



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

ALTERNATIVAS DE SOLUCIÓN PARA EL INCREMENTO DE CARGABILIDAD
EN LINEAS DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

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

PRESENTA:
MARIA DEL ROSARIO SALAZAR ALTAMIRANO

TUTOR
DR. CÉSAR ANGELES CAMACHO
INSTITUTO DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. AGOSTO 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M.I. Lorenzo Bautista Rodolfo
Secretario: Dr. Fuerte Esquivel Claudio Rubén
Vocal: Dr. Angeles Camacho César
1 er. Suplente: M. C. Román Vargas Nahúm
2 do. Suplente: Dr. Escarela Pérez Rafael

La tesis se realizó en:
Instituto de Ingeniería, UNAM

TUTOR DE TESIS:

Dr. César Angeles Camacho

FIRMA

Resumen

En este trabajo de tesis se presenta un grupo de diferentes alternativas de solución para el problema de cargabilidad en un par de líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional. El enlace fue elegido dentro de un conjunto de enlaces que presentan el mismo problema dentro de la red eléctrica, el punto de operación en el cual fueron realizadas las implementaciones al sistema fue elegido para un día arbitrario, en el cual se presenta una curva de demanda mostrando los valores de transferencia de potencia, estos sobrepasan los límites de transferencia establecidos por la Comisión Federal de Electricidad, por lo que es necesario solucionar este problema.

Las implementaciones realizadas dentro del área de interés, fueron elegidas debido a su influencia en la modificación de la transferencia de potencia del enlace.

Con el fin de presentar los efectos de cada una de las alternativas propuestas al sistema, se presentan los comportamientos individuales ante la misma contingencia aplicada, con el propósito de comparar las afectaciones que se tienen dentro del área de análisis.

Los resultados, son presentados a través de gráficas de flujo de potencia aparente en la línea contra el incremento en la transferencia de potencia activa y por medio de coloraciones en las líneas de transmisión mostrando el porcentaje de cargabilidad en cada una de los elementos del enlace con y sin las propuestas de solución.

Para realizar la incorporación de las alternativas elegidas, se utilizan modelos disponibles y adecuaciones de los mismos dentro del software PSS[®]E (Power System Simulador of Engineering). Este software es utilizado actualmente en todos los centros de control del país.

ABSTRACT

This thesis presents a different group of alternative solutions to the problem of loadability in a couple of transmission lines of the national electricity system. The link was chosen within a set of links that have the same problem the network electrical, the operating point where implementations were made to the system was chosen for an arbitrary day, in which there is a demand curve showing the power transfer values, exceeding the transfer boundaries set by the Comisión Federal de Electricidad, so it is necessary solve this problem.

Implementations made within the area of interest were chosen due to their influence in modifying the link power transfer.

In order to present the influences of each of the proposed alternatives to the system, are presented the individual behaviors for the same contingency applied, to the purpose of comparing the effects that are taken within the area of analysis.

The results are presented through graphical apparent power flow on the line against the increase in active power transfer and through colorations using transmission lines chargeability showing the percentage in each of the elements of link elements with without the proposed solutions.

For incorporating the chosen alternatives, available models were used and adaptations of these within the software PSS[®] E (Power System Simulator of Engineering). This software is currently used in all control centers of the country.

Índice

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 ANTECEDENTES.....	3
1.3 OBJETIVO.....	6
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	6
1.5 METODOLOGÍA.....	7
1.6 METAS.....	7
1.7 DESCRIPCIÓN DEL CONTENIDO.....	8
CAPÍTULO 2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	9
2.1 INTRODUCCIÓN.....	9
2.2 SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.....	10
2.2.1 Necesidad de interconexiones en los sistemas de transmisión.....	10
2.3 FLUJOS DE LA ENERGÍA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO.....	11
2.3.1 Transferencia de potencia.....	13
2.4 RED DE TRANSMISIÓN.....	15
2.5 EVOLUCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	17
2.6 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	19
2.7 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES.....	21
2.8 CURVA DE DEMANDA.....	23
CAPÍTULO 3 CARGABILIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	26
3.1 ANÁLISIS DE CARGABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	26
3.1.1 Limitación térmica.....	27
3.1.2 Caída de voltaje.....	27
3.1.3 Margen de estabilidad.....	28
3.1.4 Cargabilidad en operación de sistemas eléctricos de potencia.....	29
3.2 SOLUCIONES PLANEADAS PARA EL INCREMENTO EN LA TRANSMISIÓN DE POTENCIA PARA EL ÁREA OCCIDENTAL.....	30
3.3 DISPOSITIVOS FACTS.....	35
3.3.1 Características de los dispositivos FACTS en un sistema de transmisión.....	36
3.3.2 Aspectos operativos.....	37
3.3.3 Localización y costo.....	38
3.3.4 Principio de operación del IPFC.....	40
3.3.5 Circuito equivalente del IPFC.....	40
3.4 DISPOSITIVOS HVDC.....	44
3.4.1 Consideraciones Técnicas.....	44
3.4.2 Consideraciones Económicas.....	45
3.4.3 Consideraciones Ambientales.....	47
3.4.4 Tecnologías del HVDC.....	49
3.4.5 Funciones de los HVDC.....	52
3.4.6 Configuraciones y modos de operación.....	55
3.4.7 Circuito equivalente del HVDC-VSC.....	57

CAPÍTULO 4 CASO DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	60
4.1 INTRODUCCIÓN.....	60
4.2 CASO BASE: SINTONIZACIÓN	62
4.2.1 <i>Análisis de contingencias del enlace original</i>	68
4.3 CASO 1: IMPLEMENTACIÓN DE UNA LÍNEA EN PARALELO	70
4.3.1 <i>Análisis de contingencias del enlace con nueva línea en paralelo</i>	72
4.4 CASO 2: IMPLEMENTACIÓN DE UN DISPOSITIVO IPFC.....	73
4.4.1 <i>Análisis de contingencias del enlace con dispositivo IPFC</i>	76
4.5 CASO 3: IMPLEMENTACIÓN DE UN ENLACE DE CD.....	78
4.5.1 <i>Análisis de contingencias del enlace con enlace HVDC</i>	80
4.6 DISCUSIÓN Y RESULTADOS DEL CASO DE ESTUDIO.....	82
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....	85
5.1 CONCLUSIONES.....	85
5.2 TRABAJOS FUTUROS	86
BIBLIOGRAFÍA.....	87
APÉNDICE A POWER SYSTEM SIMULATOR FOR ENGINEERING (PSS®E).....	93
A.1 INTRODUCCIÓN.....	93
A.2 PSS®E - SOFTWARE DE ANÁLISIS GLOBAL PARA ESTUDIOS DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN	94

Índice de figuras

<i>Figura 2.1 Flujo de potencia en líneas paralelas</i>	12
<i>Figura 2.2 Transferencia de potencia entre dos nodos</i>	13
<i>Figura 2.3 Comparacion de compensadores</i>	14
<i>Figura 2.4 Comparacion gráfica de compensadores</i>	15
<i>Figura 2.5 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional</i>	18
Figura 2.6 Capacidad de transmisión entre corredores de transmisión (MW) en 2010	20
<i>Figura 2.7 Capacidad de transmisión entre corredores de transmisión al 2015</i>	22
<i>Figura 2.8 Escenario de demanda</i>	24
<i>Figura 3.1 Principales proyectos en la red troncal del área Occidental</i>	32
<i>Figura 3.2 Diagrama esquemático de un controlador IPFC con dos convertidores</i>	40
<i>Figura 3.3 Circuito equivalente de los dos convertidores del IPFC</i>	41
<i>Figura 3.4 Modelo de inyección de potencia de dos convertidores IPFC</i>	43
<i>Figura 3.5 Economía por distancia</i>	46
<i>Figura 3.6 Comparación aproximada del costo relativo [Bahrman M. (2011)]</i>	47
<i>Figura 3.7 Torres típicas para transportar 1000 MW [SIEMENS (2013)]</i>	48
<i>Figura 3.8 Franja de servidumbre [Johansson J. (2011)]</i>	48
<i>Figura 3.9 Forma del voltaje y corriente asociada a los convertidores</i>	54
<i>Figura 3.10 Arreglo monopolar</i>	56
<i>Figura 3.11 Arreglo bipolar</i>	56
<i>Figura 3.12 Arreglo multi-terminal</i>	57
<i>Figura 3.13 Circuito equivalente del HVDC- VSC</i>	58
<i>Figura 4.1 Ubicación del enlace QRP-QPM dentro de la red troncal del area occidental</i>	62
<i>Figura 4.2 Sección del diagrama unifilar del área occidental</i>	63
<i>Figura 4.3 Pantalla del sistema SCADA con violación de límites establecidos del enlace QRP-QPM (26-Abril-2012 13:22:56)</i>	64
<i>Figura 4.4 Diagrama de cargabilidad del PSS®E para el caso de estudio base</i>	65
<i>Figura 4.5 Interface con opciones de resultados para graficar curvas P-S</i>	66
<i>Figura 4.6 Curva P-S en caso base para enlace original QRP-QPM</i>	67
<i>Figura 4.7 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace QPM-MES</i>	68
<i>Figura 4.8 Topología de los enlaces considerados para las contingencias</i>	69
<i>Figura 4.9 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace EPS – ANP</i>	69
<i>Figura 4.10 Diagrama de cargabilidad del PSS®E con línea paralela adicional al enlace QRP-QPM</i>	70
<i>Figura 4.11 Curva P-S de las 3 líneas QRP-QPM</i>	71
<i>Figura 4.12 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace QPM-MES y línea paralela adicional</i>	72

<i>Figura 4.13 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace EPS-ANP y línea paralela adicional.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 4.14 Esquema de conexión dispositivo IPFC.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 4.15 Diagrama de cargabilidad del PSS®E con dispositivo IPFC.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 4.16 Bus ficticio incluido en el PSS®E con dispositivo IPFC.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 4.17 Curva P-S del enlace QRP-QPM con dispositivo IPFC.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 4.18 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace QPM-MES con dispositivo IPFC.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 4.19 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace EPS-ANP con dispositivo IPFC.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura 4.20 Diagrama de cargabilidad del PSS®E con enlace HVDC.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura 4.21 Curva P-S del enlace QRP-QPM con enlace HVDC.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura 4.22 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace QPM-MES con enlace HVDC.....</i>	<i>81</i>
<i>Figura 4.23 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace EPS-ANP con enlace HVDC.....</i>	<i>82</i>

Índice de tablas

<i>Tabla 3-1 Refuerzos de las líneas de transmisión.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 3-2 Refuerzos en transformación.....</i>	<i>33</i>
<i>Tabla 3-3 Refuerzos en compensación.....</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 4-1 Resultados del caso de estudio.....</i>	<i>84</i>

Nomenclatura

Símbolo	Descripción
b_{in}	<i>Susceptancia en el i-esimo bus</i>
CA	<i>Corriente Alterna</i>
CD	<i>Corriente Directa</i>
CEV	<i>Compensador Estático de VAR's</i>
CFE	<i>Comisión Federal de Electricidad</i>
COPAR	<i>Costos y Parámetros de Referencia</i>
DAC	<i>Desconexión Automática de Carga</i>
EPECO	<i>El Paso Electric Company</i>
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
ERCOT	<i>Electric Reliability Council of Texas</i>
FACTS	<i>Flexible Alternating Current Transmisión Systems</i>
g_{in}	<i>Conductancia en el i-esimo bus</i>
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
I	<i>Corriente</i>
IPFC	<i>Interline Power Flow Controller</i>
IPFC	<i>interline power flow controller</i>
Km-c	<i>Kilómetros de cable</i>
kV	<i>Kilo Volts</i>
LSPEE	<i>Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica</i>
MVA	<i>Mega Volts Ampere</i>
MVAr	<i>Mega Volt Ampere Reactivos</i>
P	<i>Potencia activa</i>
POISE	<i>Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico</i>
PSS-E	<i>Power System Simulador of Engineering</i>
PSSs	<i>Power System Stabilizers</i>
Q	<i>Potencia reactiva</i>

<i>SCADA</i>	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
<i>SEN</i>	<i>Sistema Eléctrico Nacional</i>
<i>SENER</i>	<i>Secretaría de Energía</i>
<i>SEP</i>	<i>Sistema Eléctrico de Potencia</i>
<i>SIL</i>	<i>Surge Impedance Loading</i>
<i>SIN</i>	<i>Sistema Interconectado Nacional</i>
S_s	<i>Potencia aparente en el nodo s</i>
<i>SSSC</i>	<i>Static Synchronous Series Compensator</i>
<i>STATCOM</i>	<i>STATic COMpensator</i>
<i>SVC</i>	<i>Static VAR Compensator</i>
<i>TCPAR</i>	<i>Thyristor Controlled Phase Angle Regulator</i>
<i>TCSC</i>	<i>Thyristor Controlled Series Capacitor</i>
<i>TCVR</i>	<i>Thyristor Controlled Voltage Regulator</i>
<i>UPFC</i>	<i>Unified Power Flow Controller</i>
<i>VAR's</i>	<i>Volt Ampere Reactivos</i>
<i>VPN</i>	<i>Valor Presente Neto</i>
V_r	<i>Voltaje en el nodo r</i>
V_s	<i>Voltaje en el nodo s</i>
<i>VSC</i>	<i>Voltage Source Converter</i>
<i>WECC</i>	<i>Western Electricity Coordinating Council</i>
X	<i>Impedancia de la línea</i>
δ_r	<i>Ángulo del nodo r</i>
δ_s	<i>Ángulo del nodo s</i>

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

El desarrollo natural de las poblaciones y de los países se ve reflejado en el crecimiento de los sistemas eléctricos, que deben crecer junto con los cambios en la industria y en la humanidad misma. Así, las compañías de generación, de transmisión y de distribución de energía eléctrica han ido incrementando sus necesidades en términos de capacidad, confiabilidad y seguridad, para lo cual se requieren avanzadas tecnologías en protecciones, monitoreo y especialmente en control, en los grandes sistemas de potencia.

En la actualidad los sistemas de potencia presentan un gran nivel de interconexiones debido a las ventajas que éstas representan, como son la posibilidad de poder suministrar energía eléctrica a los centros de carga al mínimo costo con la confiabilidad requerida, tener asistencia mutua en emergencias, y coordinación de la operación de todas las unidades generadoras participantes. Sin embargo, esto ha traído como consecuencia un crecimiento excesivo de los sistemas de potencia haciendo que estos sean cada vez más difíciles de controlar y por lo tanto, pueden ser menos seguros, conducir grandes flujos de potencia con control inadecuado, tener exceso de potencia reactiva en varias zonas del sistema, grandes oscilaciones dinámicas entre diferentes partes del sistema, y así el potencial de transmisión no siempre se puede utilizar al cien por ciento [Oliveira E. J. (1999)].

Las transferencias de potencia entre áreas de control actualmente se encuentran limitadas en la mayoría de los sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo. Esta característica de operación de los sistemas actuales se ha visto agravada por la reestructuración de las industrias eléctricas en varios países que ha permitido establecer los mercados mayoristas de la energía eléctrica, que además han aumentado el número de transacciones y la cantidad de potencia que se debe enviar entre las diferentes áreas del sistema.

Por otro lado, el surgimiento de los conceptos de globalización de la economía y los cambios generales en la economía del mundo, provocaron, a su vez, el surgimiento de nuevas tendencias en el manejo del negocio de la producción y transmisión de energía eléctrica. La buena

experiencia de algunos países pioneros en el manejo, administración y desarrollo de los sistemas de potencia bajo esquemas desregulados ha hecho que en los últimos 20 años muchos países hayan adoptado este esquema en la industria de los sistemas de potencia [Verma, K. S. (2006)].

Tradicionalmente las principales acciones de control en un sistema de potencia, tales como el cambio de taps de los transformadores, o la conmutación de la corriente, se han llevado a cabo a través de dispositivos mecánicos. En la actualidad, hay una gran utilización de dispositivos microelectrónicos, computadoras y comunicaciones de alta velocidad para el control y protección de los sistemas de transmisión; sin embargo, cuando las señales de operación se envían a los circuitos de potencia, y se toma la acción de control final, los dispositivos de conmutación mecánicos presentan una respuesta lenta. Otro problema con los dispositivos mecánicos es que el control puede fallar, ya que estos tienden a desgastarse con rapidez respecto a los dispositivos estáticos.

Se han diseñado muchas soluciones para controlar los flujos en las ramas de la red eléctrica y tratar de utilizar el sistema a su mayor capacidad. Una de las alternativas es el desarrollo de los dispositivos que emplean la electrónica de potencia para controlar las variables del sistema a nivel de la red, conocidos como Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna o “FACTS” en inglés (Flexible Alternating Current Transmission Systems). Estos dispositivos han comenzado a ser desarrollados desde la década de los 70 y, actualmente, se han empleado nuevos elementos de electrónica de potencia para crear un gran número de equipos que son capaces de controlar los flujos de potencia y los voltajes de la red en estado estacionario, y mejoran el comportamiento dinámico del sistema eléctrico de potencia al permitir amortiguar las oscilaciones o aumentar el límite de estabilidad transitoria [Hingorani N. (2000)].

Otra de las alternativas para el control de flujos de potencia, son los enlaces de Corriente Directa o “HVDC” en inglés (High Voltage Direct Current). La primera línea de HVDC se realizó en el año 1954, por lo que se puede considerar a los enlaces de CD como una tecnología consolidada, aunque en continua evolución tanto por la electrónica de potencia como por las mejoras tecnológicas de los cables. Una de las principales características de los enlaces de HVDC es que tienen la habilidad de controlar la potencia transmitida rápidamente, por lo tanto tiene una influencia sobre las redes de CA asociadas [Arrillaga J. (1998)].

En los últimos años los sistemas de transmisión de energía en corriente continua han tenido un aumento significativo. Las distintas ventajas que posee este tipo de tecnología han hecho que para un gran número de aplicaciones esta tecnología haya reemplazado a la transmisión tradicional en corriente alterna. En la actualidad la transmisión HVDC se puede considerar como una tecnología consolidada con aproximadamente 70.000 MW instalados en más de 90 proyectos a lo largo de todo el mundo [Bahrman M. P. (2007)]. En nuestro país se han estudiado proyectos para aumentar la capacidad de transmisión con los países vecinos. Uno de los proyectos es el análisis para definir interconexiones en base a su tamaño y características

físicas para el proceso de planificación, las cuales permiten el acceso a otros mercados competitivos para la compra o venta de la electricidad [Proyecto Mesoamérica (2012)].

En el presente trabajo se estudian algunas alternativas a la solución de la cargabilidad en las líneas de transmisión, desde las consideradas normalmente dentro de la expansión de la red, como lo es la implementación de una línea paralela, hasta soluciones más sofisticadas con uso de electrónica de potencia como son un dispositivo FACTS, particularmente de un “IPFC” en inglés (Interline Power Flow Controller), así como un enlace de corriente directa (HVDC).

1.2 Antecedentes

A pesar del crecimiento de la red de transmisión, existen situaciones operativas circunstanciales que derivan en congestionamientos de la red troncal que impiden compartir plenamente los recursos de generación entre las diferentes regiones. Independientemente del nivel del margen de reserva de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), los límites en la capacidad de transmisión generan cuellos de botella y no permiten aprovechar la capacidad de generación de aquellas regiones que cuentan con excedentes.

Ejemplo de lo anterior sucede cuando, asociado a las condiciones climáticas en verano, se presenta la demanda máxima en el norte del SIN. Bajo ciertas condiciones de operación, dicha región requiere capacidad para tener niveles de reserva aceptables, sin embargo, los recursos excedentes que se presentan en la parte sur no pueden ser transferidos por restricciones en la transmisión. Esta situación ha dado como resultado la adición de capacidad de generación en zonas deficitarias con lo cual se incrementa el margen de reserva existente.

Por ello, entre los retos más importantes para el sector eléctrico, se encuentra incrementar la eficiencia, disponibilidad, confiabilidad y seguridad de los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica, lo cual propicia el desarrollo de lo que hoy se conoce como redes eléctricas inteligentes. Asimismo, deben reforzarse las líneas de transmisión e incrementar la capacidad entre las distintas regiones, haciendo factible intercambiar flujos de potencia y energía entre áreas de control para atender los requerimientos de confiabilidad y seguridad del sistema. Lo anterior podría evitar, en algunos casos, la instalación de nueva capacidad de generación en zonas específicas [Secretaría de Energía (2013)].

Ampliar y desarrollar un mallado nacional de líneas de transmisión permitiría, por una parte, brindar rutas alternativas para poder llevar la electricidad de las zonas de generación a las de demanda, incrementando la seguridad del sistema, mientras que, por otra parte, permitiría el desarrollo de proyectos de generación con base en energías renovables [Secretaría de Energía (2013)].

Dentro de las acciones realizadas en la actualidad para disminuir el congestionamiento en las líneas de transmisión, se encuentran, la puesta en servicio de nuevas subestaciones, el incremento en las capacidades de los transformadores o la inclusión de líneas paralelas a los circuitos existentes, con el fin de atender el crecimiento de la demanda de las zonas que lo requieran dentro del sistema eléctrico nacional.

Sin embargo, existen diferentes tecnologías que favorecen al incremento de la capacidad de las líneas disponibles, como lo es el concepto de FACTS, el cual fue introducido por Hingorani a la comunidad técnica en 1988 [Hingorani N. (2000)], incluyendo a los compensadores estáticos de VAR's, los cuales han sido utilizados desde los años 70. De hecho, fueron utilizados por primera vez en el control de un sistema de transmisión de CA en 1978 [Nilsson S. L. (1995)] en un proyecto conjunto de EPRI (Electric Power Research Institute) y la Minnesota Power and Light. Sin embargo, para algunos controladores FACTS que están emergiendo actualmente no se tiene la experiencia con la que se cuenta con otros dispositivos teniendo como consecuencia los riesgos asociados a la nueva tecnología. A pesar de esto, la mayoría de los controladores FACTS tienen muchas características en común con aquellos que ya han sido probados, lo cual es un gran apoyo para la utilización de los mismos.

La tecnología de FACTS abre nuevas oportunidades en el control de la potencia y el incremento de la capacidad disponible, ya que la posibilidad de controlar la corriente a través de una línea a un costo razonable, permite incrementar la capacidad de las líneas existentes. Esto se puede lograr debido a que estos dispositivos tienen la capacidad de manejar parámetros que actualmente restringen a los sistemas eléctricos de potencia, permitiendo además operar las líneas de transmisión cerca de sus límites térmicos, lo que anteriormente no era posible sin violar las restricciones de seguridad del sistema.

Los controladores FACTS también pueden clasificarse en dos grupos tomando como referencia la función de sus principales elementos. El primer grupo utiliza elementos reactivos y transformadores cambiadores de taps controlados por tiristores. Dentro de este grupo se encuentran:

- SVC Compensador estático de VAR
- TCVR Regulador de voltaje controlado por tiristores
- TCPAR Regulador de ángulo de fase controlado por tiristores
- TCSC Capacitor en serie controlado por tiristores

El segundo grupo utiliza convertidores de voltaje autoconmutados que actúan como fuentes estáticas de voltaje síncrono. A este grupo corresponden:

- STATCOM Compensador estático síncrono
- SSSC Compensador serie estático síncrono

- UPFC Controlador unificado de flujos de potencia
- IPFC Controlador de flujos de potencia entre líneas

Dentro de trabajos desarrollados, y dispositivos instalados, es posible encontrar el UPFC, tal es el caso del estudio realizado en una red de potencia real, que consta de 2172 buses, 2294 líneas y 768 transformadores transmisión el cual se presenta con el fin de mostrar que las capacidades de transferencia de energía de esta red se incrementaría sustancialmente si un UPFC reemplazara el régimen existente [Fuerte-Esquivel C. (2000)].

Sin embargo, el Controlador de Flujo de Potencia Entre líneas (IPFC), es un nuevo concepto de los controladores FACTS para la compensación serie con la única capacidad de dirigir el flujo de potencia entre múltiples líneas de una subestación.

Generalmente, el IPFC emplea múltiples inversores CD a CA, proporcionando compensación serie para cada una de las líneas respectivamente. En cuanto a la capacidad de controlar flujos de potencia en múltiples líneas de transmisión mediante el uso de inversores de CD a CA a través del enlace común de CD, cualquier inversor conectado a través de un IPFC es capaz de inyectar independientemente potencia activa a la línea de transmisión conectada y así facilitar la transferencia de potencia activa entre líneas, junto con la compensación reactiva serie independientemente controlable para cada línea individual [Yokoyama A. (2005)].

Por otro lado, dentro de la aplicación de enlaces de CD para el control de flujo, actualmente existe un proyecto de interconexión entre el SIN y el área Baja California Sur el cual se encuentra en etapa de pre-factibilidad considerando las opciones de cable submarino de tecnología de HVCD.

Los puntos analizados para llevar a cabo la interconexión han sido las subestaciones El Palmar, ubicada en la zona Los Cabos y Olas Altas en la zona La Paz, para la parte correspondiente a la península de Baja California Sur. En el Área Noroeste, se han estudiado como posibles puntos de interconexión la subestación La Higuera, en la zona Culiacán y Topolobambo, en la zona Los Mochis.

Para la interconexión con la zona Los Cabos, se ha considerado una longitud del tramo marino de 220 km, y una longitud del tramo terrestre de 60 km, incluyendo ambos extremos del enlace. Para la interconexión con la zona La Paz, estas distancias son de 190 km y 30 km, respectivamente [CFE (2012)].

En estudios recientes, se concluyó la conveniencia técnica y económica de interconectar el área Baja California al SIN mediante un enlace asíncrono. Esta interconexión aportará entre otros beneficios, apoyar la demanda de punta del sistema Baja California a partir de los recursos de generación del SIN, y en los periodos de menor demanda en Baja California exportar al SIN los excedentes de capacidad y energía tipo base (geotérmica y ciclo combinado) de esta área, aprovechando la diversidad de la demanda entre los dos sistemas.

Con esta interconexión, se reducirán los costos de inversión en infraestructura de generación y los de producción globales. Además, el enlace de Baja California al SIN abrirá nuevas oportunidades para efectuar transacciones de potencia y energía con diversas compañías eléctricas del oeste de Estados Unidos de América, mediante los enlaces actuales con los sistemas eléctricos de California. La primera fase de esta interconexión se ha programado para 2014.

Actualmente se continúa analizando la posibilidad de interconectar el sistema Baja California Sur al SIN. Un beneficio importante sería el de posponer o en su caso cancelar proyectos de generación con tecnologías que requieren altos costos de inversión y de operación en tal área, además del beneficio ambiental al disminuir o posponer la construcción de centrales generadoras en esta región predominantemente turística [POISE 2011-2025 (2011)].

1.3 Objetivo

El objetivo principal de este trabajo de tesis es realizar un estudio técnico comparativo de diferentes alternativas de solución para el problema de cargabilidad en líneas de transmisión, dentro de un enlace de la red eléctrica nacional. Se analizarán diferentes influencias que tienen cada una de las alternativas dentro del sistema eléctrico en estado estacionario, con el fin de determinar las mejoras que aportan cada una de las soluciones propuestas.

1.4 Justificación

Debido al crecimiento de los sistemas eléctricos en el mundo, así como la necesidad de interconectarse dentro de la propia red y con redes de diferentes países, pocos sistemas eléctricos de potencia escapan a la necesidad de desarrollar y modernizar los sistemas de transmisión, a fin de descongestionar los sistemas de potencia ante el aumento de la demanda de energía eléctrica.

Una consecuencia clara del aumento de la demanda de energía es el incremento en la cargabilidad de las líneas de transmisión del sistema, lo que implica transportar la energía sobre o en un punto muy cercano del límite térmico de los conductores. Esta situación puede representar peligrosos riesgos en el proceso de transporte, tales como la reducción de la estabilidad del sistema. Esto ocasiona nuevas exigencias técnicas a los sistemas eléctricos y exige que los mismos se tornen cada vez más en estructuras flexibles y eficientes.

Como resultado, se hace necesario desde el punto de vista práctico, poder ejercer control para la redistribución de flujos de potencia de las líneas de transmisión así como también un aumento

en la capacidad de transmisión de potencia que permitiría al sistema suplir demandas mayores, sin incurrir en violaciones en los límites de operación del sistema.

Por lo tanto, en este trabajo se aborda el problema de la cargabilidad en las líneas de transmisión dando lugar a diferentes alternativas para su solución.

1.5 Metodología

La metodología que se utilizó para el desarrollo de este proyecto y poder alcanzar las metas deseadas fue la siguiente:

- a) Se identificó y analizó un enlace del sistema eléctrico nacional, cuya característica principal es operar en valores superiores a los límites de transferencia de energía permitidos
- b) Se analizó el comportamiento de la curva de transferencia de energía a través del enlace, con el fin de ubicar el valor máximo del punto de operación de ésta curva y se hicieron las implementaciones en ese punto
- c) Se incorporaron los dispositivos propuestos como solución al enlace para observar el efecto sobre la red
- d) Se realizó una serie de contingencias con cada una de las implementaciones efectuadas anteriormente para registrar el comportamiento de la red
- e) Se percibieron los beneficios que se logran con la incorporación a la red de las soluciones propuestas

1.6 Metas

Dentro de las principales metas cumplidas, se encuentran la obtención de un grupo de alternativas de solución para un enlace con problemas de cargabilidad en el sistema eléctrico nacional.

Otras metas cumplidas son:

- a) Comparación de diferentes alternativas para incrementar la transferencia de energía en un enlace.
- b) La incorporación de un dispositivo FACT en la red eléctrica nacional, con la facilidad de poder ser reubicado en cualquier parte del sistema empleando un software comercial.

- c) La incorporación de un enlace HVDC en la red eléctrica nacional, con la facilidad de poder ser reubicado en cualquier parte del sistema empleando un software comercial.
- d) Establecer la mejor opción técnica para resolver el problema de cargabilidad del enlace seleccionado

1.7 Descripción del contenido

Esta tesis se centra en las alternativas de solución para el problema de cargabilidad en líneas de transmisión de la red eléctrica nacional, la cual consta de cinco capítulos.

En el **Capítulo 1**, se presenta una introducción sobre el desarrollo de las redes eléctricas y su impacto en la cargabilidad de las líneas de transmisión, el objetivo del trabajo y los antecedentes de las aplicaciones propuestas, metas y descripción del trabajo.

Dentro del **Capítulo 2**, se describen las soluciones empleadas de manera tradicional para el problema de cargabilidad, así como las propuestas en la tesis, mencionando brevemente los problemas típicos en un sistema eléctrico de potencia, además de los principios y configuraciones básicas de funcionamiento de cada uno de los dispositivos adicionados.

La descripción del sistema de prueba se realiza dentro del **Capítulo 3**, mencionando la evolución del sistema, los límites de capacidad de transferencia entre diferentes regiones, incluyendo la curva de demanda del enlace específico de estudio.

Las simulaciones del sistema con los dispositivos incorporados, se realizan dentro del **Capítulo 4**, donde se menciona además algunas consideraciones técnicas y aspectos operativos de los dispositivos, y se observa el comportamiento de la red ante la implementación de los dispositivos considerando la aplicación de un par de contingencias dentro del área de estudio.

Finalmente, en el **Capítulo 5**, se indican las conclusiones del trabajo de tesis y las sugerencias y recomendaciones para trabajos futuros que pueden llevarse a cabo basándose en los dispositivos empleados.

Capítulo 2

Líneas de transmisión

2.1 Introducción

Con la implementación de nuevas tecnologías, la ampliación de mercados nacionales e internacionales y la expansión de las ciudades se crea la necesidad de desarrollar y modernizar los sistemas de transmisión, a fin de descongestionar los sistemas de potencia ante el aumento de la demanda de energía eléctrica [Schaffner Ch (2002)]. En los últimos años la demanda en los sistemas de potencia ha aumentado y seguirá incrementándose, lo que conlleva a una serie de problemas como sobrecarga y subutilización del potencial de transmisión, cuellos de botella y oscilaciones de potencia [Coronado I. (2001)] además de una reducción de la vida útil de las líneas por deformación permanente de los conductores [Murcia F. (2007)].

