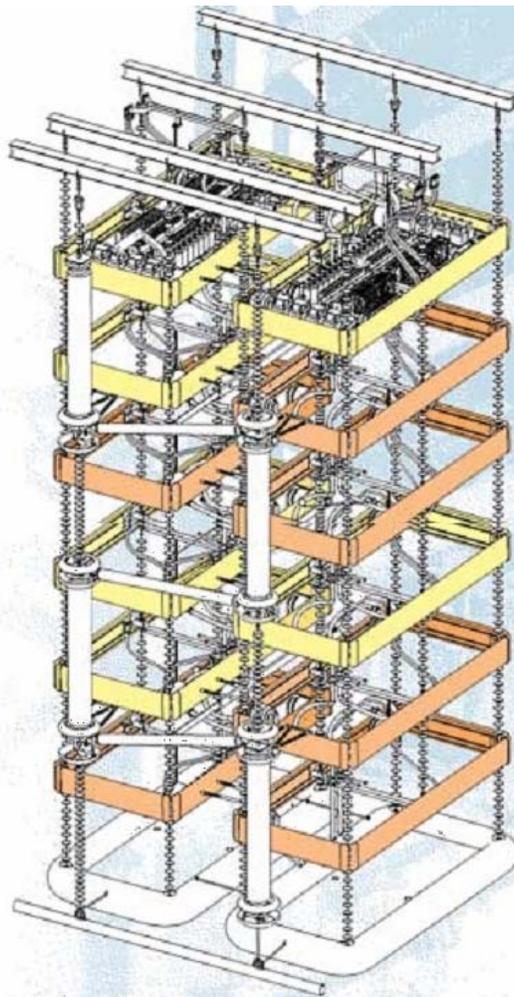


Los compensadores estáticos STATCOM controlan dinámicamente la tensión produciendo o consumiendo potencia reactiva

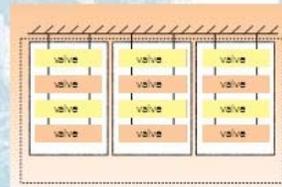


Equipo TCSC utilizado para amortiguar la oscilación de potencia

ANEXO C
COMPONENTES DE HVDC



Arreglo General de una Torre de valvulas (500 KV MVU)



Grupo de 12 pulsos

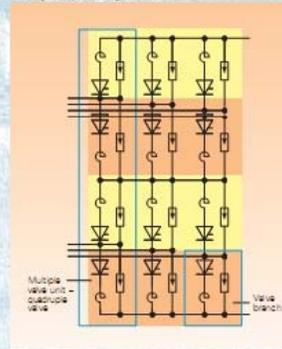


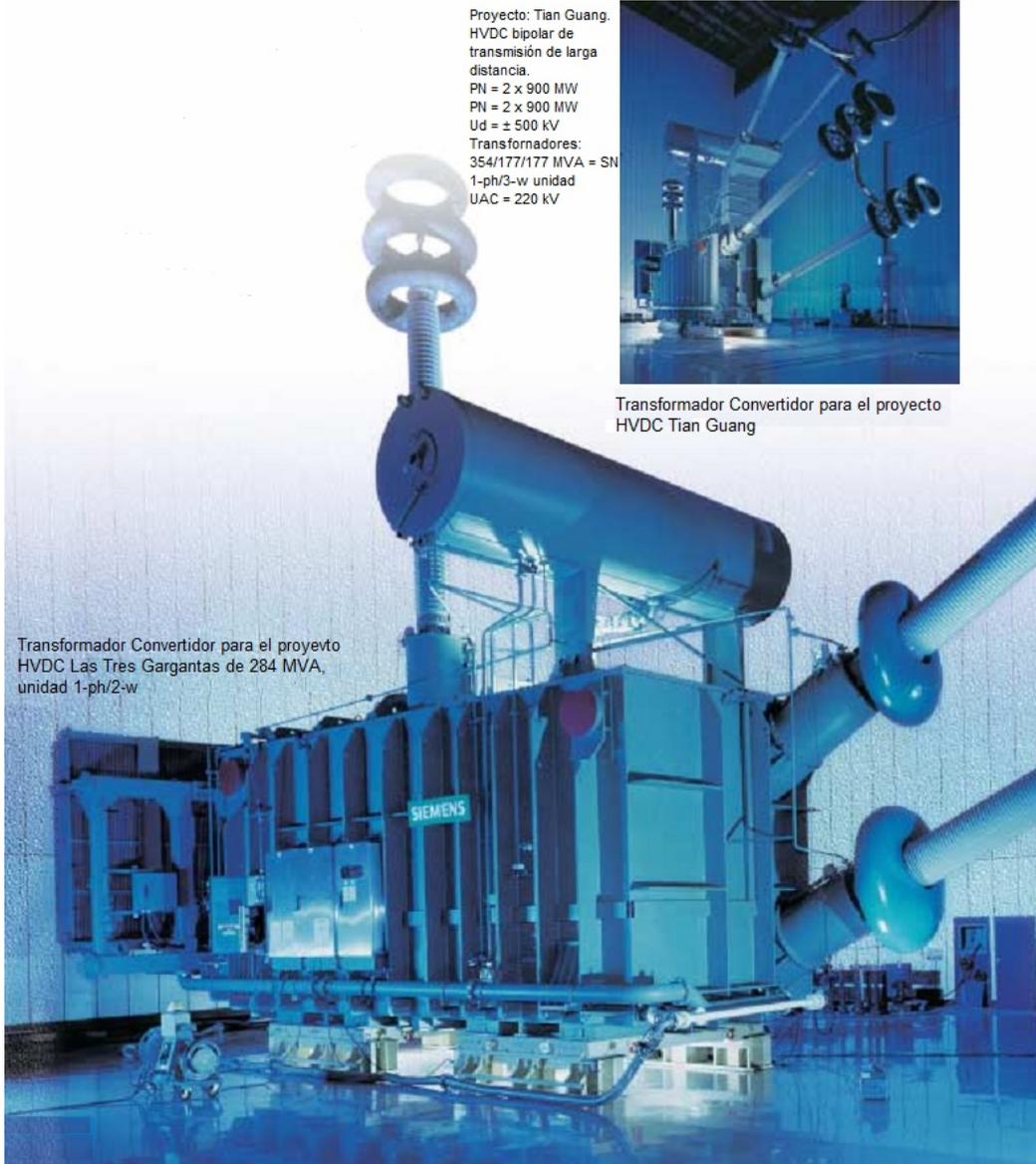
Diagrama del circuito principal del grupo de 12 pulsos que consta de 3 valvulas cuádruples

