



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROYECTO DE EXPANSIÓN DEL SEN
(SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL) EN EL
ÁREA DE PETACALCO, GUERRERO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO ELÉCTRICO – ELECTRÓNICO

P R E S E N T A:

GUTIÉRREZ CAMACHO BEATRIZ

DIRECTOR DE TESIS: M.F. ALFREDO LOPEZ TAGLE



MEXICO, D.F.

2011



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos.

A Dios.

Por permitirme estar con vida hasta hoy y poderle agradecer todas las cosas que me ha dado.

A mi madre.

Por ser el combustible del motor de mi vida, la vida no me alcanzara para agradecerte lo suficiente. Donde quiera que estés.

A mi hermana Mónica.

Por regalarme no una profesión sino una oportunidad y una esperanza en la vida. Creo que nunca vas a dimensionar lo mucho que hiciste por mí.

Gracias por ser el compensador estático de mi vida, le diste estabilidad a mi voltaje, lo levantaste cada que cayo hermana, gracias.

A mi primo Leopoldo.

Por aceptar representar un papel trascendental en mi vida sin tener la obligación de serlo.

A mi familia.

A mi tía Cony por apoyarme no importando las distancias ni el lugar, a mi hermana Sonia por cuidar siempre de mí (yo tengo presente tu esfuerzo y debes saber que no importa la cantidad sino la calidad de las acciones, gracias), a mi hermana Myriam por darme esa primera oportunidad, a mis pequeñas sobrinas Nilca y Tania porque iluminan mi vida y la hacen más feliz, a mi hermano Saúl porque siempre esta al pendiente de nosotras, a mi hermana Adriana por apoyarnos siempre en las buenas y en las malas, a mi tío Ángel por su valiosa cooperación.

A mis amigos.

Gracias por enseñarme que en la vida como en la ingeniería el trabajo se disfruta más en equipo, gracias por su ayuda.

A mis maestros.

Por sus enseñanzas, en ocasiones me dieron lecciones duras pero solo fue una preparación para lo que me esperaba. Gracias a todos y cada uno de mis profesores.

A mi Universidad.

Por otorgarme el privilegio de entrar y regalarme los mejores espacios, las mejores enseñanzas, por permitirme hacerla parte de mi historia personal pero sobre todo gracias por incluirme como un miembro más de su invaluable comunidad.

Y a todas y cada una de las personas que me encontré en la vida durante mi estancia en la universidad y que me ayudaron le doy gracias a la vida y a Dios por ponerlas en mi camino, cuando la vida te cierra una puerta siempre te abre muchas ventanas. Mil gracias.



INDICE.

Introducción.	ii
I. Red del Sistema Interconectado Nacional (SIN).	1
II. Producción de energía eléctrica en México.	13
III. Problemática del proyecto de ampliación de la red eléctrica en el área de Petacalco.	21
1. Planteamiento del problema.	21
2. Elevación de nivel de corto-circuito.	31
3. Elevación del flujo de potencia.	35
4. Congestionamiento de las líneas existentes.	46
5. Ampliación de la subestación y creación de nuevas subestaciones.	49
IV. Alternativas de solución al incremento del nivel de Corto Circuito.	54
V. Alternativas de solución para la transmisión de mayor potencia desde Petacalco.	62
a) Mayor número de líneas de transmisión de 400KV.	62
b) Instalación de líneas de transmisión de 765KV en corriente alterna.	65
c) Instalación de una línea de transmisión de 1000KV en corriente directa.	67
VI. Análisis de las alternativas de solución, ventajas y desventajas.	69
VII. Conclusión.	76
Bibliografía	78



Introducción.

La presente tesis tiene el objetivo de mostrar en términos reales el estudio de la problemática del crecimiento de un área de la red, esto debido a la necesidad de alimentar un mayor número de cargas, con ayuda de herramientas que tenemos disponibles en la Facultad de Ingeniería como los son el software de simulación EDSA (Electrical Design Software Advanced) y que sin duda alguna hoy en día constituyen un arma poderosa para la Ingeniería de Potencia ya que facilita el trabajo que de cualquier otra forma tomaría mucho tiempo.

Este documento se constituye de la siguiente forma:

El **capítulo I** expone en términos generales como opera la red eléctrica en México y de que forma se interconecta no solo de manera interna sino también de manera externa, para poder visualizar como esta construida esta red por la que circula la energía eléctrica con la cual se ha de satisfacer la demanda.

El **capítulo II** explora la forma en que se produce la energía eléctrica en el país, es decir, cual es la aportación tanto del sector público como del sector privado en la generación de energía eléctrica lo cual nos permitirá saber finalmente la generación total de electricidad y la capacidad de la misma con la que cuenta el país para satisfacer la demanda requerida.

El **capítulo III** es la parte central de este trabajo, en el que se plantea el estado original de la Central Termoeléctrica y posteriormente referirnos a su ampliación con la entrada de un nuevo generador, obteniendo parámetros importantes sobre las líneas de transmisión de 400 KV y 230 KV que salen de esta planta y algunos de los cuales hemos de usar para incluir en el programa EDSA para hacer un análisis de flujo de potencia y de corto circuito tanto en el estado original de la planta como con la incorporación del nuevo generador y observar a través de este software las diferencias en el comportamiento de la central.

El **capítulo IV** menciona las principales características de los interruptores de potencia y los diferentes tipos que hay de los mismos, como una alternativa para solucionar el incremento del nivel de corto circuito.

El **capítulo V** considera una serie de alternativas ya aplicadas en otros países con el fin de mostrar una serie de opciones diferentes que permitirían traer la misma energía de esa central hasta las diferentes cargas pero que tal vez, si los estudios técnico-económicos respectivos así lo indicaran, de manera más económica.

El **capítulo VI** realiza un comparativo a groso modo de las opciones ofrecidas en el capítulo anterior mostrando las ventajas y desventajas de una opción con respecto a otra.



Capítulo I. Red del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Históricamente el **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)**, se ha ido adaptando a las necesidades del país, por ejemplo, en el año de 1960 el suministro de electricidad del país se efectuaba mediante diversos sistemas aislados; al paso del tiempo, las redes regionales se interconectaron utilizando niveles de tensión mayores (400 KV, 230 KV), la frecuencia se unificó a 60 Hz. En el campo de administración de la demanda, se estableció el horario de verano y el uso de tarifas con diferencia horaria.

En términos generales, la infraestructura del **SEN** 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
- Apertura de la red a Productores Externos de Energía y Autoabastecedores

Desde el punto de vista del **destino final de la energía eléctrica generada**, el **SEN** está conformado por **dos sectores, el público y el privado**.

El sector público se integra por:

- Comisión federal de Electricidad (CFE)
- Las centrales con capacidad mayor a 30 MW construidas por los Productores Independientes de Energía (PIE), éstos entregan la totalidad de su energía a CFE para el servicio público de energía eléctrica.

El sector privado agrupa las siguientes modalidades (las cuales fueron incorporadas por el Congreso de la Unión en la reforma de 1992 hecha a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica o LSPEE) :

- *Cogeneración.*
- *Autoabastecimiento;* en esta modalidad existe el autoabastecimiento local cuando se satisfacen cargas ubicadas en el mismo sitio de la central y el autoabastecimiento remoto cuando la energía eléctrica se inyecta a la red de transmisión del servicio público para proveer a otros centros de consumo.
- *Pequeña producción.*
- *Exportación.*
- *Importación.*
- *Usos propios continuos;* modalidad que alberga permisos concedidos por diversas secretarías antes de la reforma a la LSPEE de 1992.

Para estudios de planificación, el **Sistema Eléctrico Nacional (SEN)** se divide en **9 regiones**. La operación de estas 9 regiones está bajo la responsabilidad de **8 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; estas áreas de control supervisan que la demanda y la oferta de energía eléctrica están balanceadas en

cualquier instante, es decir, despachan la energía producida. Todas ellas coordinadas por el **Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)**, ubicado en el Distrito Federal. Estos centros de control tienen como objetivos básicos para la operación del sistema eléctrico los siguientes:

- **Seguridad.** Operar con márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios.
- **Continuidad.** Suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica.
- **Calidad.** Mantener el suministro dentro de estándares internacionales en los valores de voltaje y frecuencia.
- **Economía.** Satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al más bajo costo de producción global.



Fig. 1.1. Regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Las 7 áreas del macizo continental están interconectadas y forman el **Sistema Interconectado Nacional (SIN)**. Su objetivo consiste en compartir los recursos y reservas de capacidad ante la diversidad de las demandas. Esto hace posible el intercambio de energía para lograr un funcionamiento más económico y confiable en su conjunto. La última área integrada al SIN fue la Noroeste la cual se interconectó en marzo de 2005. Las 2 regiones de la península de Baja California permanecen como sistemas aislados aunque se tiene contemplada la integración de Baja California Norte al SIN para el 2013 mediante un enlace asíncrono.

El sistema de Baja California Norte opera ligado con la red eléctrica de la región occidental de EUA “The Western Electricity Coordinating Council” o “Consejo de Coordinación de Electricidad del Oeste” (WECC); por medio de dos enlaces de transmisión a 230 KV. Esto permite a CFE realizar exportaciones e importaciones económicas de capacidad y energía, y recibir apoyo en situaciones de emergencia.



La infraestructura de transmisión y distribución del SEN hace posible la transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a lo largo de todo el país.

La red de transmisión se ha desarrollado considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda; así como la localización de las centrales generadoras. Ya que existen áreas del país, en donde el punto de generación y el de consumo se encuentran alejados entre sí, es por ello que la interconexión se realiza de manera gradual, en tanto los proyectos se van justificando técnica y económicamente.

El **SEN** se constituye por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión:

a) **Red de transmisión troncal.**

Integrada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia de 400 KV y 230 KV. Conduce grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Se alimentan de las centrales generadoras y abastece las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.

b) **Redes de subtransmisión.**

Son de cobertura regional y utilizan líneas en alta tensión (69 KV a 161 KV). Estas suministran energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión.

c) **Redes de distribución en media y baja tensión.**

Suministran la energía transmitida en el rango de 2.4 KV a 60 KV. Distribuyen la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y la entregan a aquellos en baja tensión y a instalaciones conectadas en este rango de voltaje.

d) **Redes de distribución en baja tensión.**

Suministran la energía transmitida en el rango de 240 V o 220 V.



La red de transmisión se integra de la siguiente forma.

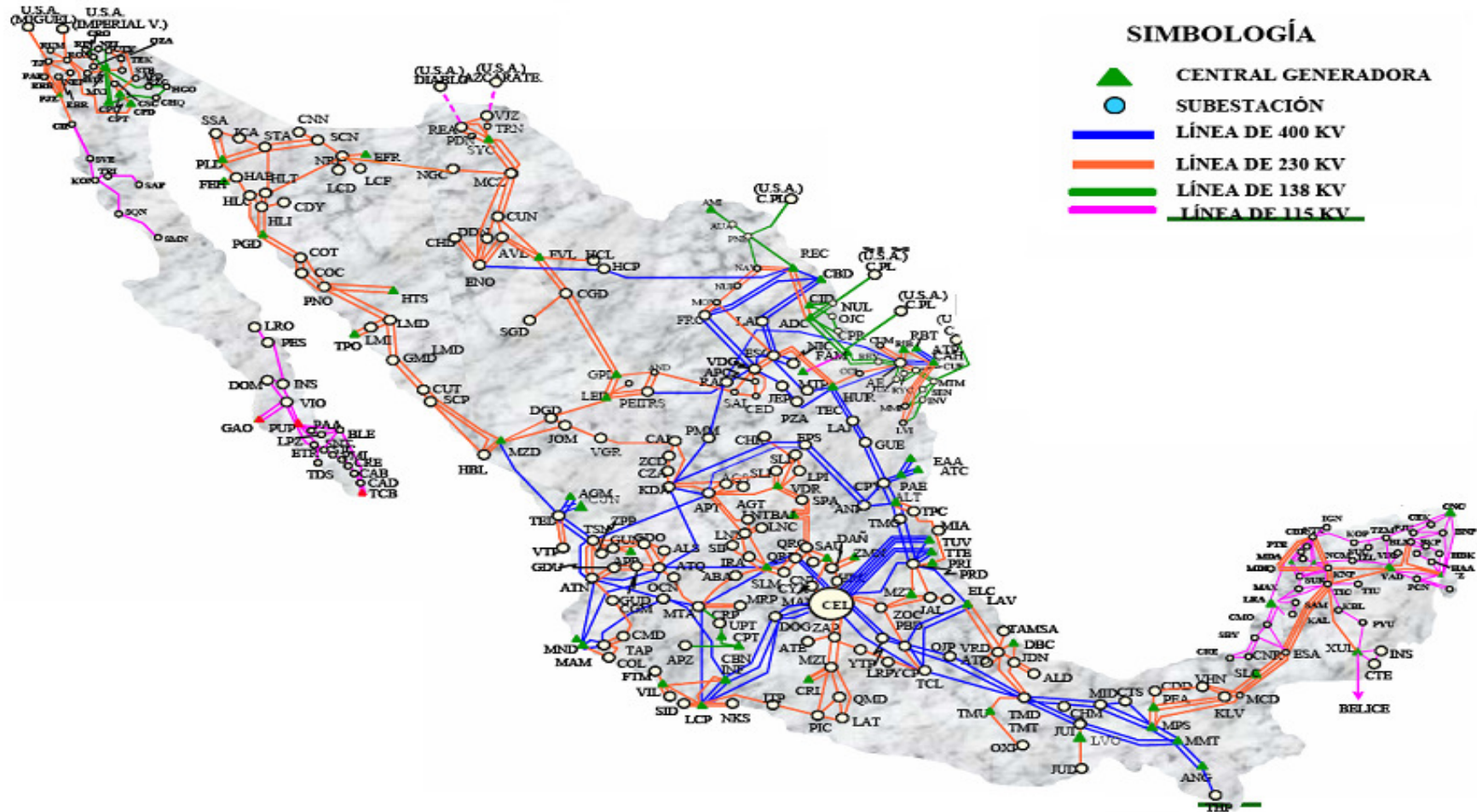


Fig. 1.2. Red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).