Adicionalmente, por razones medioambientales es cada vez más difícil ampliar y reforzar las redes de transmisión, por lo que es necesario aprovechar la capacidad de las instalaciones existentes.

También existen otros aspectos que impactan negativamente en la construcción de nuevas líneas de transmisión de energía eléctrica. Estos pueden tener carácter social como por ejemplo la generación de conflictos entre comunidades que se oponen a que sus territorios sean parte del corredor de la línea y las implicaciones asociadas al desplazamiento de personas de las zonas seleccionadas para la ubicación de torres. Además, el factor económico es decisivo para la no implementación de nuevas obras de transmisión ya que se requiere un gran capital para invertir durante la etapa de implementación del proyecto, y el tiempo de recuperación de la inversión es muy largo [Téllez S. (2011)].

Con el desarrollo de la electrónica de potencia están surgiendo diversos equipos que tratan de incrementar la capacidad de transmisión de las líneas y dirigir los flujos hacia las líneas más descargadas, como es el caso de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna, y los sistemas de corriente directa que se están imponiendo de manera relevante a nivel mundial.

2.2 Sistemas de transmisión

La mayoría, si no todos los sistemas de suministro de energía eléctrica del mundo están ampliamente interconectados, lo que implica conexiones dentro de los territorios de las empresas de servicio público y luego a las conexiones inter-regionales e internacionales. Esto se hace por razones económicas, para reducir el costo de la electricidad y para mejorar la confiabilidad de la fuente de alimentación.

2.2.1 Necesidad de interconexiones en los sistemas de transmisión

Necesitamos estas interconexiones porque, además de la entrega, el propósito de la red de transmisión de energía consiste en agrupar las plantas de energía y centros de carga a fin de reducir al mínimo la de generación de energía y el costo del combustible. Las interconexiones de la red de transmisión permiten aprovechar las ventajas de la diversidad de las cargas, disponibilidad de fuentes y del precio de los combustibles con el fin de abastecer de energía eléctrica a las cargas a un costo mínimo y con una confiabilidad requerida.

En general, si un sistema de suministro de energía se compone de líneas radiales de los generadores locales sin ser parte de un sistema de red, serían necesarios muchos más recursos de generación para servir a la carga con la misma confiabilidad, y el costo de la electricidad sería mucho mayor. Con esa perspectiva, la transmisión es a menudo una alternativa a una nueva generación de recursos. Menor capacidad de transmisión significa que más recursos de generación serían necesarios independientemente de si el sistema está compuesto de pequeñas o grandes plantas de energía. De hecho, pequeña generación distribuida es más viable económicamente si hay una columna vertebral de una red de transmisión.

No se puede estar muy seguro de lo que es el equilibrio óptimo entre la generación y la transmisión, a menos que los planificadores del sistema utilicen métodos avanzados de análisis que integren la planificación de la transmisión en un valor integrado basado en el escenario de planificación transmisión / generación. El costo de las líneas de transmisión y las pérdidas, así como las dificultades encontradas en la construcción de nuevas líneas de transmisión, a menudo limitará la capacidad de transmisión disponible. Parece que hay muchos casos en los que la energía económica o la reserva compartida están limitadas por la capacidad de transmisión y, la situación no mejora.

En un entorno de servicio eléctrico desregulado, una eficaz red eléctrica es de vital importancia para el entorno competitivo de servicio eléctrico confiable. Por otro lado, a medida que crecen las transferencias de energía, el sistema de eléctrico se hace cada vez más complejo para operar y el sistema puede llegar a ser menos seguro para operar. Ello puede conducir a grandes flujos

de potencia con un control inadecuado, potencia reactiva excesiva en varias partes del sistema, grandes oscilaciones dinámicas entre diferentes partes del sistema y los cuellos de botella, y por lo tanto todo el potencial de las interconexiones de transmisión no puede ser utilizado.

Los sistemas de potencia de hoy en día, por lo general, son controlados mecánicamente. Hay un uso generalizado de la microelectrónica, la informática y las comunicaciones de alta velocidad para el control y la protección de los actuales sistemas de transmisión; sin embargo, cuando las señales de operación se envían a los circuitos de potencia, donde se toman las medidas de control de potencia final, los dispositivos de conmutación son mecánicos y hay poco control de alta velocidad. Desde el punto de vista de dinámica y funcionamiento en estado estable, el sistema es realmente incontrolable. Los planificadores de los sistemas eléctricos, los operadores, y los ingenieros han aprendido a vivir con esta limitación mediante el uso de una variedad de ingeniosas técnicas para hacer que el sistema funcione con eficacia, pero a un precio de proporcionar mayores márgenes de operación y redundancias.

2.3 Flujos de la energía en un sistema eléctrico

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 amortiguado, 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 este amortiguamiento. Si el voltaje es elevado usando un soporte de potencia reactiva, la carga crecerá, y en consecuencia la frecuencia seguirá disminuyendo hasta llevar al 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, lo que ocasiona suministro de potencia por rutas largas o flujos irregulares en cualquier sistema eléctrico de potencia (SEP).

Si se considera el caso del flujo de potencia a través de líneas de transmisión en paralelo, en ausencia de algún tipo de control, el flujo de potencia se basa en el inverso de las impedancias de las líneas [Hingorani N. (2000)]. Independientemente 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 aún si la otra línea aún tiene capacidad.

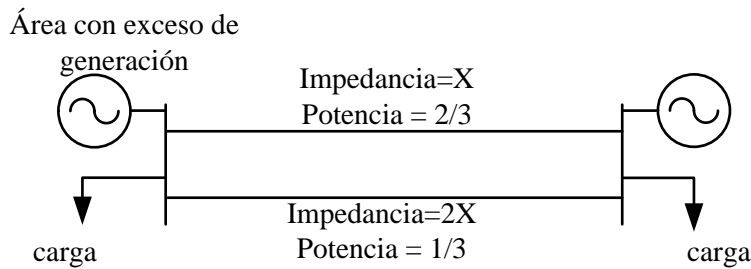


Figura 2.1 Flujo de potencia en líneas paralelas

En este caso, una solución podría ser controlar el flujo de potencia que circula a través de una línea según requerimientos determinados, mediante la realización de alguna de las siguientes posibles acciones:

1. La incorporación de una o más líneas de transmisión en paralelo con el mismo derecho de vía como se muestra en la Figura 2.1 es una solución
2. Una manera de incrementar la potencia de transmisión entre dos sistemas de potencia es controlando la tensión en un cierto punto del sistema de transmisión, que se puede lograr mediante la conexión de un compensador en derivación en un punto especificado en la línea de transmisión.
3. La compensación serie puede aumentar sustancialmente la capacidad de transmisión.
4. Variando de manera controlada la impedancia de la línea.
5. Variando de manera controlada el ángulo de fase.
6. Inyectando un voltaje en serie, de magnitud y ángulo controlables.
7. Si una de las dos líneas de la Figura 2.1 se reemplaza por un sistema de transmisión en corriente directa de alto voltaje HVDC, 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 CA y del sistema mismo [Hingorani N. (2000)].

Las acciones de control de flujo de potencia mencionadas en los puntos 2 al 6 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.

2.3.1 Transferencia de potencia

Al considerar un sistema de potencia simple como el de la Figura 2.2, es fácil utilizar las leyes de circuitos para obtener una expresión que identifique los parámetros que definen la transferencia de potencia a través de una línea en un sistema de transmisión:

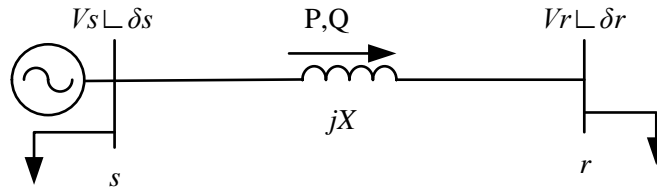


Figura 2.2 Transferencia de potencia entre dos nodos

La corriente que fluye del nodo s al nodo r , de la Figura 2.2, está definida por la ecuación:

$$I = \frac{\overline{V}_s - \overline{V}_r}{jX} \quad 2-1$$

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

$$\overline{S}_s = \overline{V}_s \overline{I}^* = P + jQ \quad 2-2$$

$$\overline{S}_s = \frac{V_s V_r \sin(\delta_s - \delta_r) + j[V_s^2 - V_s V_r \cos(\delta_s - \delta_r)]}{X} \quad 2-3$$

Separando las partes real e imaginaria de la expresión para la potencia compleja se tienen las expresiones para las potencias activa y reactiva entregadas por el sistema a la línea desde s :

$$P_s = \frac{V_s V_r}{X} \sin(\delta_s - \delta_r) \quad 2-4$$

$$Q_s = \frac{1}{X} [V_s^2 - V_s V_r \cos(\delta_s - \delta_r)] \quad 2-5$$

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 la ecuación 2-4 para la potencia activa. En esta expresión, vemos como la potencia transferida a través de una línea de transmisión depende de tres parámetros:

- i. Magnitud de los voltajes de nodo, V_s , V_r .
- ii. Impedancia de la línea, X .
- iii. Ángulo de fase de los voltajes nodales δ_s , δ_r .

Observando la ecuación 2-4, 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.

Dentro de la Figura 2.3, es posible observar la afectación que se tiene en cada uno de los parámetros de la ecuación 2-4, considerando compensaciones en las líneas de transmisión, dando lugar al mejoramiento del rendimiento de la transmisión.

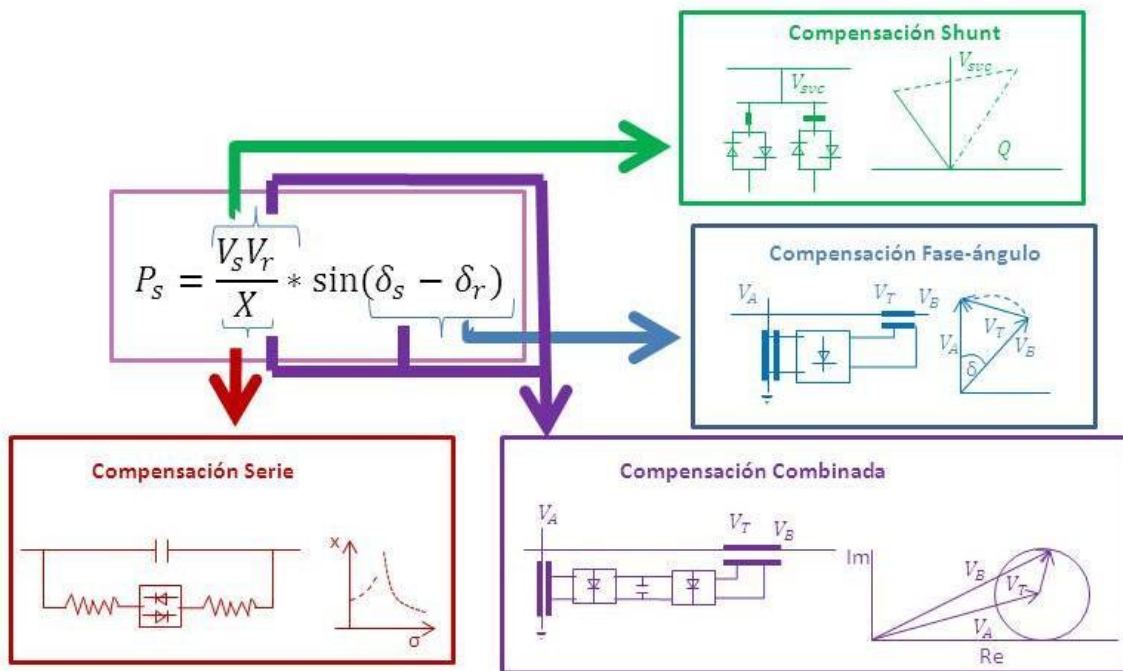


Figura 2.3 Comparación de compensadores

Compensación shunt: Incrementa la transmisión de energía mediante el aumento de la reserva de generación de potencia reactiva máxima, si es razonable, se proporciona el control adecuado y rápido para la compensación, será capaz de cambiar los flujos de potencia durante perturbaciones y así proporcionar amortiguación efectiva de oscilación de potencia.

Compensación serie: Si se añade compensación en serie a una línea, parece eléctricamente ser más corta, ya que la reactancia serie se ha reducido. Aumenta la potencia máxima, reduce el ángulo de transmisión en un determinado nivel de transferencia de potencia, y aumenta la potencia natural (SIL).

Compensación de ángulo de fase: Un compensador de ángulo de fase incrementa o disminuye el voltaje de la relación ángulo – fase de un circuito con respecto a otro. Este cambio en la relación de ángulo – fase permite el control de la potencia real transmitida entre los circuitos.

En la Figura 2.4 muestra un conjunto de curvas con diferentes tipos de compensación, indicando gráficamente la influencia que se tiene sobre la curva original, al aplicar cada una de las distintas compensaciones.

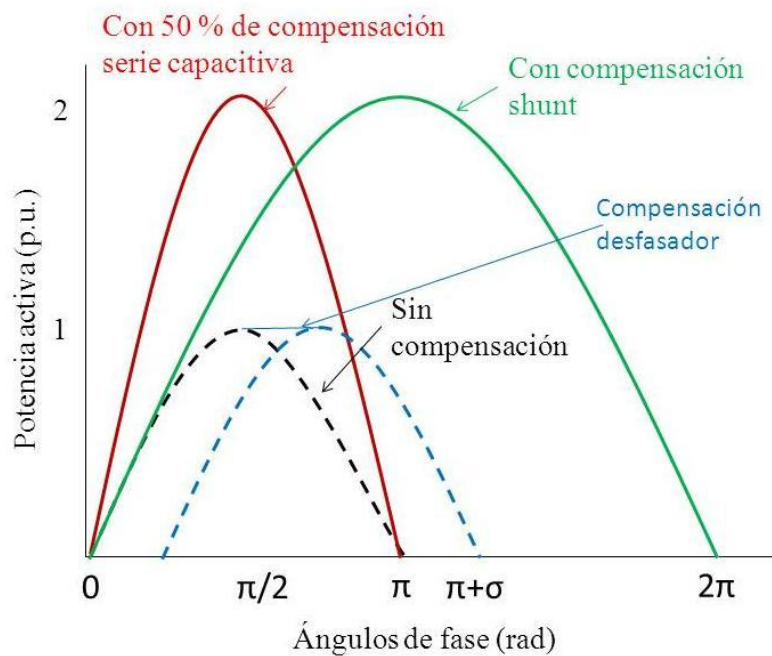


Figura 2.4 Comparacion gráfica de compensadores

2.4 Red de transmisión

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo, y a través de grandes distancias, la energía generada en las centrales eléctricas.

Para ello, los volúmenes de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar el voltaje se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por

efecto *Joule*. Con este fin se emplean subestaciones elevadoras en que dicha transformación se efectúa empleando equipos eléctricos denominados transformadores.

Parte fundamental de la red de transporte de energía eléctrica son las líneas de transmisión o transporte. Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias; está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión [Prieto J. (2009)].

La potencia transmisible a través de una línea de transmisión depende de los límites fijados, ya sea por la caída de voltaje entre los extremos transmisor y receptor, o por las consideraciones de operación en estado estable o dinámico del sistema eléctrico o por el calentamiento de los conductores.

En México, dado que en ciertas áreas del país las centrales de generación se encuentran alejadas de los centros de consumo, la interconexión de la red se ha realizado en forma gradual, a medida que las inversiones en la red de transmisión se justifican técnica y económicamente.

La red de transmisión de México tiene características particulares en las regiones Norte, Centro y Sur-Sureste del país. Las regiones Norte y Sur-Sureste se han desarrollado con una estructura longitudinal y poco mallada, en tanto que la región Central, que cuenta con un número importante de interconexiones, se considera mallada.

Las adiciones de líneas de transmisión a la red del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se deciden en función de los requerimientos específicos de las diversas regiones que conforman el sistema, fundamentalmente por cuestiones de estabilidad, así como de transferencia de potencia asociada entre ellas para facilitar el despacho económico del sistema. Dado que es una solución puntual, la potencia transmisible considerada en los programas de expansión (como es el caso del POISE 2012-2026), no es igual para líneas de características semejantes.

Por otro lado, la red de transmisión de un sistema eléctrico para servicio público debe ser capaz de transportar la energía entre nodos adyacentes en ambos sentidos para satisfacer los requerimientos de continuidad del servicio a los usuarios, manteniendo los niveles adecuados de voltaje y permitir la variación de la potencia que aporten las diversas unidades generadoras conectadas a la red para minimizar el costo de la producción eléctrica en tiempo real. Ello implica que a cada nueva fuente de generación corresponden ciertas inversiones en la red de transmisión a consecuencia de los cambios que la nueva central generadora introduzca en el despacho económico de la generación.

En el caso de sistemas en expansión permanente como el de México, es frecuente que al agregar nuevas centrales, durante cierto tiempo, se tengan condiciones de "embotellamiento" de capacidad que no puede inyectarse por rezagos en las inversiones en la red de transmisión, condición que no permite reducir el costo de producción como sería deseable. La tendencia de cualquier empresa eléctrica es a resolver este tipo de cuellos de botella con el propósito de

lograr una mayor flexibilidad en el sistema y optimizar costos de generación–transmisión [Firmus consulting (2006)].

Uno de los principales objetivos de los centros de control de CFE es la implementación de medidas de seguridad que mantengan el funcionamiento del sistema a través de diferentes puntos de operación seguros. En el análisis de seguridad es importante evaluar el efecto de contingencias para determinar los límites de funcionamiento y diseñar estrategias de operación preventivas [Aboytes F. (1988)], así como considerar la implementación de dispositivos que puedan ser añadidos a la red con el fin de mantener el sistema dentro de límites de operación que permitan el correcto funcionamiento del sistema.

2.5 Evolución del sistema eléctrico nacional

La infraestructura del sistema eléctrico nacional, en términos de su cadena de valor, se conforma de las siguientes fases: generación, transformación y transmisión en alta tensión, distribución en media y baja tensión, así como ventas a usuarios finales, que incluye procesos de medición y facturación, las cuales se han modificado a través del tiempo, con el fin de satisfacer las diferentes necesidades de cada uno de los usuarios.

En 1960, el sistema eléctrico nacional contaba con una capacidad instalada de generación de 3,021 MW y el suministro de electricidad en los centros de consumo, se efectuaba mediante diversos sistemas aislados, en diferentes niveles de voltaje y frecuencia.

Al paso del tiempo, las redes regionales se interconectaron utilizando mayores tensiones de transmisión (400 kV y 230 kV), la frecuencia se unificó a 60 Hz, se desarrollaron grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, y se logró la diversificación del parque de generación mediante el uso de energía geotérmica, nuclear, de carbón y de manera incipiente la eólica. En el campo de administración de la demanda, se estableció el horario de verano y el uso de tarifas con diferenciación horaria.

A partir de 2000 y con base en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) se integró el acceso de los Productores Independientes de Energía a la generación eléctrica. Esta ley también ha permitido a los autoabastecedores privados usar la red de transmisión del servicio público a fin de transportar la energía producida hasta donde se ubican sus centros de carga.

En 2004 entró en operación la primera repotenciación de unidades termoeléctricas convencionales mediante el acoplamiento de nuevas unidades turbogás para la obtención de centrales de ciclo combinado. En 2005 se inició la conversión de unidades turbogás existentes a ciclos combinados con la adición de turbinas de vapor.

Al 31 de diciembre de 2010, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) contaba con una capacidad efectiva de 52,947 MW para el servicio público y un total de 833,081 km de líneas de transmisión y distribución.

En la actualidad, el SEN se organiza en nueve regiones, como se muestra en la Figura 2.5.

La operación de estas nueve regiones está bajo la responsabilidad de ocho centros de control ubicados en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; las dos regiones de Baja California se administran desde Mexicali. El Centro Nacional en el Distrito Federal coordina la operación económica y la seguridad del SEN.



Figura 2.5 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional

Las siete áreas del macizo continental se encuentran interconectadas y forman el SIN. Su objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de demandas y situaciones operativas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. Las dos regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados.

El sistema de Baja California (norte) opera ligado a la red eléctrica de la región occidental de EUA I Western Electricity Coordinating Council (WECC) por medio de dos enlaces de

transmisión a 230 kV. Esto permite a CFE realizar exportaciones e importaciones de capacidad de energía, y recibir y dar apoyo en situaciones de emergencia.

2.6 Capacidad de transmisión en el sistema eléctrico nacional

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la localización de las centrales generadoras. En algunas áreas del país, los centros de generación y consumo de electricidad se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión se ha realizado de manera gradual, incluyendo proyectos que se justifican técnica y económicamente.

La red troncal se integra por líneas de transmisión y subestaciones de potencia en alta tensión (400 kV y 230 kV), que transportan grandes cantidades de energía entre regiones. Es alimentada por las centrales generadoras y abastece al sistema de subtransmisión, así como a las instalaciones en 400 kV y 230 kV de algunos usuarios industriales

Las redes de subtransmisión en alta tensión (entre 161 kV y 69 kV) tienen una cobertura regional. Suministran energía a las de distribución en media tensión y a cargas conectadas en esos voltajes

Las redes de distribución en media tensión (entre 60 kV y 2.4 kV) distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y la entregan a aquellas en baja tensión y a instalaciones conectadas en este rango de voltaje

Las redes de distribución en baja tensión (240 V ó 220 V) alimentan las cargas de los usuarios de bajo consumo

En total, al 31 de diciembre de 2010 el SEN contaba con 833,081 km de líneas de transmisión y distribución. Del monto anterior, 6.1% correspondían a líneas de 400 kV y 230 kV (red troncal), 5.9% desde 161 kV hasta 69 kV (subtransmisión), y el 88.0% restante a media y baja tensión, desde 60 kV hasta 220 V.

Asimismo, se tenía una capacidad instalada en subestaciones de 269,919 MVA; 168,285 MVA en subestaciones de transmisión, 58,389 MVA en subestaciones de distribución y 43,245 MVA en transformadores de distribución.

La capacidad de transmisión entre regiones del sistema depende de las condiciones operativas del SEN. Para el proceso de la planificación del SEN, actualmente se consideran 50 regiones, lo cual permite desarrollar estudios electrotécnicos detallados de la red troncal de transmisión.

Las decisiones sobre nuevos proyectos para expandir el SEN se toman con varios años de anticipación, ya que los periodos desde que se decide su construcción hasta su operación son largos, por ejemplo, transcurren aproximadamente de cuatro a siete años entre el análisis de

opciones para decidir la construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación comercial. En el caso de los proyectos de transmisión, el lapso previo es de tres a cinco años. Adicionalmente, formular, evaluar y autorizarlos requiere una anticipación mínima de un año.

Considerando estos tiempos, se integra el catálogo de opciones factibles y se prepara el documento de Costos y Parámetros de Referencia (COPAR), para las diversas tecnologías de generación y transmisión.

La Figura 2.6 muestra la capacidad de algunos de los principales corredores de transmisión del SEN en el 2010.

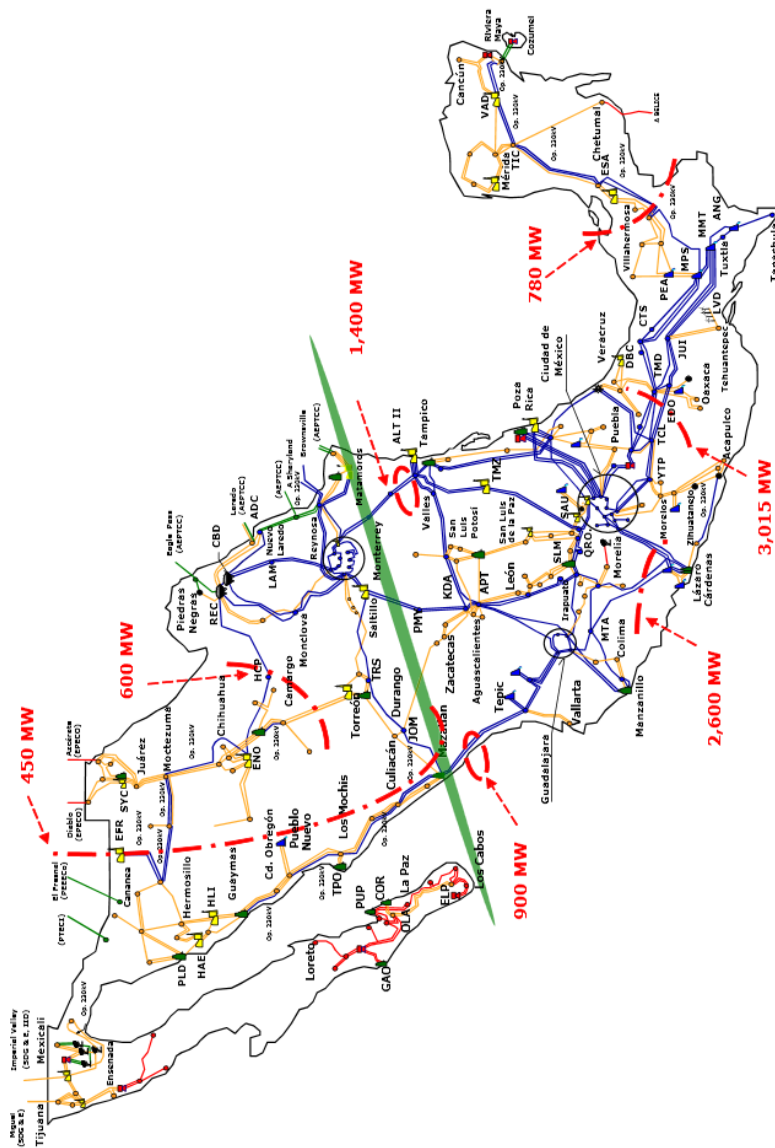


Figura 2.6 Capacidad de transmisión entre corredores de transmisión (MW) en 2010

El programa para expandir el SEN se determina seleccionando aquellos proyectos que minimizan el valor presente de los costos de inversión, operación y energía no suministrada en el horizonte de estudio. Es decir, se elabora un plan óptimo basado en el análisis técnico-económico de diversas alternativas, mediante modelos que optimizan el comportamiento del sistema ante diferentes condiciones de operación.

Estos análisis se realizan para el mediano y largo plazos con base en las premisas de evolución de la demanda y precios de combustibles, así como los costos y la eficiencia de las opciones tecnológicas para la generación de energía eléctrica.

2.7 Capacidad de transmisión entre regiones

En general, la capacidad de transmisión de los enlaces entre las regiones del sistema depende de las condiciones operativas del sistema. Así, la potencia máxima que se puede transmitir por un enlace depende de los siguientes factores, los cuales se detallarán dentro del Capítulo 3:

- Límite térmico de los conductores
- Límite de voltaje en los extremos del enlace
- Margen de seguridad que permita preservar la integridad y estabilidad del sistema ante la desconexión imprevista de una unidad generadora o de una línea de transmisión

En el caso de la red eléctrica principal, el segundo y tercer factores son los que restringen con mayor frecuencia la potencia máxima de transmisión en los enlaces.

La Figura 2.7 muestra los límites de transmisión para el 2015 en algunos de los principales corredores de transmisión del SEN considerando los proyectos que entrarán en operación ese año.

Por ejemplo, la demanda máxima del sistema interconectado norte que considera las áreas Noroeste, Norte y Noreste ocurre en el verano, en esa condición se requiere importar grandes bloques de energía del sistema sur. El apoyo se obtiene utilizando los corredores del Pacífico, Bajío y del Golfo de México. Para el primero se tendrá un límite de transmisión de 1,000 MW entre las zonas Tepic y Mazatlán, el cual para el 2010 se tenían contemplados 900 MW entre las mismas zonas, lo que representa un incremento de 100 MW dentro de este corredor; para el segundo un límite de 1,000 MW entre las zonas Bajío y Saltillo y para el tercero un límite de 1,400 MW entre las zonas Altamira y Monterrey.

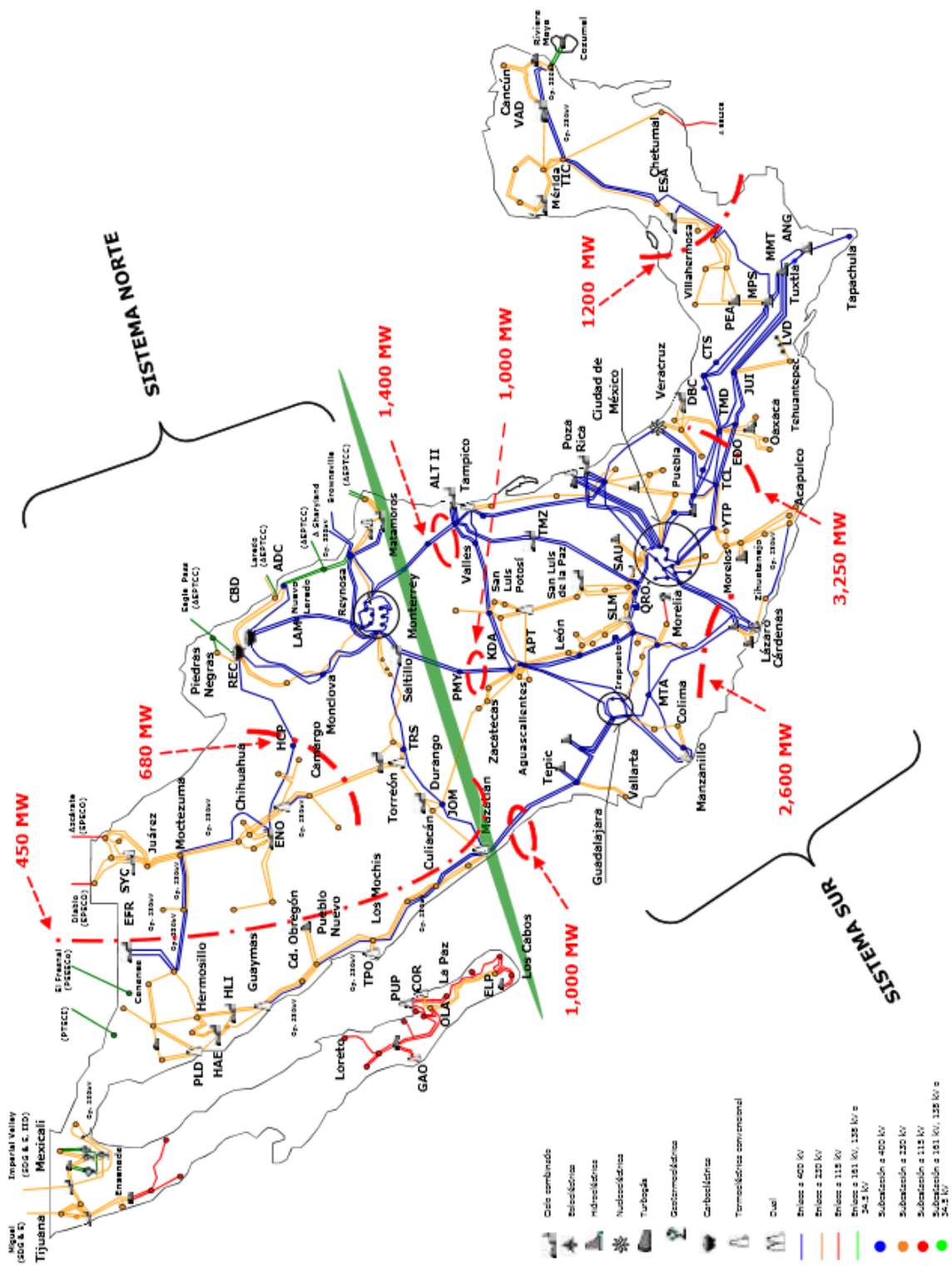


Figura 2.7 Capacidad de transmisión entre corredores de transmisión al 2015

Adicionalmente entre las áreas Norte y Noreste habrá un límite de 680 MW mostrado en la Figura 2.7, considerando un incremento de 80 MW a comparación del 2010, la cual se muestra en la Figura 2.6; y entre el Noroeste y Norte de 450 MW considerando los ciclos combinados Agua Prieta II y Norte II, que entrarán en operación en 2013.