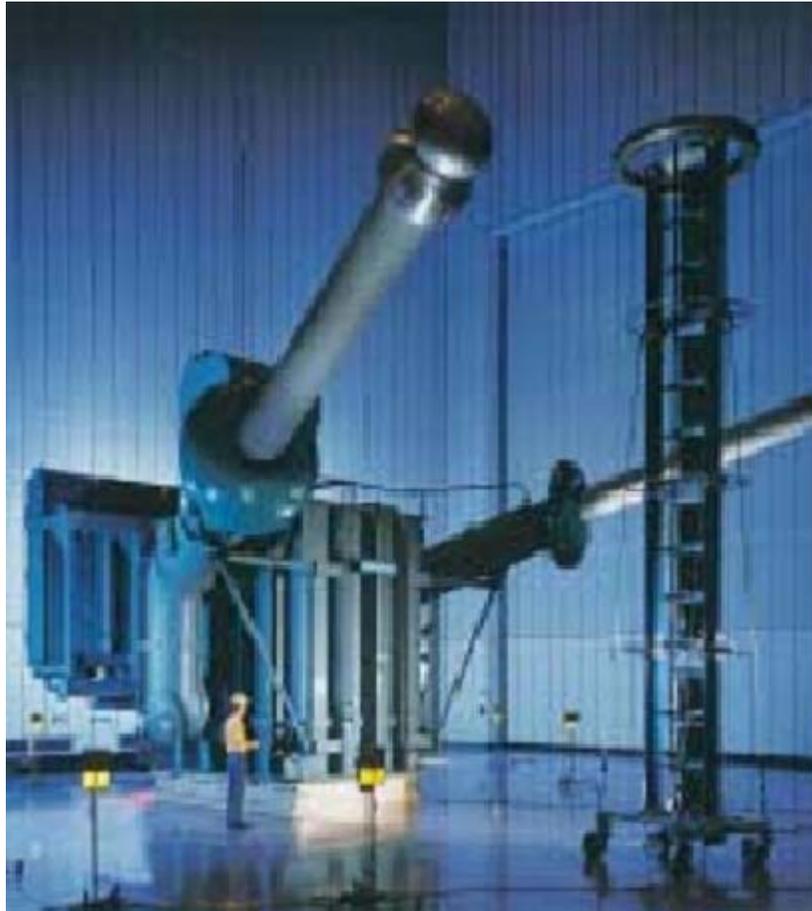
Proyecto: Tian Guang,
HVDC bipolar de
transmisión de larga
distancia.
PN = 2 x 900 MW
PN = 2 x 900 MW
Ud = ± 500 kV
Transformadores:
354/177/177 MVA = SN
1-ph/3-w unidad
UAC = 220 kV



Transformador Convertidor para el proyecto
HVDC Tian Guang

Transformador Convertidor para el proyecto
HVDC Las Tres Gargantas de 284 MVA,
unidad 1-ph/2-w





Aceite de aislamiento del reactor suavizado.