Longitud de Líneas de Transmisión en 2007

48, 019 Km	(400 KV, 230 KV - Transmisión)
48, 465 Km	(161 KV, 138 KV, 115 KV, 85 KV y 69 KV - Subtransmisión)
616, 306 Km	(34.5, 23, 13.8, 6.6 - Baja Tensión y Distribución)
73, 361 Km	(Extinta Luz y Fuerza del Centro)

En total, al **2007** el **SEN** contaba con **786,151 Km de líneas**, del cual:

- **6.3%** corresponde a la **red troncal** (líneas de 400 y 230 KV)
- **6.4%** pertenece a la **red de subtransmisión** (líneas desde 161 KV hasta 69 KV)
- **87.3%** a **media y baja tensión** (líneas desde 60 KV hasta 220V)

La transformación es el proceso que nos permite, cambiar las características de la electricidad (tensión y corriente) utilizando subestaciones eléctricas para de esta manera facilitar su transmisión y distribución. Ésta ha crecido en paralelo al desarrollo de la red de transmisión y distribución.

En lo que se refiere a **subestaciones y transformadores**, durante **2007** se registró una **capacidad instalada de 248,694 (MVA)**, lo cual significa un incremento de **3.5%** respecto al 2006. De esta capacidad instalada:

- **141,688 MVA** pertenecen a subestaciones de transmisión de CFE
- **42,673 MVA** a subestaciones de distribución de CFE, mientras que
- **33,667 MVA** en transformadores de distribución de CFE
- **30,666 MVA** corresponden a subestaciones de la extinta LyFC

Una red de transmisión confiable permite integrar y aprovechar de manera eficiente la generación instalada en el sistema.

El intercambio de grandes bloques de energía entre regiones se efectúa a través de la red troncal. Adicionalmente la red de subtransmisión distribuye regionalmente la energía.

Durante la planificación, se efectúa un balance entre el desarrollo de la generación y la transmisión, con el objetivo de diseñar un sistema justificado técnica y económicamente para operar en condiciones normales y ante contingencias sencillas con las siguientes características:

- Sin sobrecargas en elementos
- Operación dentro de rangos de tensión establecidos
- Sin problemas de estabilidad angular
- Con capacidad de transferencia entre regiones para compartir reservas de generación
- Alta confiabilidad en el suministro de energía a usuarios
- Con controles apropiados para dar flexibilidad a la operación

El **sistema de transmisión principal** se ha **mallado** en el nivel de **400 KV** en las **regiones Central, Oriental, Noreste y Occidental** del país. Por el contrario, la región Norte y la Noroeste se encuentran en una etapa de robustecimiento, con una red de transmisión aislada en 400 KV que opera inicialmente en 230 KV.



En general, la **capacidad de transmisión** de los **enlaces entre las regiones** del sistema **depende** de manera importante **del nivel de la demanda y de la capacidad de generación disponible**. Así, la potencia máxima a que se puede transmitir por un enlace depende de los siguientes factores:

1. Límite térmico de los conductores (Calentamiento de conductores).
2. Límite aceptable de voltaje en los extremos del enlace (Caída de voltaje).
3. 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. El sistema se dividía anteriormente en 32 regiones pero a lo largo del tiempo esta división ha sido superada por la expansión dinámica de la red de transmisión, lo que ha dado origen a nuevas regiones que en total suman **50 regiones** para estudios de red troncal: **42 para el SIN** y **8 para el sistema Baja California**. El siguiente mapa nos muestra la capacidad de transmisión entre regiones para 2007 según el POISE (Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico) de 2009-2018.

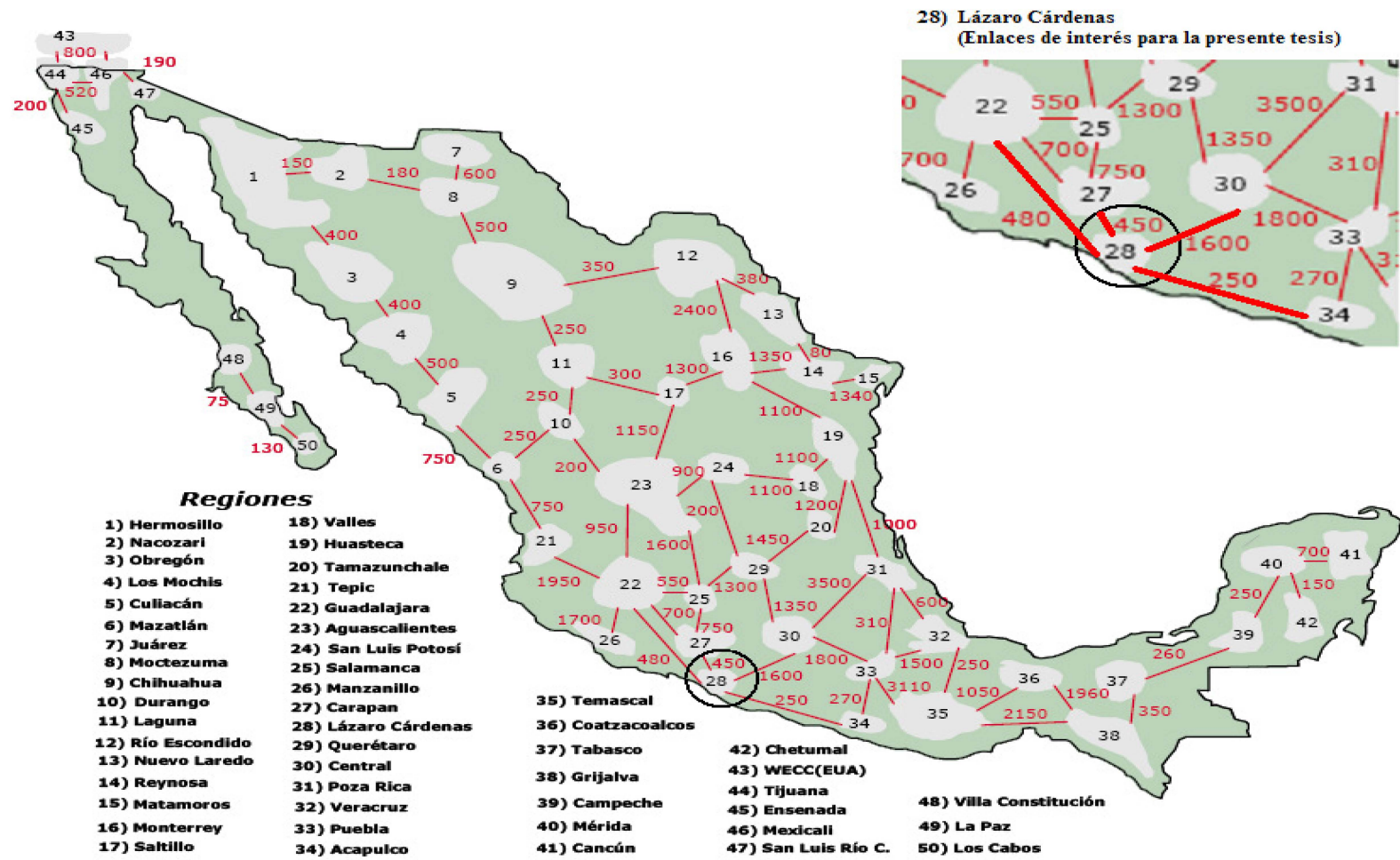
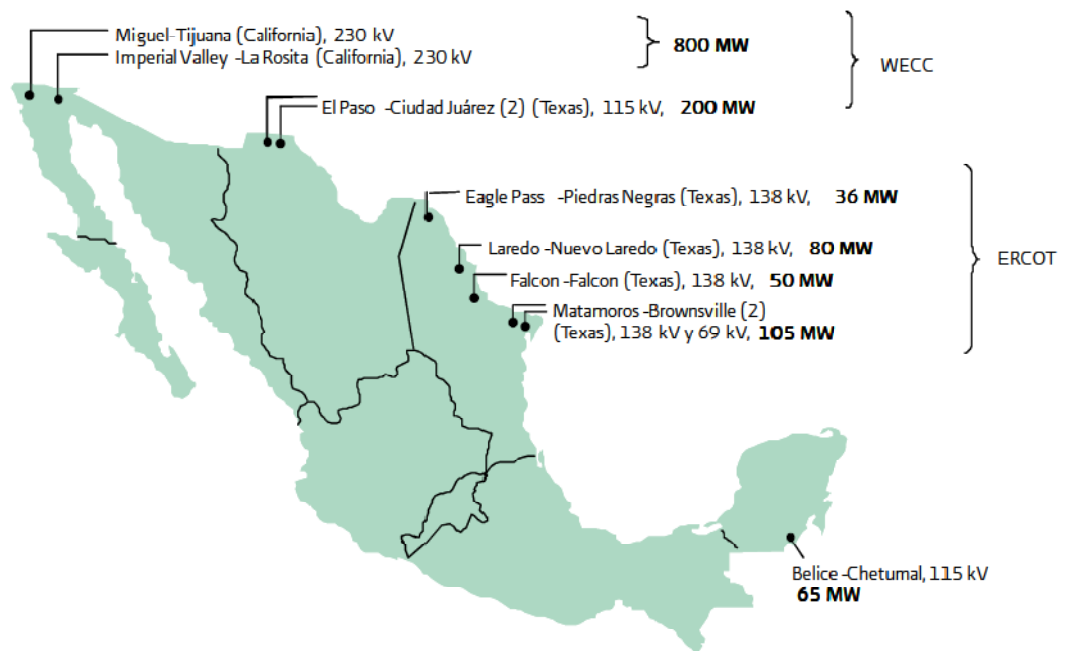


Fig. 1. 3. SEN, Capacidad de transmisión entre regiones (MW) 2007.

Además de toda esta infraestructura el SEN se encuentra interconectado con el exterior a través de interconexiones que operan de manera permanente y otras que se utilizan en situaciones de emergencia, la razón de que no operen permanentemente es que técnicamente no es posible unir sistemas grandes con líneas pequeñas por el riesgo de inestabilidades en el sistema eléctrico de uno u otro país; dos ejemplos de situaciones de emergencia son: la afectación del suministro por distorsiones o disturbios; así como en circunstancias en que se requiere apoyar el reestablecimiento de sistemas en caso de apagones en ambos lados.

El comercio exterior (sin considerar permisionarios ya que ellos también pueden exportar e importar electricidad) de energía eléctrica se realiza a través de **9 interconexiones entre Estados Unidos y México; y una interconexión entre México y Belice.** Estas interconexiones varían en capacidad y tensión de operación.



WECC: Western Electricity Coordinating Council.
 ERCOT: Electric Reliability Council of Texas.
 Fuente: CFE.

Fig. 1. 4. Enlaces e interconexiones internacionales al 2007.

En el siguiente recuadro se exponen las características más importantes de los enlaces que el Sistema Eléctrico Nacional tiene con otros países, así como también el tipo de conexión del que se trata y que permite la exportación e importación de energía eléctrica.

	<i>Ubicación México</i>	<i>Ubicación EUA o Frontera Sur</i>	<i>Nivel de tensión</i>	<i>Capacidad de transmisión</i>	<i>Tipo de enlace</i>
WECC-SEN	Tijuana-Baja California	Miguel-California	230 KV	800 MW	Interconexión síncrona y permanente
	La Rosita-Baja California	Imperial Valley-California	230 KV	800 MW	Interconexión síncrona y permanente



	Cd. Juárez- Chihuahua	El Paso- Texas	115 KV	200 MW	Interconexión síncrona y emergente
	Cd. Juárez- Chihuahua	El Paso- Texas	115 KV	200 MW	Interconexión síncrona y emergente
ERCOT-SEN	Piedras Negras- Coahuila	Eagle Pass- Texas	138 KV	36 MW	Interconexión asíncrona y permanente ***
	Nuevo Laredo- Tamaulipas	Laredo- Texas	138 KV	80 MW	Interconexión síncrona y emergente
	Falcon-Nuevo León	Falcon- Texas	138 KV	50 MW	Interconexión síncrona y emergente
	Matamoros- Tamaulipas	Brownsville- Texas	138 KV	105 MW	Interconexión síncrona y emergente
	Matamoros- Tamaulipas	Brownsville- Texas	69 KV	105 MW	Interconexión síncrona y emergente
<p>*** Si bien el propósito es realizar intercambios en situaciones de emergencia, de acuerdo con el tipo de interconexión asíncrona también puede operar en forma permanente. Los enlaces asíncronos consisten en una tecnología de corriente directa, con la cual la variación de frecuencia entre sistemas eléctricos no afecta ni contamina el intercambio de energía.</p>					
Belice Electricity Board-SEN	Chetumal- Quintana Roo	Belice	115 KV	65 MW	Interconexión síncrona y permanente

*Nota: Datos referidos a la Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017 y el POISE 2009-2018.