Para el sistema sur, por ejemplo el límite entre las zonas Lázaro Cárdenas, el área Central y la región Occidente se estima en 2,600 MW. Entre la región de Temascal del área Oriental y el área Central se considera un límite de 3,250 MW, y entre Tabasco y el área Peninsular de 1,200 MW [POISE (2012-2026)]. Estas capacidades de transmisión, se fijan a través de estadísticas y proyecciones de crecimiento del sistema, considerando la puesta en servicio de las obras planeadas para cada área.

2.8 Curva de demanda

La demanda de energía eléctrica la determinan varios factores. Los más importantes son el ritmo de la actividad económica, el crecimiento demográfico, el nivel de desarrollo, las condiciones climáticas y geográficas, la estructura y los niveles tarifarios; además cambios tecnológicos tales como los avances en la eficiencia con que se utiliza la electricidad en los procesos productivos y en los aparatos eléctricos.

Debido al enorme crecimiento de la demanda en los centros de consumo de potencia eléctrica y la capacidad correspondiente de generación, se tiene como consecuencia que la energía sea transmitida en cantidades altamente considerables desde los lugares de generación a los centros de demanda (industriales o urbanos). Esta situación da lugar al problema de la transferencia de esta cantidad de potencia y de los criterios citados que se adoptan en el diseño y posterior operación de las líneas de transmisión.

Por lo menos, tres diferentes métodos han sido utilizados con el fin de incrementar la capacidad de transmisión [Clair H. P. (1953)].

- a) La construcción de líneas ó circuitos nuevos que operen al voltaje existente
- b) La superposición de voltajes más elevados en los sistemas existentes, con el fin de minimizar las pérdidas por transmisión
- c) Incrementar la carga de las líneas existentes a través de compensación en serie o shunt

La imposibilidad de almacenamiento, la no-controlabilidad del flujo de electricidad en la red debido a la variación permanente de la demanda, la entrada o salida de generadores y consumidores y otros eventos, producen inevitables congestiones de alguna de las líneas de transmisión del sistema.

El análisis de la cargabilidad en el ámbito de operación, permiten detectar el factor más restrictivo en cada una de las líneas de transmisión. Con una corrida de flujos de potencia sencilla se podría concluir, de manera errónea, que falta compensación reactiva cuando el problema real fuera que ya se está llegando al límite de estabilidad de estado estacionario. Por esta razón, es de suma importancia que el caso base de flujos de potencia sea representativo del rango de condiciones de operación prevalecientes en el sistema eléctrico: distribución de la generación, nivel de la demanda y configuración de la red. Contando con una selección adecuada del caso base de flujos se logrará mejor precisión en los cálculos de cargabilidad.

Los conceptos de cargabilidad juegan un papel importante en estudios de seguridad, planeación y operación de los sistemas eléctricos de potencia. Dichos estudios son particularmente adecuados para evaluar los efectos de cambios en el sistema y para identificar factores limitantes a la operación del sistema de transmisión. La seguridad y la operación, son necesarios para planificar los refuerzos a la transmisión, así pues, el paso inicial para dichos refuerzos sería identificar las limitaciones existentes.

Dentro de el sistema eléctrico, es natural observar que durante el día sucedan diversos escenarios de demanda; una manera de observar los efectos de estos escenarios es mediante el flujo de potencia en los diversos enlaces de la red. La Figura 2.8 muestra el comportamiento de un escenario de demanda, así como los límites establecidos para el flujo de potencia en el enlace entre las subestaciones Querétaro Potencia y Querétaro Maniobras, el cual será utilizado para el análisis de cargabilidad.

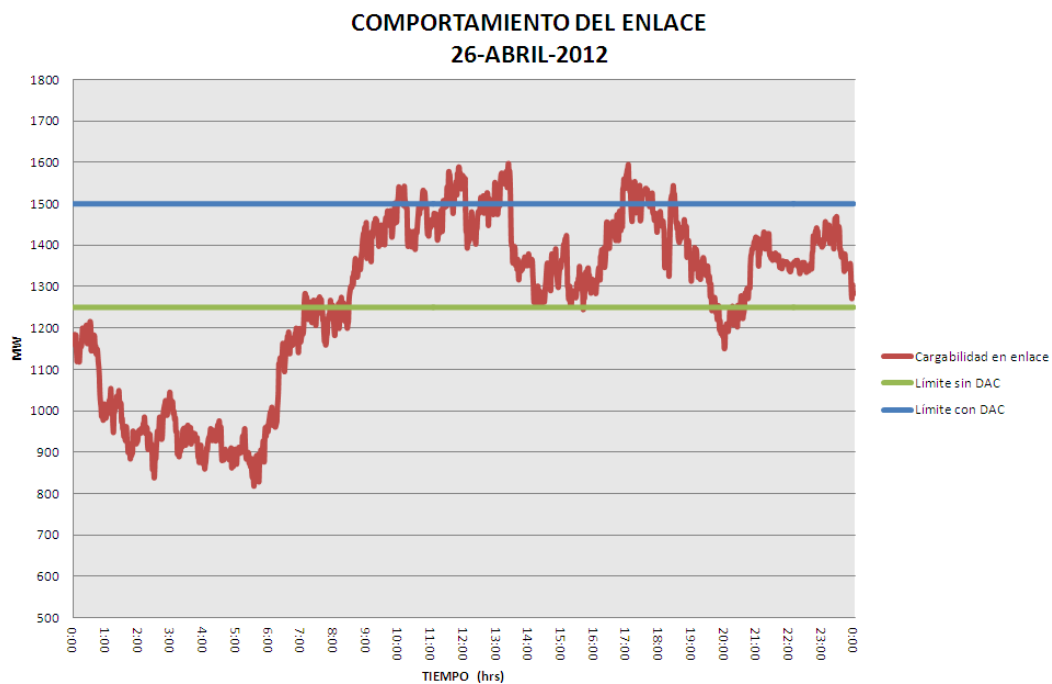


Figura 2.8 Escenario de demanda

De la Figura 2.8 podemos destacar el comportamiento de la demanda a través del enlace entre las subestaciones Querétaro Potencia y Querétaro Maniobras, que consta de dos líneas paralelas dentro del área de control occidental dentro de la zona 36, dentro de la cual se presentan las variaciones de demanda a lo largo de 24 horas continuas, observando que dependiendo del horario, las variaciones en la curva de demanda en algunas ocasiones se presentan de manera drástica, como es el caso de entre las 6:00 y las 7:00 horas donde se presenta un incremento de casi 300 MW en la transmisión y de 13:00 a 13:30 horas donde es posible observar un decremento en la transferencia de potencia en el enlace de 250 MW aproximadamente, estas variaciones se encuentran dentro de un horario de 5:00 a 14:00 horas, teniendo dentro de un lapso de 9 horas una variación en la transferencia de potencia de 800 MW, debido al comportamiento de las actividades sociales y laborales de la zona que produce este escenario de demanda.

La curva de demanda de la Figura 2.8, además se encuentra sobrepuesta sobre dos líneas, las cuales indican los límites máximos que puede transmitir el enlace sin la operación de una Desconexión Automática de Carga (DAC) (límite inferior), y con la operación del DAC (límite superior).

Dicho DAC, permite que ante emergencias del sistema eléctrico nacional, se tenga un punto de interconexión para que éste dispositivo sea capaz de ser operado, con el fin de mantener la estabilidad del sistema a través de la desconexión de la cantidad adecuada de carga, como respuesta a la detección de contingencias [SEL (2012)].

El caso ideal del comportamiento de esta curva de demanda, se encuentra cuando la curva no rebasa en ningún momento el límite sin operación del DAC, lo cual no sucede en la mayor parte del tiempo, incluso en algunos momentos, el límite con el DAC operado es superado, lo cual implica que es estos puntos de operación el enlace o el sistema mismo se encuentre en un estado operativo de emergencia. Dejando al sistema vulnerable a disturbios repentinos e impredecibles debidos a fallas en el mismo que pueden ser provocadas por descargas atmosféricas en las líneas de transmisión y subestaciones, cortocircuitos causados por el roce de las ramas de un árbol con las líneas de transmisión, vandalismo, una mala operación humana, fenómenos catastróficos como los terremotos y otras causas.

Aunque siempre estén ocurriendo cambios en el SEP, es conveniente considerar que en ciertos períodos de tiempo este funciona en estado estacionario, es decir, que para propósitos de análisis tanto los parámetros como las variables son considerados constantes.

Por otro lado, cabe señalar que es posible prever con bastante aproximación la demanda y elaborar programas de despacho a partir de las previsiones, sin embargo las previsiones no son perfectas y dependen de distintos factores que pueden no ser previsibles: climáticos, sociales, etc.. Entonces, los escenarios de demanda dependerán de las condiciones particulares de cada estado de carga de un instante determinado [Guevara C. (2012)].

Capítulo 3

Cargabilidad en los sistemas eléctricos de potencia

3.1 Análisis de cargabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

La interpretación de la cargabilidad de una línea de transmisión real se puede simplificar al considerar en primer lugar el comportamiento de una línea de transmisión ideal (sin pérdidas). Para ello se introduce el concepto de impedancia característica sin pérdidas:

$$Z_c = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad 3-1$$

Asimismo, el SIL (en pu) se calcula como el recíproco de la impedancia característica sin pérdidas; y la línea de transmisión ideal que alimente a una carga igual a esta impedancia mantiene un perfil plano de voltaje a lo largo de toda su longitud y en estas condiciones la inyección de potencia reactiva producida por la capacitancia propia de la línea de transmisión se mantiene en equilibrio con el consumo de reactivos de la reactancia serie. Esta es la razón de que el valor del SIL sea un punto de referencia para expresar la cargabilidad de una línea de transmisión.

Una forma aproximada para determinar la cargabilidad de líneas de transmisión en sistemas eléctricos robustos es expresar la X de líneas sin pérdidas en función de su longitud y emplear la ecuación 3-1

$$P_R = \frac{V_E V_R}{Z_c \sin(\beta l)} \sin(\delta_E) \quad 3-2$$

Expresando la ecuación 3-2 en términos del SIL:

$$P_R = \frac{V_E}{V_{nom}} \frac{V_R}{V_{nom}} \frac{V_{nom}^2 \sin(\delta_E)}{Z_C \sin(\beta l)}$$

3-3

$$P_R = V_E V_R (SIL) \frac{\sin(\delta_E)}{\sin(\beta l)}$$

La cargabilidad de líneas de transmisión puede resultar determinada por la capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, por la caída del voltaje (que ocurre entre los extremos de envío y de recepción) o por la separación angular máxima entre las fuentes de voltaje de los equivalentes en ambos extremos (margen de estabilidad de estado estacionario). En sistemas eléctricos débiles, es raro encontrar líneas, aún cortas, cuya cargabilidad esté definida por la capacidad térmica de los conductores; en cambio, en sistemas robustos, es usual que las líneas cortas (80 km) estén limitadas por dicho factor.

3.1.1 Limitación térmica

El límite térmico está determinado por la máxima temperatura del conductor. La temperatura de éste afecta la flecha entre las torres y la pérdida de la resistencia a la tensión mecánica debido al reconocimiento que puede sufrir si la temperatura es muy alta. Con ello podrían violarse las distancias a tierra permisibles, o bien podría excederse el límite de elasticidad del conductor, con lo cual ya no recuperaría su longitud original cuando se enfriara. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de su duración, así como de la temperatura ambiente, velocidad del viento y de las condiciones físicas en la superficie del conductor. Ya que este límite resulta de la producción de calor por las pérdidas óhmicas, la constante de tiempo térmica es de varios minutos; se puede hablar entonces de una capacidad o límite térmico de corto plazo y otra de largo plazo. Para líneas de extra alto voltaje en adelante, las consideraciones ambientales, tales como el efecto corona y los efectos de campos, obligan a que su diseño resulte en capacidades térmicas elevadas. La capacidad térmica cuando se tienen varios conductores por fase, en especial en los niveles de alta tensión, generalmente excede por un margen significativo los requerimientos del sistema para transferir potencia a través de una línea específica. En tales casos, el equipo terminal de la línea, tal como las trampas de onda, o el equipo de subestación presentan un límite térmico más restrictivo que la línea misma.

3.1.2 Caída de voltaje

La limitación de caída de voltaje es de suma importancia, sobretodo en sistemas eléctricos longitudinales; está íntimamente relacionada con la capacidad de suministro de reactivos en los

extremos terminales de la línea, la caída de voltaje se define entre el nodo de envío V_E y el de recepción V_R :

$$CV = \frac{V_E - V_R}{V_R} \cdot 100 \quad 3-4$$

y en consecuencia el voltaje límite del extremo de recepción (V_{RL}) en términos de CV :

$$V_{RL} = V_E \left[1 - \frac{CV}{100} \right] \quad 3-5$$

El criterio usual es de permitir una caída de 5% la cual puede aparecer como muy estricta; sin embargo, es importante recordar que se está utilizando para estudios de planificación donde se tienen importantes incertidumbres en cuanto a la evolución de la oferta y la demanda futuras. Sin embargo, se pueden realizar estudios paramétricos para cuantificar el aumento de cargabilidad al degradar, por ejemplo a un 7.5%, la caída de voltaje permisible.

3.1.3 Margen de estabilidad

La limitación de estabilidad se refiere al margen entre la potencia máxima ($P_{m\acute{a}x}$) y la potencia de operación permisible (P_{op}). El SE ME define en términos de $P_{m\acute{a}x}$ y P_{op} :

$$ME = \frac{P_{m\acute{a}x} - P_{op}}{P_{m\acute{a}x}} \cdot 100 \quad 3-6$$

Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema ante una variedad de contingencias que pueden provocar cambios de carga transitorios y de régimen permanente en la línea. Esos cambios pueden ser provocados por maniobras de apertura y cierre en líneas y transformadores, por cambios en el despacho de generación o por disturbios eléctricos, tales como fallas o pérdida de generación. El nivel del margen se basa en el juicio y en la experiencia de los sistemas existentes, así como en los criterios de planificación que se siguen, específicamente los referentes a la confiabilidad con que se planifican los sistemas. Generalmente se utiliza un margen de 30% a 35% y, en relación con la ecuación 3-6 para un 35% (0.35 pu) de margen de estabilidad:

$$0.35 = 1 - \frac{P_{op}}{P_{m\acute{a}x}}; \frac{P_{op}}{P_{m\acute{a}x}} = 0.65 \quad 3-7$$

y considerando la simplificación de la línea sin pérdidas:

$$P_{op} = P_{m\acute{a}x} \sin(\delta_E)$$

$$\delta_E = \sin^{-1}(0.65) = 40^\circ$$

3-8

Para un valor de ME de 30%, el ángulo δ_E es igual a 44° . Se debe destacar que la separación angular se refiere al sistema completo; esto es, desde la fuente de voltaje equivalente en el extremo receptor hasta la fuente de voltaje equivalente en el extremo de envío. Como puede observarse, se incluyen entre ambas fuentes de voltaje ideal la suma de las reactancias equivalentes de los sistemas extremos y la impedancia de la línea [Román N. (1993)].

3.1.4 Cargabilidad en operación de sistemas eléctricos de potencia

Con el aumento de transferencia de potencia de las líneas de transmisión, el problema de la estabilidad de voltaje se ha convertido en un tema muy importante para la mayoría de los planificadores del sistema de potencia y los operadores. El reto principal de este problema es reducir el número de lugares de inestabilidad de voltaje, lo cual puede realizarse a través de una adecuada distribución del flujo de potencia [SEL (2012)].

Existen diferentes métodos gráficos que son útiles en el análisis conceptual de la capacidad de transferencia entre dos puntos tales como las curvas P-V (Voltaje – Potencia Activa), las curvas P-S (Potencia Activa – Potencia Compleja) y las curvas P- $\Delta\delta$ (Potencia Activa – Ángulo de fase), las cuales trazan las curvas representando las variaciones de magnitud de voltaje, el flujo de potencia y la máxima diferencia angular del rotor del generador debido al incremento en la transferencia de potencia, respectivamente [Busan S. (2010)].

El método que se utiliza dentro de este trabajo para el análisis de flujo de potencia en el enlace Querétaro Potencia – Querétaro Maniobras es el de las curvas P-S. Este método grafica la variación de la magnitud de la potencia aparente (S) con respecto a cambios de potencia activa (P) de la carga del sistema. Es útil para analizar tanto redes radiales como malladas graficando la potencia activa, que puede ser la carga total en un área, o bien, puede ser la transferencia de potencia a través de un enlace de transmisión o interconexión, contra la potencia aparente en un nodo del enlace [Taylor C. (1994)].

Para obtener las curvas P-S se realizan estudios sucesivos de Flujos de Potencia. Siempre se inicia el estudio a partir de un caso base de flujos de potencia (solución inicial); posteriormente se desea calcular un nuevo punto de operación, en este punto se incrementa la potencia de carga, el aumento total de carga del SEP o de un área debe ser repartido entre las unidades generadoras del SEP o de un área del mismo, esto se realiza hasta que se encuentra el punto máximo de cargabilidad [Busan S. (2010)].

Por medio del método de las curvas P-S se puede evaluar el efecto de contingencias como salidas de elementos del SEP: líneas de transmisión y generadores en el valor máximo del

factor de cargabilidad. Cuando se realiza el análisis del grupo de contingencias posibles del SEP, la contingencia crítica es la que tiene el menor valor del factor de cargabilidad posible y este valor se establece como el límite máximo de cargabilidad del SEP.

3.2 Soluciones planeadas para el incremento en la transmisión de potencia para el área occidental.

La red de transmisión de un sistema eléctrico para servicio público, debe ser capaz de transportar la energía entre nodos adyacentes en ambos sentidos para satisfacer los requerimientos de continuidad del servicio a los usuarios, manteniendo los niveles adecuados de voltaje y permitir la variación de la potencia que aporten las diversas unidades generadoras conectadas a la red para minimizar el costo de la producción eléctrica en tiempo real.

Ello implica que a cada nueva fuente de generación corresponden ciertas inversiones en la red de transmisión a consecuencia de los cambios que la nueva central generadora introduzca en el despacho económico de la generación. Y lo mismo puede aplicarse cuando se agregan nuevas demandas significativas al sistema.

Con el fin de respaldar la expansión permanente del sistema eléctrico, es frecuente la implementación de nuevos proyectos que mantengan la estabilidad del sistema, dando solución a problemas comunes en el sistema eléctrico, el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), es el resultado de estudios coordinados dentro de la planificación integral del sistema eléctrico del país, ya que se realiza tanto en el corto como en el largo plazo, buscando las mejores opciones de inversión y producción de energía que permitan satisfacer la demanda futura de electricidad a un costo global mínimo y con un nivel adecuado de confiabilidad y sobretodo de calidad [SENER (2013)].

A continuación se describen algunas de las acciones programadas dentro del POISE para mejorar el control de voltaje y cargabilidad para el área occidental.

Entrarán en operación compensaciones de potencia reactiva conectada en bancos de potencia diversas subestaciones del área de control occidental; teniendo como resultado del incremento de los niveles de voltaje, un incremento adicional a la transferencia de energía de esta zona permitiendo atender el crecimiento de demanda del área.

Además se considera en cuanto a líneas de transmisión, el proyecto de las líneas de subtransmisión Santa Fe-Chipilo y Santa Fe-San José Iturbide con fecha de entrada en operación para abril de 2014, considera la construcción de 52 km-c de líneas de subtransmisión de 115 kV. La finalidad de este proyecto es reducir la carga en la subestación San Luis de la Paz II, aprovechando la reserva de transformación de la subestación Santa Fe.

Para preservar la calidad de voltaje y aunado a el incremento en la capacidad de transmisión en el área de control occidental, se planea instalar un Compensador Estático de Var en la subestación Vallarta Potencia con una capacidad de 50/150 MVar Inductivo/Capacitivo y su entrada en operación se prevé para marzo de 2015.

Para abril de 2018, el proyecto San José el Alto considera la construcción de una subestación 400/230 kV con capacidad de 375 MVA¹ que se alimentará con un doble circuito en 400 kV desde la subestación Querétaro Potencia Maniobras. La red asociada a éste proyecto se interconecta en 230 kV con las subestaciones Querétaro I, Conín y El Sauz, lo que disminuirá el flujo del enlace Querétaro Potencia-Querétaro Potencia Maniobras en 400 kV, dicho enlace es el que será analizado en este trabajo de tesis [POISE (2012-2026)].

En la Tabla 3-1, se presenta un resumen de las principales obras programadas para el área Occidental para el periodo 2012 – 2021, en la cual se mencionan los principales refuerzos de las líneas de transmisión, con la finalidad de redistribuir los flujos de potencia dentro del área occidental, mencionando los entronques con las subestaciones, la tensión en la cual serán instaladas, el número de circuitos a instalar, la longitud por kilómetros de cable así como la fecha de entrada del refuerzo.

Tabla 3-1 Refuerzos de las líneas de transmisión

Línea de Transmisión	Tensión kV	Núm. de circuitos	Longitud Km - c	Fecha de entrada
Guadalajara Ind. entronque Guadalajara I – Guadalajara II ¹	230	4	9.4	Nov-12
Nuevo Vallarta entronque Tepic II - Vallarta Potencia	230	2	21.6	Mar-13
Santa Fe–Chipilo y Santa Fe–San José Iturbide	115	1	52.0	Abr-14
Tesistán - Zapopan - Niños Héroes	230	2	56.6	Mar-15
Apatzingán Potencia – Apatzingán	230	1	14.0	Feb-16
El Llano entronque Aguascalientes Potencia – Cañada	400	2	40.0	Oct-16
El Potosí – San Luis II	230	1	18.0	Feb-17
Tarimbaro entronque Carapan – Morelia	230	2	32.0	Sep-17
San José El Alto - Querétaro Potencia Maniobras	400	2	72.0	Abr-18
La Pila entronque Anáhuac Potencia - El Potosí, línea uno	400	2	24.0	Abr-18
La Pila entronque Anáhuac Potencia - El Potosí, línea dos	400	2	24.0	Abr-18
Jiliapan – Cadereyta	230	2	124.0	Oct-18
Manzanillo II - Tapeixtles Potencia	400	2	20.0	Oct-18
Tapeixtles Potencia - Acatlán ¹	400	2	177.0	Oct-18
Cerro Blanco - Vallarta Potencia ¹	230	2	100.0	May-19
Uruapan Potencia - Pátzcuaro Potencia ¹	230	2	60.0	Sep-19
Salamanca CC - Celaya III	230	1	40.0	Dic-19

¹ Tendido del primer circuito

¹ Tendido de dos circuitos

Cajititlán – Ocotlán	230	1	57.0	Oct-20
Cajititlán entronque Atequiza - Guadalajara II ¹	230	2	12.0	Oct-20
Total			953.6	

En la Figura 3.1 se muestra a detalle la ubicación de los principales proyectos que se tienen contemplados dentro del POISE en la red troncal del área occidental, indicando dentro de círculos verdes las zonas en las que se realizarán dichos proyectos tanto de transformación como de compensación, además indicado con líneas punteadas los refuerzos que se ejecutarán en cuanto a líneas de transmisión se refiere.

Dichos refuerzos se encuentran enlistados dentro de la Tabla 3-1, en la Tabla 3-2 se presentan los refuerzos considerados dentro del POISE 2012-2026 en cuanto a la transformación se refiera para el área occidental, mencionando la subestación en la cual se realizará el refuerzo, la cantidad de refuerzos que se implementarán, si se trata de un transformador o de un autotransformador, la capacidad de MVA, la relación de transformación y la fecha de entrada del refuerzo.

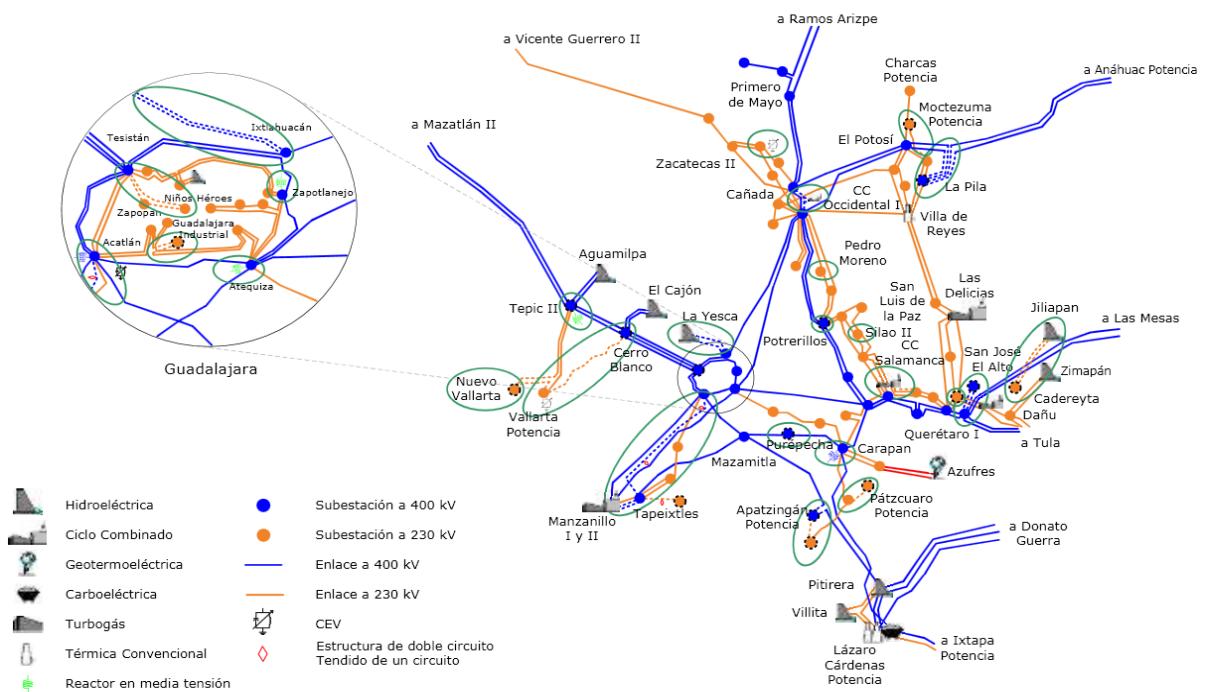


Figura 3.1 Principales proyectos en la red troncal del área Occidental

Dentro de la Figura 3.1, también es posible localizar la ubicación de cada una de las centrales generadoras de energía así como el tipo de generación de cada una de ellas, incluyendo los enlaces y subestaciones en 230 kV y 400 kV, proporcionando una idea general de la ubicación

de las obras planeadas para el área occidental, con las cuales se proyecta un crecimiento en los niveles de transmisión de energía dentro de esta zona, dando lugar al incremento en la confiabilidad del sistema eléctrico.

En la Tabla 3-2 se presentan los refuerzos considerados dentro del POISE 2012-2026 en cuanto a la transformación se refiere para el área occidental, mencionando la subestación en la cual se realizará el refuerzo, la cantidad de refuerzos que se implementarán, si se trata de un transformador o de un autotransformador, la capacidad de MVA, la relación de transformación y la fecha de entrada del refuerzo.

Tabla 3-2 Refuerzos en transformación

Subestación	Cantidad	Equipo	Capacidad MVA	Relación de transformación	Fecha de entrada
Guadalajara Industrial Banco 1	1	T	60	230/23	Nov-12
Nuevo Vallarta Banco 1	4	AT	300	230/115	Mar-13
Tepic II Banco 5	3	AT	100	230/115	Sep-14
Acatlán Banco 5	4	AT	100	230/115	Sep-14
Querétaro I Banco 1 Sustitución	3	AT	225	230/115	Abr-15
Guadalajara Industrial Banco 2	4	T	300	230/69	Jun-15
Apatzingán Potencia Banco 1	4	AT	500	400/230	Feb-16
Purépecha	4	T	500	400/115	Abr-16
Salamanca II Banco 2 Sustitución	4	T	500	400/115	Nov-16
Guadalajara Industrial Banco 3	1	T	60	230/23	Jun-17
Niños Héroes Banco 3	1	T	100	230/69	Jun-17
Tesistán Banco 6	1	T	60	230/23	Ago-17
Tarimbaro Banco 1	4	AT	133	230/115	Sep-17
Potreros Banco 4	4	T	500	400/115	Abr-18
San José El Alto Banco 1	4	AT	500	400/230	Abr-18
La Pila Banco 1 Sustitución	7	T	875	400/115	Abr-18
Corregidora Banco 1	4	AT	300	230/115	Abr-18
Soyatal Banco 1	4	AT	300	230/115	May-18
Cajitlán Banco 1	4	AT	133	230/115	Jun-18
Cadereyta Banco 1	4	AT	300	230/115	Oct-18
Cerro Blanco Banco 1	4	AT	500	400/230	May-19
Pátzcuaro Potencia Banco 1	4	AT	133	230/115	Sep-19
Acatlán Banco 6	3	AT	300	400/230	Oct-19
Zapotlanejo Banco 2	3	AT	375	400/230	Abr-21
Total			7,15		

AL: Alimentadores AT: Autotransformador T: Transformador

Por otro lado, en la

Tabla 3-3 se presentan los refuerzos considerados dentro del POISE 2012-2026 en cuanto a compensación se refiere para el área occidental, mencionando la subestación en la cual se realizará el refuerzo, el tipo de equipo a instalar, el nivel de tensión en el cual se encuentra la subestación, la capacidad en MVA del refuerzo en compensación, y la fecha de entrada.

Todos estos proyectos mencionados en la Tabla 3-1, la Tabla 3-2 y la

Tabla 3-3, considerados dentro del área occidental, contribuyen al refuerzo de la red eléctrica en cuanto a la capacidad de transmisión del sistema eléctrico se refiere, sin embargo, existen otras alternativas para mejorar los niveles de transmisión de energía a través de diferentes tecnologías.

Tabla 3-3 Refuerzos en compensación

Compensación	Equipo	Tensión kV	Capacidad MVar	Fecha de entrada
Abasolo I MVar	Capacitor	115	30.0	Feb-12
San Juan del Río Oriente MVar	Capacitor	115	30.0	Jun-12
Atequiza MVar	Reactor	13.8	60.0	Sep-12
Tepic II MVar	Reactor	34.5	60.0	Sep-12
Zapotlanejo MVar	Reactor	34.5	60.0	Sep-12
Acatlán MVar	Reactor	400	70.0	Sep-12
Carapan MVar	Reactor	400	125.0	Sep-12
Nuevo Vallarta MVar	Capacitor	115	15.0	Mar-13
Silao Potencia MVar	Capacitor	115	30.0	Abr-13
Zamora MVar	Capacitor	115	30.0	Abr-13
Boquilla MVar	Capacitor	115	15.0	Jun-13
Pátzcuaro Norte MVar	Capacitor	115	30.0	Sep-13
Silao II MVar	Capacitor	115	30.0	Feb-14
Jarretaderas MVar	Capacitor	115	15.0	Mar-14
Vallarta I MVar	Capacitor	115	15.0	Mar-14
Vallarta Potencia CEV	CEV	230	50/150 Ind./Cap.	Mar-15
Zacatecas II MVar	Capacitor	115	30.0	May-15
Fresnillo Norte MVar	Capacitor	115	15.0	May-15
Sayula MVar	Capacitor	115	7.5	Dic-16
Salamanca II MVar	Capacitor	115	30.0	Ene-17
Fresnillo Potencia MVar	Capacitor	115	30.0	May-17
Jurica MVar	Capacitor	115	7.5	Abr-18
La Pila MVar	Reactor	400	233.3	Abr-18
Zacatecas II CEV	CEV	230	70/200 Ind./Cap.	May-18
Flamingos MVar	Capacitor	115	15.0	May-18
Campestre MVar	Capacitor	115	15.0	Sep-19
Valle de Guadalupe MVar	Capacitor	115	15.0	Sep-19
Acatlán MVar	Reactor	400	100.0	Oct-19
Pénjamo MVar	Capacitor	115	30.0	May-20
El Mirador MVar	Capacitor	115	7.5	Oct-20
La Estrella MVar	Capacitor	115	7.5	Dic-20
Laguna Seca MVar	Capacitor	115	30.0	May-21
Zapoltitic MVar	Capacitor	115	15.0	Oct-21
Total			1,703.3	

Una alternativa diferente a estos refuerzos es la tecnología de FACTS, la cual abre nuevas oportunidades en el aumento de la capacidad de transmisión disponible, teniendo como alternativa a los refuerzos en transmisión, transformación y compensación planeados.