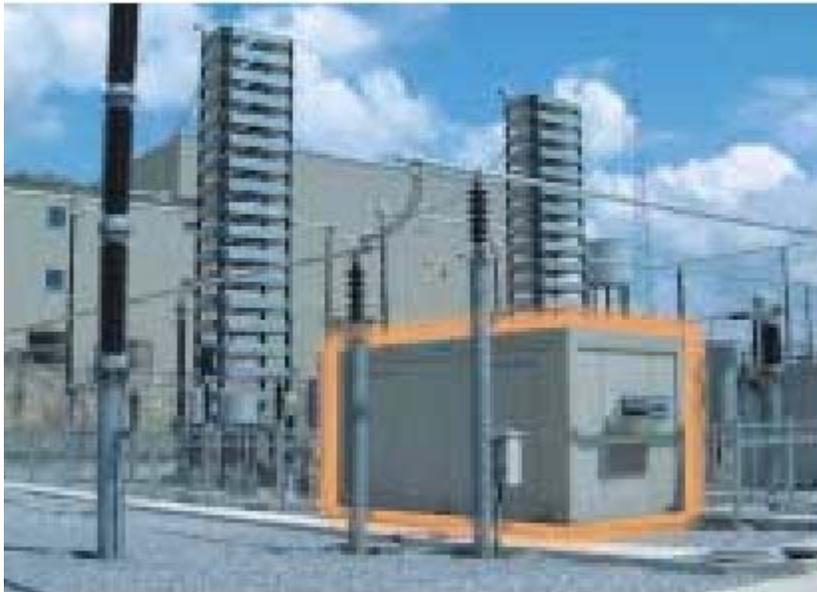
Proyecto HVDC de las Tres Gargantas

- Inductancia: 270 MH
- Tensión nominal: 500 KV DC
- Corriente nominal: 3000 A CC



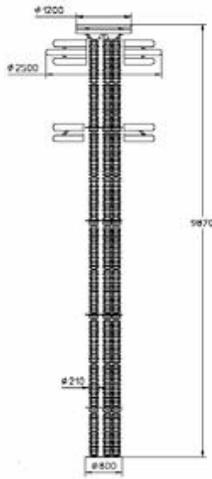
Reactor de Alisamiento. Proyecto HVDC Tian Guang

- Inductancia: 150 MH
- Tensión nominal: 500 KV DC
- Corriente nominal: 1800 A DC

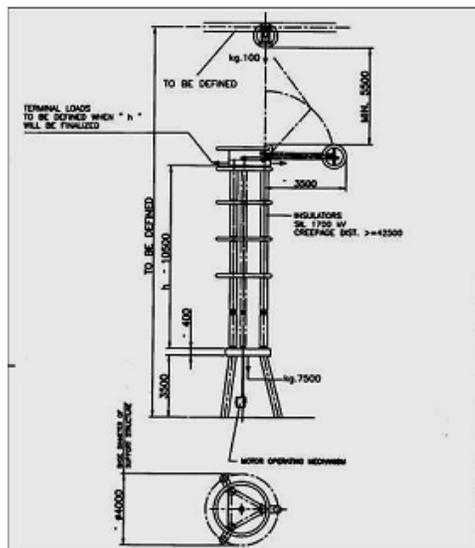


Filtro DC Activo.

Proyecto HVDC de Tian Guang



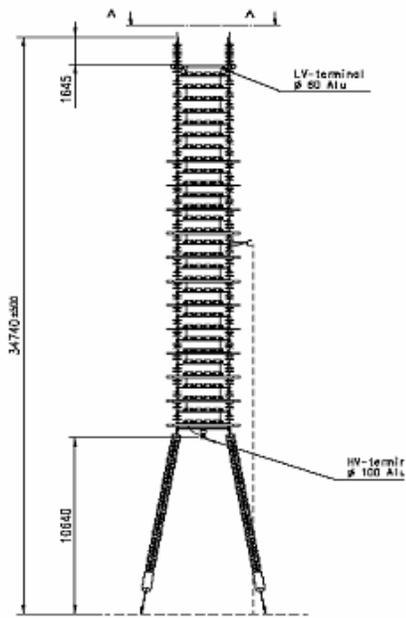
Polo Pararrayos de ABB



ABB

Seccionador DC.