<i>Exportaciones 2007</i>	<i>Capacidad</i>
EUA	1,224 GWh
Belice	225 GWh
Guatemala	2 GWh
TOTAL	1,451 GWh
<i>Importaciones 2007</i>	<i>Capacidad</i>
Área Baja California	266 GWh
Área Noroeste	6 GWh
Área Norte	2 GWh
Área Noreste	3 GWh
TOTAL	277 GWh
Balance neto exportación-importación	1,174 GWh

*Nota: Estos datos de comercio exterior de energía eléctrica corresponden al servicio público.
 Según datos del POISE 2009-2018

Toda la infraestructura del SEN y la planeación que de él se hace solo tiene una razón de ser, la de satisfacer la demanda de los usuarios de energía eléctrica, así, podemos decir que la carga global de un sistema está formada por varias cargas individuales de diferentes tipos (como por ejemplo, cargas industriales, residenciales, comerciales, etc.). Los instantes respectivos de conexión y desconexión de dicha carga en el sistema son aleatorios, pero la potencia requerida en un período dado por el conjunto de cargas sigue un patrón determinado, que depende del ritmo de las actividades en las regiones atendidas por el sistema eléctrico.

Al introducirse las tarifas horarias para clientes industriales, así como el horario de verano, se ha propiciado un cambio en los patrones de consumo que se refleja en la reducción de cargas durante las horas de mayor demanda, dando como resultado un mayor beneficio en el aprovechamiento de la capacidad.

Como no es posible almacenar la energía eléctrica en grandes cantidades, para satisfacer la demanda agregada al sistema deben considerarse sus variaciones temporales, es decir, las



variaciones estacionales, semanales, diarias y horarias, y de manera preponderante, se debe determinar, para cada área operativa, la **demanda máxima del año**, esto es, el valor máximo de las demandas que se presentan en diferentes instantes del tiempo durante un año en cada área.

La **demanda máxima coincidente**, es el **valor máximo de la suma de las demandas horarias registradas en cada área operativa del SIN al mismo instante o intervalo de tiempo**; esta demanda es menor que la suma de las demandas máximas anuales debido a que ocurren en momentos diferentes.

Demanda máxima coincidente = \sum Demanda de las área (cuando ocurre la demanda máxima del sistema)

Demanda máxima coincidente < \sum Demandas máximas anuales

- En el período 2002-2004 la demanda máxima coincidente se alcanzó durante Mayo
- En 2005 se presentó en Septiembre
- Mientras que en 2006 y 2007 se registró durante Junio

DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE DEL SIN EN 2007												
MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
MW	30,292	30,187	31,524	31,024	31,686	32,577	31,217	32,156	32,218	32,021	31,202	31,232
MÁXIMA ANUAL	32,577											
INCREMENTO (%)	3.3											
FACTOR DE CARGA	80.0											

El **factor de carga** indica el comportamiento de la demanda promedio de energía eléctrica con relación a la demanda máxima registrada en un mismo lapso de tiempo, en 2007 este factor se mantuvo en un nivel similar a 2006, lo cual refleja cierta uniformidad en el comportamiento de las cargas. El término factor de carga se emplea mucho como medida de la constancia de una carga si se mantiene constante durante un intervalo de tiempo dado.

Un factor cercano a la unidad significa un uso más intensivo y continuo de los sistemas y equipos consumidores de energía eléctrica conectados a la red.

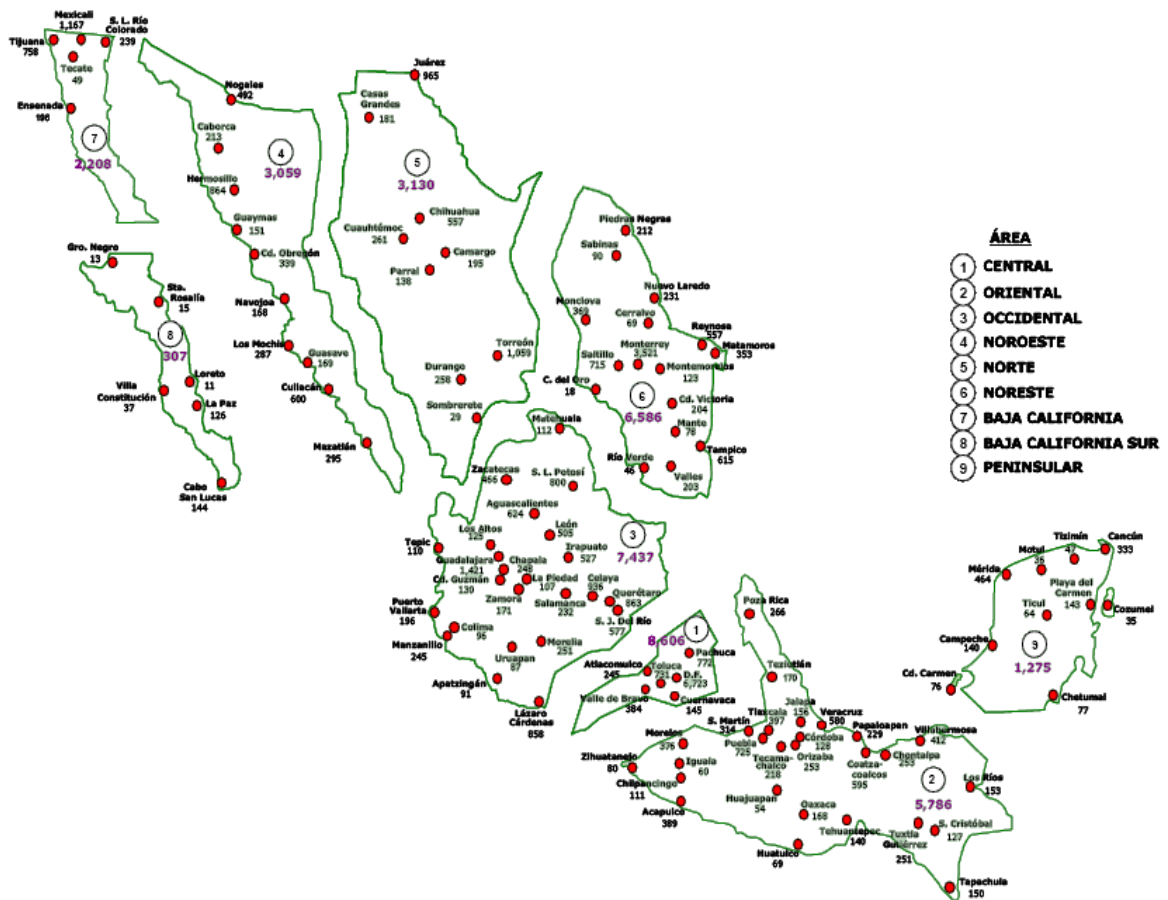
Distribución de la demanda máxima en 2007		
Sistema	Demanda 2007	
	(MW)	(%)
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	32,577	92.7
Baja California	2,208	6.3
Baja California Sur	307	0.9
Sistemas Aislados	28	0.1
TOTAL	35,120	100.0%

La **demanda bruta** es la potencia que debe ser generada y/o importada en un instante dado para satisfacer los requerimientos de los usuarios, las pérdidas de transmisión y los usos propios de

centrales generadoras. Esta se integra por la demanda del servicio público, la demanda atendida por centrales de autoabastecimiento y cogeneración que requieren servicios de transmisión y respaldo para ese fin. Toda esta energía se satisface por el parque de generación del servicio público y el sector privado a través de líneas de transmisión.

El **análisis de la demanda bruta** junto con el **análisis de las curvas de carga por área operativa** permite identificar los consumos mínimos, intermedios y máximos que se registran durante ciertos períodos en el SIN. Por ello, es relevante la magnitud de las demandas máximas en cada región operativa (independientemente del instante en que se presenten) así como la demanda máxima coincidente.

En 2007 el área del SIN que registró el mayor incremento de demanda máxima respecto al año anterior fue la Noroeste, con 4.9%. Las demandas máximas se han presentado en las regiones Central, Occidental y Noreste, debido a las concentraciones urbanas e industriales ubicadas en estas áreas.



1/ Los valores mayores, independientemente de la hora en que ocurren
 2/ Excluye exportación

Fig. 1. 5. Demanda máxima^{1/} por área y zona (MW) del 2007.
 Sistema Eléctrico Nacional^{2/}



SEN: Demanda bruta por área operativa en 2007. (No incluye autoabastecimiento local y exportación)				
Área	Carga	1997 MW	2007 MW	tmca (%) 1997-2007
Norte	P	1,937	3,130	4.9
	M	1,407	2,216	4.6
	B	1,290	1,894	3.9
Noreste	P	4,307	6,586	4.3
	M	3,128	4,688	4.1
	B	2,867	4,184	3.9
Occidental	P	5,209	7,437	3.6
	M	3,916	5,891	4.2
	B	3,631	5,016	3.3
Central	P	6,447	8,606	2.9
	M	4,202	5,931	3.5
	B	3,706	4,505	2.0
Oriental	P	4,528	5,786	2.5
	M	3,125	4,375	3.4
	B	2,815	3,842	3.2
Peninsular	P	737	1,275	5.6
	M	509	953	6.5
	B	459	763	5.2
Noroeste	P	2,182	3,059	3.4
	M	1,392	1,897	3.1
	B	1,217	1,602	2.8
Baja California	P	1,329	2,208	5.2
	M	813	1,287	4.7
	B	699	1,051	4.2
Baja California Sur	P	170	307	6.1
	M	114	197	5.6
	B	102	161	4.6
Pequeños sistemas	P	19	28	4.0
	M	9	15	5.7
	B	6	12	6.7
Áreas de interés para la presente tesis.				
P = Carga Máxima M = Carga Media B = Carga base (promedio de las demandas mínimas diarias) Fuente: CFE				



Capítulo II. Producción de energía eléctrica en México.

La **energía eléctrica** es un servicio vital en la economía, es un insumo presente en la producción de bienes y servicios, así como un servicio fundamental de uso final en los hogares. Por esta y otras razones, la cadena de valor de la energía eléctrica tiene un carácter estratégico, pues constituye un **insumo básico para toda la actividad económica**.

En general, el crecimiento en el consumo eléctrico radica en los países en transición, cuyas economías muestran mayores tasas de crecimiento que los países desarrollados lo cual los convierte en mercados energéticos en expansión y en proceso de maduración cuyos sistemas de producción y consumo en general son menos eficientes con relación a los países industrializados. En lo que se refiere al tipo de **tecnología instalada**, las **centrales termoeléctricas convencionales** mantienen la **mayor participación**, a excepción de algunos países como Francia, donde la energía nuclear predomina, o Canadá y Brasil donde las centrales hidroeléctricas tienen la mayor participación.

Las **proyecciones internacionales** indican que **los combustibles de mayor utilización** en la generación de electricidad seguirán siendo el **carbón y el gas natural**, mostrando este último el mayor crecimiento hacia 2017. En el caso del carbón, dada la menor volatilidad en sus precios y su mayor disponibilidad, se espera que aumente su utilización en diversos países, especialmente en China, India y EUA, mientras que el gas natural continuará creciendo de manera inversa al comportamiento esperado en el consumo de derivados del petróleo, cuya participación en la generación mundial de energía eléctrica seguirá disminuyendo debido a razones de sustentabilidad ambiental. Se estima que la participación de las energías renovables permanecerá en alrededor de 16% de la generación mundial. Como una respuesta al calentamiento global, en varios países se considera a la energía nuclear como alternativa para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Entre tales países se encuentra Rusia, China e India, que en total actualmente construyen 19 reactores nucleares.

En términos generales los estudios indican que hacia 2015 y sólo después del carbón, el gas natural tendrá la mayor participación en la generación mundial de energía eléctrica, seguido por las energías renovables incluyendo la hidroeléctrica.

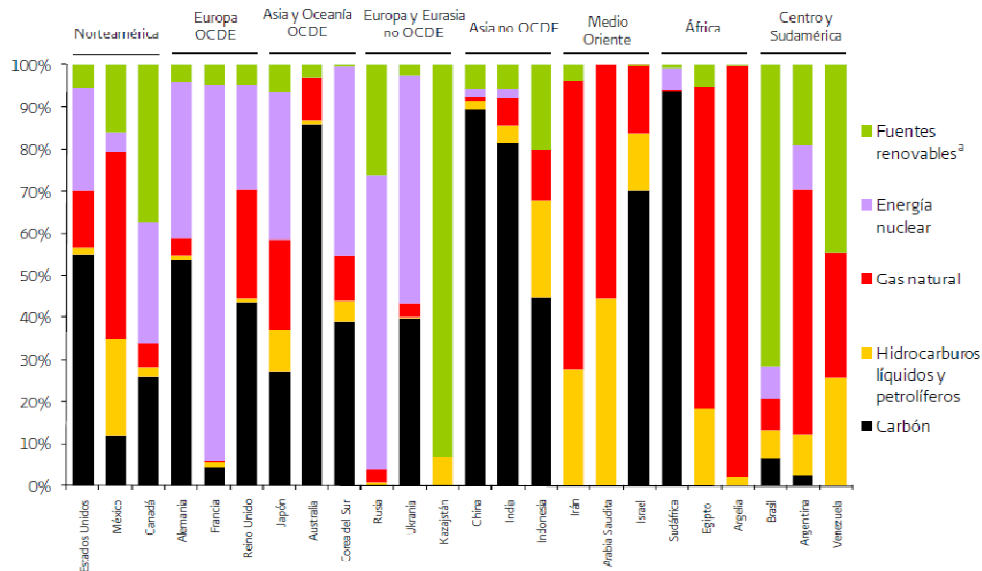
Durante el período **1996-2006**, el **consumo mundial de energía eléctrica** (sin incluir usos propios de las centrales generadoras, ni pérdidas por transmisión o distribución) tuvo un **crecimiento** medio anual de **3.4%** y se ubicó en **16,252 TWh**. Durante este mismo período, el mayor crecimiento en el consumo de electricidad se presentó en países no miembros de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico) de Asia y Medio Oriente, con tasas de 8.3% y 6.3%, respectivamente. En Asia, el impulso en el consumo proviene de China e India; esto como resultado de la fuerte y sostenida expansión económica observada durante los últimos años en ambos países. Por otra parte, en el caso de Medio Oriente, Arabia Saudita e Irán representan las principales economías de la región.