3.3 Dispositivos FACTS

Los elementos de los sistemas transmisión de potencia convencional, se dice que son inflexibles debido a que ofrecen poca o nula posibilidad de control en el flujo de potencia, como consecuencia de que los parámetros y la configuración de la red son fijos. Además, la red tiene una respuesta lenta ante contingencias, lo cual dificulta el control del flujo de potencia del sistema en términos de velocidad y versatilidad. Esto se debe a que los sistemas eléctricos de potencia convencionales están primordialmente controlados por elementos mecánicos, que son lentos y requieren mantenimiento continuo debido a su deterioro.

Esta característica de inflexibilidad, en la actualidad es relajada con la aplicación de nuevas tecnologías, en este rubro destaca la tecnología FACTS.

La filosofía de los FACTS, desarrollada a finales de los años 80, es utilizar dispositivos electrónicos basados en electrónica de potencia para modificar los parámetros eléctricos y con ello controlar el flujo de potencia en una línea de transmisión. Esta circunstancia permite utilizar las líneas cerca de sus límites térmicos o forzar los flujos de potencia por rutas determinadas. Los dispositivos electrónicos presentan ventajas sobre los dispositivos de conmutación mecánicos, como la capacidad de conmutar mucho más rápido, además de poder utilizarse para redireccionar la potencia en una fracción de ciclo. Esta ventaja permite, por ejemplo, amortiguar oscilaciones de potencia, lo cual no puede lograrse empleando controladores mecánicos. Además, los dispositivos de conmutación mecánicos tienden a desgastarse, mientras que los controladores basados en tiristores pueden conmutar dos veces cada ciclo sin deteriorarse. Debido a la rapidez en su operación, estos dispositivos también pueden ser utilizados para impactar positivamente en los problemas dinámicos del sistema [Coronado I. (2001)].

Los convertidores de la última generación de la tecnología FACTS son: el compensador sincrónico (STATCOM), el compensador estático síncrono serie (SSSC), el controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) y el control del flujo de potencia entre líneas (IPFC). Todos estos controladores FACTS emplean una fuente convertidora de voltaje (VSC) como elemento básico de construcción, y juega un papel vital para la estabilidad del sistema de potencia, especialmente en la estabilidad transitoria debido a un control rápido y fiable sobre los parámetros básicos del sistema de transmisión, tales como la magnitud de la tensión, ángulo de fase y la impedancia de la línea [Hingorani N. (2000)].

El UPFC combina la función de un compensador en derivación y serie, siendo capaz de controlar los flujos de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión [Santos N. (2006)]. Este es un importante logro que puede ser utilizado en el control de flujo de potencia, distribución de carga en corredores paralelos, regulación de voltaje, mejoría en la estabilidad transitoria y mitigación de oscilación en el sistema.

El IPFC consiste de dos o más convertidores conectados en serie trabajando conjuntamente, es creado para la compensación de líneas de transmisión múltiples. De este modo, la optimización de todo el sistema de potencia puede realizarse pasando de líneas sobrecargadas a líneas subcargadas. Para el estudio de la incorporación del IPFC en un sistema de corriente alterna ya existente, varios estudios han sido propuestos en el modelado de un IPFC; destacando su uso para el control de flujo de potencia, donde se explora el comportamiento del IPFC en análisis de estado estable [Zhang Y. (2006), Babu A. (2010)].

Cualquier convertidor del IPFC es capaz de transferir potencia activa al otro y de ese modo facilitar la transferencia de potencia activa entre las líneas, junto con la compensación de potencia reactiva controlable de forma independiente de cada línea individual.

3.3.1 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 la ecuación 2-4. Los dispositivos FACTS pueden influenciar uno o más de esos parámetros y de este modo influenciar el flujo de potencia.

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

1. 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.
2. 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.
3. 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 el manejo de la congestión e incremento de la estabilidad.

4. Permiten al sistema mayor habilidad para transferir potencia eléctrica entre áreas controladas, de forma que los márgenes de generación de reserva se reduzcan del 15% al 18% [Ortega O. (2009)].
5. Permiten la prevención de apagones en cascada al evitar los efectos de fallas y de equipos dañados.
6. 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 [Mutale J. (1999)].

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 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.

3.3.2 Aspectos operativos

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 y pospone la construcción de nuevas líneas de transmisión, además de que la energía se puede hacer fluir a través de rutas preestablecidas, 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 [Coronado I. (2001)].

3.3.3 Localización y costo

La adecuada ubicación de dispositivos FACTS es obtenida en base a análisis de desempeños estáticos y/o dinámicos [Singh S. (2001)].

Existen tres factores importantes a considerar cuando se ha tomado la decisión de instalar un dispositivo FACTS:

- el tipo de dispositivo
- la capacidad requerida
- 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 se tiene que identificar el anillo y después se debe 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.

Las posibilidades que abren los dispositivos FACTS en los nuevos mercados eléctricos son actualmente un campo de investigación muy activo. Una revisión de las publicaciones en el área muestra que los FACTS tienen una importante influencia en muchos aspectos del comportamiento de los mercados eléctricos. En numerosas publicaciones es analizado el impacto de los FACTS en el manejo de la congestión, así mismo, su habilidad para mejorar la controlabilidad de los flujos de potencia, lo que permite manejar de manera más flexible las incertidumbres presentes en la operación de los sistemas eléctricos [Blanco G. (2007)]. Así, el uso de FACTS podría añadir un conjunto de opciones a las inversiones en la red que mejoran su flexibilidad (operación flexible, abandono de la inversión, relocalización). Estas permitirían mantener abierta la opción de inversión en grandes líneas de transmisión, invirtiendo primeramente en FACTS, y aprovechar la flexibilidad de la operación de estos equipos mientras las mayores incertidumbres son resueltas. Así sería posible ir adecuando la capacidad de la red de transporte en forma más paulatina y evitar así situaciones de sub-inversión, donde los niveles de confiabilidad del sistema son muy afectados, y sobre-inversión, donde las nuevas líneas construidas operan por debajo de su capacidad por muchos años, muy expuestas a una evolución desfavorable de las incertidumbres del mercado eléctrico.

A pesar de las ventajas ofrecidas por los dispositivos FACTS, existen aún pocas propuestas para integrarlos a los planes de expansión de las redes de transmisión. Sin embargo, algunas contribuciones fueron realizadas en dicha área. Estas muestran que planes de expansión de dispositivos FACTS presentan un buen desempeño comparado con los refuerzos tradicionales en la red de transporte. No obstante, dichas investigaciones utilizan el método del Valor Presente Neto (VPN) y no consideran las incertidumbres en las condiciones futuras de las condiciones de mercado, ni el valor de la flexibilidad añadida por este dispositivo [Blanco G. (2007)].

El costo de un dispositivo es función de su capacidad de transferir potencia, por lo que no es deseable sobredimensionarlo, estando limitado por la capacidad de la línea y sus futuras ampliaciones. Por otro lado, si dicha capacidad se subdimensiona, se impediría la utilización de la línea a plena capacidad.

Las oportunidades de inversiones reales a menudo incluyen múltiples opciones inherentes, tales como la opción de expandir en una etapa posterior, diferir ciertas decisiones, abandonar la inversión en el futuro, etc. Cada una de estas opciones posee un valor y este es imposible incorporarlo en el análisis tradicional del VPN. En estos casos la herramienta más apropiada para la evaluación de inversiones sería la evaluación por opciones reales.

Algunos autores definen a las opciones reales como “un derecho, pero no una obligación, de tomar una acción a un determinado costo por un periodo determinado”. Por las características de las inversiones en sistemas de transmisión, estas requerirían de esta metodología de análisis,

por la necesidad de confrontar las diferentes alternativas de expansión, incluyendo la de no expandir y alternativas contingentes ante la ocurrencia de escenarios no previstos [Blanco G. (2007)].

Adicionalmente, las inversiones en FACTS ofrecen opciones como modularidad lo cual brinda una opción de expansión posterior de la inversión inicial, posibilidad de relocalización ofreciendo mayor flexibilidad ante escenarios futuros inesperados y un valor residual importante de las instalaciones en comparación a las inversiones en líneas de transmisión, originando así, la opción de liquidar la inversión en el futuro.

3.3.4 Principio de operación del IPFC

En su forma general, el controlador de flujo de potencia de entrelíneas emplea una serie de convertidores de corriente continua a corriente alterna, cada uno proporcionando compensación en serie para una línea diferente. En otras palabras, el IPFC comprende una serie de compensadores estáticos síncronos serie (SSSC).

El más simple IPFC consiste en dos convertidores back-to-back de CD a CA, los cuales están conectados en serie con dos líneas de transmisión a través de transformadores serie acoplados y la terminal de CD del convertidor es conectado por medio de un enlace de CD común, como se muestra en la Figura 3.2. El IPFC, además de proveer compensación de reactivos en serie, cualquier convertidor puede ser controlado para redistribuir la potencia real al enlace común en CD desde su propia línea de transmisión [Hingorani N. (2000)].

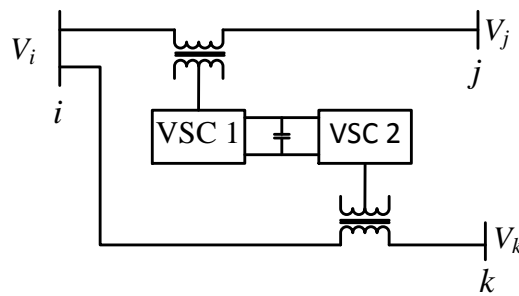


Figura 3.2 Diagrama esquemático de un controlador IPFC con dos convertidores

3.3.5 Circuito equivalente del IPFC

El concepto del IPFC, puede ser visto como una extensión del compensador estático síncrono serie (SSSC). El SSSC es un dispositivo basado en una fuente convertidora de voltaje (VSC), el cual inyecta una tensión en serie con la línea de transmisión. Cuando el bus de CD del VSC no tiene una fuente de energía real, la potencia real inyectada por el SSSC en la línea de transmisión debe de ser cero, (a excepción de una pequeña cantidad de absorción de potencia debido a las pérdidas en el dispositivo) con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del dispositivo.

Si hay dos líneas que salen de un bus de una subestación que tienen cada una un SSSC instalado en ellas, los buses de CD de los VSC se pueden acoplar para permitir el intercambio de potencia real entre los dos VSC a través del bus de CD. Esta configuración se denomina IPFC y su representación esquemática se muestra en la Figura 3.3. Con este arreglo, la potencia real se puede extraer de una línea e inyectarse a la otra [Diez-Valencia V. (2002)].

Éste modelo es muy utilizado para estudiar el impacto del IPFC en redes de sistemas de potencia y puede ser fácilmente incorporado en un algoritmo de flujos de potencia. Usualmente, en el análisis de estado estable en sistemas de potencia, la fuente convertidora de voltaje (VSC) puede ser representada como una fuente de voltaje síncrono inyectando un voltaje casi sinusoidal con magnitud y ángulo controlables. En base a esto, el circuito equivalente del IPFC es mostrado en la Figura 3.3 [Babu A. (2010) 1, Babu A. (2011)].

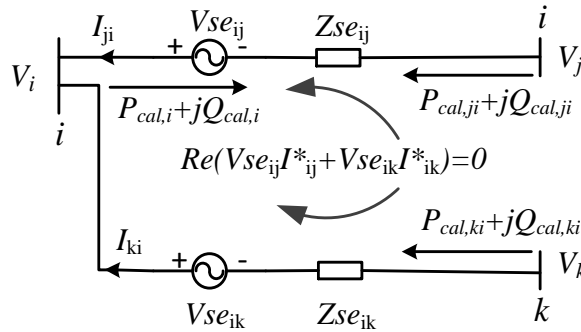


Figura 3.3 Circuito equivalente de los dos convertidores del IPFC

En la Figura 3.3 V_i , V_j y V_k son los voltajes complejos en los buses i , j , y k respectivamente, definidos como $V_m = V_m \angle \theta_m$ ($m=i, j$ y k). Vse_{in} es el voltaje fuente complejo controlable serie, definido como $Vse_{in} = Vse_{in} \angle \theta_{se_{in}}$ ($n=j,k$) y Zse_{in} ($n=j,k$) es la impedancia serie del transformador acoplado. $P_{cal,i}$ y $Q_{cal,i}$ son las potencias activa y reactiva transmitidas a través de

las ramas del IPFC saliendo del bus i , $P_{cal,ni}$ ($n=j,k$) y $Q_{cal,ni}$ ($n=j,k$) son las potencias activa y reactiva transmitidas a través de cada una de las ramas saliendo del bus j y k respectivamente. La potencia activa puede ser transmitida de una línea a otra a través del enlace común de CD.

Con base al circuito equivalente, las ecuaciones de flujo de potencia de cada bus son:

$$P_{cal,i} = V_i^2 g_{ii} - \sum_{n=j,k} V_i V_n [g_{in} \cos(\theta_i - \theta_n) + b_{in} \sin(\theta_i - \theta_n)] - \sum_{n=j,k} V_i V_{se_{in}} [g_{in} \cos(\theta_i - \theta_{se_{in}}) + b_{in} \sin(\theta_i - \theta_{se_{in}})] \quad 3-9$$

$$Q_{cal,i} = -V_i^2 b_{ii} - \sum_{n=j,k} V_i V_n [g_{in} \sin(\theta_i - \theta_n) - b_{in} \cos(\theta_i - \theta_n)] - \sum_{n=j,k} V_i V_{se_{in}} [g_{in} \sin(\theta_i - \theta_{se_{in}}) - b_{in} \cos(\theta_i - \theta_{se_{in}})] \quad 3-10$$

$$P_{cal,ni} = V_n^2 g_{nn} - V_i V_n [g_{in} \cos(\theta_n - \theta_i) + b_{in} \sin(\theta_n - \theta_i)] + V_n V_{se_{in}} [g_{in} \cos(\theta_n - \theta_{se_{in}}) + b_{in} \sin(\theta_n - \theta_{se_{in}})] \quad 3-11$$

$$Q_{cal,ni} = -V_n^2 b_{nn} - V_i V_n [g_{in} \sin(\theta_n - \theta_i) - b_{in} \cos(\theta_n - \theta_i)] + V_n V_{se_{in}} [g_{in} \sin(\theta_n - \theta_{se_{in}}) - b_{in} \cos(\theta_n - \theta_{se_{in}})] \quad 3-12$$

Donde $n=j,k$

$$g_{in} + j b_{in} = \frac{1}{Z_{se_{in}}} = Y_{se_{in}} \quad 3-13$$

$$g_{nn} + j b_{nn} = \frac{1}{Z_{se_{in}}} = Y_{se_{in}} \quad 3-14$$

$$g_{ii} = \sum_{n=j,k} g_{in}, \quad b_{ii} = \sum_{n=j,k} b_{in} \quad 3-15$$

Despreciando las pérdidas en las válvulas convertidoras, la potencia activa suministrada por un convertidor, es igual a la potencia activa demandada por el otro, esto es:

$$Re(V_{se_{ij}} I_{ij}^* + V_{se_{ik}} I_{ki}^*) = 0 \quad 3-16$$

O

$$\sum_{n=j,k} \{Vse_{in}^2 g_{in} - V_i Vse_{in} [g_{in} \cos(\theta_i - \theta se_{in}) - b_{in} \sin(\theta_i - \theta se_{in})] + V_n Vse_{in} [g_{in} \cos(\theta_n - \theta se_{in}) - b_{in} \sin(\theta_n - \theta se_{in})]\} = 0 \quad \begin{matrix} 3-1 \\ 7 \end{matrix}$$

El modelo de inyección de potencia del IPFC puede ser visto como tres inyecciones de potencia dependientes en los buses i, j y k , como se muestra en la Figura 3.4.

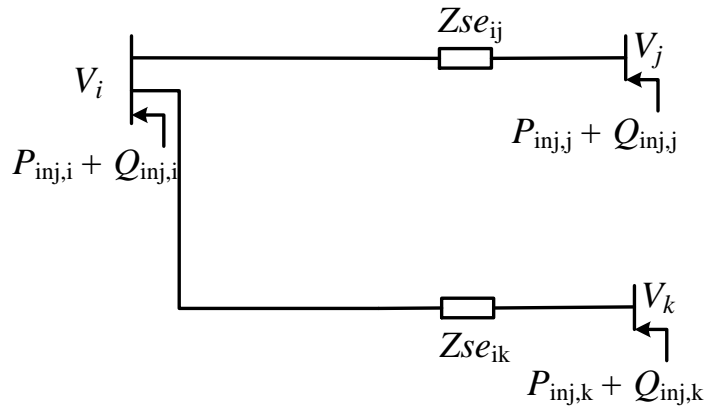


Figura 3.4 Modelo de inyección de potencia de dos convertidores IPFC

Después de la simplificación, las inyecciones de potencia activa y reactiva en el i -ésimo bus son:

$$P_{inj,i} = \sum_{n=j,k} V_i Vse_{in} [g_{in} \cos(\theta_i - \theta se_{in}) + b_{in} \sin(\theta_i - \theta se_{in})] \quad 3-18$$

$$Q_{inj,i} = \sum_{n=j,k} V_i Vse_{in} [g_{in} \sin(\theta_i - \theta se_{in}) - b_{in} \cos(\theta_i - \theta se_{in})] \quad 3-19$$

$$P_{inj,n} = -V_n Vse_{in} [g_{in} \cos(\theta_n - \theta se_{in}) + b_{in} \sin(\theta_n - \theta se_{in})] \quad 3-20$$

$$Q_{inj,n} = -V_n Vse_{in} [g_{in} \sin(\theta_n - \theta se_{in}) - b_{in} \cos(\theta_n - \theta se_{in})] \quad 3-21$$

Donde $n=j,k$

Por lo que, las ecuaciones de potencia teniendo en cuenta la generación de P_{gm} , Q_{gm} y la carga P_{lm} , Q_{lm} de cada uno de los buses son:

$$P_{gm} + P_{inj,m} - P_{lm} - P_{line,m} = 0 \quad 3-22$$

$$Q_{gm} + Q_{inj,m} - Q_{lm} - Q_{line,m} = 0 \quad 3-23$$

Donde $m=i,j,k$

$P_{line,m}$ y $Q_{line,m}$ son las potencias activa y reactiva convencionales, transmitidas a través de la línea dejando el bus m .

Si las resistencias de los transformadores serie se desprecian, 3-17 puede ser escrita como en la ecuación 3-24 [Zhang J. (2006)].

$$\sum_{m=i,j,k} P_{inj,m} = 0 \quad 3-24$$

3.4 Dispositivos HVDC

Los sistemas de transmisión en alto voltaje en corriente directa (HVDC) juegan un papel importante en la modernización de los sistemas eléctricos de potencia (SEP's) [Hammons T.J. (2000)], hoy en día la transmisión en corriente directa ha crecido en forma significativa en los últimos años. La transmisión de alto voltaje en corriente directa, basada en nuevos semiconductores que ofrecen ventajas técnicas y económicas tales como: bajos costos de línea, ninguna necesidad del control de la frecuencia, mejora las condiciones dinámicas en los sistemas de CA, debido a que estos sistemas de HVDC tienen la capacidad de controlar rápidamente la potencia transmitida teniendo como resultado un impacto significativo en la estabilidad del sistema. En algunos sistemas, un circuito de doble línea puede hacer uno de los sistemas interconectados inestable en el acontecimiento de una falla trifásica. La inclusión de un enlace de HVDC en paralelo puede proporcionar condiciones de funcionamiento estables.

3.4.1 Consideraciones Técnicas

Los parámetros capacitivos e inductivos de las líneas y cables en una transmisión CA establecen límites en cuanto al largo del enlace o en la capacidad de transmisión que puede tener. Estas limitaciones son particularmente importantes al utilizar cables si es que se desea un

sistema de transmisión subterráneo o bajo el mar, esto debido a que los cables son en general fuente de reactivos, lo que se acrecienta al aumentar su largo o el voltaje del sistema. Por el contrario, en la tecnología HVDC no existen tales limitaciones ya que estos sistemas no se encuentran afectados por la inductancia o capacitancia de las líneas o cables.

Un sistema de transmisión HVDC permite la conexión entre dos sistemas de distinta frecuencia (o fase) o redes diferentes, las cuales pueden estar no sincronizadas por distintos motivos. Esto es imposible de realizar utilizando la transmisión clásica en corriente alterna debido, por ejemplo, a la inestabilidad que se produciría en los sistemas, a niveles de cortocircuito muy elevados o a que se podrían producir flujos de potencia no deseados.

Algunos sistemas de potencia eléctrica de corriente alterna, no se sincronizan con redes vecinas a pesar de que sus distancias físicas entre ellos son bastante pequeñas. Esto ocurre en Japón, donde la mitad del país es una red de 60 Hz y el otro es un sistema de 50 Hz. Es físicamente imposible conectar los dos juntos por métodos directos de corriente alterna, con el fin de intercambiar potencia eléctrica entre ellos. Sin embargo, si una estación de conversión de corriente continua se encuentra en cada sistema con un enlace de interconexión de corriente continua entre ellos, es posible transferir el flujo de potencia requerida a pesar de que los sistemas en corriente alterna permanecen conectados asincrónicamente [Woodford D. (1998)].

La tecnología HVDC entrega una gran ventaja con respecto a la corriente directa en cuanto a la posibilidad de poder controlar rápida y de forma segura la potencia activa entregada a un sistema [Frau J. (2005)].

3.4.2 Consideraciones Económicas

La pregunta que a menudo se hace es "¿Por qué utilizar corriente continua en la transmisión?" Una respuesta es que las pérdidas son menores, pero esto no es correcto. El nivel de pérdidas está diseñado en un sistema de transmisión y está regulado por el tamaño del conductor seleccionado tanto en conductores en CD y como en CA, ya sea como líneas de transmisión aéreas o cables subterráneos pueden tener menores pérdidas pero a mayor gasto, ya que la mayor área de sección transversal generalmente dará como resultado menores pérdidas, pero mayor costo.

Cuando los convertidores de corriente continua se utilizan para transmisión de preferencia a la transmisión de corriente alterna, generalmente es por elección económico impulsado por una de las razones siguientes:

- Una línea aérea de transmisión de corriente continua con sus torres, pueden ser diseñados para ser menos costosos por unidad de longitud que un equivalente de línea de corriente alterna diseñada para transmitir el mismo nivel de energía eléctrica. Sin

embargo, las estaciones de conversión de CD en cada extremo son más costosas que las estaciones de terminación de una línea en CA y por lo tanto hay una la distancia de quiebre (Break-Even Distance), que típicamente es de 600 a 800 Km para líneas de transmisión aéreas, para cables subterráneos de 30 a 50 Km y para cables submarinos de 20 a 30 Km, por encima de la cual, el costo total de transmisión en CD es menor que la alternativa de transmisión de CA Figura 3.5. Este punto de equilibrio esta sujeto a características individuales de cada proyecto [Woodford D. (1998), González J. (2006)].

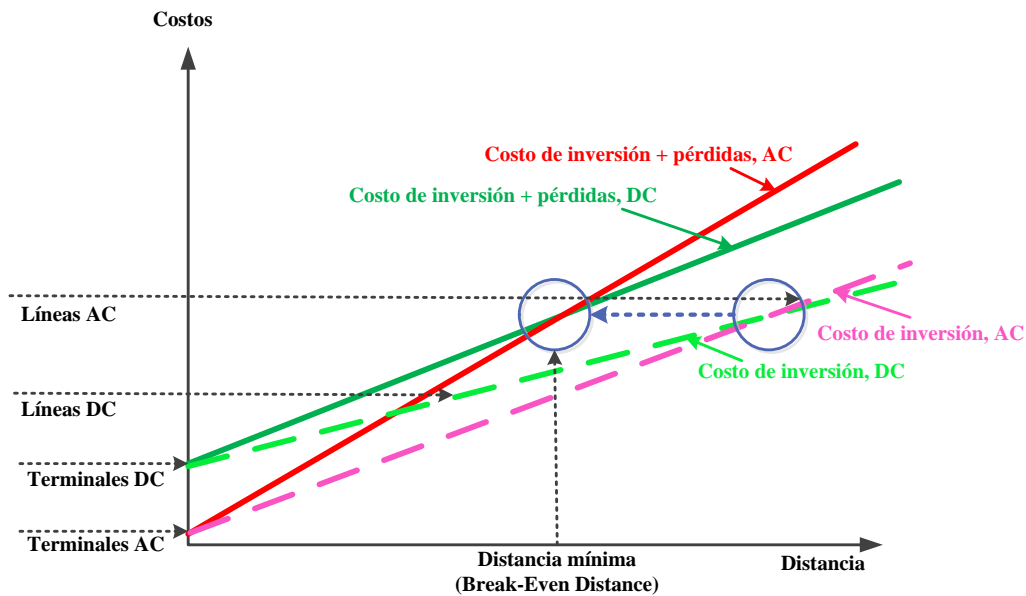


Figura 3.5 Economía por distancia

- Los costos de las instalaciones son en general las variables más importantes a la hora de escoger entre una tecnología u otra. Para esto, es usual tomar en cuenta los costos directos de una instalación (línea, estaciones convertidoras, transformadores, etc.) y los costos indirectos (pérdidas capitalizadas de la línea). En general, en los sistemas HVDC los costos directos son mayores a los costos que se incurren en CA, en especial los costos de las estaciones convertidoras y los transformadores. Esto se ve compensado con los menores costos de la tecnología HVDC en las líneas de transmisión (líneas y las torres) y en las pérdidas capitalizada esto es debido, principalmente, a que más allá de esta distancia las pérdidas producidas en corriente alterna comienzan a ser importantes, con un valor aproximado de 50% del costo total del sistema de transmisión [SIEMENS (2013)]. En la Figura 3.6 se observa la comparación aproximada del costo relativo entre los circuitos de CA y CD para una configuración monopolar, de doble circuito y un bipolo con neutral.

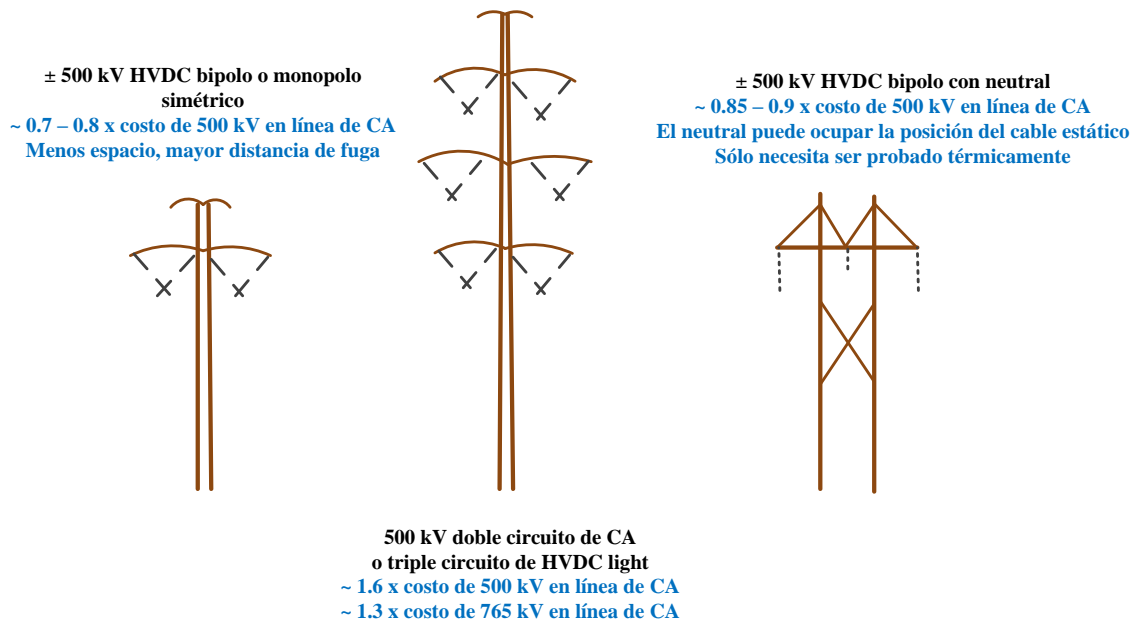


Figura 3.6 Comparación aproximada del costo relativo [Bahrman M. (2011)]

- Si la transmisión es submarina o a través de líneas subterráneas, la distancia de quiebre es mucho menor que una línea de transmisión aérea. No es práctico considerar sistemas de cables de CA superiores a 50 km, pero en sistemas de transmisión de corriente continua por cable que están en servicio, cuya longitud es de cientos de kilómetros y hasta distancias de 600 km o más se han considerado factibles [Woodford D. (1998)].

3.4.3 Consideraciones Ambientales

Para una misma 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 con CA, en corriente continua se requieren un menor número de líneas (generalmente 2 conductores) y por lo tanto, se necesita una menor resistencia mecánica en las torres [Frau J. (2005)]. En las Figura 3.7 y

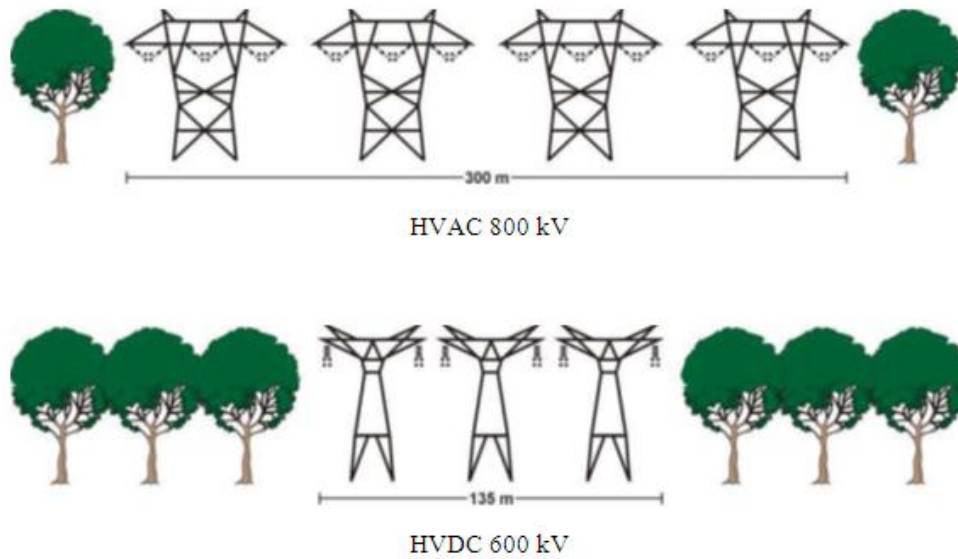


Figura 3.8 se puede ver una comparación entre el tamaño y la franja de servidumbre de las torres utilizadas en CA y en CD.

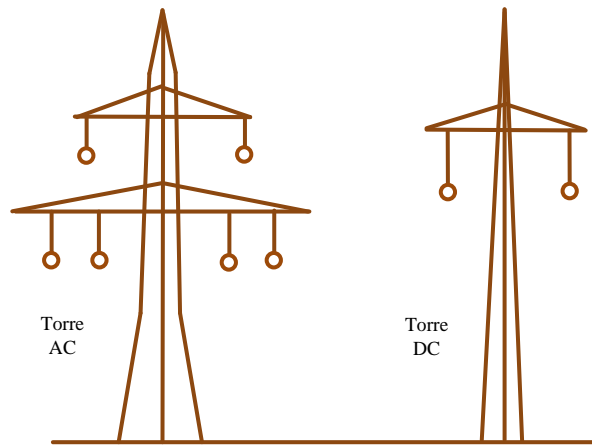


Figura 3.7 Torres típicas para transportar 1000 MW [SIEMENS (2013)].

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 [Woodford D. (1998)].

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 [Woodford D. (1998)]. En la actualidad, no existen teoría o mecanismos que puedan verificar si los niveles

de campo eléctrico producido por las líneas HVDC tengan efectos negativos en la salud humana.