SPOL 800 kV, fotografia de las pruebas en el laboratorio de
FGH, Mannheim



3GC 500 kVDC capacitor



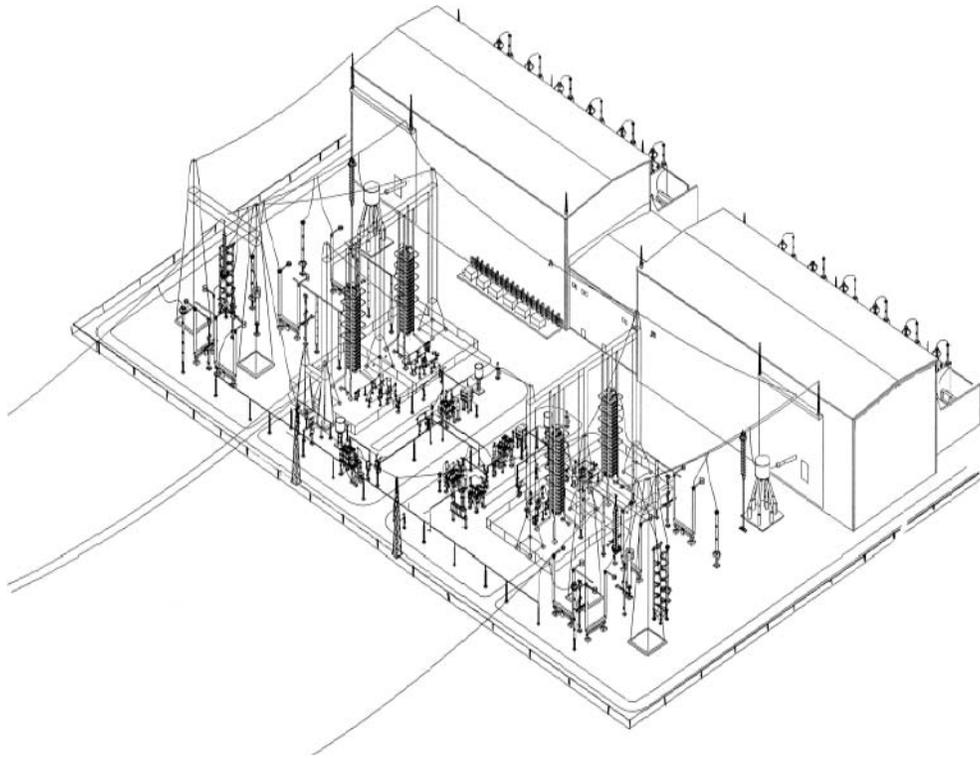
Condensador de Filtro de Armónica DC de 800 KV



Línea de Transmisión HVDC



Diseño de Estación Convertidora de 12 pulsos



Estación Convertidora de ± 800 kV, 3000-4500 MW

ANEXO D
INSTALACIONES FACTS EN EL MUNDO

ABB SVC projects Worldwide
Utility SVC

02-mar-04

A02-0136 E Page 1

Customer	Location	Connection Voltage	Size of Comp. Total (Contr.)	Application	In service year
CFE - Cerro de Oro	Mexico	400 kV	300 () Mvar	Utility	2005
CFE - Pie de la Cuesta	Mexico	230 kV	150 () Mvar	Utility	2005
CFE - Moctezuma	Mexico	230 kV	300 () Mvar	Utility	2005
Trans Grid - Sydney West	Australia	330 kV	380 (380) Mvar	Utility	2004
LES - CTRL II Barking 1	Great Britain	25 kV	45 (45) Mvar	Utility	2004
LES - CTRL II Barking 2	Great Britain	25 kV	45 (45) Mvar	Utility	2004
LES - CTRL II Singlewell 3	Great Britain	25 kV	45 (45) Mvar	Utility	2004
LES - CTRL II- Singlewell 4	Great Britain	25 kV	45 (45) Mvar	Utility	2004
PG&E - Potrero SVC	USA	115 kV	340 () Mvar	Utility	2004
Austin Energy - Holly - SVC Light	USA	138 kV	200 (200) Mvar	Utility	2004
CFE-Comisión Federal de Electricidad - Durango	Mexico	230 kV	200 (200) Mvar	Utility	2003
CFE-Comisión Federal de Electricidad - Camargo	Mexico	230 kV	250 (250) Mvar	Utility	2003
Connectiv - Cardiff N.Jersey	USA	230 kV	250 (250) Mvar	Utility	2003
Sonelgaz - Naama	Algeria	220 kV	50 (50) Mvar	Utility	2002
Sonelgaz - Bechar II	Algeria	220 kV	50 (50) Mvar	Utility	2002
Sonelgaz - Behar I	Algeria	220 kV	50 (50) Mvar	Utility	2002

Customer	Location	Connection Voltage	Size of Comp. Total (Contr.)	Application	In service year
SPL - London Underground - Neasden 2	Great Britain	22 kV	60 (60) Mvar	Utility	2002
SPL - London Underground - Greenwich	Great Britain	22 kV	60 (60) Mvar	Utility	2002
LES - CTRL - Singlewell 2	Great Britain	25 kV	45 (45) Mvar	Utility	2002
LES - CTRL - Singlewell 1	Great Britain	25 kV	45 (45) Mvar	Utility	2002
SPL - London Underground - Bethnal Green	Great Britain	22 kV	60 (60) Mvar	Utility	2002
SPL - London Underground - Neasden 3	Great Britain	22 kV	60 (60) Mvar	Utility	2002
SPL - London Underground - Neasden 1	Great Britain	22 kV	60 (60) Mvar	Utility	2002
CERN - CERN SVC	Switzerland	18 kV	150 (150) Mvar	Utility	2002
PG & E - Newark	USA	230 kV	300 (300) Mvar	Utility	2002
LES - CTRL - Sellindge Load balancer	Great Britain	33 kV	252 (252) Mvar	Utility	2001
Antamina - Vizcarra	Peru	220 kV	135 (135) Mvar	Utility	2001
Powerlink - Braemar	Australia	275 kV	230 (230) Mvar	Utility	2000
Powerlink - Blackwall	Australia	275 kV	300 (300) Mvar	Utility	2000
NamPower - AUAS	Namibia	400 kV	330 (330) Mvar	Utility	2000
Black & Veatch, Connectiv - Nelson, Delaware	USA	138 kV	250 (250) Mvar	Utility	2000
CSW - Eagle Pass BtB	USA	138 kV	50 (50) Mvar	Utility	2000
Connectiv - Indian River, Delaware	USA	230 kV	300 (250) Mvar	Utility	2000
CFE - Gtomez	Mexico	400 kV	450 (300) Mvar	Utility	1999
CFE - Texcoco	Mexico	400 kV	450 (300) Mvar	Utility	1999
CFE - Nizuc	Mexico	115 kV	151 (101) Mvar	Utility	1999
CFE - Topilejo	Mexico	400 kV	450 (300) Mvar	Utility	1999