El **carbón** es el **combustible dominante** para la generación de electricidad en el mundo. En términos caloríficos, durante **2006** el **54.3%** de la **energía primaria** utilizada para **generar electricidad** provino del **carbón**. Aunque en el caso de **México**, en **2007** el consumo de carbón representó el **0.3%** del **consumo mundial**, el cual se concentró básicamente en la industria siderúrgica y en el sector eléctrico. No obstante la volatilidad observada en los precios del carbón recientemente, la utilización de este combustible resulta atractiva tomando en cuenta que

las centrales carboeléctricas constituyen una tecnología madura, existen grandes reservas de este energético a nivel mundial y es accesible en el mercado mundial; de acuerdo con el ritmo de producción actual, la relación mundial reservas/producción (R/P) es de 133 años y para el caso de México es de 99 años. Sin embargo, dado que México no posee yacimientos carboníferos con un costo de extracción competitivo, de intensificarse su uso se incrementaría su importación y según estimaciones de la SENER (Secretaría de Energía) el precio nivelado del carbón importado es de alrededor de 100 dólares la tonelada. La utilización de plantas generadoras de energía eléctrica que usan carbón se oriente para atender carga base, operando sobre períodos largos para producir la mayor cantidad de electricidad por unidad de capacidad instalada.

Como se puede observar en la Figura 2.1., el patrón de utilización de fuentes primarias para generar electricidad depende principalmente, de su disponibilidad así como del perfil tecnológico y del portafolio de generación existente en cada región y país.

La planeación de los sistemas eléctricos en cada país debe considerar aspectos de seguridad en el suministro de combustibles, así como la mayor participación de fuentes alternativas que además de reducir la dependencia respecto a las fuentes de energía fósil, permita contribuir al desarrollo económico mundial atendiendo las previsiones y acciones necesarias para combatir el cambio climático y garantizar a su vez el equilibrio ecológico global.



* Incluye hidroenergía, geotermia, viento, solar, biomasa y desechos orgánicos.

Fuente: *Electricity Information 2008*, *Energy Balances of OECD Countries 2008*, *Energy Balance of Non-OCDE Countries 2008*; International Energy Agency.

Fig. 2.1. Utilización de combustibles para generación de electricidad en algunos países al 2006.

Actualmente, los altos precios de los hidrocarburos, así como las necesidades de reforzar la seguridad energética y de identificar oportunidades de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, constituyen un conjunto de factores de decisión para la diversificación del uso de fuentes primarias para generar electricidad, lo cual amplía el panorama de opciones

tecnológicas a considerarse en la planeación y construcción de nueva capacidad alrededor del mundo.

En 2007, la capacidad instalada nacional ascendió a **59,008 MW**, de los cuales:

Servicio Público (51,029 MW) { CFE (Comisión Federal de Electricidad) – 38,397 MW
LyFC (Luz y Fuerza del Centro) – 1,174 MW
PIE (Producción Independiente de Energía) – 11,457 MW

Sector Privado (7,980 MW) { Autoabastecimiento – 3,486.2 MW
Cogeneración – 2,676.9 MW
Pequeña producción
Exportación - 1,330.4 MW
Importación – 243.2 MW (No se contabiliza para el total del sector privado)
Usos propios continuos – 486.3 MW

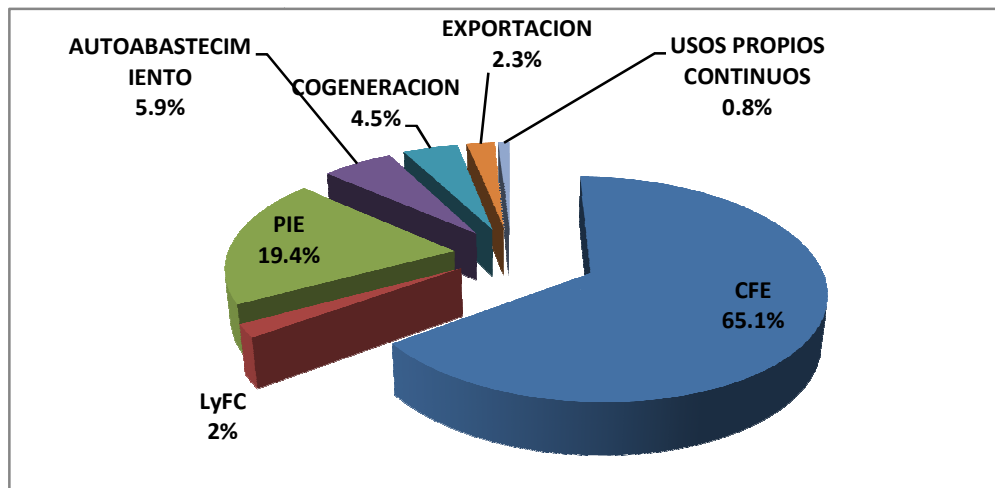
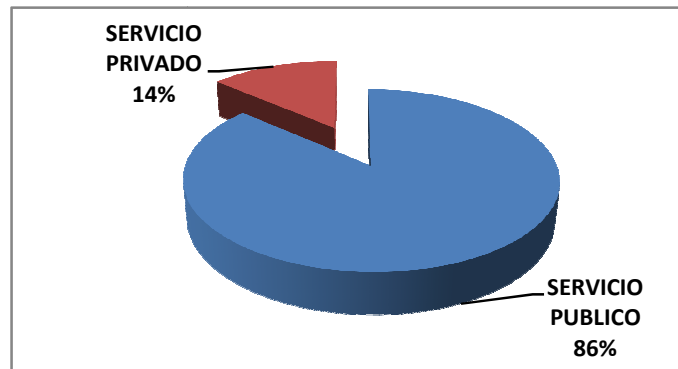


Fig. 2.2. Capacidad instalada en el SEN al 2007

*Nota: En la modalidad de PIE se considera la capacidad efectiva neta contratada por CFE.



A diciembre de 2007 la **capacidad efectiva instalada** en el país requerida para atender el **servicio público** de energía eléctrica fue de **51,029 MW**, lo que represento un **incremento de 4.6%** respecto a 2006 (48,769 MW). Esta nueva capacidad resulta de hacer los siguientes ajustes al SEN:

CENTRAL	CAPACIDAD (MW)	UNIDAD	TECNOLOGIA	UBICACIÓN
Total	2,259.9			
Adiciones	2,483.7			
Ecatepec (LFC)	32.0	1	TG	Estado de México
Remedios (LFC)	32.0	1	TG	Estado de México
Victoria (LFC)	32.0	1	TG	Estado de México
Villa de las Flores (LFC)	32.0	1	TG	Estado de México
La Venta II	83.3	98's	EOL	Oaxaca
Cuautitlán (LFC)	32.0	1	TG	Estado de México
Coyotepec (LFC)	32.0	1	TG	Estado de México
Coyotepec (LFC)	32.0	1	TG	Estado de México
El Cajón (Leonardo Rodríguez Alcaine)	375.0	2	HID	Nayarit
El Cajón (Leonardo Rodríguez Alcaine)	375.0	1	HID	Nayarit
Baja California Sur I	41.9	2	CI	Baja California Sur
Tamazunchale (PIE)	1,135.0	1	CC	San Luis Potosí
Holbox	0.8	8	CI	Quintana Roo
Holbox	0.8	9	CI	Quintana Roo
Vallejo (LFC)	32.0	1	TG	Estado de México
Santa Rosalía	1.6	9	CI	Baja California Sur
Santa Rosalía	1.6	10	CI	Baja California Sur
Santa Rosalía	1.6	11	CI	Baja California Sur
Río Bravo (Emilio Portes Gil)*	33.0	1	CC	Tamaulipas
Río Bravo (Emilio Portes Gil)*	33.0	2	CC	Tamaulipas
Río Bravo (Emilio Portes Gil)*	145.1	4	CC	Tamaulipas
Modificaciones	-3.7			
Holbox	-0.5	4	CI	Quintana Roo
Holbox	-0.5	5	CI	Quintana Roo
La Villita	10.0	2	HID	Michoacán
Lerma (Tepuxtepec) (LFC)	7.0	2	HID	Michoacán
Bajío (El Sáuz) PIE	-65.0	1	CC	Guanajuato
Francisco Pérez Ríos (Tula)	22.8	3	TC	Hidalgo
Francisco Pérez Ríos (Tula)	22.8	4	TC	Hidalgo
El Sáuz	2.0	3	CC	Querétaro
Santa Rosalía	-0.8	3	CI	Baja California Sur
Santa Rosalía	-0.6	4	CI	Baja California Sur
Santa Rosalía	-1.0	7	CI	Baja California Sur
Guerrero Negro	-2.0	4	CI	Baja California Sur
Guerrero Negro	-2.0	5	CI	Baja California Sur
La Villita	10.0	3	HID	Michoacán
Baja California Sur I	-5.9	1	CI	Baja California Sur
Retiros	-220.1			
Río Bravo (Emilio Portes Gil)*	-37.5	1	TC	Tamaulipas
Río Bravo (Emilio Portes Gil)*	-37.5	2	TC	Tamaulipas
Río Bravo (Emilio Portes Gil)*	145.1	4	TC	Tamaulipas
Traslados				
Santa Rosalía a Vizcaino	12.5	1	TGM	Baja California Sur

Notas:

*Unidad generadora reconfigurada en su proceso en 2007 para operar en Ciclo Combinado.

CC = Ciclo Combinado TG = Turbogás TGM = Turbogás móvil
HID = Hidroeléctrica EOL = Eoloeléctrica TC = Termoeléctrica Convencional
PIE = Productor Independiente de Energía
FUENTE : CFE

En México, el **73%** de la capacidad instalada corresponde a la utilización de **combustibles fósiles** como gas natural, combustóleo, carbón y diesel. Mientras que el **26.4%** restante corresponde a **fuentes alternas**, de las cuales las **hidroeléctricas** aportan el **21.7%** del total instalado.

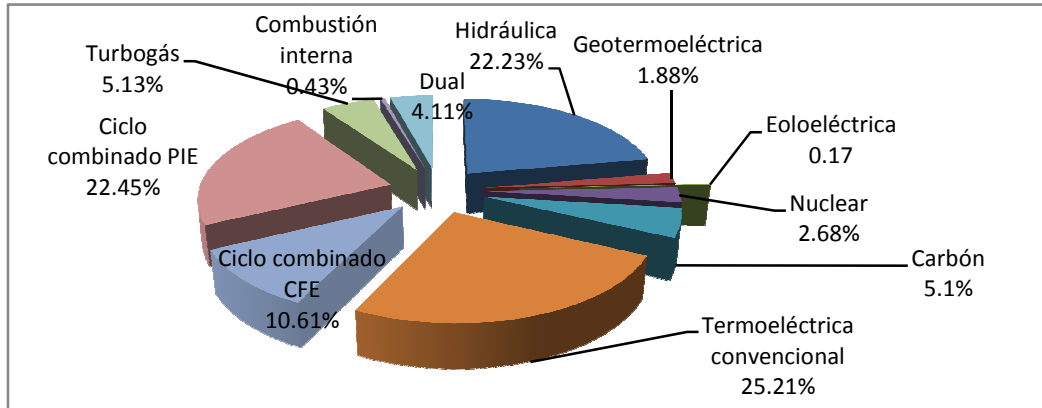


Fig. 2.3. Capacidad instalada en el servicio Público.

El **25%** de la **capacidad efectiva instalada** de Servicio Público se ubica en la región **Oriental**, el **21.8%** corresponde a la región **Noreste**, el **18.5%** a la región **Occidental**, el **10.8%** se encuentra en la región **Central**, en la región **Noroeste** tenemos el **7.5%**, mientras que el **6.3%**, **4.6%**, **4.4%**, **1%** y **0.1%** corresponden a las regiones **Norte**, **Baja California**, **Peninsular**, **Baja California Sur** y **sistemas aislados** respectivamente.

En **2007**, la **generación total** de energía eléctrica en México fue de **263,386 GWh**, para el **servicio público** ascendió a **232,552 GWh**, lo que representa un incremento de **3.3%** respecto al 2006, del total de la energía generada tenemos lo siguiente:

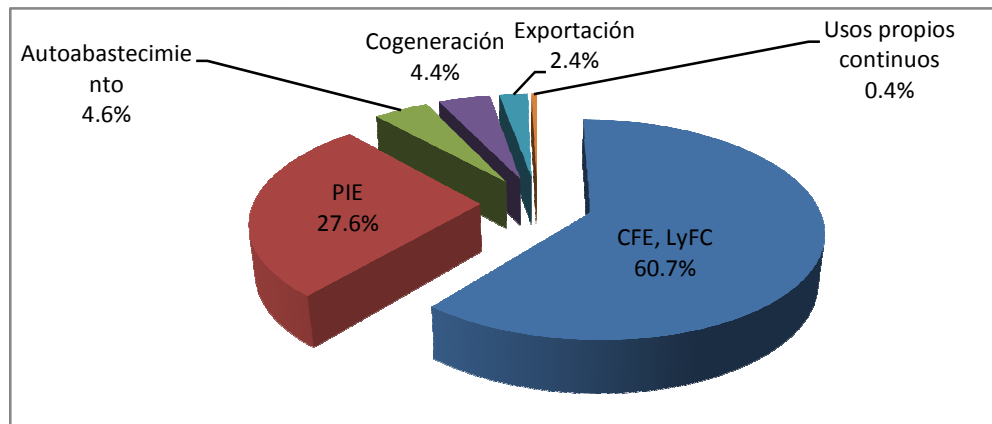


Fig. 2.4. Generación de energía eléctrica en 2007.