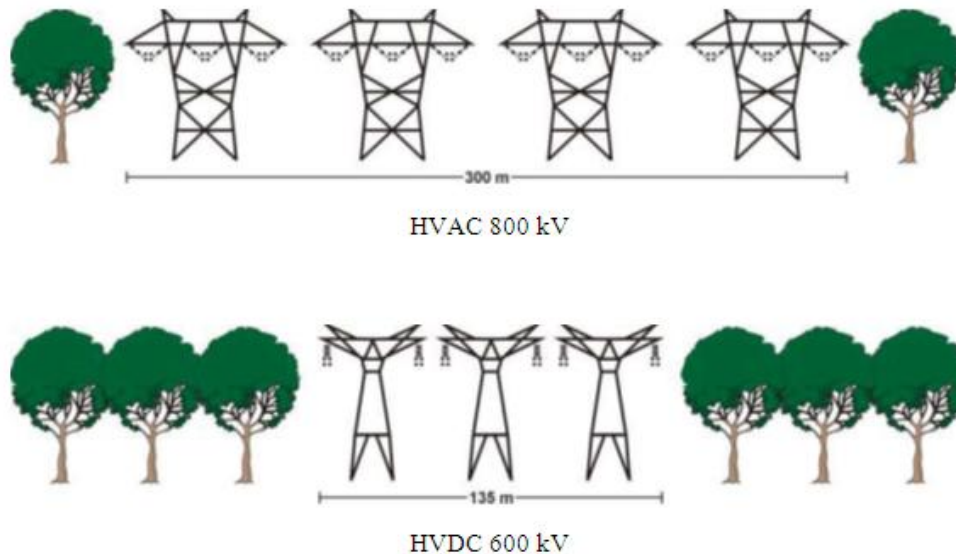


Figura 3.8 Franja de servidumbre [Johansson J. (2011)]

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 [Woodford D. (1998)].

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 puede 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 puede estar restringido a solamente algunas horas de uso.

3.4.4 Tecnologías del HVDC

Los convertidores tienen como objeto la transformación entre corriente alterna y continua a ambos lados de la transmisión. En el paso de CA a CD interesa conseguir una entrada con el mayor número de fases posible, puesto que esto permite entregar a la salida una señal continua prácticamente plana (mínimo rizado), antes de conectar un filtro. Es por eso que se han desarrollado diversos tipos de tecnologías en los convertidores del HVDC, las cuales se mencionan a continuación:

i) Tecnología clásica o LCC (Line Commutated Converter)

La principal característica de los convertidores clásicos es la utilización de tiristores o SCR (Silicon-Controlled Rectifiers) más modernamente LASCR (Light-Activated Silicon-Controlled Rectifiers). Esto resulta en un convertidor con dispositivos semicontrolados, dado que este circuito permite seleccionar el momento (ángulo) de disparo o conexión durante la polarización directa del dispositivo, pero no es posible controlar el corte, que no llegará hasta que sea polarizado inversamente. Este tipo de control permite regular a voluntad la potencia activa, pero no la reactiva, que depende solamente de la potencia activa entregada según la siguiente ecuación [Frau J. (2005)]:

$$Q = P * \tan[\cos^{-1}(\cos \alpha - d_x)] \quad 3-25$$

Donde:

Q = Potencia Reactiva

P = Potencia Activa

α = Ángulo de disparo

d_x = Caída de tensión inductiva relativa

que resulta, aproximadamente, en un consumo de reactiva que debe aportarse al convertidor de:

$$Q \cong 30\% \text{ a } 50\% * P \quad 3-26$$

Los tiristores utilizados actualmente en HVDC se caracterizan por:

- Tensión de bloqueo hasta 8 kV
- Corriente máxima de 4 kA.
- Señal de puerta óptica. Tecnología LTT (*Light Triggered Thyristor*) o ETT (*Electrical-Triggered Thyristor*).

La primera característica hace necesario el montaje en serie de varios tiristores para alcanzar la tensión de funcionamiento de la red a la que se encuentra conectado, lo que implica el montaje de torres, habitualmente modulares, de cientos de tiristores por válvula. Estas grandes torres suelen estar suspendidas del techo del edificio que las alberga, principalmente en aquellas zonas que puedan sufrir movimientos sísmicos importantes.

La utilización de la tecnología LTT permite el disparo de un tiristor mediante una señal óptica de aproximadamente 40 mW, lo que elimina parte de la electrónica de control y mejora el aislamiento y el nivel de protección. La tecnología ETT, controlada por una señal eléctrica, tiene un consumo del circuito de control de 10 W [Lips, H.P. (1998)].

ii) Tecnología VSC (Voltage Source Converter)

Esta tecnología se caracteriza por su capacidad de controlar tanto el encendido como el apagado de los dispositivos del convertidor, permitiendo el control independiente de la potencia activa y reactiva entregada al sistema según las siguientes expresiones:

$$P = \frac{U_L U_V}{X} \sin \alpha \quad 3-27$$

$$Q = \frac{U_L (U_L - U_V \cos \alpha)}{X} \quad 3-28$$

Donde:

P = Potencia activa

Q = Potencia Reactiva

U_L = Tensión en lado generador – bobina

U_V = Tensión en lado válvulas

α = ángulo de disparo

Teniendo en cuenta que es posible controlar de forma independiente tanto el ángulo de disparo α como la amplitud de la tensión en el lado bobina – generador U_L , es posible el control independiente de los valores de P y Q en cada momento. Por lo tanto:

$$P = f(\alpha) \quad 3-29$$

$$Q = f(\text{Amplitud } U_L) \quad 3-30$$

Esto le permite operar en sistemas con baja potencia de cortocircuito e incluso iniciar un sistema desde cero (blackout), lo que es de gran ayuda al energizar cargas aisladas pasivas o recuperar un sistema débil. Esta gran capacidad de control del convertidor es debido a la utilización de IGBT's (Insulated Gate Bipolar Transistor) en lugar de tiristores. Estos dispositivos se empezaron a utilizar en HVDC en 1997 (Hellsjön, Suecia) y permiten controlar la intensidad entre dos de sus terminales mediante la tensión en un tercer terminal, de forma semejante a un transistor.

Una de las ventajas del IGBT respecto al tiristor consiste en la baja potencia de control necesaria gracias al aislamiento de la puerta tipo MOSFET (Metal Oxide Semiconductor Field Effect Transistor), lo que produce unas pérdidas inferiores a las obtenidas mediante un transistor de potencia equivalente. En comparación con los tiristores (semi controlados), el IGBT proporciona control total de la señal de potencia, lo que se traduce en mayor control de potencia activa y reactiva, mayor velocidad y menor nivel de armónicos.

Este control de la señal se obtiene gracias a la técnica de modulación de ancho de pulso PWM (Pulse Width Modulation), que consiste en la generación y posterior filtrado de una señal de alta frecuencia, de tal forma que produzca, a la salida del filtro, una señal a la frecuencia deseada.

La señal a la salida del convertidor tiene siempre la misma amplitud (máxima), pero los pulsos que la componen varían su duración, lo que supone la entrega de una señal con una tensión media que varía en función del ancho de pulso. Si esta señal se conecta a la entrada de un filtro pasa-bajos, la forma de onda a la salida tendrá en cada momento el valor de la tensión media de cada pulso. Así es posible controlar tanto la frecuencia como la amplitud de la señal. El estado del arte de la tecnología VSC ofrece una máxima potencia nominal de 330 MW a 150 kV con equipos modulares ensayados en fábrica, que permiten reducir significativamente el tiempo de pruebas in situ, respecto de la tecnología convencional a tiristores (LCC) [Frau J. (2005)].

iii) Tecnología IGCT (Integrated Gate-Commutated Thyristor)

Esta tecnología representa una evolución de los GTO (Gate Turn-Off Thyristor). En los años 90, el GTO era el único interruptor controlado de potencia (hasta 15 MW), pero era relativamente lento, lo que complicaba su conexión en serie (necesaria en equipos superiores a 15 MW). El primer intento para mejorar este dispositivo fue la integración del mismo en unidades de puerta adaptadas (gate-units), lo que redujo los tiempos de conmutación. Posteriormente, el diseño se modificó hasta mejorar las pérdidas en un 40% en lo que se conoce como GCT (Gate-Commutated Thyristor). Finalmente se creó el IGCT, que integra el anterior dispositivo con un circuito exterior que se encarga de la conmutación, parte de la refrigeración y conexión de control al exterior mediante fibra óptica. Las pérdidas alcanzadas en el IGCT son similares a un tiristor (caída de tensión en conducción de 2 V con 4 kA), y el control es comparable al del IGBT. La frecuencia de conmutación típica varía de los 500 a los 1000 Hz, similar al resto de tecnologías. Es posible utilizar este dispositivo en potencias de 0,3 a 300 MW con consumos del circuito de control de 10 a 100 W, pero aún no es competitiva ni comparable al nivel comercial alcanzado por la tecnología VSC.

3.4.5 Funciones de los HVDC

En esta sección se describirá brevemente el comportamiento básico del HVDC en cuanto a la inversión de potencia real, voltajes y corrientes, ángulos y potencia reactiva dentro de la estación convertidora.

i) Inversión de 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 en este tipo de convertidora variando la polaridad del voltaje continuo en las estaciones convertidoras. Esta operación de las convertidora tanto para rectificar como invertir se realiza por medio del control de los impulsos de disparo en los tiristores de las estaciones convertidoras.

ii) Voltajes y Corrientes

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

iii) Ángulos en las estaciones convertidoras

La Figura 3.9 muestra varios ángulos eléctricos, utilizados comúnmente para definir el modo de operación de las estaciones convertidoras. 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 conmutación trifásico balanceado. Se aplican tanto al inversor como al rectificador.

Ángulo de retraso α : Es el tiempo expresado en grados eléctricos medido desde que el voltaje de conmutación 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.

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:

$$\beta = 180 - \alpha$$

3-31

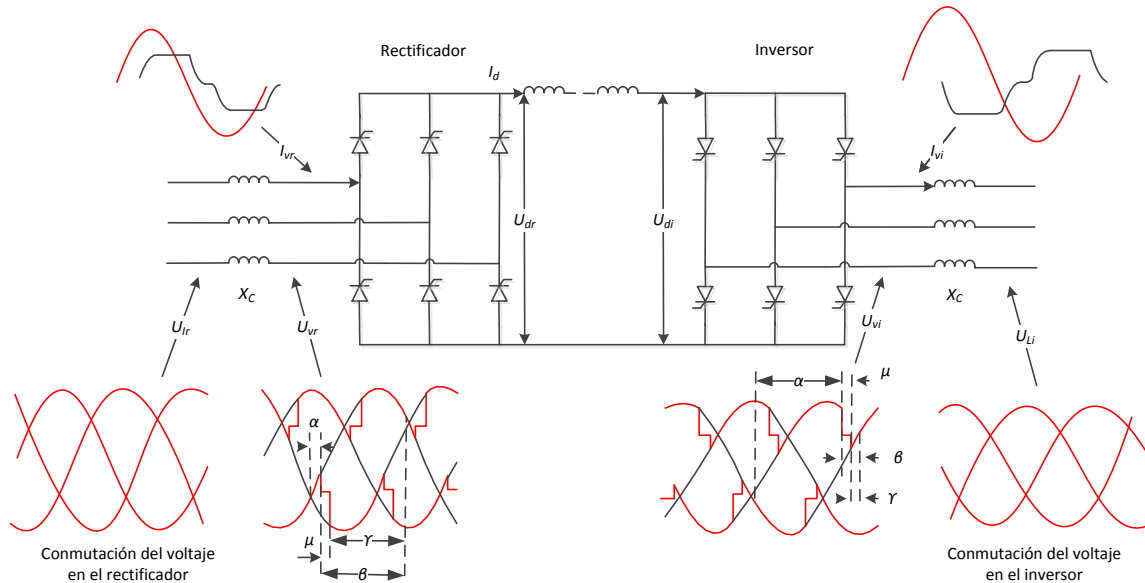


Figura 3.9 Forma del voltaje y corriente asociada a los convertidores

Ángulo de traslape μ : El tiempo de duración de la conmutación entre dos válvulas expresadas en grados eléctricos.

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 traslape μ según la siguiente ecuación:

$$\gamma = \beta - \mu$$

3-32

iv) *Compensación de potencia reactiva*

Al existir el ángulo de retraso y el ángulo de conmutación mostrados en la Figura 3.9, 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, estos son proporcionados con dispositivos especiales en el lado CA (filtros CA, bancos de condensadores, etc.) o absorbiendo reactivos del sistema CA.

En algunos casos las necesidades del sistema HVDC pueden ser entregadas por el sistema CA, 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 CA durante condiciones de sobrecarga, con el fin de que pueda mantener los niveles de voltaje, característica común en los sistemas CA débiles.

Por lo general, los filtros CA proporcionan el 60% del consumo de potencia reactiva, siendo el resto aportado por diferentes medios [Frau J. (2005)], algunos de los cuales incluye:

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

3.4.6 Configuraciones y modos de operación

Los enlaces de corriente directa se clasifican según el número de conductores utilizados [Arrillaga, J., (2007), Kimbark E. (1971)], que puede ser de 3 tipos como a continuación se define.

- i. Arreglos monopolares
- ii. Arreglos bipolares
- iii. Arreglos multiterminales

i) Arreglo monopolar

La configuración básica de un arreglo monopolar se muestra en la Figura 3.10 utiliza un conductor, generalmente de polaridad negativa. La trayectoria de retorno es proporcionada por tierra o mar y se usa comúnmente como se muestra en la Figura 3.10. También puede utilizarse un retorno metálico en lugar de un retorno por tierra esto se puede utilizar en situaciones donde es demasiada alta la resistencia de la tierra. El conductor que forma el retorno metálico está en

baja tensión. Las consideraciones de costo conducen a menudo al uso de tales sistemas. Este tipo de configuración puede también ser la primera etapa en el desarrollo de un arreglo bipolar. La transmisión monopolar se utiliza en sistemas de capacidad de potencia relativamente baja, principalmente con transmisión por cables.

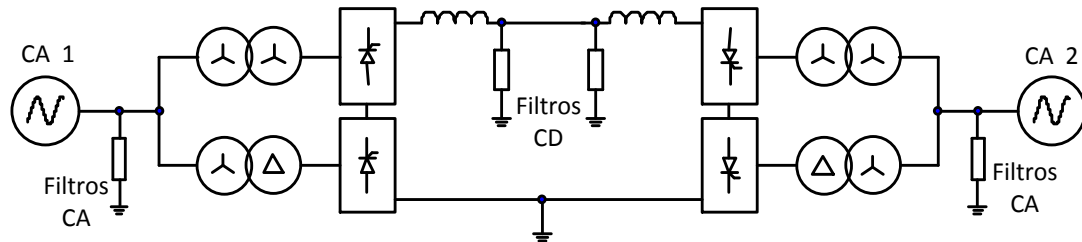


Figura 3.10 Arreglo monopolar

ii) Arreglo bipolar

Este tipo de configuración se muestra en la Figura 3.11, tiene dos conductores, uno positivo y otro negativo, cada uno puede ser un conductor doble en líneas de extra alto voltaje. Cada terminal tiene dos sistemas de convertidores de voltajes nominales idénticos, en serie en el lado de CD. La unión entre los dos sistemas de convertidores son los puntos neutros y se aterriza en uno o ambos extremos. Normalmente, ambos polos funcionan con corrientes iguales y por lo tanto hay cero corrientes fluyendo por retorno a tierra bajo estas condiciones. En este tipo de arreglos cuando acontece una falla en un conductor, el otro conductor con retorno a tierra puede llevar hasta la mitad de la carga nominal.

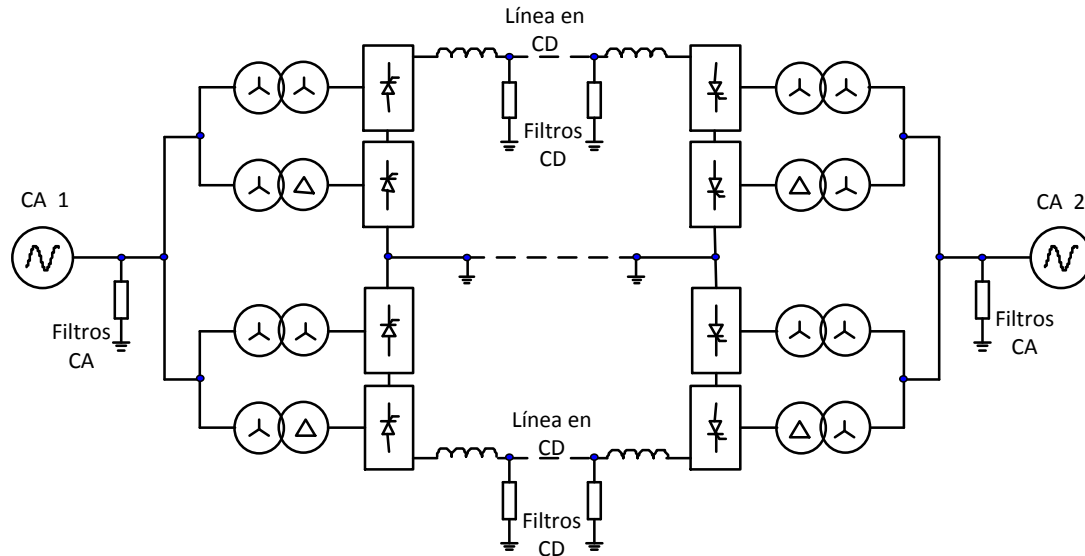


Figura 3.11 Arreglo bipolar

iii) Arreglo multi-terminal

Se da cuando se conectan tres o más subestaciones a un sistema HVDC. La conexión puede ser [Frau J. (2005)]:

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.

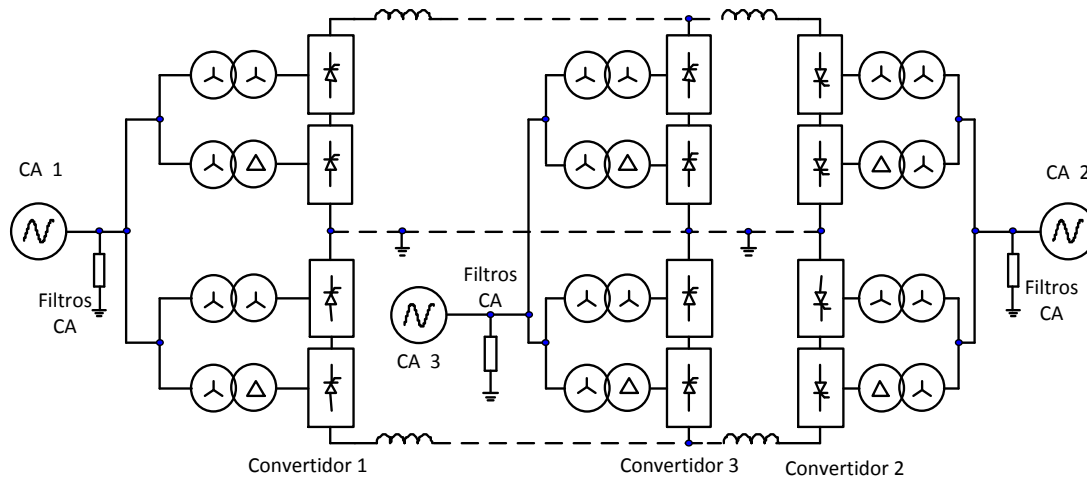


Figura 3.12 Arreglo multi-terminal

3.4.7 Circuito equivalente del HVDC-VSC

El circuito equivalente del HVDC-VSC bipolar, se muestra en la siguiente Figura 3.13:

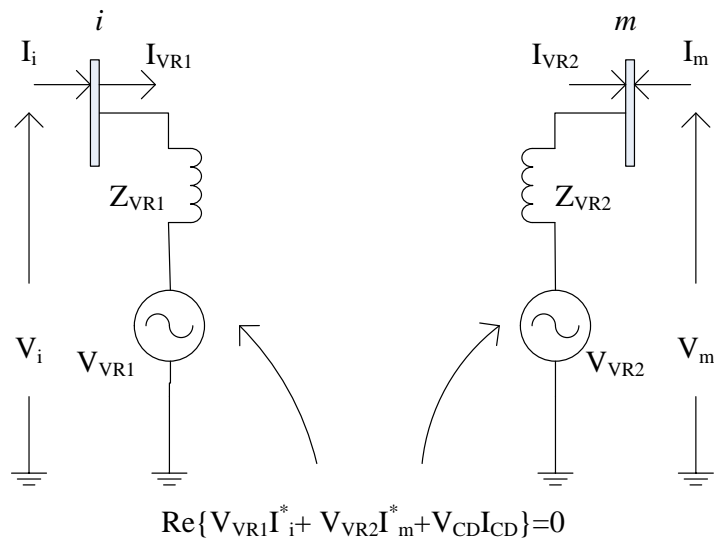


Figura 3.13 Circuito equivalente del HVDC- VSC

En coordenadas polares, las fuentes de voltaje complejas representando las dos estaciones VSC en el HVDC-VSC son:

$$V_{vR1} = V_{vR1} \angle \delta_{vR1} \quad 3-33$$

$$V_{vR2} = V_{vR2} \angle \delta_{vR2} \quad 3-34$$

El modelo puede ser usado para un sistema espalda con espalda donde la resistencia que une ambos convertidores es cero, esto es: $R_{CD} = 0$

$$Re\{V_{vR1}(I_{vR1})^* + V_{vR2}(I_{vR2})^*\} = 0 \quad 3-35$$

O bien, para el caso cuando ambas estaciones VSC se encuentran enlazadas con un cable en CD, por ejemplo $R_{CD} > 0$, es:

$$Re\{V_{vR1}(I_{vR1})^* + V_{vR2}(I_{vR2})^* + P_{CD,perdidas}\} = 0 \quad 3-36$$

Después de realizar algunas operaciones, las siguientes ecuaciones de potencia activa y reactiva se obtienen del nodo i

$$P_i = (V_i)^2 G_{vR} - V_i V_{vR} [G_{vR} \cos(\theta_i - \delta_{vR}) + B_{vR} \sin(\theta_i - \delta_{vR})] \quad 3-37$$

$$Q_i = -(V_i)^2 B_{vR} - V_i V_{vR} [G_{vR} \sin(\theta_i - \delta_{vR}) - B_{vR} \cos(\theta_i - \delta_{vR})] \quad 3-38$$

El flujo de potencia en el rectificador es descrito por las siguientes ecuaciones:

$$P_{vR} = (V_{vR})^2 G_{vR} - V_{vR} V_i [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_i) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_i)] \quad 3-39$$

$$Q_{vR} = -(V_{vR})^2 B_{vR} - V_{vR} V_i [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_i) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_i)] \quad 3-40$$

Las ecuaciones de potencia para el nodo m y para el inversor son simplemente obtenidas por intercambio de los subíndices i y $vR1$ para m y $vR2$, respectivamente [Angeles-Camacho, C. (2003)].

Para el caso del enlace HVDC-VSC completo, la ecuación de potencia relevante es:

$$P_{vR1} + P_{vR2} + P_{CD} = 0 \quad 3-41$$

Capítulo 4

Caso de estudio y análisis de resultados

4.1 Introducción

En los centros de control, generalmente interesa evaluar la cargabilidad de las líneas para identificar condiciones de violación de límites en el sistema; incluso en tales condiciones, muchas veces se desea determinar la cargabilidad del sistema de transmisión ante posibles contingencias. Por estas razones, es de suma importancia que el caso base de flujos sea representativo del rango de condiciones de operación prevalecientes en el sistema eléctrico: distribución de la generación, nivel de la demanda y configuración de la red. Con una selección adecuada del caso base de flujos se logrará mejor precisión en los análisis de cargabilidad, por ejemplo un estudio de flujos de potencia podría conducir a conclusiones erróneas.

En un sistema eléctrico de potencia se obtiene información de muy diversa calidad, por lo que puede presentarse datos con una alta calidad, que en el análisis del sistema deben tener una gran importancia. Las formulaciones convencionales de flujos no tienen la posibilidad de tomar en cuenta la calidad de los datos, puesto que todos son ajustados en forma exacta, por medio de un valor de tolerancia generalmente pequeño, que aproxima los resultados nodales a los datos de entrada. Lo cual indica una misma aprobación para todos los datos, que no se apega a la situación real.

Los datos de entrada (carga, voltajes y potencia activa de generación) del estudio convencional de flujos presentan incertidumbres, puesto que en raras excepciones se puede hablar de mediciones o estimaciones perfectas, sin embargo, para un punto de operación varían alrededor de un valor muy probable, dentro de un rango determinado por los errores de medición, estimación y pronóstico. Estos atributos son los principales a considerar en el modelo del estudio de flujos, puesto que han demostrado ser los que ocasionan efectos importantes en los resultados de flujos.

Es muy importante observar que en la operación y la planeación de la operación a corto plazo de los SEP, los rangos de variación de las variables que intervienen en el estudio convencional

de flujos, son pequeños. Así mismo, para un punto de operación del sistema eléctrico, las variaciones de las cargas se pueden considerar independientes; la variación en la potencia de generación se relaciona con la carga total del sistema.

Como se mencionó en el Capítulo 2, las posibles acciones para dar solución a los problemas referentes a la cargabilidad en las líneas de transmisión y al sistema en general, básicamente están referidas al refuerzo de los elementos que conforman la red eléctrica, ya sea en cuanto al incremento en la capacidad de los transformadores, en lo referente a la compensación de potencia reactiva o incrementado el número de conductores que conforman los enlaces entre distintas áreas.

Otra acción posible sería estudiar el aumento del calibre de conductores de los alimentadores principales, para minimizar la componente de pérdidas de carga por efecto Joule. Una simple medida operacional permitiría disminuir de forma simple la demanda máxima, que consiste en programar la presencia de las máquinas de mayor importancia, para que no estén presentes éstas de forma simultánea en ningún período. Esto es patente en, por ejemplo, sistemas de compresores, donde a través de una simple intervención en los ajustes de su control, se permite lo antes mencionado [Guevara C. (2012)].

El enlace Querétaro Potencia – Querétaro Maniobras (QRP–QPM) fue elegido dentro de un grupo de enlaces que presentan una violación de límites en algún momento del día. De entre los archivos históricos del sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), el cual es utilizado por CFE para el análisis en línea del sistema eléctrico nacional. La violación se presenta el día jueves 26 de Abril del año 2012, donde se observa el comportamiento de la transferencia de energía entre las subestaciones QRP–QPM, unidas a través de un enlace que consta de dos líneas paralelas dentro del área de control occidental, en ese momento el enlace se encuentra al máximo valor del intercambio de energía.

Tomando como caso base esta máxima transferencia entre el enlace QRP–QPM, se realizan tres casos de estudio con sus respectivas de solución al problema de cargabilidad del mismo. Primeramente se modela y simula la incorporación de una línea adicional en el enlace, cabe mencionar que este caso está propuesto dentro del POISE (2012-2026). Un segundo caso es el modelado e incorporación de un dispositivo IPFC, cuyas funciones fueron discutidas previamente. Finalmente se presenta el caso donde se modela y simula la incorporación de un enlace de corriente directa (HVDC) entre las subestaciones QRP–QPM, es decir paralelo a las líneas existentes.

La herramienta usada para incorporar los modelos y realizar las simulaciones es el software Power System Simulador of Engineering, PSS[®]E, cabe mencionar que esta es la herramienta utilizada en los centros de control de CFE.

A continuación se presentan los casos de estudio desarrollados.

4.2 Caso base: Sintonización

El enlace Querétaro Potencia – Querétaro Maniobras (QRP–QPM), cuya curva de cargabilidad se presentó en la sección 2.8, forma parte de la red de 400 kV del área occidental, el enlace está ubicado dentro de la zona 36 del sistema eléctrico nacional y consta de dos líneas paralelas cuya longitud es de 24 km, el extremo Querétaro Maniobras del enlace además cuenta con interconexiones con dos áreas de control, a través de dos líneas conectadas en la subestación Tula (TUL) correspondientes al área de control 1 y otras dos líneas que enlazan a la subestación Mesas (MES), correspondientes al área de control 6. Para tener presente la ubicación del enlace Querétaro Potencia – Querétaro Maniobras dentro de la red troncal del área occidental, se presenta la Figura 4.1.

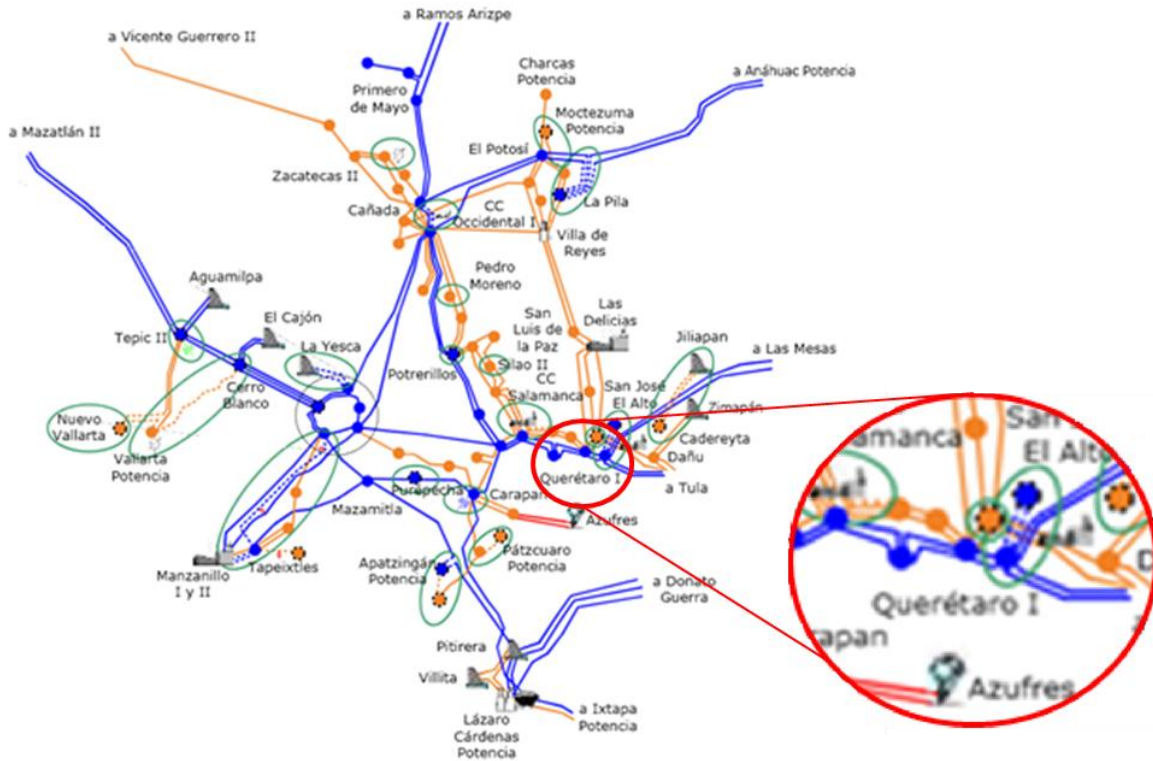


Figura 4.1 Ubicación del enlace QRP–QPM dentro de la red troncal del area occidental

Mientras que Figura 4.2 se muestra el diagrama unifilar del área occidental donde se encuentra ubicado el enlace QRP–QPM sujeto de este estudio.