Customer	Location	Connection Voltage	Size of Comp. Total (Contr.)	Application	In service year
KEPCO - Seo-Daegu	S.Korea	345 kV	200 (200) Mvar	Utility	1999
SCECO C - Riyadh I	Saudi Arabia	380 kV	150 (150) Mvar	Utility	1999
SCECO C - Riyadh II	Saudi Arabia	380 kV	150 (150) Mvar	Utility	1999
HQ - Chibougamau I ext.	Canada	735 kV	220 (220) Mvar	Utility	1997
HQ - Chibougamau II ext.	Canada	735 kV	220 (220) Mvar	Utility	1997
CFE - Escarcega	Mexico	230 kV	200 (200) Mvar	Utility	1997
CFE - Xul Ha	Mexico	115 kV	60 (50) Mvar	Utility	1997
Virginia Power - Colington	USA	115 kV	216 (108) Mvar	Utility	1997
HQ - La Verendrye II ext.	Canada	735 kV	220 (220) Mvar	Utility	1996
HQ - La Verendrye I ext.	Canada	735 kV	220 (220) Mvar	Utility	1996
NGC - Oldbury	Great Britain	13 kV	60 (60) Mvar	Utility	1996
NGC - Penn	Great Britain	13 kV	60 (60) Mvar	Utility	1996
NGC - Coventry	Great Britain	13 kV	60 (60) Mvar	Utility	1996
NGC - Hams Hall	Great Britain	13 kV	60 (60) Mvar	Utility	1996
MEM/ETECEN - Peru	Peru	138 kV	50 (50) Mvar	Utility	1996
MEM/ETECEN - Peru	Peru	60 kV	60 (60) Mvar	Utility	1996
LANL - Los Alamos	USA	115 kV	150 (150) Mvar	Utility	1996
FURNAS - Barro Alto	Brazil	230 kV	350 (350) Mvar	Utility	1995
HQ - Chamouchouane II ext.	Canada	735 kV	220 (220) Mvar	Utility	1995
HQ - Chamouchouane I ext.	Canada	735 kV	220 (220) Mvar	Utility	1995
Statnett - Kristiansand	Norway	300 kV	400 (400) Mvar	Utility	1995
EGAT - Bang Saphan	Thailand	230 kV	350 (350) Mvar	Utility	1995
ZESA - Insukamini	Zimbabwe	330 kV	300 (300) Mvar	Utility	1995
North. States Power - Forbes S/S	USA	500 kV	800 (200) Mvar	Utility	1994

Customer	Location	Connection Voltage	Size of Comp. Total (Contr.)	Application	In service year
Statnett - Sylling	Norway	400 kV	320 (320) Mvar	Utility	1993
BPA - Maple Valley	USA	230 kV	650 (650) Mvar	Utility	1993
BPA - Keeler	USA	230 kV	650 (650) Mvar	Utility	1993
NTPC - Kanpur 2	India	400 kV	280 (280) Mvar	Utility	1992
NTPC - Kanpur 1	India	400 kV	280 (280) Mvar	Utility	1992
TAVINIR - Omedieh Iran	Iran	420 kV	300 (300) Mvar	Utility	1992
AEA - Daves Creek	USA	115 kV	35 (35) Mvar	Utility	1992
AEA - Soldatna	USA	115 kV	110 (110) Mvar	Utility	1992
Furnas - Barro Alto	Brazil	230 kV	55 (55) Mvar	Utility	1991
NEB - Yong Peng	Malaysia	275 kV	200 (200) Mvar	Utility	1991
NEB - KI North 2	Malaysia	275 kV	200 (200) Mvar	Utility	1991
NEB - KI North 1	Malaysia	275 kV	200 (200) Mvar	Utility	1991
Soinco S.A.C.I. - Tintaya	Peru	138 kV	30 (15) Mvar	Utility	1991
Eletronorte - Coxipo	Brazil	230 kV	130 (120) Mvar	Utility	1990
HQ - Chamouchouane II	Canada	735 kV	445 (445) Mvar	Utility	1990
HQ - Chamouchouane I	Canada	735 kV	445 (445) Mvar	Utility	1990
North-East El. Power Adm. - Shenyang China	China	500 kV	565 (550) Mvar	Utility	1990
MEPCO - Chester	USA	345 kV	565 (550) Mvar	Utility	1990
EGAT - Tha Tako 1	Thailand	500 kV	190 (150) Mvar	Utility	1989
EGAT - Tha Tako 2	Thailand	500 kV	190 (150) Mvar	Utility	1989
Jersey Central P&L - Atlantic	USA	230 kV	390 (130) Mvar	Utility	1989
CNMIEC - Zhengzhou	China	500 kV	240 (135) Mvar	Utility	1988
TNEB - Madurai	India	132 kV	45 (15) Mvar	Utility	1988
TNEB - Trichur	India	132 kV	45 (15) Mvar	Utility	1988