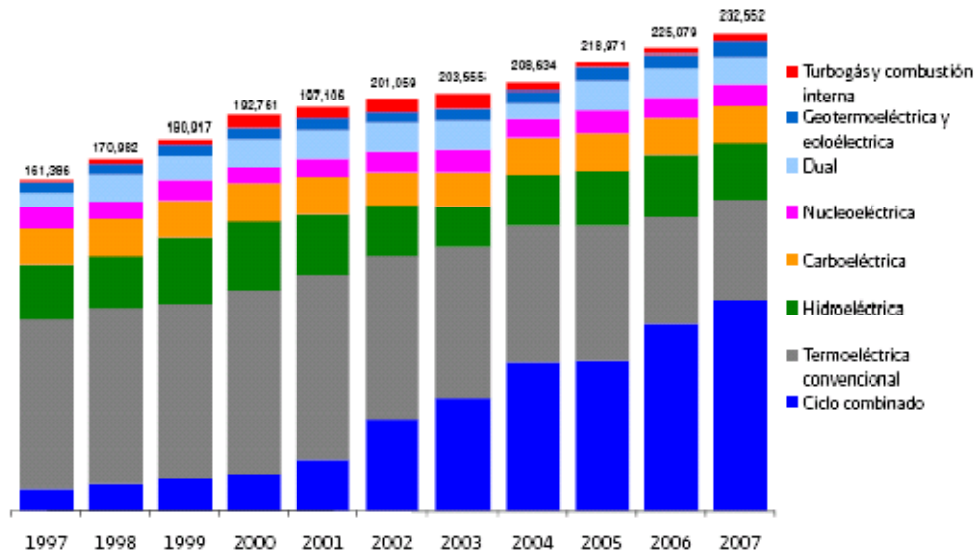
La generación eléctrica con base en **hidrocarburos** (gas natural, combustóleo y diesel) representa el **67.1%** de la generación eléctrica total.

En 2007, la brecha entre la generación de las centrales de **ciclo combinado (102,674 GWh)** y la generación eléctrica de las centrales de **combustóleo y/o gas (vapor), turbogás y combustión interna (53,287 GWh)** continuó ampliándose. Cabe señalar que la participación de este tipo de centrales ha disminuido de 51.6% en 1997 a 22.9% en 2007, como resultado de un mayor despacho de centrales de ciclo combinado y el continuo retiro de unidades generadoras que utilizan combustóleo. En el caso de las centrales **carboeléctricas** y la central **dual**, su participación en la generación total se ubica en **13.5%**.

En lo que se refiere a las centrales basadas en **fuentes alternas** (hidroeléctricas, geotermia, nuclear y eólica), no obstante el incremento de **13.7%** en la electricidad generada por la geotermia y las eólicas, su generación de electricidad se redujo como resultado de una disminución en la energía generada por las centrales hidroeléctricas y la nucleoelectrica. En total, la electricidad proveniente de **fuentes alternas** se ubicó en **45,115 GWh**, lo que representa el **19.4%** del total generado para servicio público en el país.

La participación porcentual de cada fuente respecto al total es la siguiente:

- Centrales hidroeléctricas 11.6%
- Centrales geotérmicas y eólicas 3.3%, y
- Central nucleoelectrica 4.5%.



Fuente: CFE.

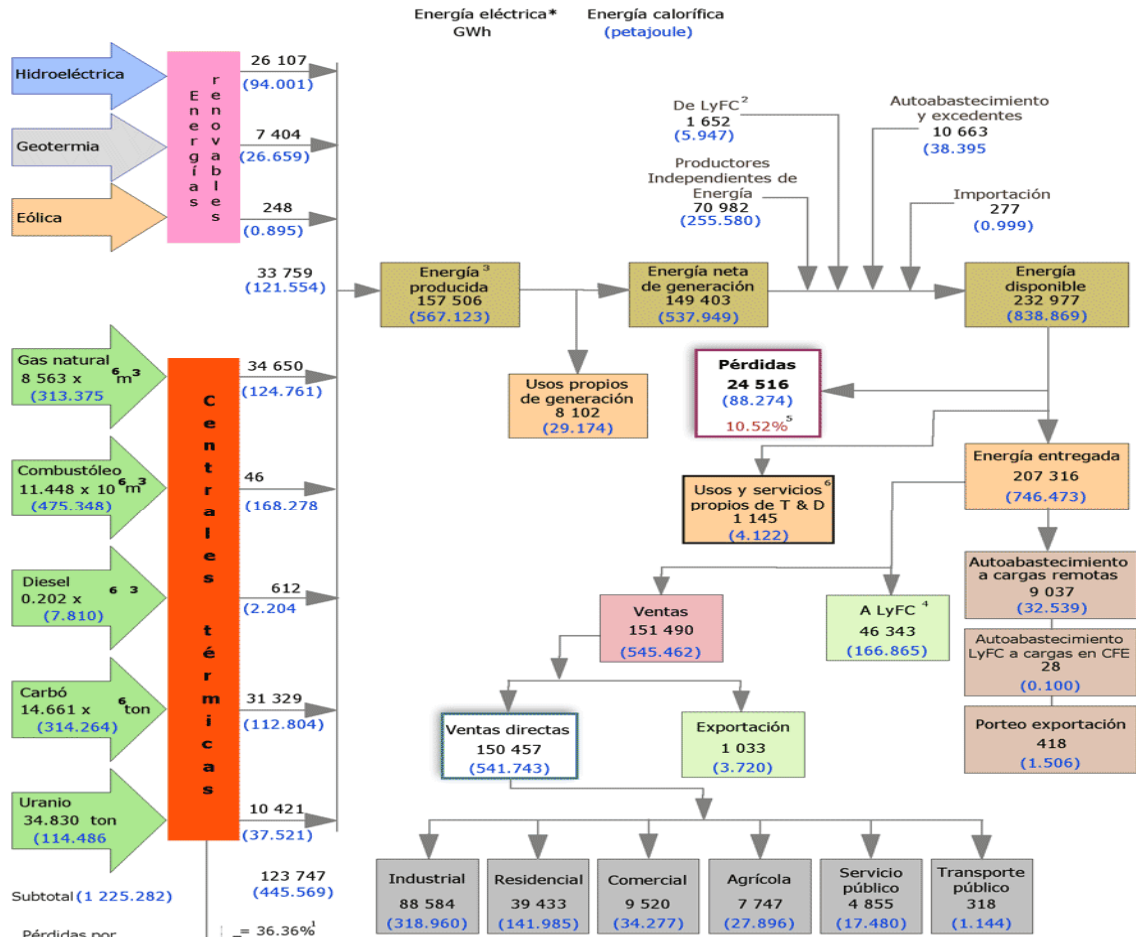
Fig. 2. 5. Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 1997-2007.

Las **pérdidas de energía eléctrica** incluyen las **pérdidas no técnicas** y **técnicas** en la red de transmisión y distribución. En 2007 este rubro representó el **17.4%** de la **generación del servicio público**. Las pérdidas no técnicas se derivan principalmente de los usos ilícitos del servicio público de energía eléctrica, los cuales tienen varias vertientes: crecimiento del sector comercial informal, asentamientos humanos irregulares, así como evasión del pago.

A continuación se presenta a manera de resumen algunas de las cifras que reporta la CFE del año 2007 en su informe de labores de ese mismo año.



Comisión Federal de Electricidad Año 2007



Fuentes:
 Grupo de Trabajo de Análisis de Pérdidas (GTANPER)
 Subdirección de Generación
 Centro Nacional de Control de Energía
 Coordinación de Planificación

25/04/08

- Notas:**
1. La eficiencia térmica equivalente del sistema de generación es de 36.36%, lo que implica un consumo específico equivalente de 9 901.518 kJoule/kWh.
 2. Incluye 28 GWh para autoabastecimiento remoto.
 3. Energía bruta producida.
 4. Incluye 781 GWh para autoabastecimiento remoto.
 5. Porcentaje calculado respecto a la energía disponible.
 6. Usos propios de Transmisión y Distribución más diferencias estadísticas.
- * Las cifras están redondeadas a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas.

*Nota: La relación entre la energía eléctrica y la calorífica se obtiene a partir de;

$$Potencia(W) = \frac{Energía(J)}{tiempo(s)}$$

$$1(W) \left(\frac{1(GW)}{1 \times 10^9(W)} \right) = \left(\frac{1(J)}{1(s)} \right) \left(\frac{3600(s)}{1(h)} \right)$$

$$1(GWh) = 3600 \times 10^9 (J)$$

$$1(GWh) = 3600 \times 10^9 (J) \left(\frac{1(PJ)}{1 \times 10^{15}(J)} \right)$$

$$1(GWh) = 3.6 \times 10^{-3} (PJ)$$

El KWh es la unidad comercial usada por las compañías suministradoras de electricidad, esta unidad de trabajo o energía se usa en lugar del Joule debido a que esta última es demasiado pequeña.



La **confiabilidad** de un **sistema eléctrico** depende de su **capacidad** para satisfacer la **demanda máxima de potencia (MW)** y de **energía (GWh)**.

Para evaluar la **confiabilidad** del **suministro** de cualquier sistema eléctrico es necesario conocer el **margen de reserva (MR) de capacidad** y el **margen de reserva operativo (MRO)**, así como el **margen de reserva en energía (MRE)**. Estos indicadores son importantes por las razones siguientes:

1. La capacidad del sistema está sujeta a indisponibilidades como consecuencia de salidas programadas de unidades generadoras por mantenimiento, fallas, degradaciones y causas ajenas. Por tanto, para alcanzar un nivel de confiabilidad, en todo sistema la capacidad de generación debe ser mayor que la demanda máxima anual.
2. Cuando el sistema eléctrico dispone de un MR aceptable y se cuenta con los recursos necesarios para dar mantenimiento a las unidades generadoras, así como para atender las fallas que normalmente ocurren, aumentará la flexibilidad a fin de enfrentar eventos críticos o contingencias mayores, tales como: desviaciones en el pronóstico de la demanda, bajas aportaciones a centrales hidroeléctricas, retrasos en la entrada en operación de nuevas unidades, fallas de larga duración en unidades térmicas.
3. Dado que la energía eléctrica no puede almacenarse y se debe producir cuando se necesita el valor del MR depende de los tipos de centrales que lo conforman, de la capacidad y disponibilidad de las unidades generadoras del sistema de transmisión.

Los requerimientos de capacidad en sistemas aislados o débilmente interconectados se determinan de manera individual, en función de sus curvas de carga y demandas máximas.

Cuando diversos sistemas regionales se encuentran sólidamente interconectados, es posible reducir el MR, ya que los recursos de capacidad de generación pueden compartirse eficientemente entre las regiones.

Para el cálculo del **margen de reserva** y el **margen de reserva operativo**, en el caso del **sistema eléctrico nacional**, se adoptó el **método determinístico**, basado en valores promedio de disponibilidad de las centrales generadoras y en el comportamiento estacional de la demanda. La composición del parque de generación es dinámica, cada año se incorporan centrales cuya tecnología ofrece mayores índices de disponibilidad, lo que repercute en una disponibilidad equivalente mayor de todo el parque.

En **2007**, el **margen de reserva (MR)** del **SIN** se ubicó en **43.3%** y el **margen de reserva operativo en 24.3%**. Se estima que ambos se mantendrán altos durante el periodo de 2008 a 2013. El ajuste del margen de reserva se dificulta por el tiempo que requiere un proyecto de generación desde su planeación hasta el inicio de operaciones, así como por la vida útil de las plantas existentes. Se estima que a partir de 2014 el MR disminuya a 29.2% y el MRO se ubique en 8.3%, permaneciendo ambos en niveles cercanos al 27% y 6%, respectivamente, durante el resto del horizonte de planeación.

El MR recomendado es de 26% pero en México se tiene 43.3% debido a que el crecimiento del consumo de energía eléctrica en los últimos cuatro años fue mucho menor a lo proyectado.



Capítulo III.	Problemática del proyecto de ampliación de la red eléctrica en el área de Petacalco.
----------------------	--

III.1. Planteamiento del problema.

III.1.1. Datos técnicos de la central.

Central: Petacalco (Presidente Plutarco Elías Calles)

Área del SEN a la que pertenece: Occidental

Entrada en operación: Noviembre 18 de 1993.