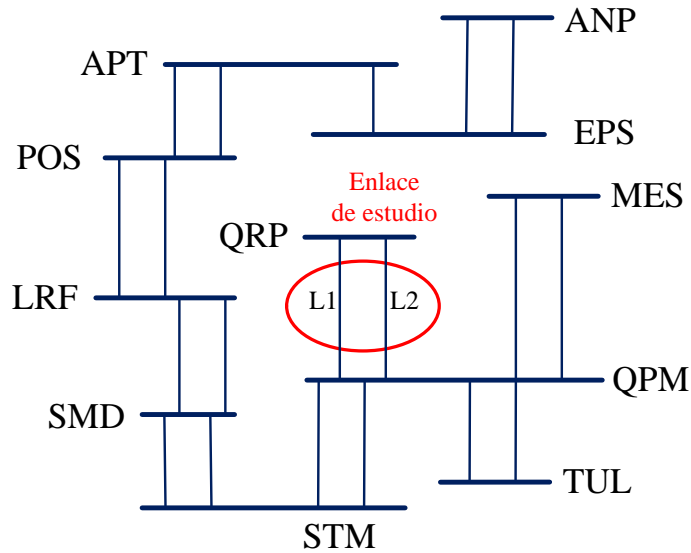


Figura 4.2 Sección del diagrama unifilar del área occidental

La Figura 4.3 muestra parte de la pantalla del sistema SCADA utilizada para el análisis en línea, dentro de la cual es posible observar los valores del enlace con DAC (Disparo Automático de Carga) sin DAC y la violación de transferencia máxima. Cabe señalar que la implementación del esquema DAC permite incrementar la capacidad del corredor QRP-QPM de 1250 MW a 1500 MW y tiene como objetivo evitar una sobrecarga en cualquiera de las líneas del enlace QRP-QPM ante el disparo de una de ellas y también evitar bajos voltajes en la zona Bajío del país ante la pérdida de ambas líneas.

El DAC QRP-QPM, tiene una lógica de operación, la cual está basada en límites de voltaje y de capacidad de transmisión en el enlace, teniendo tres pasos de tiro de carga los cuales dependen de límites establecidos previamente.

Dentro de la Figura 4.3, es posible también observar dentro de un círculo rojo, el valor de transmisión de 1608 MW señalado de color rojo, el cual es tomado para el día 26 de Abril de 2012 a las 13:22:56 horas, violando con ello el valor del límite máximo permitido aún con la operación del DAC de 1500 MW.

La imagen es tomada de una pantalla del sistema SCADA, la cual solo muestra los enlaces del nodo QPM con otras áreas del SIN así como los valores de los límites establecidos para la transmisión mostrados en verde y el valor actual en color blanco, además se indica el número de líneas con las cuales cuenta cada enlace, esto en color verde.

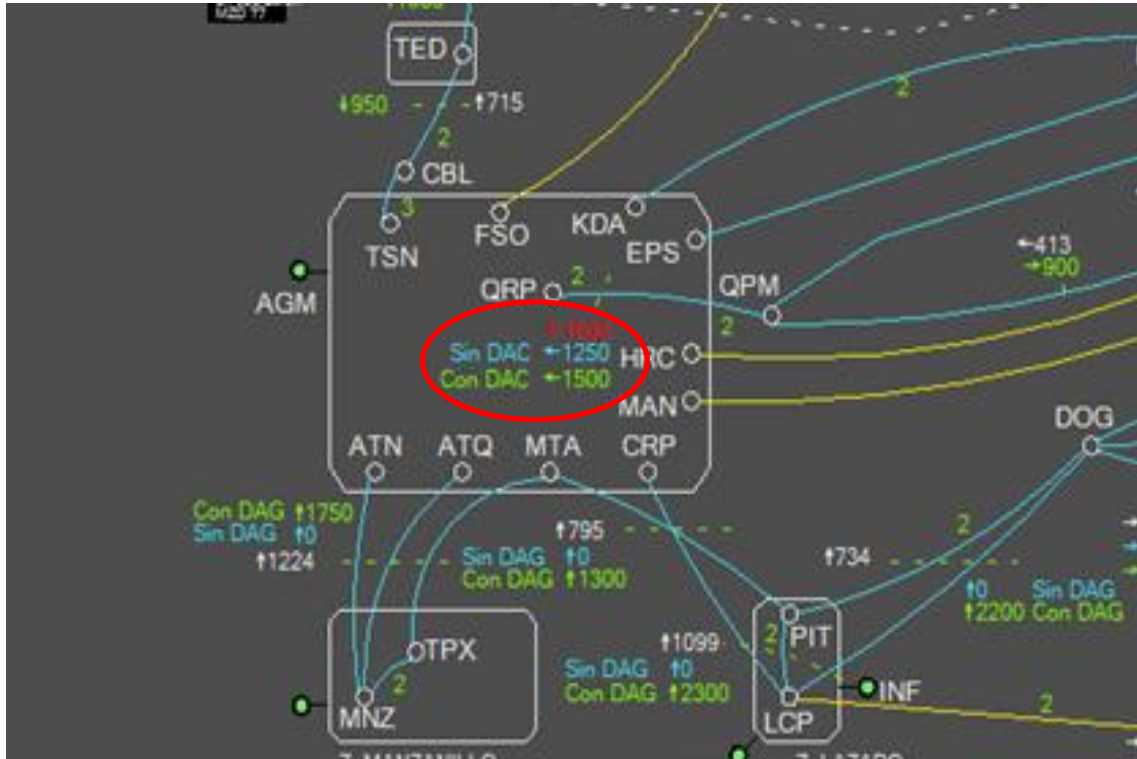


Figura 4.3 Pantalla del sistema SCADA con violación de límites establecidos del enlace QRP-QPM (26-Abril-2012 13:22:56)

En la Figura 4.4 una representación del sistema de estudio en el software PSS®E mediante la coloración, se pueden observar las cargas actuales que posee cada una de las líneas que conectan al nodo QPM, en este caso el rojo indica que el límite de transmisión ha sido superado y en azul que está dentro de límites, mostrados además en porcentajes, tomando como base a partir de la subestación Querétaro Maniobras, la cual se encuentra interconectado las áreas de control 1 y 6.

La Figura 4.4 incluye datos del bus QPM incluyendo el número, la tensión nominal, el tipo de nodo, el área a la cual pertenece, la zona, el voltaje en por unidad (p.u.), el voltaje en kV y el ángulo del nodo. También incluye los valores de potencia real y potencia reactiva en ambos extremos de conexión de cada una de las líneas, así como el voltaje en kV y en p.u. de los nodos interconectados.

Cabe mencionar que en este caso las líneas que salen del nodo QPM (área occidental), a través del enlace con la subestación Tula en 400 kV con el área central (área 1) y a través del enlace con la subestación Las Mesas en 400 kV con el área noreste (área 6) y la conexión con una la subestación Querétaro Potencia dentro de la misma área occidental. Para hacer referencia al área a la cual pertenece cada nodo, puede realizarse por medio del primer dígito del número de bus, esto es que para el caso de Querétaro Potencia cuyo número de bus es 33934 pertenece al área 3, para el caso de

Tula cuyo número de bus es 1001 pertenece al área 1y para el caso de Las Mesas el número de bus es 6639 que pertenece al área 6.

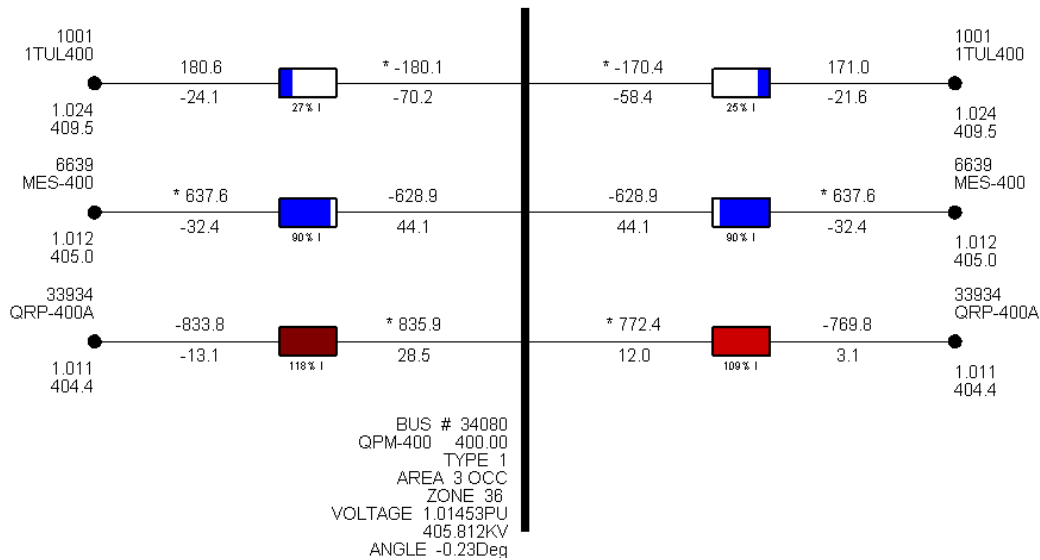


Figura 4.4 Diagrama de cargabilidad del PSS@E para el caso de estudio base

De la Figura 4.4 se puede observar que las líneas QRP-QPM se encuentran por arriba de sus valores de cargabilidad, pasando una 18% y 9% la otra. También se observa que las líneas del enlace QPM-MES están cerca de alcanzar su máxima cargabilidad, en este caso las líneas menos cargadas que salen de QPM son hacia Tula (TUL) con solo 27% de su máxima cargabilidad y verificando con la curva de demanda de la sección 3.5 y de la Figura 4.3 el valor de la transferencia de potencia de 1603 MW.

Otra manera de observar los resultados en PSS@E es mediante la selección de diferentes analisis, a saber PSS@E puede presentar resultados en:

- Monitoreo de voltaje en el bus
- Monitoreo de MW en el generador
- Monitoreo de flujo en ramas MVA
- Monitoreo en flujo de interface MW
- Monitoreo de voltaje en el bus contra el flujo de interface

Estos dos últimos puntos, no son posibles seleccionar para este caso, ya que en el archivo de configuración inicial, el cual establece los criterios a considerar, no se cuenta con interfaces.

Los resultados a seleccionar son elegidos dentro de la interfase gráfica mostrada en la Figura 4.5.

En el recuadro superior derecho de la interface, es posible elegir la contingencia que conforman las afectaciones que podrían tenerse en el enlace de estudio dentro de un archivo realizado previamente.

Creando un archivo base, se elige un subsistema como el mostrado en la Figura 4.4, el cual reduce el tiempo de solución y la cantidad de datos innecesarios. Dicho subsistema se ubica en la parte central de la Figura 4.5, dentro de la cual es posible elegir la línea que se desea monitorear y en combinación con una contingencia se despliega el comportamiento de variación en el flujo de la rama con respecto al incremento en la transferencia de potencia en el recuadro inferior izquierdo.

Finalmente en la parte inferior derecha de la Figura 4.5, se encuentran las opciones elegidas para la línea seleccionada como son: la contingencia, la rama monitoreada y la variación del flujo en la rama conforme el incremento de la transferencia de potencia activa.

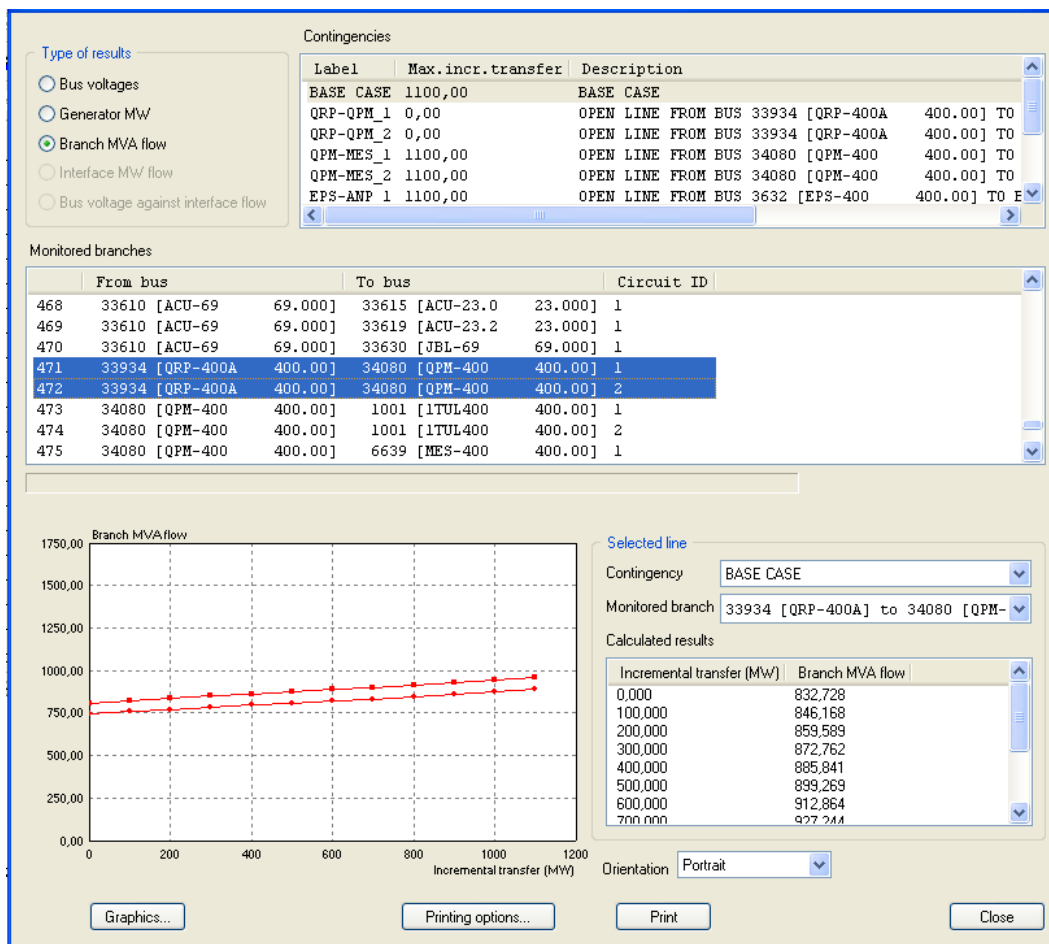


Figura 4.5 Interface con opciones de resultados para graficar curvas P-S

Tanto para el caso original de estudio, como para los casos en los cuales se agregan elementos a la red, se obtienen curvas P-S en interfaces como las mostradas en la Figura 4.6 y Figura 4.9, en las cuales podemos observar la variación de potencia aparente (MVA) que se tiene en cada una de las ramas que conforman el enlace con respecto a la transferencia incremental de potencia (MW), así como el comportamiento de las mismas aplicando diferentes contingencias respectivamente.

Las gráficas de flujos de potencia aparente contra flujo de potencia activa, son útiles para verificar el flujo por alguna de las líneas cuando se está transfiriendo potencia entre distintas zonas del sistema. Al transferir potencia entre zonas, el flujo en algunas líneas cambia, tanto en incremento como en decremento para cualquier zona en general, dependiendo de dónde esté ubicada la zona con respecto a la transferencia de potencia; entonces, si se monitorea una línea de una de las áreas donde incrementa la generación, ahí se verá que el flujo se incrementa, por otro lado si se monitorea una línea cercana a un área que baja generación, el flujo en la rama disminuirá.

Para el caso base, en la Figura 4.6, se encuentran las variaciones de flujo para cada una de las líneas que conforman el enlace, notando que una de ellas tiene como valor inicial para el caso base 832.728 MVA y la otra 768.750 MVA, esto debido a que las características de las líneas como son reactancia e impedancia son diferentes, teniendo como consecuencia diferentes comportamientos en cuanto a la variación del flujo en cada una de las ramas y un valor de transmisión máxima de 988.864 MVA y 912.931 MVA respectivamente, cabe mencionar que en todos los casos de estudio, el limite al cual serán llevados los análisis es a una transmisión de 1200 MW debido a que este es el limite de transmisión del enlace QRP-QPM.

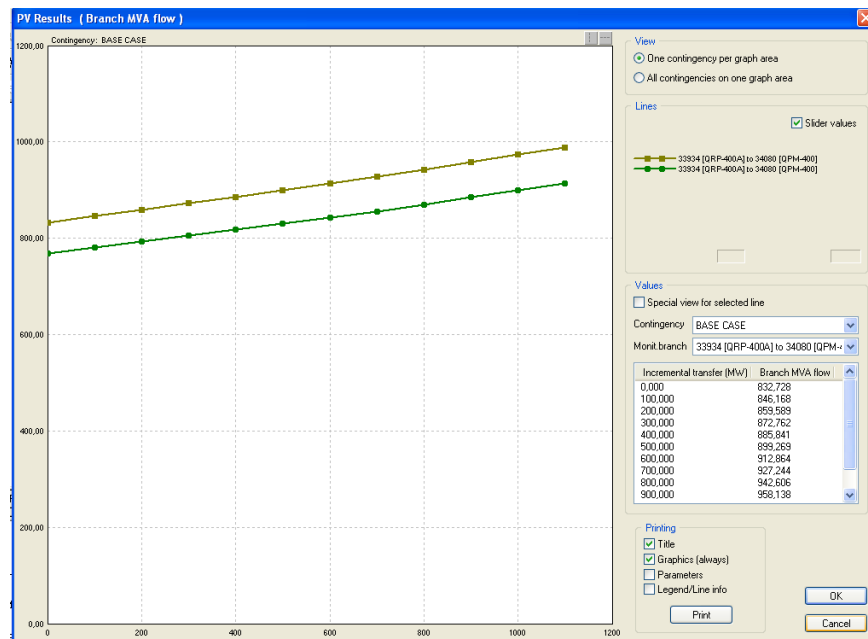


Figura 4.6 Curva P-S en caso base para enlace original QRP-QPM

4.2.1 Análisis de contingencias del enlace original

Para observar el comportamiento de ambas líneas ante la presencia de contingencias, se consideró el disparo de líneas cuya cercanía al circuito de estudio fue valorada como relevante por ser líneas de enlace entre diferentes áreas de control y contando además con la característica de que a través de este par de enlaces se obtiene el abastecimiento de energía consumida por el área de estudio, las siguientes dos contingencias fueron simuladas.

- i) La primera contingencia que se simula es la apertura de una de las líneas con las que cuenta el enlace Querétaro Maniobras – Mesas (QPM-MES). Es posible observar que después de aplicar la contingencia una de las líneas QRP-QPM, la cual contaba con un valor inicial de 832.728 MVA, el valor pos-contingencia adquirido es de 746.661 MVA, lo cual indica una disminución en el valor de la transferencia del flujo de potencia a través de ésta línea de 86.067 MVA, lo que representa un decremento del 10.33% para cualquiera de las dos líneas del enlace QPM-MES y monitoreando la línea 1 de QRP-QPM, notando además que el límite de transferencia máximo en el caso base se encuentra en un valor de 988.864 MVA y posterior a la contingencia se reduce a 885.993 MVA. De manera similar ocurre al monitorear la línea 2 de QRP-QPM, observando esta vez un decremento del 10.29%, lo cual indica un comportamiento similar en ambas líneas aplicando la misma contingencia, como se muestra en la Figura 4.7.

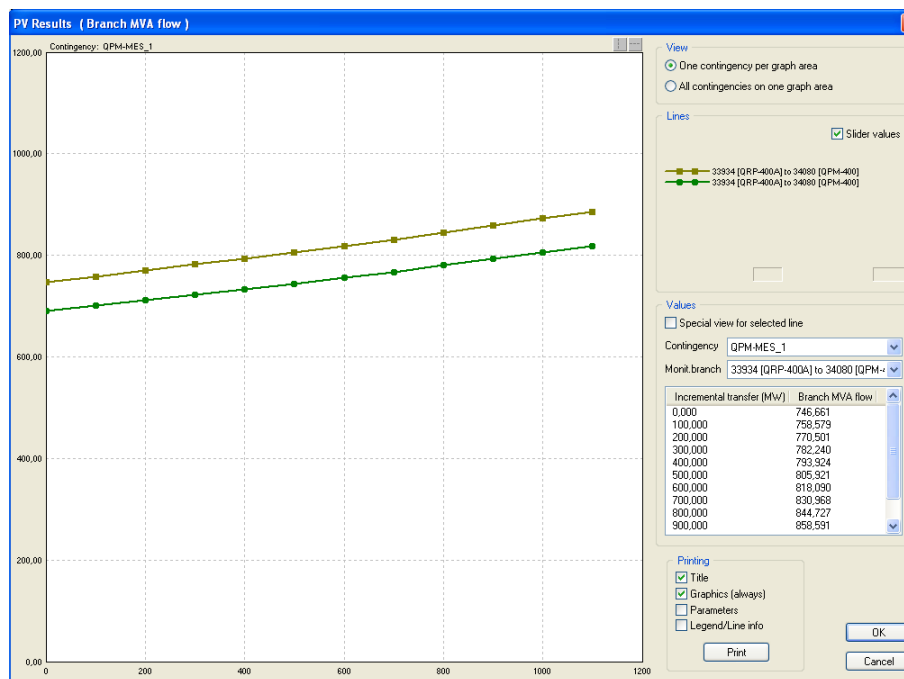


Figura 4.7 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace QPM-MES

- ii) La segunda contingencia considerada se trata de una de las líneas paralelas al enlace QPM-MES-CPY, como se muestra en la Figura 4.8 la cual permite observar de modo simplificado la manera en la cual se encuentran relacionadas las áreas 3 y 6 del sistema eléctrico a través del enlace El Potosí–Anáhuac Potencia (EPS-ANP) y a través de la interconexión de MES para llegar desde Querétaro Potencia hasta Champayán (CPY).

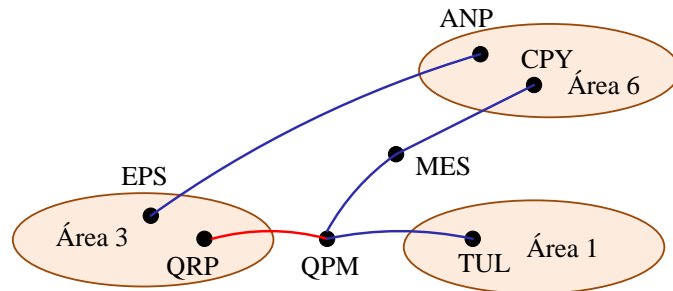


Figura 4.8 Topología de los enlaces considerados para las contingencias

Podemos observar dentro de la Figura 4.9 que para el enlace EPS-ANP, posterior a la contingencia la línea 1 de QRP-QPM cuenta con un valor de 922.610 MVA, teniendo esta vez un incremento de 10.79%, y para la línea 2 de QRP-QPM un incremento de 11.19%, contando con los valores finales de transmisión de 1094.882 MVA y 1015.242 MVA para las líneas 1 y 2 de QRP-QPM respectivamente, por lo que ésta última contingencia tiene un impacto negativo en el enlace de estudio ya que provoca un incremento en cada una de las líneas llevándolo a un punto de operación más cercano al límite permitido.

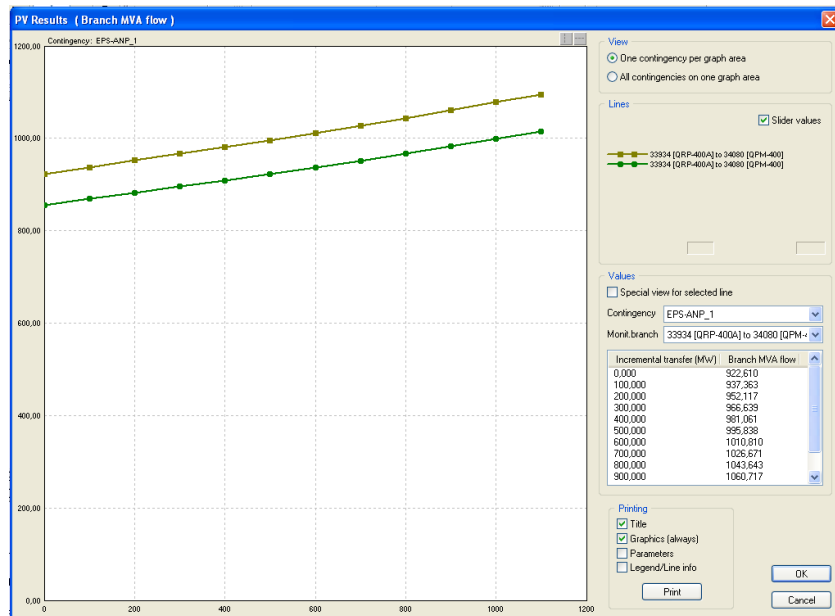


Figura 4.9 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace EPS – ANP

4.3 Caso 1: Implementación de una línea en paralelo

Una de las soluciones comunes para resolver el problema de cargabilidad, es la construcción de líneas ó circuitos nuevos que operen al voltaje existente, de tal modo que la cargabilidad sea distribuida entre un mayor número de circuitos. Como se ha mencionado para este caso en particular, el POISE contempla como solución al problema de cargabilidad, la construcción de una nueva línea en paralelo. La línea incluida en este análisis, fue considerada con los mismos parámetros de una de las líneas que conforman el circuito de estudio, la Figura 4.10 muestra el nuevo diagrama donde la línea propuesta se ha agregado, teniendo a diferencia del diagrama original de la Figura 4.4 una tercera línea de transmisión cuyo extremo se encuentra conectado al nodo 33934 de QRP-400.

Como era de esperar, puede observarse que existe una nueva distribución de cargabilidad, como se muestra en la Figura 4.10. En las líneas del caso de estudio se puede observar la disminución en los valores de potencia con la que cuenta cada una de ellas, en comparación con la

Figura 4.4, ahora las tres líneas transmiten el flujo total del caso base lo que permite una disminución en las líneas 1 y 2 del enlace QRP-QPM del 36% y 33% respectivamente. Como era de esperarse la línea adicional que cuenta con las mismas características de la línea 2 del enlace QRP-QPM, tiene los mismos valores en cuanto a transmisión y cargabilidad se refieren.

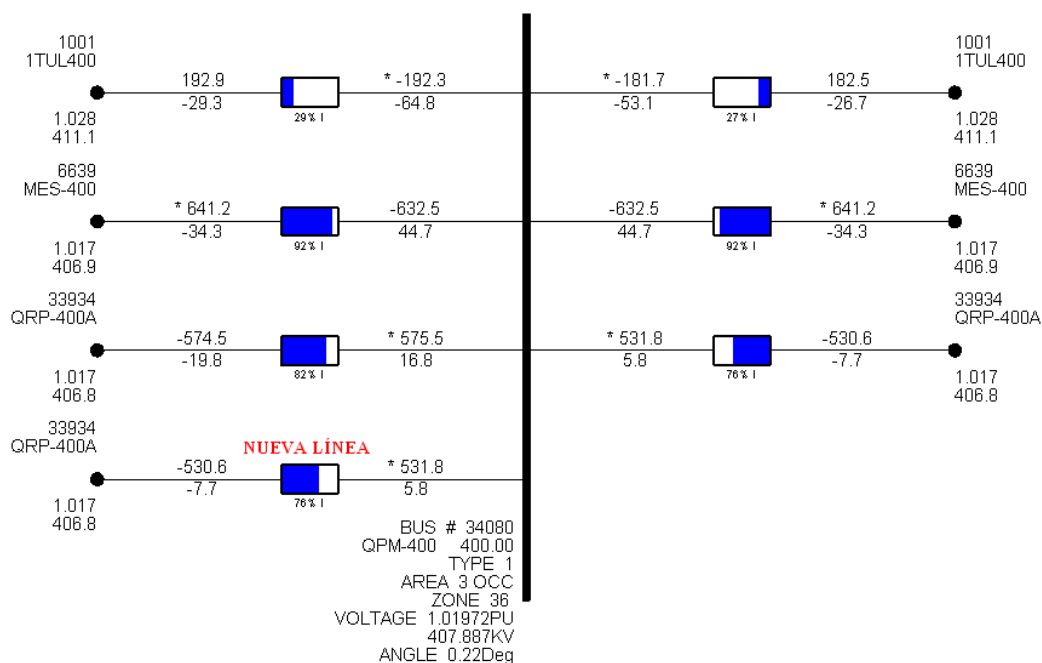


Figura 4.10 Diagrama de cargabilidad del PSS®E con línea paralela adicional al enlace QRP-QPM

Adicionando una línea al enlace es posible notar que, la cargabilidad de cada una de las líneas disminuye de un valor inicial, para cada una de ellas de 832.728 MVA y 768.750 MVA a 574.859 MVA y 530.633 MVA, lo que representa alrededor del 30% en disminución del valor de transferencia para cada una de las líneas un 66% de nueva capacidad de transmisión de dicho enlace.

En otras palabras, las líneas QRP-QPM tienen ahora una cargabilidad del 82% y 76%; también es importante señalar que las otras líneas del subsistema sufren afectaciones, las líneas QPM-MES incrementan 2% su cargabilidad y lo mismo pasa con las líneas QPM-TUL. Esto se justifica con el incremento en el valor del voltaje en cada una de las líneas conectadas en el bus, donde para el enlace QRP-QPM de 404.4 kV se incrementa a 406.8 kV; para el enlace QPM-MES de 405 kV se eleva a 406.8 kV y para el caso del enlace QPM-TUL de un valor de 409.5 kV se acrecienta a 411.1 kV en comparación con el caso base de la Figura 4.4.

En la Figura 4.11 se presenta la curva P-S para el enlace Querétaro Potencia – Querétaro Maniobras con la implementación de una nueva línea paralela que, en comparación con la Figura 4.6, es posible observar la disminución en el nivel de cargabilidad para cada una de las líneas que conforman el enlace. Por lo que es posible observar de forma gráfica la disminución en un 30% en la cargabilidad de las líneas del enlace antes mencionado.

La Figura 4.11 incluye el comportamiento de la nueva línea del enlace la cual cuenta con las mismas características de una de ellas y en consecuencia el comportamiento de las dos líneas idénticas, es el mismo.

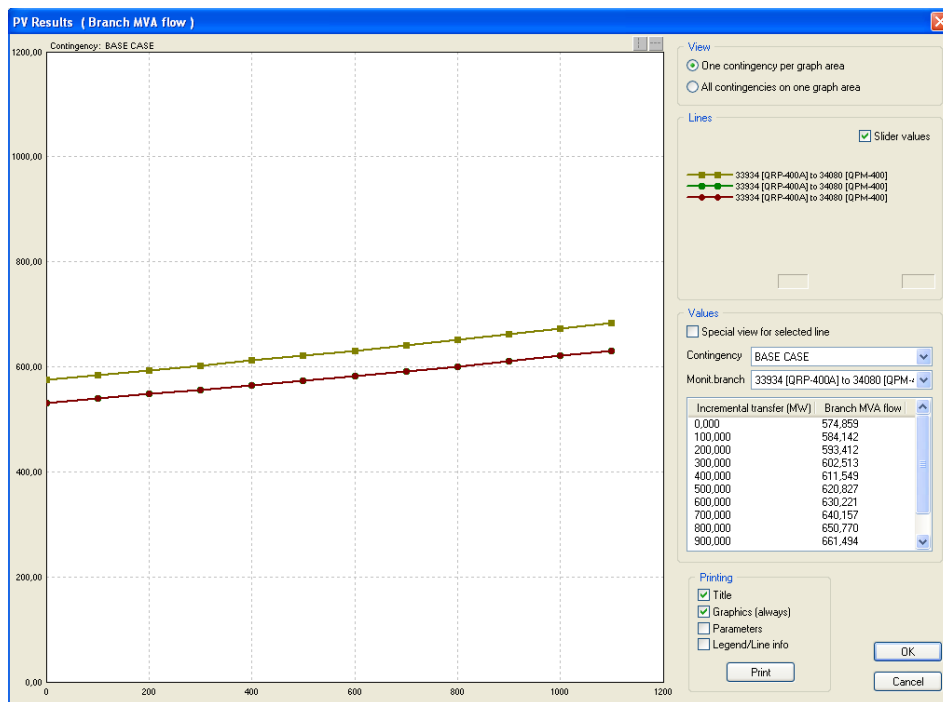


Figura 4.11 Curva P-S de las 3 líneas QRP-QPM

4.3.1 Análisis de contingencias del enlace con nueva línea en paralelo

Con el fin de observar el comportamiento de las líneas del enlace ante la presencia de contingencias cuando es incluida una línea adicional al enlace, fueron simuladas las mismas contingencias del caso base con fines comparativos del resultado de la cargabilidad en cada una de las líneas del enlace, obteniendo los siguientes resultados:

- i) Contingencia 1 aplicada QPM-MES, obtenemos que el valor inicial de la contingencia en la línea 1 del enlace QRP-QPM de la Figura 4.12 es de 514.481 MVA, por lo que comparándolo con el enlace en su caso base en la Figura 4.7 el cual es de 746.661 MVA, tenemos que disminuye en un 31 % al aplicar la misma contingencia pero ahora con una línea nueva adicional y alcanzando un valor final en la transferencia de potencia de 610.497 MVA, alejándolo del límite establecido como el máximo para el enlace, teniendo con esto un valor de contingencia menor que en el caso original dando lugar a un rango más amplio en la cargabilidad del enlace .