Customer	Location	Connection Voltage	Size of Comp. Total (Contr.)	Application	In service year
CAVM - S. E. Planta 5	Mexico	115 kV	70 (30) Mvar	Utility	1988
CAVM - S. E. Planta 4	Mexico	115 kV	80 (40) Mvar	Utility	1988
NSPB - Verdal	Norway	300 kV	320 (320) Mvar	Utility	1988
NSPB - Nedre Rössåga	Norway	300 kV	320 (320) Mvar	Utility	1988
CEB - Chunnakam	Sri Lanka	132 kV	20 (20) Mvar	Utility	1988
SSPB - Stenkullen	Sweden	400 kV	400 (400) Mvar	Utility	1988
Niagara Mohawk - Leeds	USA	345 kV	600 (570) Mvar	Utility	1988
Tucson Electr Power Co - Tucson Arizona	USA	11 kV	30 (30) Mvar	Utility	1988
NYSEG - Fraser New York	USA	345 kV	625 (625) Mvar	Utility	1988
WAPA - Fargo	USA	14 kV	65 (65) Mvar	Utility	1988
QEC - Blackwater	Australia	132 kV	51 (51) Mvar	Utility	1987
QEC - Mt McLaren	Australia	132 kV	51 (51) Mvar	Utility	1987
QEC - Moranbah	Australia	132 kV	93 (93) Mvar	Utility	1987
QEC - Dysart	Australia	132 kV	69 (69) Mvar	Utility	1987
QEC - Nebo	Australia	275 kV	340 (340) Mvar	Utility	1987
QEC - Gregory	Australia	132 kV	51 (51) Mvar	Utility	1987
Energoinpex - Dobrudja II	Bulgaria	400 kV	300 (100) Mvar	Utility	1987
Guangdong Gen. Pow. Co. - Jiang Men	China	500 kV	290 (180) Mvar	Utility	1987
CNTIC - Dalian	China	500 kV	270 (105) Mvar	Utility	1987
Tavanir - Omedielh	Iran	420 kV	300 (300) Mvar	Utility	1987
Electrolima II - Lima	Peru	60 kV	60 (60) Mvar	Utility	1987
Electrolima I - Lima	Peru	60 kV	90 (90) Mvar	Utility	1987
SCECO E - Shedgum	Saudi Arabia	380 kV	200 (200) Mvar	Utility	1987
SCECO E - Faras	Saudi Arabia	380 kV	200 (200) Mvar	Utility	1987

Customer	Location	Connection Voltage	Size of Comp. Total (Contr.)	Application	In service year
CEB - Galle	Sri Lanka	132 kV	20 (20) Mvar	Utility	1987
SSPB - Hamra	Sweden	400 kV	400 (400) Mvar	Utility	1987
YGEC Alsthom - Sanaa	Yemen	132 kV	80 (30) Mvar	Utility	1987
QEC - Coppabella	Australia	132 kV	93 (93) Mvar	Utility	1986
QEC - Onooie	Australia	132 kV	93 (93) Mvar	Utility	1986
ECNSW - Broken Hill I	Australia	220 kV	50 (50) Mvar	Utility	1986
SECV - Horsham	Australia	220 kV	75 (75) Mvar	Utility	1986
QEC - Grantliegh	Australia	132 kV	51 (51) Mvar	Utility	1986
ECNSW - Broken Hill II	Australia	220 kV	50 (50) Mvar	Utility	1986
QEC - Dingo	Australia	132 kV	69 (69) Mvar	Utility	1986
SECV - Kerang	Australia	220 kV	75 (75) Mvar	Utility	1986
Energoimpex - Dobrudja I	Bulgaria	400 kV	300 (100) Mvar	Utility	1986
S.O.E. - SEBHA I	Libya	220 kV	90 (90) Mvar	Utility	1986
Secretariate of Electricity S.O.E - Sebha II Libya	Libya	220 kV	90 (90) Mvar	Utility	1986
S.O.E. - SEBHA II	Libya	220 kV	90 (90) Mvar	Utility	1986
SSPB - Oxelösund	Sweden	132 kV	25 (25) Mvar	Utility	1986
EGAT - Chumphon	Thailand	115 kV	80 (80) Mvar	Utility	1986
Kansas Gas & El Co - Gordon Evans	USA	138 kV	300 (300) Mvar	Utility	1986
Kansas Gas & El Co - Murray Gill	USA	138 kV	225 (225) Mvar	Utility	1986
Kansas Gas & El Company - Gordon Evans Wichita Kansas	USA	138 kV	300 (300) Mvar	Utility	1986