Capacidad total instalada: 2100 MW

Número de unidades: 6

Capacidad efectiva de cada unidad: 350 MW

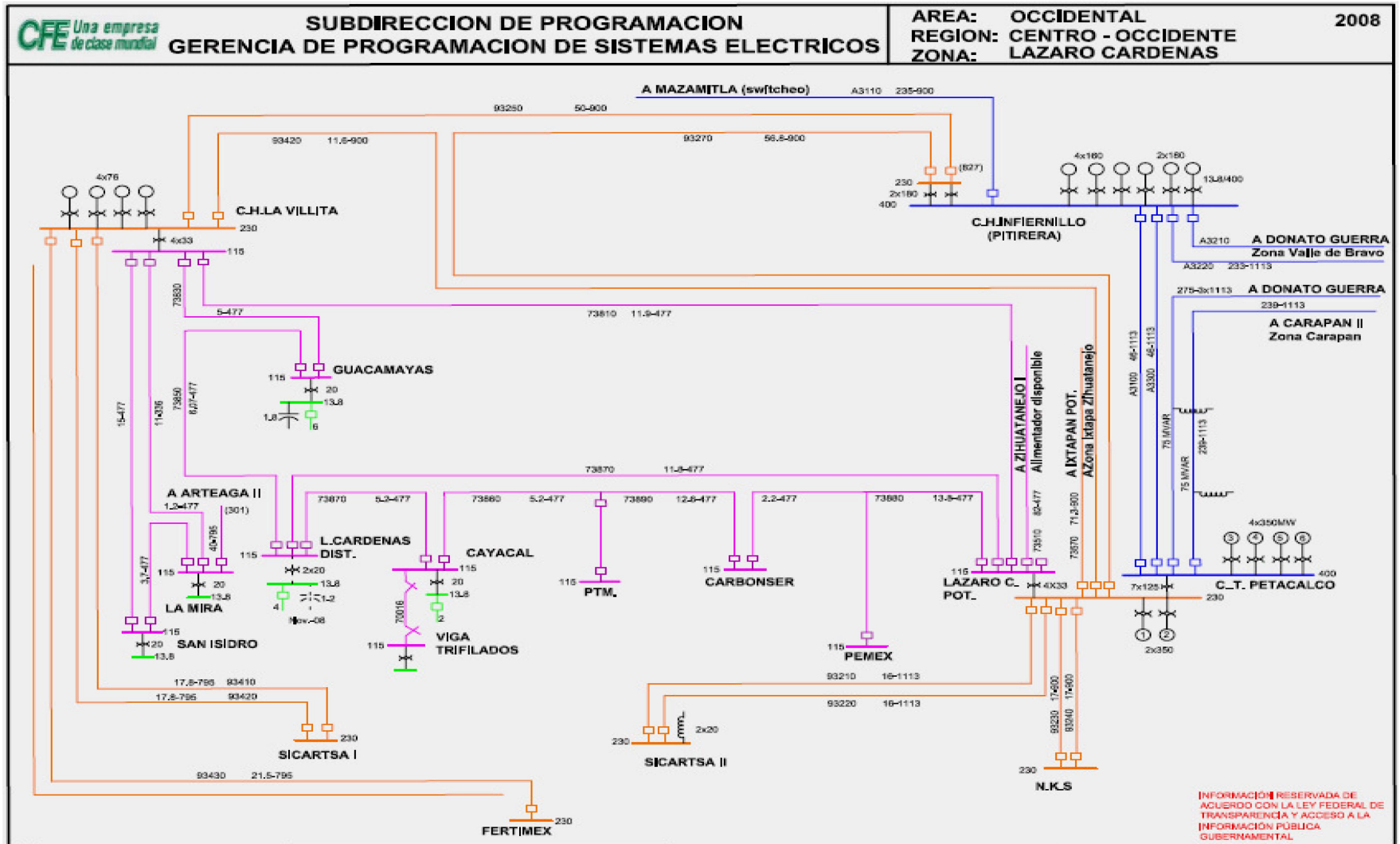
Tipo de central: Carboeléctrica, Dual.

Tipo de combustible que emplea: Quema carbón casi en su totalidad importado; además tiene la posibilidad de quemar combustóleo por tal motivo se dice que es una central dual.

Ubicación: En el estado de Guerrero, municipio La Unión; en la vecindad de Lázaro Cárdenas, Michoacán, para ser más precisos a 26 Km. del puerto industrial del mismo nombre.

Transmisión: La energía generada en esta central, actualmente, fluye a través de 11 líneas de transmisión y 4 líneas de subtransmisión de la siguiente manera:

- 4 líneas de transmisión de 400 KV:**
3 que van hacia el estado de Michoacán, y
(A3100 y A3300 se conectan a la SE Pitirera, A3200 se conecta a SE Carapan II)
1 más que va hacia el estado de México.
(A3010 se conecta a SE Donato Guerra)
- 7 líneas de transmisión de 230 KV:**
6 que van hacia el estado de Michoacán, y
(93210 y 93220 se conectan a la SE Sicartsa II, 93230 y 93240 se conectan a SE Nks, 93280 se conecta a SE Villita, 93270 se conecta a SE Pitirera)
1 al estado de Guerrero.
(93070 se conecta a SE Ixtapa Potencia)
- 4 líneas de subtransmisión de 115 KV:**
3 que van hacia el estado de Michoacán, y
(73810 se conecta a SE Villita, 73870 se conecta a SE Lázaro Cárdenas distribución, 73880 se conecta a SE Carbonser)
1 al estado de Guerrero.
(73570 se conecta a SE Ixtapa potencia)





III.1.2. Descripción de la red original de Petacalco.

Una de las consideraciones más importantes que se debe hacer ante el crecimiento de la generación de energía eléctrica en la Central Termoeléctrica de Petacalco por la entrada de una nueva máquina (la U7) es como aumentan los flujos de potencia y como afectan estos a las líneas. Para esto estudiamos las capacidades de las líneas.

Cálculo de las capacidades de las líneas de transmisión:

Código	Distancia	Calibre	Resistencia [ohms/Km por conductor]	Resistencia [ohms/Km por fase]	Diametro exterior [Km]	RMG por conductor [Km]	Distancia entre conductores [Km]	RMG por fase [Km]	DMGA B [Km]	DMGAC [Km]	DMGBC [Km]	DMG [Km]	Reactancia inductiva [ohms/Km-Fase]	Altura de los conductores sobre el piso [Km]	Flecha del conductor [Km]	Altura media de los conductores sobre el piso [Km]	RMGC [Km]	Reactancia capacitiva [Mohms-Km-Fase]	Impedancia característica [ohms]	Potencia natural [MW]
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 400 KV																				
Dos conductores por fase																				
A3100	46 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,63
A3300	46 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,63
A3200	239 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,63
Tres conductores por fase																				
A3010	275 Km	1113 KCM	0,0602	0,0201	0,0000328	0,0000133	0,00040	0,0001	0,0100	0,0200	0,0100	0,0126	0,3457	0,0350	0,0170	0,0231	0,0001	0,2138	271,8573	588,54
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 230 KV																				
Un conductor por fase																				
93210	16 Km	1113 KCM	0,0602	0,0602	0,0000328	0,0000133	0,01000	0,0000133	0,0100	0,0200	0,0100	0,0126	0,5167	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000133	0,3243	409,3518	129,22
93220	16 Km	1113 KCM	0,0602	0,0602	0,0000328	0,0000133	0,01000	0,0000133	0,0100	0,0200	0,0100	0,0126	0,5167	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000133	0,3243	409,3518	129,22
93230	17 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,58
93240	17 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,58
93070	71.3 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,58
93270	56.8 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,58
93280	11.6 Km	900 KCM	0,0736	0,0736	0,0000295	0,0000120	0,00674	0,0000120	0,0067	0,0135	0,0067	0,0085	0,4951	0,0244	0,0100	0,0174	0,0000120	0,3121	393,0713	134,58



Cálculo de las capacidades de las líneas de transmisión que sirven de enlace entre las subestaciones Pitirera y Donato Guerra:

Código	Distancia	Calibre	Resistencia [ohms/Km por conductor]	Resistencia [ohms/Km por fase]	Diametro exterior [Km]	RMG por conductor [Km]	Distancia entre conductores [Km]	RMG por fase [Km]	DMGAB [Km]	DMGAC [Km]	DMGBC [Km]	DMG [Km]	Reactancia inductiva [ohms/Km-Fase]	Altura de los conductores sobre el piso [Km]	Flecha del conductor [Km]	Altura media de los conductores sobre el piso [Km]	RMGC [Km]	Reactancia capacitiva [Mohms/Km-Fase]	Impedancia característica [ohms]	Potencia natural [MW]
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 400 KV																				
Dos conductores por fase																				
A3210	233 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,6375
A3220	233 Km	1113 KCM	0,0602	0,0301	0,0000328	0,0000133	0,00045	0,0001	0,0127	0,0253	0,0127	0,0159	0,4017	0,0263	0,0160	0,0151	0,0001	0,2434	312,7214	511,6375

$$X_L = 0.00289 \cdot f \log_{10} \frac{DMG}{RMG} \left[\Omega / Km - conductor \right]$$

donde: X_L =Reactancia inductiva DMG =Distancia Media Geométrica RMG =Radio Medio Geométrico

$$X_C = \frac{6.596}{f} \log_{10} \left(\frac{DMG}{RMG} \cdot \frac{2 HMG}{\sqrt{4 \cdot HMG^2 + DMG^2}} \right) \left[\Omega - Km - conductor \right]$$

donde: X_C =Reactancia capacitiva DMG =Distancia Media Geométrica RMG_C =Radio Medio Geométrico considerando el radio

externo

$$P = \frac{V^2}{Z_C} \left[MW \right]$$

donde: P =Potencia Natural (SIL) Z_C =Impedancia característica

La forma de calcular la capacitancia se hizo considerando el efecto de la tierra sobre la línea de transmisión. Para líneas de 220 KV o menores dado que la distancia entre conductores es menor a la distancia de estos a tierra se puede ignorar el efecto capacitivo entre los conductores y la tierra. Sin embargo en líneas de voltajes muy altos (345 KV, 400 KV, etc.), la distancia entre fases es del mismo orden que la distancia a tierra de los conductores, por lo cual, no puede despreciarse el efecto de la tierra sobre la línea de transmisión.

Para CFE los diseños de líneas de transmisión contemplan dos configuraciones para líneas de **400 KV**: una con **dos** conductores por fase de **1113 KCM** y otra con **tres** conductores por fase de **1113 KCM**, mientras que para líneas de **230 KV** se tienen, entre otras configuraciones, la de **un** conductor por fase de **1113 KCM** y de **un** conductor por fase de **900 KCM**.

Características de las líneas de transmisión actuales:

- *Líneas de transmisión de 400 KV.*



▪ Dos conductores por fase.

Código	SE origen	SE destino	Distancia	Calibre	Tipo de línea	Resistencia [Ω-conductor]	Resistencia [Ω-Fase]	Reactancia inductiva [Ω-Fase]	Reactancia capacitiva [Ω-Fase]	Impedancia característica [Ω]	Potencia natural [MW]
A3100	LCP	Pitirera	46 Km	1113 KCM (ACSR)	Media	2.76969	1.38485	18.47890	5292.23460	312.72143	511.63
A3300	LCP	Pitirera	46 Km	1113 KCM (ACSR)	Media	2.76969	1.38485	18.47890	5292.23460	312.72143	511.63
A3200	LCP	Carapan III	239 Km	1113 KCM (ACSR)	Larga	14.39039	7.19519	96.00995	1018.58908	312.72143	511.63
A3210	Pitirera	Donato Guerra	233 Km	1113 KCM (ACSR)	Larga	14.02913	7.01456	93.59966	1044.81884	312.72143	511.63
A3220	Pitirera	Donato Guerra	233 Km	1113 KCM (ACSR)	Larga	14.02913	7.01456	93.59966	1044.81884	312.72143	511.63

*Nota 1: SE = Subestación

LCP = Lázaro Cárdenas Potencia

ACSR = Aluminium Conductor Steel Reinforced - Conductor de Aluminio Acero Reforzado

*Nota 2: Se consideran líneas cortas a las líneas menores a 30 KM de largo, líneas medias a las líneas entre 30 y 60 KM, y líneas largas a las líneas mayores a 60 KM

▪ Tres conductores por fase.

Código	SE origen	SE destino	Distancia	Calibre	Tipo de línea	Resistencia [Ω-conductor]	Resistencia [Ω-Fase]	Reactancia inductiva [Ω-Fase]	Reactancia capacitiva [Ω-Fase]	Impedancia característica [Ω]	Potencia natural [MW]
A3010	LCP	Donato Guerra	275 Km	1113 KCM (ACSR)	Larga	16.55798	5.51932	95.05662	777.49869	271.85732	588.54

▪ Líneas de transmisión de 230 KV.

▪ Un circuito por fase.

Código	SE origen	SE destino	Distancia	Calibre	Tipo de línea	Resistencia [Ω-]	Resistencia [Ω-Fase]	Reactancia inductiva [Ω-Fase]	Reactancia capacitiva [Ω-Fase]	Impedancia característica	Potencia natural [MW]
--------	-----------	------------	-----------	---------	---------------	------------------	----------------------	-------------------------------	--------------------------------	---------------------------	-----------------------



						conductor]				[Ω]	
93210	LCP	Sicartsa II	16 Km	1113 KCM (ACSR)	Corta	0.96337	0.96337	8.26791	20267.36183	409.35183	129.22
93220	LCP	Sicartsa II	16 Km	1113 KCM (ACSR)	Corta	0.96337	0.96337	8.26791	20267.36183	409.35183	129.22
93230	LCP	NKS	17 Km	900 KCM (ACSR)	Corta	1.25175	1.25175	8.41589	18358.71528	393.07129	134.58
93240	LCP	NKS	17 Km	900 KCM (ACSR)	Corta	1.25175	1.25175	8.41589	18358.71528	393.0729	134.58
93070	LCP	Ixtapa Potencia	71.3 Km	900 KCM (ACSR)	Larga	5.24999	5.24999	35.29725	4377.25329	393.93788	134.28512
93270	LCP	Pitirera	56.8 Km	900 KCM (ACSR)	Media	4.18232	4.18232	28.11899	5494.68591	393.93788	134.28512
93280	LCP	Villita	11.6 Km	900 KCM (ACSR)	Corta	0.85413	0.85413	5.74261	26905.01377	393.93788	134.28512

Existe una carga particular para la cual el voltaje recibido o en el receptor es exactamente igual al voltaje transmitido o en el transmisor. Esta carga particular se llama **impedancia propia** o **característica de la carga**.