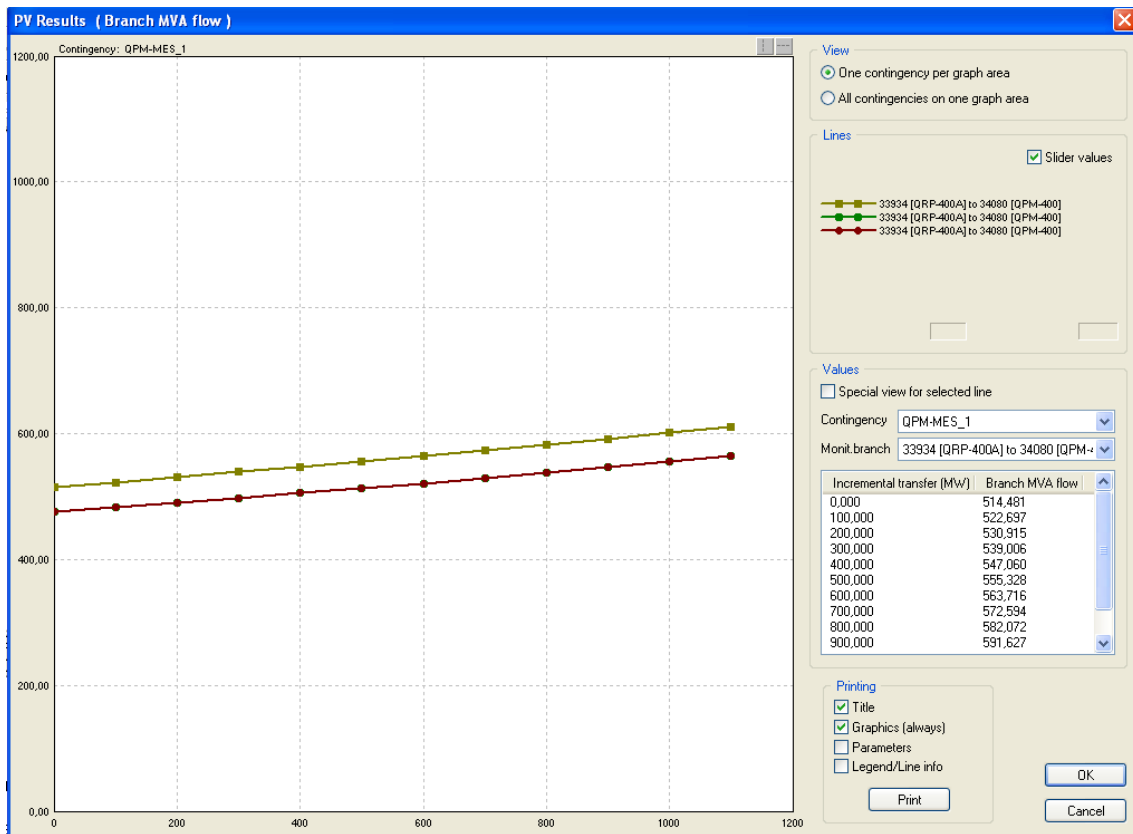


Figura 4.12 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace QPM-MES y línea paralela adicional

- ii) Contingencia 2, La Figura 4.13 muestra el comportamiento del enlace QRP-QPM cuando la contingencia EPS-ANP es aplicada al enlace, en este caso se cuenta con un valor para el punto inicial de 636.284 MVA que, a pesar de continuar siendo una contingencia que afecta la capacidad de transmisión, el valor a comparación con la contingencia EPS-ANP del caso base disminuye el 31.03%, por lo que la adición de la línea disminuye el riesgo al cual se expondría el sistema al momento de ocurrir este tipo de contingencia.

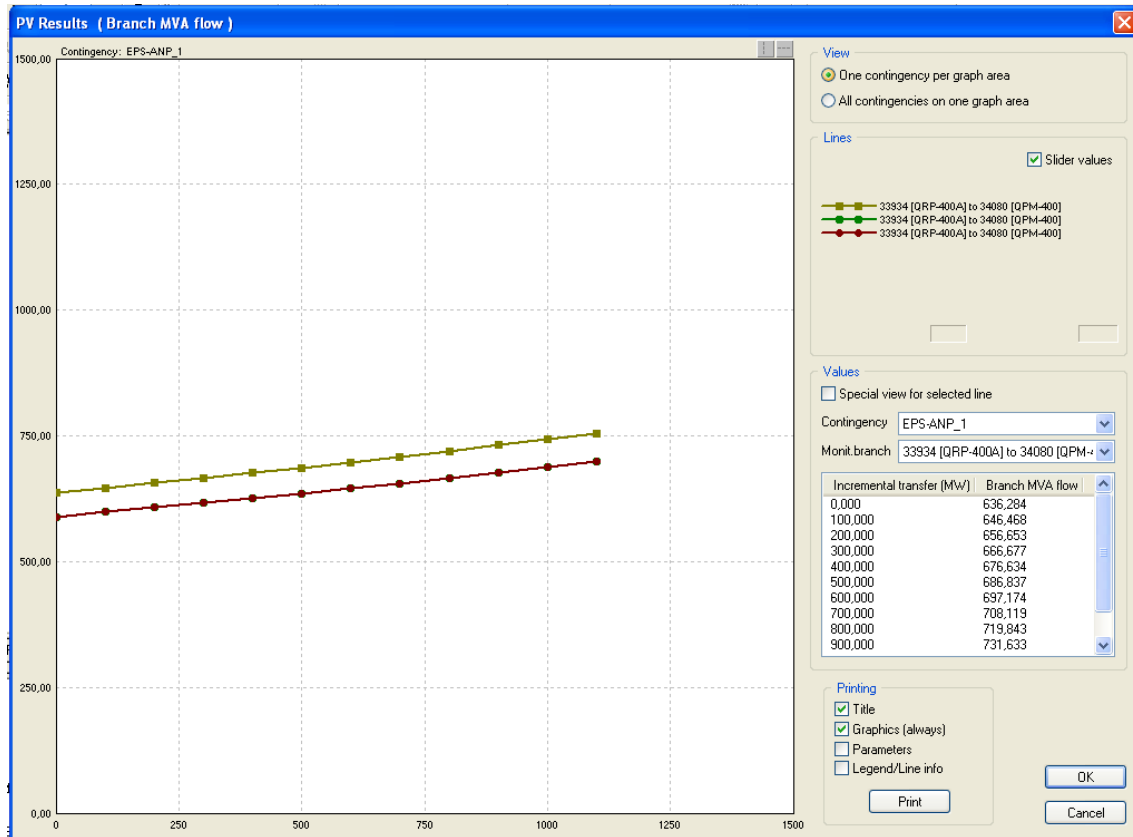


Figura 4.13 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace EPS-ANP y línea paralela adicional

4.4 Caso 2: Implementación de un dispositivo IPFC

Para la implementación del modelo IPFC, fue necesario implementar cuatro buses ficticios con el fin de conectar el dispositivo a la red sin que ésta sufriera mayor afectación, realizando como en los casos anteriores, las mismas gráficas y contingencias con el fin de comparar los resultados y definir las ventajas que se tienen en los diferentes puntos a considerar, como son,

transferencia de potencia y afectación a la cargabilidad dentro de la zona de interés, el modelo del IPFC fue considerado con un valor de transmisión de 600 MW lo cual sustituiría una de las líneas así como un voltaje nominal de 400 kV.

Los buses ficticios QPM-FIC1, QPM-FIC2, QPM-QRP3 y QPM-QRP4 se encuentran ubicados en el área occidental, dentro de la zona 36 y la Figura 4.14 indica la conexión del dispositivo IPFC a la red mostrando los buses ficticios implementados, así como el porcentaje de cargabilidad en cada uno de los extremos de las líneas.

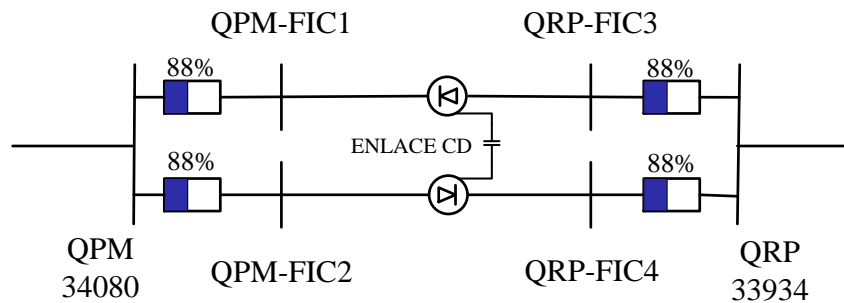


Figura 4.14 Esquema de conexión dispositivo IPFC

En cuanto a la nueva distribución de cargabilidad, como se muestra en la Figura 4.15, en las líneas del caso de estudio se puede observar la disminución en los valores de potencia con la que cuenta cada una de ellas, en comparación con el caso base, teniendo esta vez una disminución en las líneas 1 y 2 del enlace QRP-QPM de 30% y 21% respectivamente.

La Figura 4.15 al igual que la Figura 4.4, muestra además de la cargabilidad en porcentaje y el valor de las potencias cativa y reactiva con las que cuenta cada una de las líneas, las líneas que interconectan al área occidental a través del enlace con la subestación Tula en 400 kV en el área central y a través del enlace con la subestación Las Mesas en 400 kV en el área noreste con la diferencia que las líneas del enlace de estudio QPM-QRP son sustituidas por los buses ficticios 1 y 2 como artificio para la implementación del dispositivo, teniendo entonces el enlace QPM-QPM-FIC1 y QPM-QPM-FIC2 para las líneas 1 y 2 del enlace QPM-QRP respectivamente.

En este caso con la inclusión del IPFC se observa que la cargabilidad de las líneas QRP-QPM bajan de 118% a 88% y de 109% a 85%. Como era de esperarse las otras líneas también sufren cambios, las líneas QPM-MES pasan de 90% a 81%, mientras que las líneas QPM-TUL pasan de 27% y 25% a 18% y 15% considerando además la variación del voltaje en cada una de las líneas conectadas en el bus, donde para el enlace QRP-QPM de 404.4 kV se reduce a 402.8 kV; para el enlace QPM-MES de 405 kV se eleva a 406.7 kV y para el caso del enlace QPM-TUL de un valor de 409.5 kV se acrecienta a 410.3 kV en comparación con el caso base de la Figura 4.4.

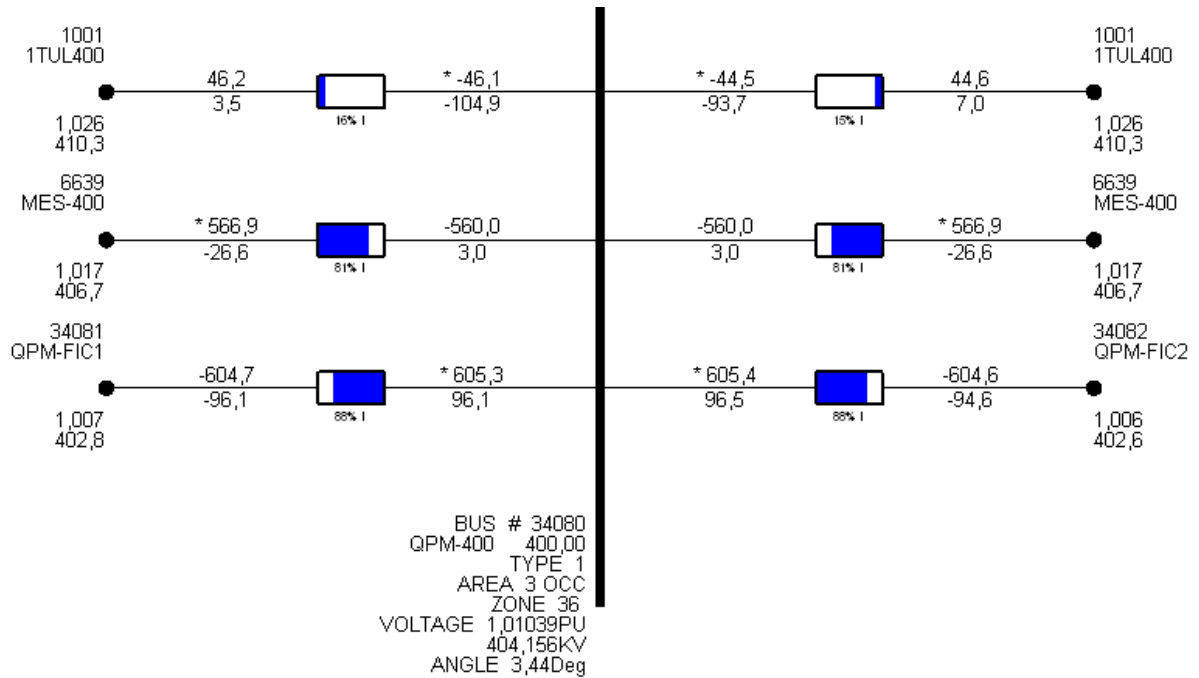


Figura 4.15 Diagrama de cargabilidad del PSS®E con dispositivo IPFC

La Figura 4.16 muestra la representación de una de las terminales a las cuales está conectándose el dispositivo IPFC a cada extremo de los buses en el PSS®E visto desde el nodo QPM-FIC1, resaltando que este bus ficticio se coloca con el fin de no alterar el sistema y tener un bus exclusivo para la conexión del dispositivo FACTS.

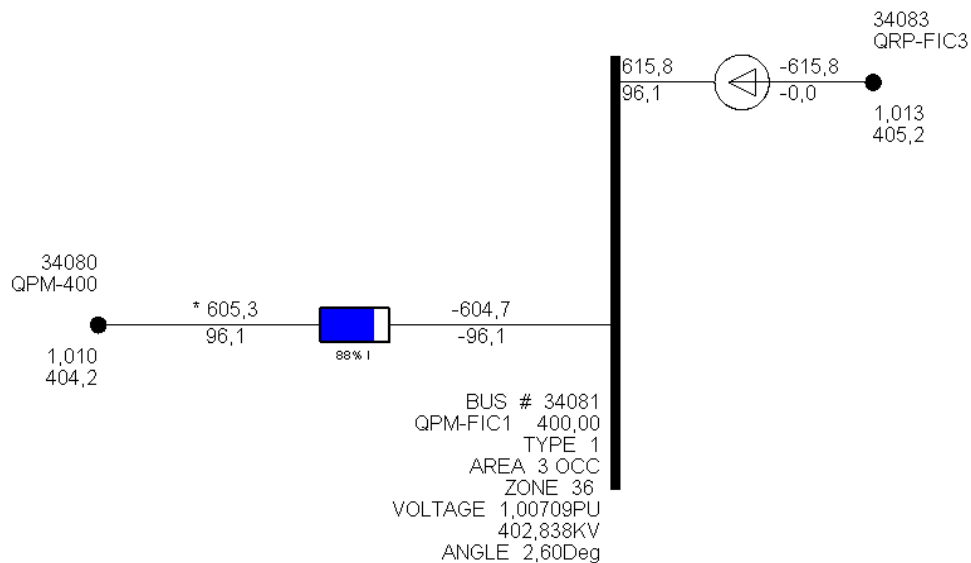


Figura 4.16 Bus ficticio incluido en el PSS®E con dispositivo IPFC

Adicionando el dispositivo IPFC, es posible notar en la Figura 4.17 que la cargabilidad de cada una de las líneas disminuye en comparación con el caso base hasta alcanzar valores alrededor de 600 MVA con variaciones de ± 10 MVA, cuyo valor es el establecido como valor a controlar en la configuración inicial del dispositivo, notando además que a pesar de las diferencias entre las líneas que conforman el enlace QPM-QRP el flujo en las ramas es estable a un valor controlado en ambas líneas.

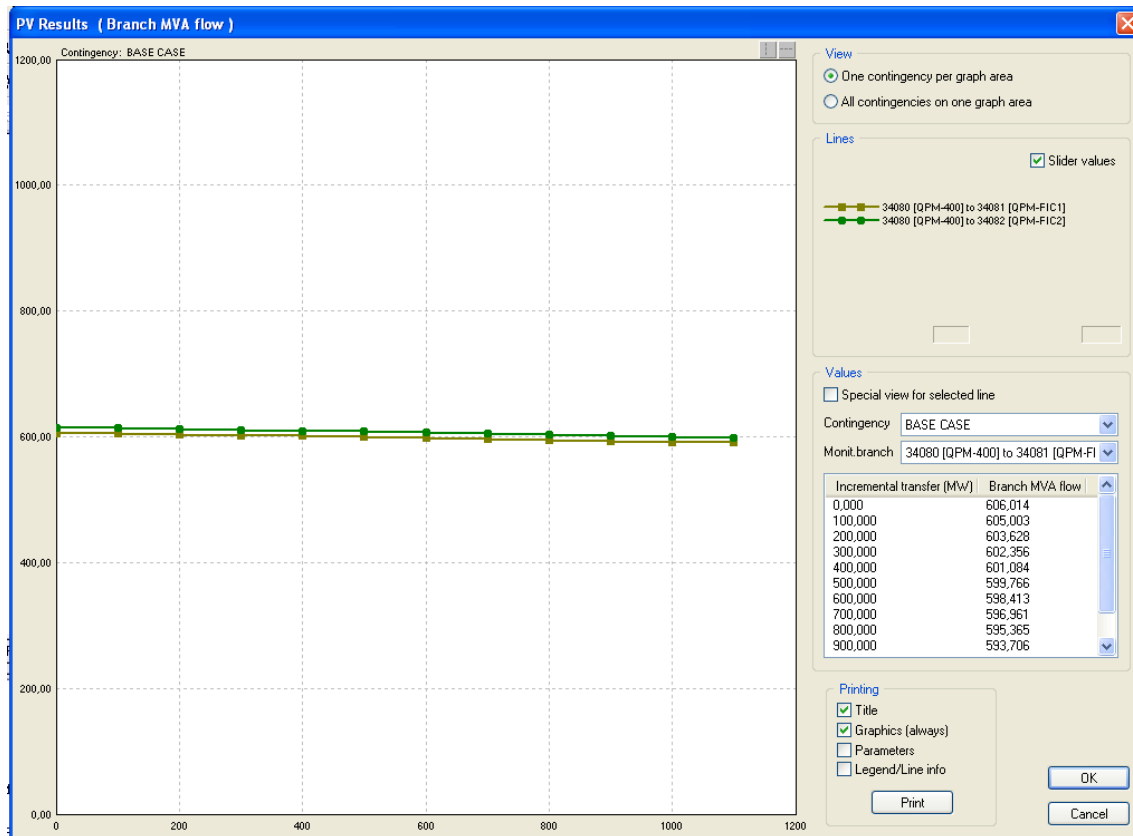


Figura 4.17 Curva P-S del enlace QRP-QPM con dispositivo IPFC

4.4.1 Análisis de contingencias del enlace con dispositivo IPFC

Para analizar el comportamiento de las líneas del enlace ante la presencia de contingencias cuando es incluido el dispositivo IPFC al enlace, se simularon las contingencias i) QPM-MES y ii) EPS-ANP con fines comparativos del resultado de la cargabilidad en cada una de las líneas del enlace, obteniendo los siguientes resultados:

- i) Las líneas de enlace ahora controladas con el IPFC, como era de esperarse se mantiene casi en el valor programado solo caen en 15MW ambas líneas. Estos resultados validan la función del dispositivo para mantener un flujo controlado entre dos líneas, como es mostrado en la Figura 4.18.

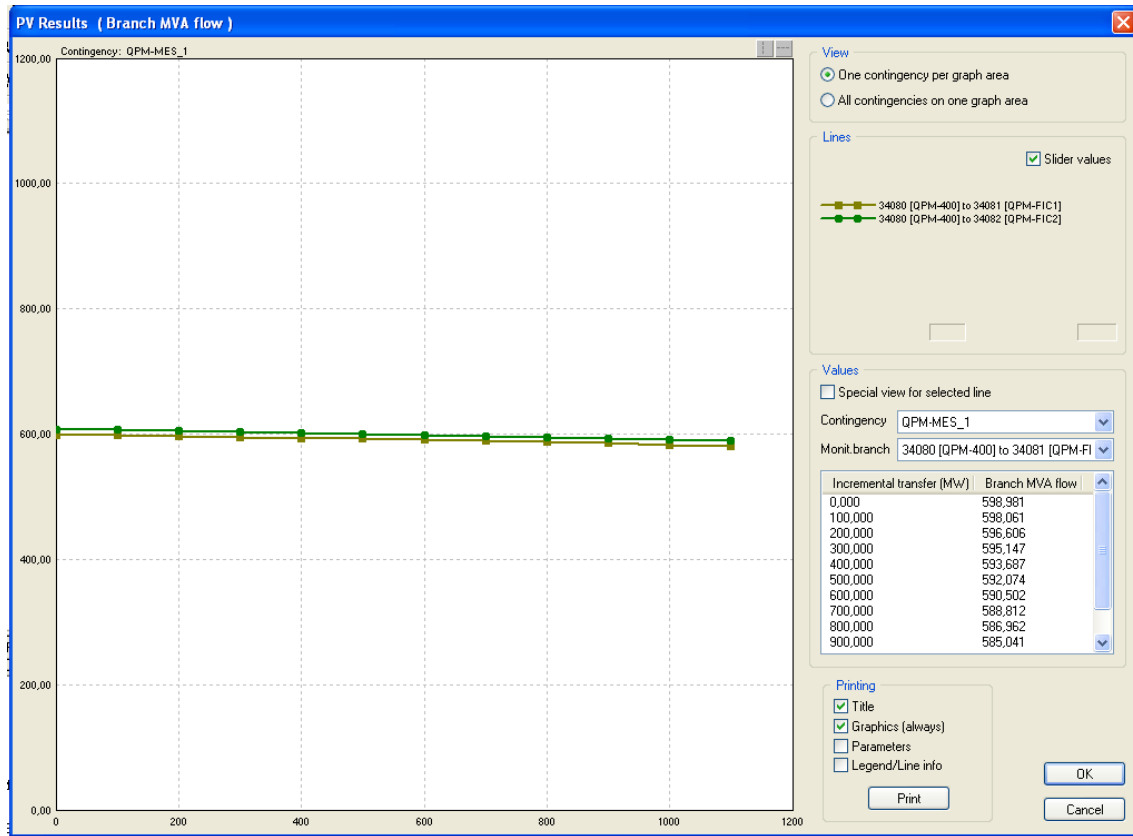


Figura 4.18 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace QPM-MES con dispositivo IPFC

- ii) Contingencia 2. Como era de esperarse al igual que en el caso anterior, el enlace conserva los niveles de carga independientemente de la contingencia aunque en este caso la transmisión decae 19 MW por línea, como es mostrado en la Figura 4.19,

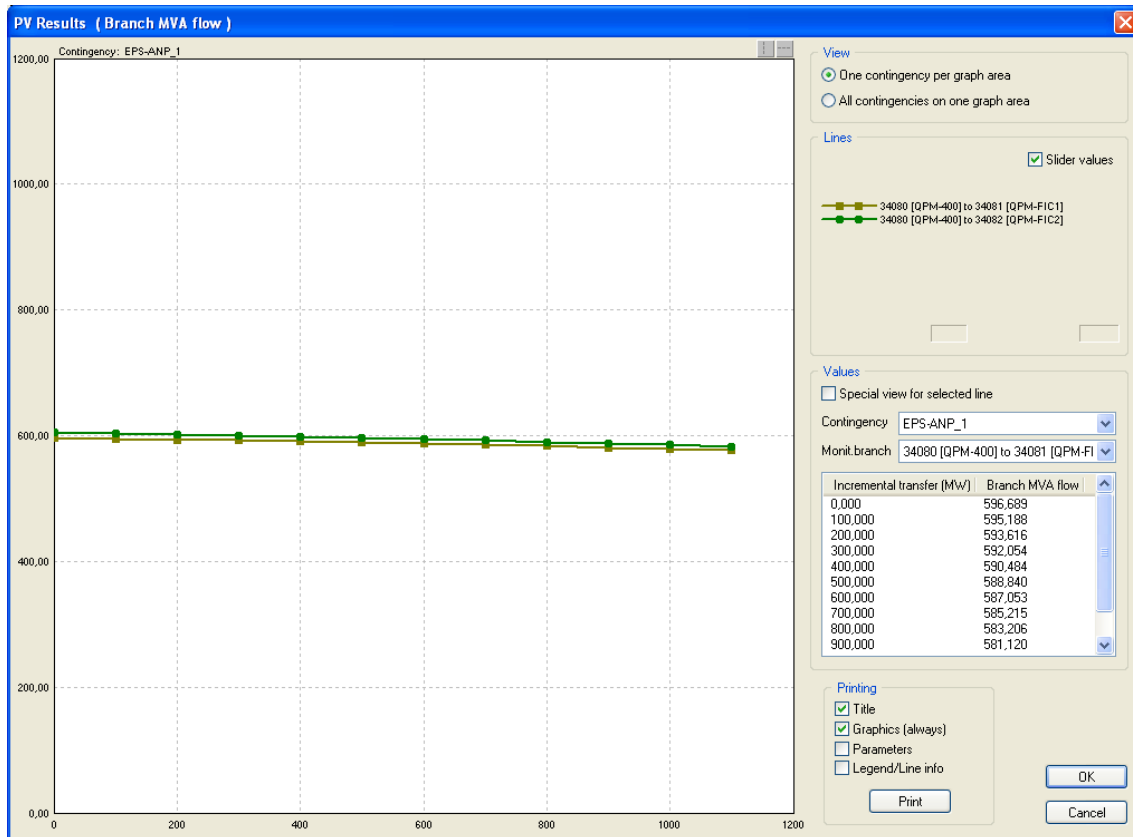


Figura 4.19 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace EPS-ANP con dispositivo IPFC

4.5 Caso 3: Implementación de un enlace de CD

Dentro de las propuestas para la solución al problema de violación de límites permitidos entre un enlace dentro de la misma área, se encuentra la implementación de un enlace de corriente directa o HVDC, teniendo en cuenta que la tecnología HVDC ha permitido la conexión de sistemas eléctricamente débiles y cargas / generadores aislados, a sistemas más robustos mediante enlaces de mayor longitud que los realizados con CA.

El enlace HVDC, fue colocado paralelo a las líneas que conforman el enlace estudiado tal y como se muestra en la Figura 4.20. El HVDC está configurado para un voltaje nominal de 400kV y una potencia a transmitir de 1500 MW; a partir de la inserción del enlace HVDC la cargabilidad en esta zona se redistribuye, de tal modo que las líneas del enlace QRP-QPM se perciben más descongestionadas con respecto al caso inicial, disminuyendo en un 55% y 51% para las líneas 1 y 2 del enlace QRP-QPM respectivamente.

Observando la Figura 4.20 y comparandola con el caso base en la Figura 4.4. Se puede identificar por obvias razones (se dobla la capacidad de transmision QRP-QPM) que las líneas del enlace CA reducen su cargabilidad del 118% y 109% a 63% y 56% y la energia transmitida entre QRP y QPM es ahora dividida en 816.9 MW en CA y 788.3 MW en CD.

El caso de líneas otras líneas que salen del bus QPM igualmente se ven afectadas, destacando ahora que las líneas QPM-TUL incrementan su carga del 27% y 25% a 42% y 39% de estas líneas, las líneas QPM-MES permanecen sin cambios.

Por otro lado, en lo que a voltajes se refiere en cada una de las líneas conectadas en el bus, para el enlace QRP-QPM de 404.4 kV reduce a 386.2 kV; para el enlace QPM-MES de 405 kV disminuye a 402.0 k y para el caso del enlace QPM-TUL de un valor de 409.5 kV se decremento a 406.9 kV en comparación con el caso base de la Figura 4.4, todo esto debido a una demanda de potencia reactiva por parte del enlace HVDC y que principalmente es suministrada por las líneas que conectan con TUL.

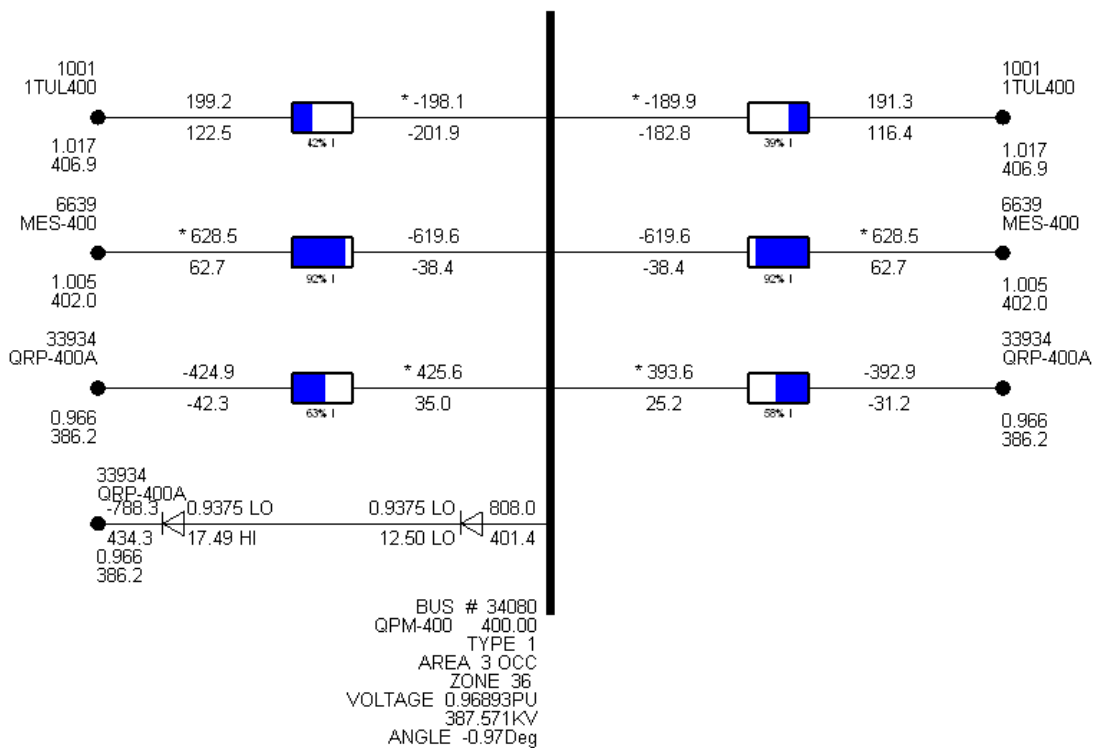


Figura 4.20 Diagrama de cargabilidad del PSS@E con enlace HVDC

En la Figura 4.21 se muestra el flujo de potencia transferido en el enlace con el enlace HVDC donde es posible notar que para este caso la cargabilidad de cada una de las líneas disminuye de un valor inicial para cada una de ellas; en la línea 1 de 832.728 MVA a 427.049 MVA y en la línea 2 de 768.750 MVA a 394.142 MVA, lo que representa el 51% en disminución del valor de transferencia inicial para cada una de las líneas. Teniendo como resultado hasta el momento la mejor alternativa para la cargabilidad del enlace QRP-QPM en cuanto a cuestiones técnicas se refiere.