Customer	Location	Connection Voltage	Size of Comp. Total (Contr.)	Application	In service year
Alberta Power - Bonnyville	Canada	144 kV	145 (50) Mvar	Utility	1985
Com.de Aguas del Valle de Mexico, CAVM - S.E Planta Bombeo No.3	Mexico	115 kV	60 (40) Mvar	Utility	1985
Com.de Aguas del Valle de Mexico, CAVM - S.E Planta Bombeo No. 4 Mexico	Mexico	115 kV	80 (40) Mvar	Utility	1985
Com.de Aguas del Valle de Mexico, CAVM - S.E Planta Bombeo No.5 Mexico	Mexico	115 kV	70 (30) Mvar	Utility	1985
Edelca - La Horqueta	Venezuela	765 kV	580 (580) Mvar	Utility	1985
Edelca - San Geronimo	Venezuela	765 kV	580 (580) Mvar	Utility	1985
HQ - La Verendrye II	Canada	735 kV	445 (445) Mvar	Utility	1984
HQ - Chateauguay	Canada	120 kV	270 (270) Mvar	Utility	1984
HQ - Chateauguay II	Canada	120 kV	270 (270) Mvar	Utility	1984
HQ - La Verendrye I	Canada	735 kV	445 (445) Mvar	Utility	1984
NSPB - Rød	Norway	420 kV	500 (500) Mvar	Utility	1984
Plains Electr G&T Coop - Clapham New Mex	USA	13 kV	50 (50) Mvar	Utility	1984
Tucson Electr Power Co - Tucson Arizona	USA	11 kV	30 (30) Mvar	Utility	1984
SEGBA - Rodriguez II	Argentina	500 kV	426 (320) Mvar	Utility	1983
SEGBA - Rodriguez I	Argentina	500 kV	426 (320) Mvar	Utility	1983
SECV - Rowville I	Australia	220 kV	160 (160) Mvar	Utility	1983
SECV - Rowville II	Australia	220 kV	160 (160) Mvar	Utility	1983
SOE - Tripoli	Libya	230 kV	75 (50) Mvar	Utility	1983
SOE - Tripoli	Libya	230 kV	75 (50) Mvar	Utility	1983
SOE - Tripoli	Libya	230 kV	75 (50) Mvar	Utility	1983
SOE - Tripoli	Libya	230 kV	75 (50) Mvar	Utility	1983
CERN - CERN	France	18 kV	37 (19) Mvar	Utility	1982

Customer	Location	Connection Voltage	Size of Comp. Total (Contr.)	Application	In service year
CFE - Acatlan	Mexico	400 kV	200 (200) Mvar	Utility	1982
CFE - Temascal	Mexico	400 kV	1066 (600) Mvar	Utility	1982
CFE - Puebla	Mexico	230 kV	300 (200) Mvar	Utility	1982
NSPB - Kvandal	Norway	420 kV	320 (320) Mvar	Utility	1982
SSPB - Hagby	Sweden	220 kV	400 (400) Mvar	Utility	1982
CNTIC - Wu Han II	China	500 kV	120 (120) Mvar	Utility	1981
CNTIC - Wu Han I	China	500 kV	120 (120) Mvar	Utility	1981
NSPB - Hasle	Norway	420 kV	360 (360) Mvar	Utility	1981
Publ Serv of New Mexico - Farmington N Mex	USA	11 kV	30 (30) Mvar	Utility	1980
Publ Serv of New Mexico - Farmington N Mex	USA	11 kV	30 (30) Mvar	Utility	1980
AEP - Beaver Creek	USA	138 kV	450 (250) Mvar	Utility	1980
ESCOM - Ferrum	South Africa	132 kV	90 (30) Mvar	Utility	1979
EDS - Damaskus	Syria	66 kV	35 (35) Mvar	Utility	1979
Minn Power Light - Duluth Minnesota	USA	14 kV	40 (40) Mvar	Utility	1978