Formalmente podemos decir que la impedancia característica es la relación entre la diferencia de potencial aplicada y la corriente absorbida por la línea en el caso hipotético de que esta tenga una longitud infinita, o cuando aún siendo finita no existen reflexiones. Es una cantidad compleja y junto con la constante de propagación representan los parámetros secundarios de una línea de transmisión.

Esta impedancia particular es independiente de la frecuencia del sistema o de la longitud de la línea. A la **impedancia característica (Z_c)** se le conoce también como **impedancia de tensión instantánea**. Cuando una línea se termina en su impedancia característica, a la potencia suministrada se le denomina **carga** o **potencia natural**. En el caso de una línea libre de pérdidas en condiciones de carga natural la potencia reactiva absorbida por la línea es igual a la potencia reactiva generada, así V e I están en fase a lo largo de la línea y se obtienen las condiciones de transmisión óptimas.

La capacidad de las líneas de transmisión se puede visualizar por medio de la Potencia Natural o SIL de la misma, esto nos permite comparar la capacidad de las líneas de transmisión para soportar el flujo de energía (pero sin considerar las restricciones de pérdidas por resistencia), ya que en general, las líneas aéreas se diseñan para transmitir una carga máxima mayor que su SIL (pero por razones de estabilidad en su funcionamiento y aspectos económicos, la potencia a transmitir se limita a valores cercanos a la potencia natural, siendo del orden de tres veces la potencia natural como máximo) y los cables para transmitir una carga menor que su límite térmico.

La potencia natural suele usarse como un criterio de selección de tensión de transmisión.

Cuando la carga conectada a una línea:

- ◆ Es **inferior** a la **potencia característica** o **SIL** (Surge Impedance Loading), la **línea producirá potencia reactiva** y se comporta, por tanto, como un condensador; si no se añade compensación en paralelo (reactancia inductiva), la **tensión** podrá **aumentar** excesivamente.
- ◆ Es **superior** al valor **SIL**, la **línea consumirá potencia reactiva** y se comporta, por tanto, como una inductancia; si no se añade reactancia capacitiva la **tensión** podrá **descender** demasiado.

Como la carga cambia continuamente durante el día, la magnitud de las reactancias capacitiva e inductiva se debe variar continuamente para mantener un voltaje constante. Esto se hace por medio de compensadores variables estáticos o máquinas síncronas rotatorias. Las máquinas síncronas rotatorias pueden suministrar o absorber energía reactiva, dependiendo de si están sobre o subexcitadas.

III.1.2. Descripción de la red original de Petacalco.

Características de los equipos instalados.

GENERADORES:

Número de unidades instaladas: 6

Capacidad nominal de cada unidad: 428 MVA

Capacidad activa nominal de cada unidad: 350 MW

Factor de potencia: 0.9

Tensión del generador: 20 KV

Tipo de conexión: Estrella aterrizada a través de transformadores y resistencia.

Impedancia: $X_d''=0.15$ pu, $X_d'=0.24$ pu, $X_d=1.1$ pu, $T_d''=0.035$ pu, $T_d'=2.0$ pu

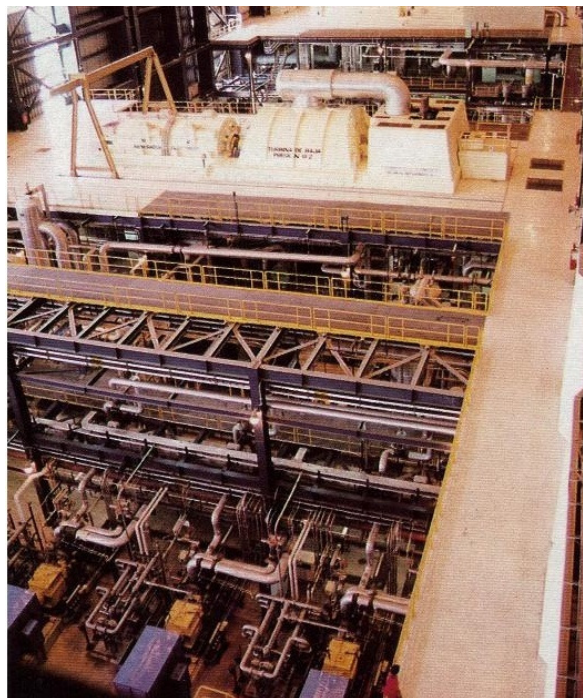


Imagen 3.1. Vista general de la ubicación de la Unidad No.2 de Generación de la CTP



Imagen 3.2. Turbina de baja, de alta y de presión intermedia de la Unidad de Generación No.2 de la Central de Petacalco

Para los servicios de emergencia, se cuenta con un generador diesel por unidad, con una capacidad de:

- **500 KVA** para las unidades **U1** y **U2** y de,
- **700 KVA** para las unidades **U3** a la **U6**

Para el arranque los generadores de emergencia utilizan diesel.

Cada generador de las unidades 1 a 6 está conectado a un bus de fase aislada de 20 KV y 13,000 A de capacidad.

TRANSFORMADORES:

R=0.011 pu, X=0.12 pu

- **A un transformador trifásico de 442 MVA** para cada una de las unidades **U1** y **U2** que eleva la tensión de generación de 20 KV a 230 KV.
- **Un transformador de 442 MVA** para las unidades **U3** a la **U6** que eleva la tensión de generación de 20 KV a 400 KV.

Para satisfacer sus propias demandas la central cuenta con:

- **Un transformador de arranque** de potencia trifásica de 38/50 MVA por cada dos unidades y,

- Dos transformadores **auxiliares** por unidad de 20/26 MVA para las unidades 1 y 2 y de 8/26 MVA para unidades de 3 a 6.



Imagen 3.3. Muestra de los equipos que proveen de servicios propios a la Central

AUTOTRANSFORMADOR:

$R_p=0.00071$, $R_s=0.00079$, $X_{fp}=0.0588$, $X_{fs}=0.0601$, $X_m=966$, $R_m=666$, $I_o=0.0018$

- Dos bancos de autotransformadores trifásicos de **375 MVA** cada uno (compuestos por 7 autotransformadores monofásicos de 125 MVA, uno de los cuales es de reserva) que conectan el bus de 400 KV al de 230 KV.

$R_p=0.00071$, $R_s=0.00079$, $X_{fp}=0.0588$, $X_{fs}=0.0601$, $X_m=966$, $R_m=666$, $I_o=0.0018$

III.1.3. Descripción de la ampliación de la red de Petacalco.

Características de los equipos a instalar:

GENERADORES:

Número de unidades instaladas: 1

Número de unidades futuras: 1

Capacidad activa nominal de cada unidad: 680 MW

Tipo de conexión: Estrella aterrizada a través de transformadores y resistencia.

Impedancia: $X_d''=0.15$ pu, $X_d'=0.24$ pu, $X_d=1.1$ pu, $T_d''=0.035$ pu, $T_d'=2.0$ pu



Imagen 3.4. Vista general de la Unidad No.7 de Generación de la CTP

TRANSFORMADORES:

$R=0.008$ pu, $X=0.11$ pu

- Un transformador de **900 MVA** para las unidades que eleva la tensión de generación de 20 KV a 400 KV.



Imagen 3.5. Vista general de la Central Termoelectrica Plutarco Elías Calles (incluido el nuevo generador) cada chimenea corresponde a dos unidades de generación



III.2. Elevación de nivel de corto circuito.

En cualquier sistema eléctrico, para fines de diseño, construcción y operación se deben realizar estudios de Corto Circuito con los objetivos siguientes:

- ◆ Dimensionar o determinar las características interruptoras de los dispositivos de protección para fines de especificación.
Las corrientes de Corto Circuito introducen grandes cantidades de energía destructiva en forma de calor y fuerza magnética dentro de un sistema de potencia, es por ello que el valor de las corrientes de falla da al técnico los valores que ha de adoptar para la protección y los valores nominales de los interruptores.
- ◆ Calcular los valores de las corrientes de Corto Circuito de efectos dinámicos y térmicos, como información para el diseño de equipos y aparatos eléctricos.
El cálculo de estos esfuerzos dinámicos y térmicos sirve para aplicaciones en el diseño de equipos y componentes de un sistema eléctrico, tal es el caso de los propios interruptores, de los transformadores de potencia, las barras de las subestaciones, los tableros eléctricos, los esfuerzos sobre aisladores soporte, etc. El principio del cálculo de los esfuerzos dinámicos se basa en la acción de las fuerzas de atracción o repulsión que se presentan entre conductores cuando circula por ellos una corriente alterna. Como se sabe, se presentan fuerzas de atracción o repulsión que se traducen en esfuerzos mecánicos de tipo dinámico.
- ◆ Dar valores de fallas para el diseño de redes de tierra en subestaciones eléctricas, centrales y líneas de transmisión.
- ◆ Ajustar y coordinar los dispositivos de protección.
- ◆ Analizar el comportamiento de algunas componentes de los sistemas.
- ◆ Los valores mínimos de falla se usan para establecer la sensibilidad requerida de los relevadores de protección.

El estudio del Corto Circuito consiste en obtener la impedancia total en un punto de un sistema eléctrico en donde se simulara una pérdida de aislamiento en alguno de los alimentadores. Este valor de impedancia permitirá conocer la magnitud de la corriente cuando se presente cualquiera de las siguientes fallas.

El cálculo de las corrientes de falla puede dividirse en dos tipos principales:

- **Fallas Balanceadas:** Son fallas trifásicas. Para estos cálculos pueden utilizarse circuitos equivalentes normales monofásicos como en el caso de los cálculos de flujos ordinarios de carga.
- **Fallas Desbalanceadas:** Que agrupa fallas como la de fase a tierra, fase a tierra a través de una impedancia, entre dos fases y entre dos fases y tierra, en donde al ocurrir cualquier tipo de estas fallas el sistema se desbalancea. Para facilitar estos cálculos se utiliza un método especial para tratar redes no equilibradas conocido como **método de las componentes simétricas**.

Para los fines de los estudios de Corto Circuito, se deben considerar los diferentes tipos de fallas, que en una estadística representativa se pueden distribuir como sigue:

- Falla de línea a tierra 80%
- Fallas de fase a fase (línea a línea) 13%



- Fallas de dos líneas a tierra 5%
- Fallas trifásicas 2%

Las fallas **más frecuentes** se dan de **fase a tierra** a través de una **impedancia**.

Las fallas **más severas** son la **trifásica** y la de **fase a tierra** directa mejor conocida como falla franca.

La corriente de falla de una falla que se da entre **dos fases y tierra** proporciona la **corriente por tierra más severa** y esta se utiliza para **calcular la red de tierras** de por ejemplo una subestación.

El orden de ocurrencia de fallas en los elementos del sistema, se da en la siguiente forma:

- Líneas de transmisión y redes de distribución 70%
- Interruptores 10%
- Transformadores de instrumento (potencial y corriente) 8%
- Apartarrayos 6%
- Tableros 3%
- Transformadores de potencia 2%
- Equipos de protección y misceláneos (cables, cuchillas, etc.) 1%

Al tener varias fuentes de voltaje, se tiene una mayor aportación de corriente de cortocircuito en el sistema. Al incrementarse la corriente de cortocircuito, se tiene que incrementar:

- La dimensión de los conductores
- Consecuentemente el costo

Las corrientes de Corto Circuito que se originan por diversas causas en los sistemas eléctricos son *alimentadas* por elementos **activos**: generadores, motores de inducción, motores síncronos, condensadores síncronos, etcétera, y se *limitan* por elementos **pasivos** del sistema como: impedancias de conductores, motores, transformadores, generadores, etc.

Para los estudios de Corto Circuito, es necesario preparar la red, por lo que para tal fin, se sugiere el siguiente procedimiento, basado en la combinación de un diagrama unifilar y un diagrama de impedancias.

1. Preparar el **diagrama unifilar** del sistema en estudio, incluyendo todas las componentes significativas del sistema y los datos de cada componente como son: potencia, voltaje e impedancia.
2. Preparar el **diagrama de impedancias**. Este diagrama se obtiene a partir del diagrama unifilar del sistema reemplazando cada elemento por su impedancia, conservando su interconexión. Los valores de impedancia pueden estar expresado en términos de:
 - a) Ohms por fase
 - b) Por ciento referidas a sus datos nominales de potencia y voltaje
 - c) Por unidad referidas a una base común de KVA

En las máquinas rotatorias se consideran tres tipos diferentes de reactancias: reactancia subtransitoria, transitoria y síncrona, con el objeto de simplificar los



métodos para determinar las corrientes de Corto Circuito suministradas en instantes fijos.

La **reactancia subtransitoria (X''_d)** se usa para obtener la máxima corriente de Corto Circuito posible, en un lapso de tiempo de 0 a 2 ciclos de la frecuencia del sistema 60.10 a 0.15 s, la intensidad es mayor en el primer medio ciclo y tiene valores menores unos ciclos después.

Debe observarse que la componente correspondiente al motor de inducción desaparece después de dos ciclos completos.

Se usa la **reactancia transitoria (X'_d)** para estudios de estabilidad, para saber si el sistema recupera su estabilidad y calcular las protecciones de respaldo, esta transcurre en un lapso de 2 a 5 ciclos.

La **reactancia síncrona (X_s)** es la que determina la intensidad de corriente que circula cuando se ha llegado a un estado estacionario, lo cual ocurre después de 6 ciclos en adelante.

En el programa usado en este trabajo para el cálculo del Corto Circuito haciendo uso de estas impedancias se efectúa el análisis para $\frac{1}{2}$ ciclo, 5 y 30 ciclos.