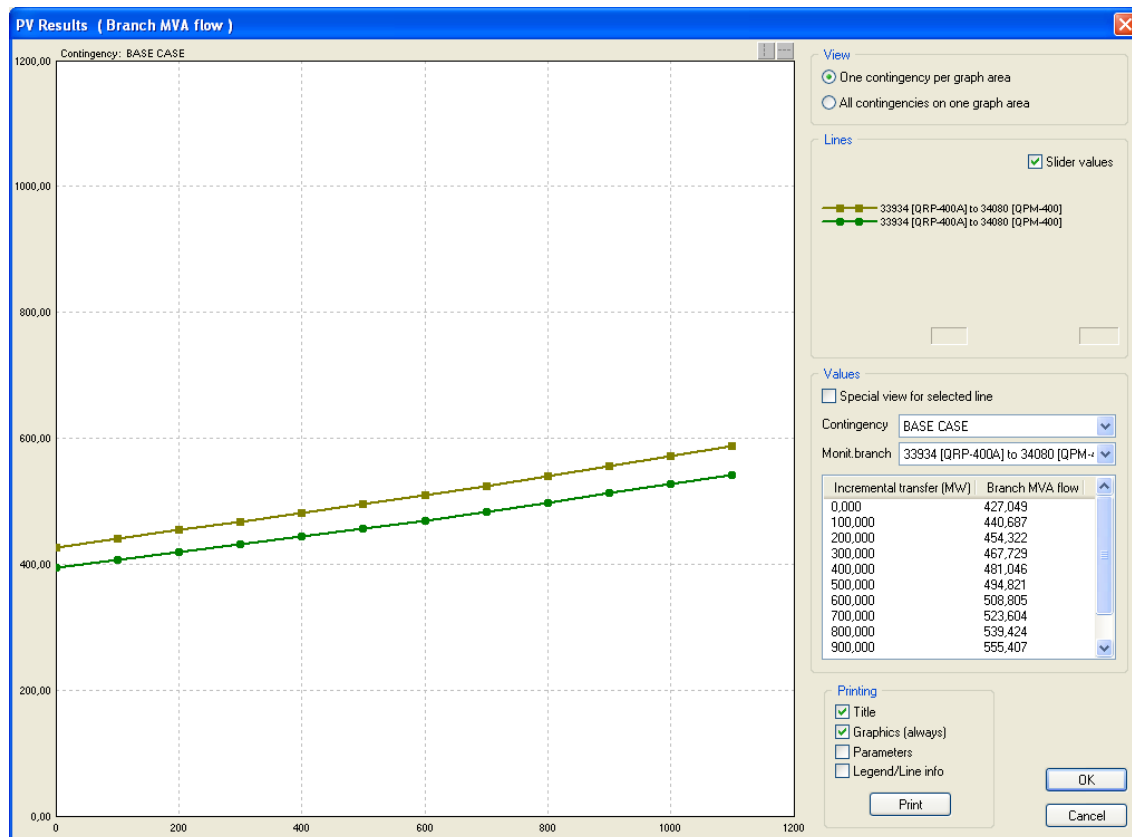


Figura 4.21 Curva P-S del enlace QRP-QPM con enlace HVDC

4.5.1 Análisis de contingencias del enlace con enlace HVDC

Al implementar el enlace HVDC paralelo al enlace QRP-QPM, se continuó con la misma metodología realizada hasta este momento, simulando las contingencias como en los casos anteriores resultado que:

- i) Haciendo una comparación con las contingencias aplicadas en los casos anteriores, con la contingencia simulada QPM-MES mostrada en la Figura 4.22 obtenemos que el valor inicial de la contingencia en la línea 1 del enlace QRP-QPM es de 341.748 MVA, por lo que tenemos que disminuye en un 45.77% y alcanzando un valor final de 486.07 MVA, alejándolo del límite establecido como el máximo para el enlace y obteniendo el valor mas bajo en cuanto a valores de cargabilidad en comparación con las alternativas probadas.

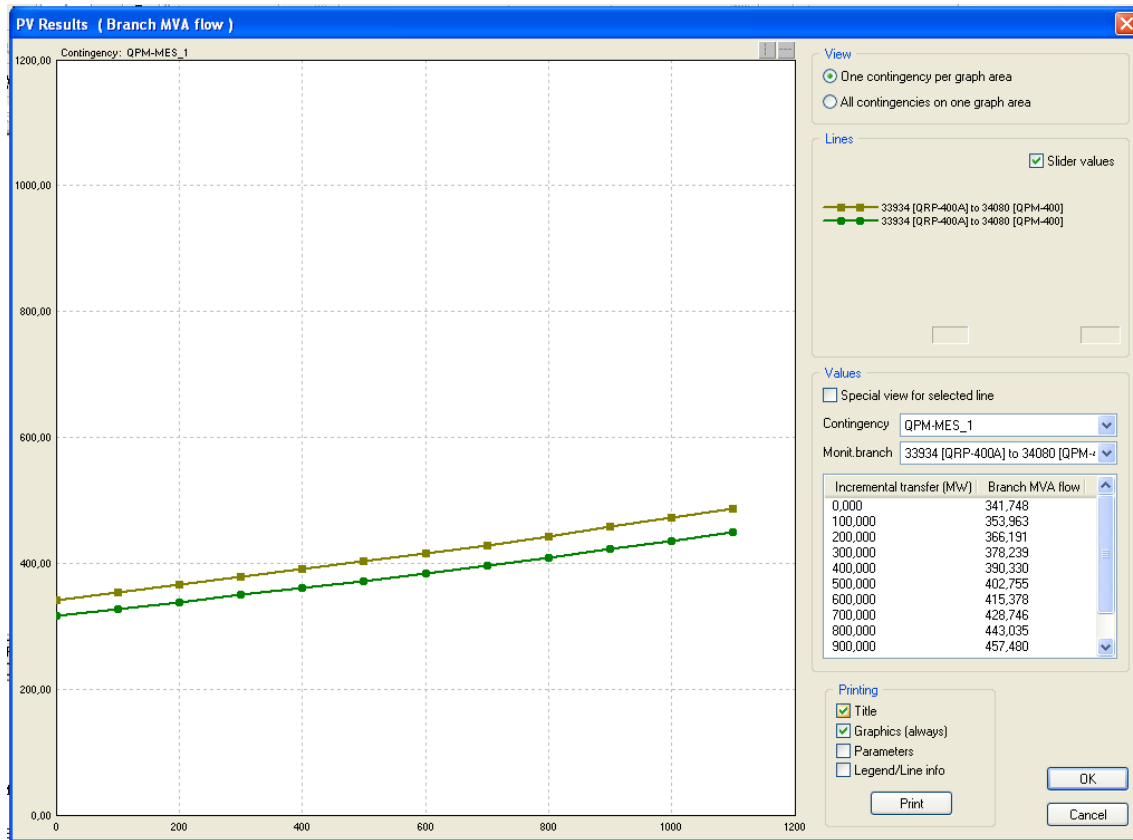


Figura 4.22 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace QPM-MES con enlace HVDC

- ii) Considerando la contingencia del disparo de una de las líneas que conforman el enlace EPS-ANP mostrada en la Figura 4.23, contemplando el enlace QRP-QPM con la implementación de un enlace en CD, ahora se cuenta con un valor para este punto inicial de 516.705 MVA, el valor a comparación con el caso base, disminuye el 56.0%, alcanzando el valor máximo de flujo por línea de 694.42 MVA; lo cual representa una disminución significativa en cuanto a los niveles de cargabilidad del enlace se refiere.

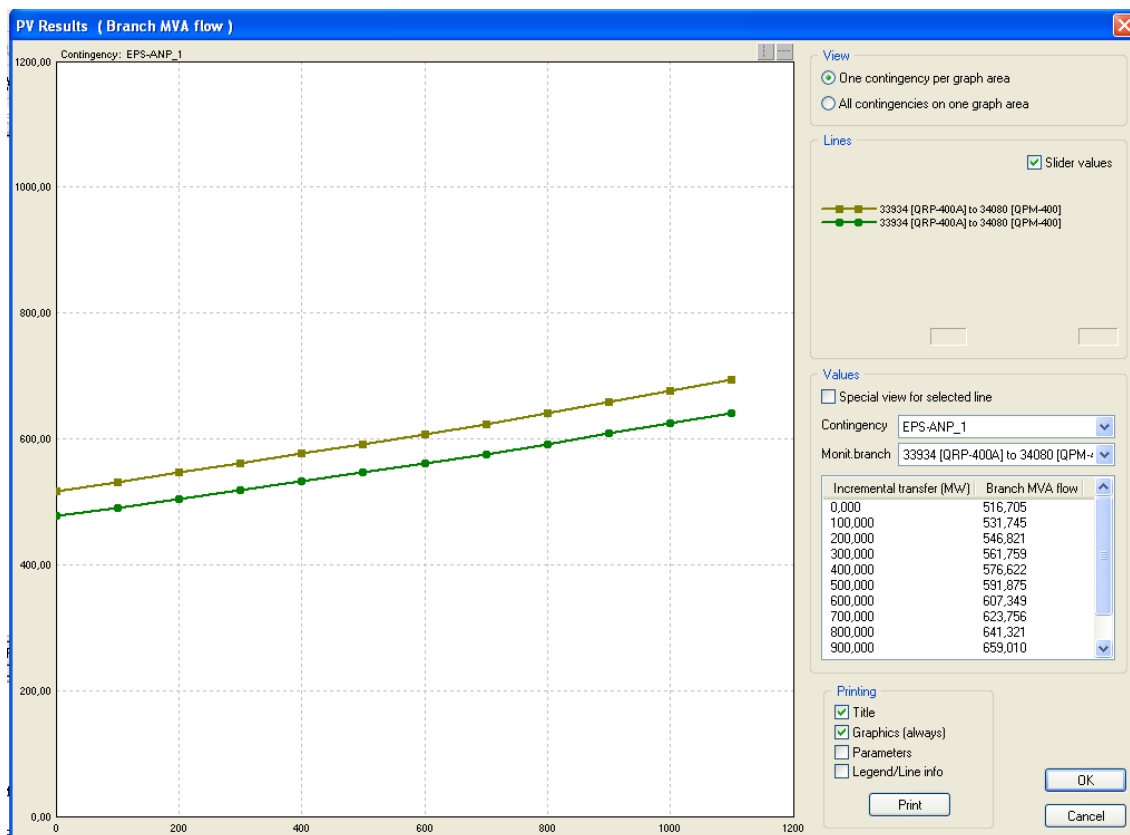


Figura 4.23 Carga en líneas QRP-QPM con contingencia en el enlace EPS-ANP con enlace HVDC

4.6 Discusión y resultados del caso de estudio

En la Tabla 4-1, se realiza un compendio de resultados de los casos analizados anteriormente para la solución del problema de cargabilidad en el enlace Querétaro Potencia – Querétaro Maniobras, perteneciente al área de control occidental del sistema eléctrico nacional.

Dicha tabla contiene el valor del voltaje en por unidad (p.u) del bus QPM para cada uno de los casos considerados, incluye además los puntos iniciales de transmisión de cada una de las líneas que forman el enlace para cada implementación, así como el punto final de las mismas el cual representa el valor establecido como la capacidad máxima de transmisión del enlace, el cual indica el valor que es posible transmitir con el límite indicado previamente para el enlace.

En el apartado del punto inicial del caso base, se señala el porcentaje de cargabilidad que tiene cada una de las líneas del enlace, en cada uno de los casos base con las implementaciones realizadas, destacando en este caso que en el caso original se cuenta con un valor en el enlace

de 118% y al añadir el enlace HVDC tiene una reducción considerable llegando hasta un 63% de cargabilidad, siendo éste el mejor resultado en cuanto a porcentaje se refiere en comparación con la incorporación de la línea paralela que tan solo tiene una reducción de 36% y en el caso de la implementación del IPFC se considera una disminución del 30%, notando que ambas líneas tienen una cargabilidad alrededor de 600 MW, el cual es el valor a controlar fijado previamente.

En cuanto al comportamiento de la simulación de las contingencias, al incluir la línea adicional al enlace y simulando el disparo de una de las líneas del enlace QPM-MES el valor de cada una de las líneas se ve disminuido al ser repartido el flujo a través de tres líneas del enlace, el IPFC mantiene su valor controlado alrededor de los 600MW y el enlace de corriente directa proporciona el soporte para que las líneas de AC del enlace QRP-QPM tengan una menor afectación en comparación con las soluciones provadas previamente

Al aplicar la contingencia en EPS-ANP, se observa que para todos los casos, los valores de transmisión de potencia son mayores que para la contingencia QPM-MES, considerando a EPS-ANP como una contingencia con un impacto negativo al enlace QRP-QPM.

Finalmente, comparando las tres alternativas que se analizaron para incrementar la capacidad de transmisión para el enlace QRP-QPM, técnicamente la opción que ofrece el enlace HVDC presenta un mayor margen de distancia entre el nivel de transmisión y el límite establecido.

Tabla 4-1 Resultados del caso de estudio

Caso	Voltaje en el bus QPM (p.u.)	Línea del enlace	Potencia operación normal (MVA/%)	Potencia demanda máxima (MVA)	Contingencia (MVA)			
					i) QPM-MES		ii) EPS-ANP	
					Potencia	Potencia demanda máxima	Potencia	Potencia demanda máxima
Base	1.01453	L1	832,728 / 118%	988,864	746,661	885,993	922,610	1094,882
		L2	768,750 / 109%	912,931	689,601	818,250	854,821	1015,242
1.- Línea paralela	1.01453	L1	574,859 / 82%	682,738	514,481	610,497	636,284	755,231
		L2	530,633 / 76%	630,255	475,209	563,862	588,847	699,361
		L3	530,633 / 76%	630,255	475,209	563,862	588,847	699,361
2.- IPFC	1.01039	L1	614,399 / 88%	598,028	607,149	588,913	605,086	582,961
		L2	606,014 / 88%	590,307	598,981	581,093	596,689	576,755
3.- HVDC	0.96893	L1	427,049 / 63%	587,082	341,748	486,070	516,705	694,426
		L2	394,142 / 58%	541,929	315,685	448,948	476,945	641,063
		HVDC	788,3	773.78	775,6	770.225	782,3	775.63

Capítulo 5

Conclusiones y trabajos futuros

5.1 Conclusiones

En el presente trabajo se estudió el problema de cargabilidad en el enlace Querétaro Potencia-Querétaro Maniobras, el cual forma parte del Sistema Interconectado Nacional concluyendo que, el aumento de la capacidad de transmisión de una rama específica, mejorará los problemas de cargabilidad en el sistema de transmisión de una red compleja.

Es necesario realizar diferentes estudios hasta encontrar el lugar adecuado para realizar las implementaciones de tal modo que se tenga un beneficio en gran parte de la red. Esto debe ser parte de los estudios de la red de transmisión para alcanzar a comprender las situaciones de sobrecarga en la red de transmisión.

Dentro de lo especificado dentro del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico [POISE (2012-2026)] se encuentra la inclusión de una línea paralela al enlace aquí estudiado, con el fin de alejar del límite máximo de transmisión establecido por CFE, esta incorporación daría como resultado una disminución en la capacidad de transferencia del enlace del 33%.

Sin embargo, existen tecnologías disponibles alternas a las soluciones tradicionales, las cuales podrían proporcionar un decremento en la cargabilidad de la línea de hasta el 55%, como es el caso del enlace de corriente directa (HVDC) y 30% para el IPFC, tal y como quedó demostrado a lo largo del trabajo aquí presentado.

Debido a que el software empleado en esta tesis es de uso comercial, las alternativas de solución al problema de la cargabilidad, representan un avance en el análisis de los dispositivos que emplean electrónica de potencia y abre las puertas para que se implementen otros dispositivos de la misma complejidad dando pie a que se realicen otra clase de estudios.

5.2 Trabajos futuros

Dada la importancia de contar con un adecuado aprovechamiento en las capacidades de transferencia de energía a través de las líneas de transmisión, es necesario además de considerar los aspectos técnicos, complementar los estudios de viabilidad de alternativas de solución al problema de la cargabilidad con consideraciones económicas, ambientales y/o sociales de cada una de las soluciones aquí propuestas u otras que podrían existir, con el fin de obtener la mejor opción que cubra con estos tres aspectos.

Para el análisis realizado se utilizó la tecnología FACTS con la implementación de un dispositivo IPFC y un enlace de corriente directa (HVDC), sin embargo es preciso explorar el comportamiento de otros dispositivos que permitan el descongestionamiento en líneas de transmisión tales como el Controlador Unificado de Flujos de Potencia (UPFC) o FACTS distribuidos.

Dentro de la electrónica de potencia y enlaces de corriente directa existen soluciones para el problema de cargabilidad, las cuales valdría la pena que fueran consideradas al momento de elegir la alternativa de solución para el problema de cargabilidad, teniendo en cuenta el crecimiento de la red y requerimientos futuros del sistema.

Una segunda etapa de este proyecto puede orientar su esfuerzo a la obtención de resultados de estudios de estabilidad transitoria y ante pequeños disturbios incluyendo las diferentes alternativas de solución aplicadas, al igual estudios de colapso de voltaje entre otros.

Bibliografía

- [**Aboytes F. (1986)**] Aboytes F. y Arroyo G., (1986), “Security assessment in the operation of longitudinal power systems”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PWRS-1, No. 2, May 1986, (pp. 225-232).
- [**Aboytes F. (1988)**] Aboytes F., (1988), “Dynamic security assessment in CFE interconnected system”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988, (pp. 1311-1313).
- [**Angeles-Camacho, C. (2003)**] Angeles-Camacho, C., Tortelli, O.L., Acha, E., Fuente-Esquivel, C.R., (2003), “Inclusion of a high voltage DC-voltage source converter model in a Newton-Raphson power flow algorithm”, IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Nov. 2003, Vol. 150, N° 6, (pp. 691 - 696).
- [**Arrillaga J. (1998)**] Arrillaga, J., (1998), “High voltage direct current transmission”, Institution of Electrical Engineers, London, United Kingdom, 2nd edition, 1998, ISBN- 0-85296-941-4, (301 pp.).
- [**Arrillaga, J. (2007)**] Arrillaga, J., Liu Y., Watson N., (2007), “Flexible power transmission, the HVDC options”, John Wiley & Sons Ltd, England, 2007, (376 pp.).
- [**Babu A. (2010) 1**] Babu A., Sivanagaraju S., Padmanabharaju Ch., Ramana T., (2010), “Power flow analysis of a power system in the presence of interline power flow controller (IPFC)” ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol.5, no.10, Oct. 2010, (pp.1-4).
- [**Babu A. (2010)**] Babu A., Sivanagaraju S., Padmanabharaju Ch., Ramana T., (2010), “Multi-line power flow using interline power flow controller (IPFC) in power transmission systems”, International Journal of Power Energy Systems Engineering, 2010, (pp. 492-496).
- [**Babu A. (2011)**] Babu A., Sivanagaraju S., (2011) “Mathematical modelling, analysis and effects of interline power flow controller (IPFC) parameters in power flow studies,” 4th IEEE- India Int. Conf. on Power Electronics, India, Jan. 2011, (7 pp.).

- [Bahrman M. (2011)]** Bahrman M., (2011), “HVDC classic line-commutated, current-source converters (LCC, CSC)”,seminario HVDC/HVDCLight/HVC, Power Systems – HVDC, ABB Grid Systems, Mexico D.F., Octubre, (30 pp.).
- [Bahrman M. P. (2007)]** Bahrman M. P. and Johnson B. K., (2007), “The ABCs of HVDC transmission technologies”, Power and Energy Magazine, IEEE, Vol. 5, issue 2, March-April, 2007, (pp. 32-44).
- [Blanco G. (2007)]** Blanco G., Olsina F. y Garcés F., (2007), “Dispositivos FACTS en MercadosEléctricosCompetitivos – Estado del Arte”, VII Latin American Congress on Electricity Generation & Transmission, Octubre, 2007, (10 pp.).
- [Busan S. (2010)]** Busan S., Othman M., (2010) “A fast computational method for the available transfer capability assessment”, International Conference on Intelligent and Advanced Systems (ICIAS), IEEE, June 2010, (pp.1-6).
- [CFE (2012)]** <http://www.cfe.gob.mx/es/NegociosConCFE/inversionistas/U> Mayo-2012
- [Clair H. P. (1953)]** Clair H. P., (1953), “Practical concepts in capability and performance of transmission lines”. Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers, Diciembre 1953, (pp. 1152-1157).
- [Coronado I. (2001)]** Coronado I., Zúñiga P., Ramírez J., (2001), “FACTS: soluciones modernas para la industria eléctrica”. Avance y Perspectiva Vol. 20, Unidad Guadalajara del Cinvestav, Julio – Agosto, 2001, (pp. 235-244).
- [Diez-Valencia V. (2002)]** Diez-Valencia V., Annakkage U.D., Gole A.M., Demchenko P., (2002), “Interline power flow controller (IPFC) steady state operation”, Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 2002. IEEE CCECE Vol. 1, (2002), (pp280 – 284).
- [Firmus consulting (2006)]** Firmus consulting (2006), “Estudio sobre tarifas electricas en México. Hacia una estructura tarifaria eficiente que apoye la competitividad de la economía”, Instituto Mexicano para la competitividad A.C., Febrero (2006), (58 pp).
- [Frau J. (2005)]** Frau J., Gutiérrez J., (2005), “Transporte de energía eléctrica en corriente continua: HVDC”, Electrónica de potencia, nº361, Abril, 2005, (pp. 2-14).
- [Fuerte-Esquivel C. (2000)]** Fuerte-Esquivel C., Acha E. y Ambriz-Pérez H., (2000), “A comprehensive Newton Raphson UPFC model for the quadratic power flow solution of practical power networks”, IEEE Transactions on power systems,

Vol. 15. No. 1, Feb. 2000, (pp. 102-109).

- [Gonzalez J. (2006)]** Gonzalez J., (2006), “Sistemas de transmisión de alto voltaje en corriente directa (HVDC)”, Curso impartido por la Unidad de Ingeniería Especializada (UIE) de Comisión Federal de Electricidad (CFE), Mayo, 2006, (12 pp.).
- [Guevara C. (2012)]** Guevara C., (2012), “El efecto de variación de la demanda en la eficiencia energética” Revista electroindustria, Año XII, N° 135, Santiago de Chile, Agosto, 2012, (pp. 44-45).
- [Hammons T.J. (2000)]** Hammons T.J., Woodford D., Loughtan J., Chamia M., Donahoe J., Povh D., Bisewski B., (2000), “Role of HVDC transmission in future energy development” IEEE Power Engineering review, February 2000, (pp. 10-25).
- [Hingorani N. (2000)]** Hingorani N., Gyugyi L., (2000), “Understanding FACTS, concepts and technology of flexible AC transmission systems”, IEEE press, Wiley- Inter science, a division of John Wiley & Sons, Inc., New York, 2000, ISBN0780334558, (432 pp.).
- [Johansson J. (2011)]** Johansson J., (2011), “Introducción al HVDC”, seminario HVDC/HVDCLight/HVC, PowerSystems – HVDC, ABB GridSystems, Mexico D.F., Octubre, 2011, (24 pp.).
- [Kimbark E. (1971)]** Kimbark E., (1971) “Direct current transmission”, Wiley- Interscience, a division of John Wiley & Sons, Inc., Vol. 1, USA, 1971, (264pp.).
- [Lips, H.P. (1998)]** Lips, H.P., (1998), “Technology trends for HVDC thyristors valves”, International Conference on Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98, Vol. 1., (pp. 451 - 455).
- [Murcia F. (2007)]** Murcia F., Díaz G., Cortés C. (2007), “Uso de FACTS para el aumento de la cargabilidad en la línea de transmisión Circo-Guavio perteneciente al sistema de transmisión colombiano”, Tecnura, Vol. 11, núm. 21, 2007, pp. 63-73 Universidad Distrital Francisco José de Caldas Bogotá, Colombia, 2007, (pp. 64-73).
- [Mutale J. (1999)]** Mutale J. y Strbac G., Ortega O., (1999), “Transmission network reinforcement versus FACTS: an economic assessment”, Power Industry Computer Applications. Proceedings of the 21st 1999 IEEE International Conference, Julio, (pp.279 – 285).
- [Nilsson S. L. (1995)]** Nilsson S. L., (1995) “Security aspects of flexible AC

transmission system controller applications”, *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 17, No. 3, Elsevier Science Ltd 1995, (pp. 173-179).

[Oliveira E. J. (1999)] Oliveira E. J., Marangon Lima J. W. and Pereira J. L. R., (1999), “Flexible A.C. transmission system devices: allocation and transmission pricing”. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 21, N° 2, Feb. 1999, (pp. 111-118).

[Ortega O. (2009)] Ortega O., Quezada A. y Herrera E., (2009), “Flujos: una herramienta para el análisis de flujos de potencia y dispositivos FACTS”; *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, Universidad de Pamplona, Vol. 2, Número 14, (pp. 124-130).

[POISE (2011-2025)] Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico POISE 2011-2025, Subdirección de programación, Coordinación de planificación, 2011, (312 pp.).

[POISE (2012-2026)] Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico POISE 2012-2026, Subdirección de programación, Coordinación de planificación, 2012, (370 pp.).

[Prieto J. (2009)] Prieto J. (2009), “Red de transporte de energía eléctrica”, *Energía eficiente*, Octubre 2009, <http://energiaeficiente.wordpress.com/tag/electricidad/> (Enero 2013)

[Proyecto Mesoamérica (2012)] Portal oficial del proyecto Mesoamérica, (2012), “interconexión eléctrica México- Guatemala”, diciembre, 2012 http://www.proyectomesoamerica.org/joomla/index.php?option=com_content&view=article&id=172

[Román N. (1993)] Román N., (1993) “Desarrollo de un simulador digital interactivo para determinar la cargabilidad de las líneas de transmisión”, tesis para obtener el título de ingeniero electricista, IPN, México, Oct 1993, (228 pp.).

[Santos N. (2006)] Santos N., Pires V., Castro R., (2006) “A new model to incorporate unified power flow controllers in power flow studies”, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2006, (8 pp.).

[Schaffner Ch. (2002)] Schaffner Ch., Andersson G. (2002), “Use of FACTS devices for congestion management in a liberalized electricity market”. *Swiss Federal Institute of Technology (ETH), Zurich, Switzerland*, 2002, (6 pp.).

[Secretaría de Energía (2013)] Secretaría de Energía, (2013), “Estrategia nacional de energía (2013-2027)”, *Tema estratégico* 8, (2013), (pp. 26-27).

- [**SEL (2012)**] Schweitzer Engineering Laboratories (2012), “Esquemas de protección y control de area amplia (WAPC)”, Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), 2012, (61 pp).
- [**SENER (2013)**] Secretaría de energía (2013) “Programa de obras e inversiones del sector eléctrico (POISE)”, Documentos relevantes, México, Enero, 2013, www.sener.gob.mx
- [**SIEMENS (2013)**] High Voltage Direct Current Transmission – Proven Technology for Power Exchange, H.P.Siemens. www.siemens.com
- [**Singh S. (2001)**] Singh S. y David A., (2001), “Optimal location of FACTS devices for congestion management”, Electric Power Systems Research N°58, (pp. 71-79).
- [**Taylor C. (1994)**] S., Othman M., (2010) “A fast computational method for the available transfer capability assessment”, International Conference on Intelligent and Advanced Systems (ICIAS), IEEE, June 2010, (pp.1-6).
- [**Taylor C. (1994)**] Taylor C., (1994), “Power system voltage stability”. McGraw-Hill, Inc., (288 pp.).
- [**Téllez S. (2011)**] Téllez S. (2011), “Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados”, Trabajo de tesis para optar por el grado de Magister en Ingeniería Eléctrica, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería, Departamento de Ing. Eléctrica y Electrónica, Bogotá, Colombia, 2011,(72 pp).
- [**Verma, K. S. (2006)**] Verma, K. S., Gupta, H. O, (2006), “Impaction real and reactive power pricing in open power market using unified power flow controller”, IEEE Transactions On Powe Systems, Vol. 21, N° 1, Feb. 2006; (pp. 365-371).
- [**Wang H. F. (1995)**] Wang H. F., (1995), “Selection of Robust Installing Locations and Feedback Signals of FACTS-based Stabilizers in Multi-machine Power Systems”. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 2, May 1995, (pp. 569-574).
- [**Woodford D. (1998)**] Woodford D., (1998), “HVDC Transmission”, Manitoba HVDC Research Centre, Pembina Highway, Winnipeg, Manitoba, Canada, March, 1998, (27 pp.).
- [**Xu X. (2001)**] Xu X., Lam B., Austria R., Huaming W., Haihong F., Lin Y. and Xu W., “Application of FACTS Technology for Increasing Power Transfers of Jiangsu Transmission System”, in Proceedings of the CIGRE 2001 International

Conference on Power Systems (CIGRE ICPS'2001), Sep. 3-5, 2001, Wuhan, Hubei, China, (5 pp.)

[Yokoyama A. (2005)] Yokoyama A., Nakachi Y. and Yasumatsu M., (2005) “An optimal power flow control method of power system by interline power flow controller (IPFC)”, Power Engineering Conference, nov-dec 2005. IPEC 2005. The 7th International, Vol. 2, (pp. 1075 – 1080).

[Zhang J. (2006)] Zhang J. y Yokoyama A., (2006), “Optimal power flow control for congestion management by interline power flow controller (IPFC)”, International conference on power system technology, 2006 IEEE, (6 pp.).

[Zhang Y. (2006)] Zhang Y., Zhang Y., Chen C., (2006), “A novel power injection model of IPFC for power flow analysis inclusive of practical constraints”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 21, n° 4, November, 2006, (pp. 1550-1556).

Apéndice A

Power System Simulator for Engineering (PSS[®]E)

A.1 Introducción

PSS[®]E es la herramienta de software utilizada por los participantes de transmisión eléctrica en todo el mundo. Los análisis probabilísticos y capacidades avanzadas de modelización dinámica incluidos en PSS[®]E ofrecen planificación de la transmisión y a los ingenieros de operaciones una amplia gama de metodologías para su uso en el diseño y operación de redes confiables. PSS[®]E es el estándar que ofrece Siemens para el análisis de la transmisión eléctrica, que continúa siendo la tecnología de elección en un mercado en constante crecimiento, que supera 115 países.

Desde su introducción en 1976, la herramienta del Simulador de Sistemas de Potencia para Ingeniería se ha convertido en el programa comercial más completa y técnicamente avanzada, y se utiliza ampliamente en su tipo. Es ampliamente reconocido como el más completo, probado por el tiempo y con mejor desempeño programa comercial disponible.

PSS[®]E es un programa integrado e interactivo para simular, analizar y optimizar el rendimiento del sistema de potencia. Proporciona al usuario los métodos más avanzados y probados en muchas áreas técnicas, entre ellas:

- Flujos de Potencia
- Flujos óptimos de potencia
- Análisis de fallas equilibradas o desequilibradas
- Simulación dinámica

- Acceso Abierto y Precios
- Análisis de traslado de límite
- Reducción de red

A.2 PSS®E - Software de análisis global para estudios de sistemas de transmisión

La planificación de la transmisión y las herramientas de análisis son esenciales para las empresas de servicios públicos para enfrentar los retos del envejecimiento de la red de hoy y las redes inteligentes (Smart Grid) del mañana. Para mantener el ritmo con la demanda de energía confiable y en constante expansión de redes complejas, las empresas de servicios públicos se basan en herramientas poderosas para diseñar sistemas para satisfacer las necesidades de pronóstico.

PSS®E es una herramienta de análisis poderosa y fácil de usar en redes de sistemas de potencia, que va más allá del análisis tradicional de flujo de potencia para ofrecer la posibilidad de optimizar al máximo y perfeccionar el sistema de transmisión. PSS®E ofrece una tecnología probada y un “mundo” de experiencia al usuario, es flexible y fácil de adaptar a los cambios en las políticas y procedimientos.

El paquete del programa PSS®E incorpora años de experiencia de Siemens y el crecimiento del algoritmo se ha desarrollado en estrecha colaboración con sus usuarios en todo el mundo. Con estos antecedentes, se ha convertido en uno de los principales programas eléctricos del mundo de transmisión planificación. PSS®E ofrece a los usuarios potentes análisis de fiabilidad y emplea la última tecnología de computadoras y algoritmos numéricos para resolver eficientemente problemas de red, grandes y pequeños.

PSS®E es una de las herramientas más sensibles con respecto a nuevas características y capacidades analíticas, frente a las necesidades inmediatas del usuario, así como las necesidades futuras.