Number of installations: **173** Total installed power: **36 435** Mvar

ANEXO E
PROYECTOS HVDC EN OPERACIÓN Y CONSTRUCCIÓN

PROJECT	POWER MW	DC VOLTAGE kV	CONV. PER STAT.	LENGTH OF DC LINE	CONVERTER STATIONS	MAIN SUPPLIER CONVERTERS	COMMISSIONING YEAR	POWER COMPANY
QUEBEC								
Québec-New England	2000 multiterminal	+/- 450	2	1480	Radiisson 315 kV Nicolet 230 kV Sandy Point 345 kV	ABB	1990, 1992	Hydro Québec (Montreal)
CHINA								
Gezhouba-Shanghai	1200	+/- 500	2	1046	Gezhouba 500 kV Nan Qiao 230 kV	Siemens/ABB	1989 Pole 1 1990 Bipole	Central China Electric Power Adm. (Wuhan) East China Electric Power Adm. (Shanghai)
Tianshengqiao-Guangzhou	1800	+/- 500	2	960	Tianshengqiao 230 kV Guangzhou 230 kV	Siemens	2000	South China Electric Power (SCEP)
Three Gorges-Changzhou	3000	+/- 500	2	890	Longquan 500 kV Zhengping 500 kV	ABB	2002 Pole 1 2003 Bipole	China Power Grid Development (Beijing)
Three Gorges-Guangdong	3000	+/- 500	2	940	Jingzhou 500 kV Huizhou 500 kV	ABB	2004	State Power Corporation of China (SPCC)
Guizhou-Guangdong I	3000	+/- 500	2	980	Anshun 500 kV Zhaoping 500 kV	Siemens	2004	State Power Southern Company (SPSC)
Three Gorges-Shanghai	3000	+/- 500	2	1060	Yidu 500 kV Huaxin 500 kV	ABB-Chinese Consortium	2007	State Grid Corporation of China (SGCC)
Guizhou-Guangdong II	3000	+/- 500	2	1225	Xingren 500 kV Shenzhen 500 kV	Siemens	2007	State Power Southern Company (SPSC)
INDIA								
Rihand-Delhi	1568	+/- 500	2	814	Rihand 400 kV Dadri 400 kV	BHEL, ABB	1990	National Thermal Power Corp. (New Delhi)
Chandrapur-Padghe	1500	+/- 500	2	736	Chandrapur 400 kV Padghe 400 kV	ABB, BHEL	1998	Maharashtra State Electric Board (Bombay)
East-South Interconnector	2000	+/- 500	2	1450	Talcher 400 kV Kolar 400 kV	Siemens	2003	Power Grid Corporation of India
BRASIL								
Itaipu	3150	+/- 600	4	785	Foz do Iguaçu 500 kV	ABB	1984, 1985, 1987	Furnas (Rio de Janeiro)
	3150	+/- 600	4	805	Ibiuna 345 kV			

ANEXO F
CONSULTA A BB Y SIEMENS

Buen día, la presente es para consultar una información referente a mi tesis de grado, cuyo tema trata sobre los FACTS y HVDC para la cual necesito información sobre costos de ambos sistemas, conductores en HVDC y sus respectivas tablas así como también los modelos en rectificadores e inversores que ustedes distribuyen. Sé que ABB como empresa ha sido líder en el mercado hoy por hoy, por lo cual me dirijo a ustedes considerando que podrían ser de gran ayuda para mi tesis. Sin más que hacer referencia y agradeciendo su pronta colaboración.

Atentamente

LIBIA MATA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

TÍTULO	ESTUDIO DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN FLEXIBLE (FACTS) Y LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN DC (HVDC)
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
MATA M LIBIA J	CVLAC: 15.846.788 E MAIL: libiajmata@hotmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

FACTS,

HVDC,

Dimensionamiento,

Equipos,

Convertidor

Rectificador

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería Y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Eléctrica

RESUMEN (ABSTRACT):

El estudio desarrollado en este trabajo trata sobre los sistemas de transmisión flexible (FACTS) y los sistemas de transmisión en DC (HVDC), donde se describen con detalle ambos sistemas. Se realizó el dimensionamiento de los dos sistemas de transmisión, en el cual para la tecnología FACTS se describió un sistema de 215 KV, con una distancia de 370 KM y a frecuencia de 60 HZ.; en cuanto a la tecnología HVDC se tomaron los datos del proyecto Moyle Interconector. Luego se describieron los equipos necesarios para implementar ambos sistemas. Finalmente se realizó un modelo técnico y económico para el análisis de ambos sistemas. Este proyecto permitió dejar gran información sobre los FACTS y los HVDC, los cuales han surgido para mejorar la transmisión de energía haciéndola más versátil y eficiente.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**CONTRIBUIDORES:**

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E MAIL				
	ROL	CA	AS X	TU	JU
HERNANDEZ EULOGIO.	CVLAC:				
	E MAIL				
	E MAIL				
	E MAIL				
ACOSTA JHON T.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E MAIL				
	E MAIL				
ESCALANTE SANTIAGO.	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E MAIL				
	E MAIL				
	ROL	CA	AS	TU	JU
	CVLAC:				
	E MAIL				
	E MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	04	14
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**ARCHIVO (S):**

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS.Coordinación_FACTSYHVDC_RPLC.doc	Aplication/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre-grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente - Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:**DERECHOS**

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, el cual participará al Consejo Universitario”.

AUTOR**Libia Mata
AUTOR****AUTOR****Eulogio Hernandez
TUTOR****Jhon Acosta
JURADO****Santiago Escalante
JURADO**

**Verena Mercado
POR LA SUBCOMISION DE TESIS**