A cada nivel de tensión puede designarse un nivel de avería a partir de las reactancias dadas. Deberá señalarse que el nivel de Corto Circuito variará con las condiciones de la red y que existen normalmente dos valores extremos, uno con **toda la central conectada** y otro con el **mínimo de la central conectada** normalmente.

Por ejemplo, los MVA de cortocircuito en las barra de distribución de 275 KV en Inglaterra son normalmente 10000 MVA pero caen a 7000 MVA cuando está conectado el mínimo de la central.

Cuando aumentan las tensiones de transmisión, las corrientes de Corto Circuito también aumentan y, en el caso de un sistema de **400 KV**, se requieren interruptores de circuito de una capacidad de ruptura de **35000 MVA**. Con objeto de reducir el nivel de la falla se limita el número de trayectorias paralelas seccionando los circuitos. Esto se suele conseguir abriendo el interruptor de circuitos que conecta dos secciones de una subestación o de una barra de distribución de la estación generadora.

Existen otras cosas interesantes, como son: elegir el tipo y la ubicación del Corto Circuito del sistema, determinar la reactancia específica de una máquina o elemento del circuito y decidir si se debe o no tomar en cuenta la resistencia del circuito.

ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO.

Para este trabajo se cálculo el Corto Circuito de la red a través del software **EDSA**, se hizo el análisis tanto para la red original como para la ampliación de la misma que incluye la entrada del nuevo generador.

Este análisis se hizo a través de las siguientes características:

- ✓ Usando el método clásico (definido en el programa como: **AC Classical, (Z complex method, X/R from the complex Z)**)
- ✓ Ubicando la falla en todos los buses en donde las fallas ocurren de manera individual más no de manera simultanea.
- ✓ Usando como voltaje base el Voltaje del sistema.
- ✓ Usando como voltaje de prefalla el voltaje calculado del flujo de carga.



- ✓ El análisis se hace para todos los tipos de fallas que considera el programa que son:
Trifásica, línea a línea, línea a tierra, bifásica a tierra.

1. RED ORIGINAL

EDSA

3-Phase Short Circuit v5.50.00

```

Project No. :                               Page : 1
Project Name:                               Date  :
Title      :                               Time  : 04:43:18PM
Drawing No.:                              Company:
Revision No.:                             Engineer:
JobFile Name: 27SEPT2010                   Check by:
Scenario   : 1:                           CheckDate:
Base kVA   : 100000                         Cyc/Sec : 60
  
```

Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project

Bus Results: 0.5 Cycle--Symmetrical--3P, LL,LG,& LLG Faults

Bus Name	Pre-Flt V	3P Flt. A	LL Flt. A	LG Flt. A	LLG Flt A	Thevenin Imped. Complex		3P X/R
						Z+(pu)	Zo(pu)	
CARAPAN II	399929	2111	1845	2188	2152	0.0684	0.0624	14.300
CTP BUS 230	230018	15758	14011	22365	22398	0.0159	0.0026	18.733
CTP BUS 400	399968	16592	15280	22819	21226	0.0087	0.0026	21.348
DISTRITO FEDERAL	368093	5265	4680	5586	5429	0.0252	0.0222	16.020
DONATO GUERRA	368188	5267	4681	5587	5431	0.0252	0.0222	16.021
GEN 01	20346	97586	85428	42055	86957	0.0301	0.1500	18.348
GEN 02	20346	97586	85428	42055	86957	0.0301	0.1500	18.348
GEN 03	20413	120437	106050	44624	107415	0.0245	0.1500	17.630
GEN 04	20413	120437	106050	44624	107415	0.0245	0.1500	17.630
GEN 05	20413	120437	106050	44624	107415	0.0245	0.1500	17.630
GEN 06	20413	120437	106050	44624	107415	0.0245	0.1500	17.630
LAZARO CARDENAS	399921	16589	15278	22815	21223	0.0087	0.0026	21.345
OCCIDENTE 1	399655	24921	24688	31211	27881	0.0058	0.0037	21.833
OCCIDENTE 2	399862	2111	1845	2187	2151	0.0684	0.0624	14.300
OCCIDENTE 3	229989	15755	14009	22362	22394	0.0159	0.0026	18.728
PITIRERA	399751	24928	24695	31219	27888	0.0058	0.0037	21.839
TH-CRP	400000	2112	1845	2188	2152	0.0684	0.0624	14.300
TH-DOG	368188	5266	4681	5587	5430	0.0252	0.0222	16.021
TH-PIT	400000	24945	24712	31241	27907	0.0058	0.0037	21.841
	862	2111	1845	2187	2151	0.0684	0.0624	14.300

2. RED AMPLIADA

EDSA

3-Phase Short Circuit v5.50.00

```

Project No. :                               Page : 1
Project Name:                               Date  :
Title      :                               Time  : 04:43:52PM
Drawing No.:                              Company:
Revision No.:                             Engineer:
JobFile Name: 2A PARTE                       Check by:
Scenario   : 1:                           CheckDate:
Base kVA   : 100000                         Cyc/Sec : 60
  
```

Electrical One-Line 3-Phase to Single-Phase project

Bus Results: 0.5 Cycle--Symmetrical--3P, LL,LG,& LLG Faults



Bus Name	Pre-Flt V	3P Flt. A	LL Flt. A	LG Flt. A	LLG Flt A	Thevenin Imped. Complex		
						Z+(pu)	Zo(pu)	3P X/R
CARAPAN II	399925	2125	1856	2200	2165	0.0679	0.0621	14.315
CTP BUS 230	230015	16121	14306	20929	19906	0.0156	0.0056	18.860
CTP BUS 400	399972	17493	16064	24230	22699	0.0083	0.0023	22.255
DISTRITO FEDERAL	367832	5308	4712	6241	6042	0.0250	0.0151	16.049
DONATO GUERRA	367928	5310	4713	6242	6043	0.0250	0.0151	16.051
GEN 01	20345	98495	86143	42152	87675	0.0298	0.1500	18.342
GEN 02	20345	98495	86143	42152	87675	0.0298	0.1500	18.342
GEN 03	20332	121697	107013	44588	108376	0.0241	0.1500	17.670
GEN 04	20332	121697	107013	44588	108376	0.0241	0.1500	17.670
GEN 05	20332	121697	107013	44588	108376	0.0241	0.1500	17.670
GEN 06	20332	121697	107013	44588	108376	0.0241	0.1500	17.670
GEN 07	20332	176259	156521	48256	157580	0.0166	0.1500	17.973
LAZARO CARDENAS	399924	17491	16061	24225	22696	0.0083	0.0023	22.241
OCCIDENTE 1	399619	25541	25236	31952	28580	0.0056	0.0036	22.014
OCCIDENTE 2	399858	2125	1855	2199	2164	0.0679	0.0621	14.315
OCCIDENTE 3	229986	16118	14303	20925	19903	0.0156	0.0056	18.844
PITIRERA	399715	25548	25243	31962	28588	0.0056	0.0036	22.034
TH-CRP	400000	2125	1856	2200	2165	0.0679	0.0621	14.315
TH-DOG	367928	5309	4713	6242	6043	0.0250	0.0151	16.051
TH-PIT	400000	25568	25263	31987	28610	0.0056	0.0036	22.036
	858	2125	1855	2199	2164	0.0679	0.0621	14.315

De las simulaciones anteriores podemos observar que con la entrada de un nuevo generador aumentan todas las corrientes de Corto Circuito, para ambos casos en los buses de 400 KV y 230 KV de la Central. La corriente de Corto Circuito más alta la proporciona la falla de fase a tierra, aunque para la red original en el bus de 230 KV la corriente de Corto Circuito bifásica a tierra es ligeramente mayor que la de fase a tierra.

Las corrientes de corto circuito trifásicas más elevadas se originan en los generadores, para el caso de la ampliación de la red el generador nuevo es el que introduce la mayor corriente.

Como la elevación de las corrientes de falla no es severa, como ejemplo tenemos el bus **CTP** de **400 KV** cuya corriente de **Corto Circuito de línea a tierra** era de **22,819 A** antes de la entrada del nuevo generador y **después** de la entrada de este fue de **24,230 A** así que no fue necesario hacer cambio de interruptores.

III.3. Elevación del flujo de potencia.

El estudio de **flujo de potencia**, está relacionado con el crecimiento y evolución de los sistemas eléctricos; antes de descubrir las dificultades de la interconexión los sistemas eléctricos eran predominantemente radiales y por tanto los estudios de dichos sistemas eran relativamente sencillos, sin embargo, al hacerse patentes las ventajas de la interconexión, la complejidad de los sistemas creció así como los análisis para estudiarlos.

Antes de las computadoras digitales, la tabla de cálculo de corriente alterna (tableros o tarjetas de cálculo eran un tipo de computadora analógica, ya que emulaban un sistema específico por medio de la síntesis física de resistencias, inductores y capacitores, de parámetros agrupados del sistema real, con los componentes conectados en la misma topología) era el único medio para llevar a cabo estudios de flujo de carga, por fortuna hoy en día existen una gran variedad de software (como por ejemplo el EDSA) capaces de calcular el flujo de potencia de una red.

El **objetivo** del estudio del **flujo de potencia** también conocido como **análisis de flujo de carga** consiste en calcular, primero, las magnitudes y ángulos de fase de voltajes de todas las barras donde no se conoce. Con estas variables conocidas entonces determinar los flujos de potencia real y reactiva en todas las ramas de la red.



Aunque puede utilizarse el mismo enfoque para resolver todos los problemas, es decir el método de las tensiones nodales, debe perseguirse el objetivo de utilizar el método más rápido y más eficiente para el tipo particular del problema de que se trate. Las redes radiales exigirán métodos menos artificiosos que las de mallas cerradas. En redes muy grandes el problema de organizar los datos es casi tan importante como el método de resolución y el cálculo debe llevarse a cabo sobre una base sistemática siendo normalmente más ventajosos el método de las tensiones nodales. Métodos como las reducciones de redes combinados con los teoremas de Thevenin o de superposición son más adecuados para redes pequeñas. En el método nodal se exige una mayor exactitud de cálculo puesto que las corrientes en las ramas se deducen a partir de las diferencias de tensión entre sus extremos. Estas diferencias son pequeñas en redes bien proyectadas y es necesaria una exactitud numérica de alto orden. De aquí que este método esté idealmente adecuado para el cálculo utilizando computadoras digitales.

Cada **estudio de flujo de potencia** se realiza para un determinado plan de generación y una condición de carga determinada y de conexión de la red de transmisión, es decir, el análisis de flujo de carga depende de la topología y características de la red así como de la localización de la carga.

El poder predeterminar el funcionamiento de un sistema eléctrico en régimen permanente equilibrado tiene gran importancia tanto para la operación de un sistema existente como para la planeación y diseño de ampliaciones futuras. En la planificación de la red permite simular el estado de los distintos escenarios que se estén analizando ante una demanda estimada mientras que en la operación diaria constituye la base del análisis de seguridad del sistema ya que permite identificar problemas de sobrecargas o voltajes inaceptables como resultado del crecimiento de la carga o cuando hay un cambio brusco en la topología de la red.

Ejemplo de estos cambios en el flujo de potencia lo son la salida de unidades generadoras o líneas de transmisión por mantenimiento o por falla y mantener la confiabilidad del sistema ante condiciones no previstas, tales como retrasos en la construcción de nuevos proyectos, crecimientos inesperados en la demanda o escasez de combustible.

Debido a que la electricidad no puede almacenarse y tampoco es posible controlar la dirección del flujo de potencia por líneas específicas o rutas predeterminadas (salvo en algunas aplicaciones donde se utilizan equipos especiales), cuando el flujo de potencia a través de la red de transmisión rebasa sus límites, se deben realizar ajustes en la generación o la desconexión de carga o, en el largo plazo, determinar la mejor alternativa para la expansión del sistema de transmisión, ya que la violación de estos límites puede conducir a salidas de elementos en cascada, y en el peor de los casos el colapso del sistema.

Los estudios de flujo de carga se realizarán normalmente para condiciones de:

- **Carga mínima** (posibilidad de inestabilidad debida a niveles de tensión elevados y a la autoexcitación de las máquinas de inducción) y para condiciones de;
- **Carga máxima** (posibilidad de inestabilidad síncrona)

Habiéndose asegurado de que una red se comporta razonablemente bajo estas condiciones se calcularán los flujos de carga para intentar optimizar las diversas cantidades. El proyecto y funcionamiento de una red de potencia con objeto de obtener la economía óptima, es de importancia fundamental y se adelantará mucho para la consecución de este ideal mediante el uso creciente del control automático centralizado de las plantas generadoras.



Como se menciono con anterioridad existen una gran variedad de algoritmos para analizar los flujos de potencia, es difícil decir cuál de ellos es el mejor, porque el comportamiento de los diferentes métodos está dictado por los tipos y tamaños de los problemas que han de resolver.

En este trabajo se emplea el método rápido desacoplado de flujo de carga (FDLF) en el programa de simulación EDSA, la convergencia es geométrica y se requieren generalmente de dos a cinco iteraciones para exactitudes prácticas y es más confiable que el método formal NR (Newton-Raphson).

El FDLF se puede emplear en estudios de optimización y en particular se utiliza para información exacta de potencia tanto real como reactiva para estudios de flujo de carga múltiples, en la evaluación de contingencias, en el análisis de estimación de seguridad del sistema y en el análisis de mejoría.

ANÁLISIS DE FLUJO DE CARGA

Utilizando el software EDSA (Electrical Design Software Advanced)

El análisis, en ambos casos (tanto para la red original como para la ampliación de la misma), se hace para el caso más grave que es el de **Carga máxima**.

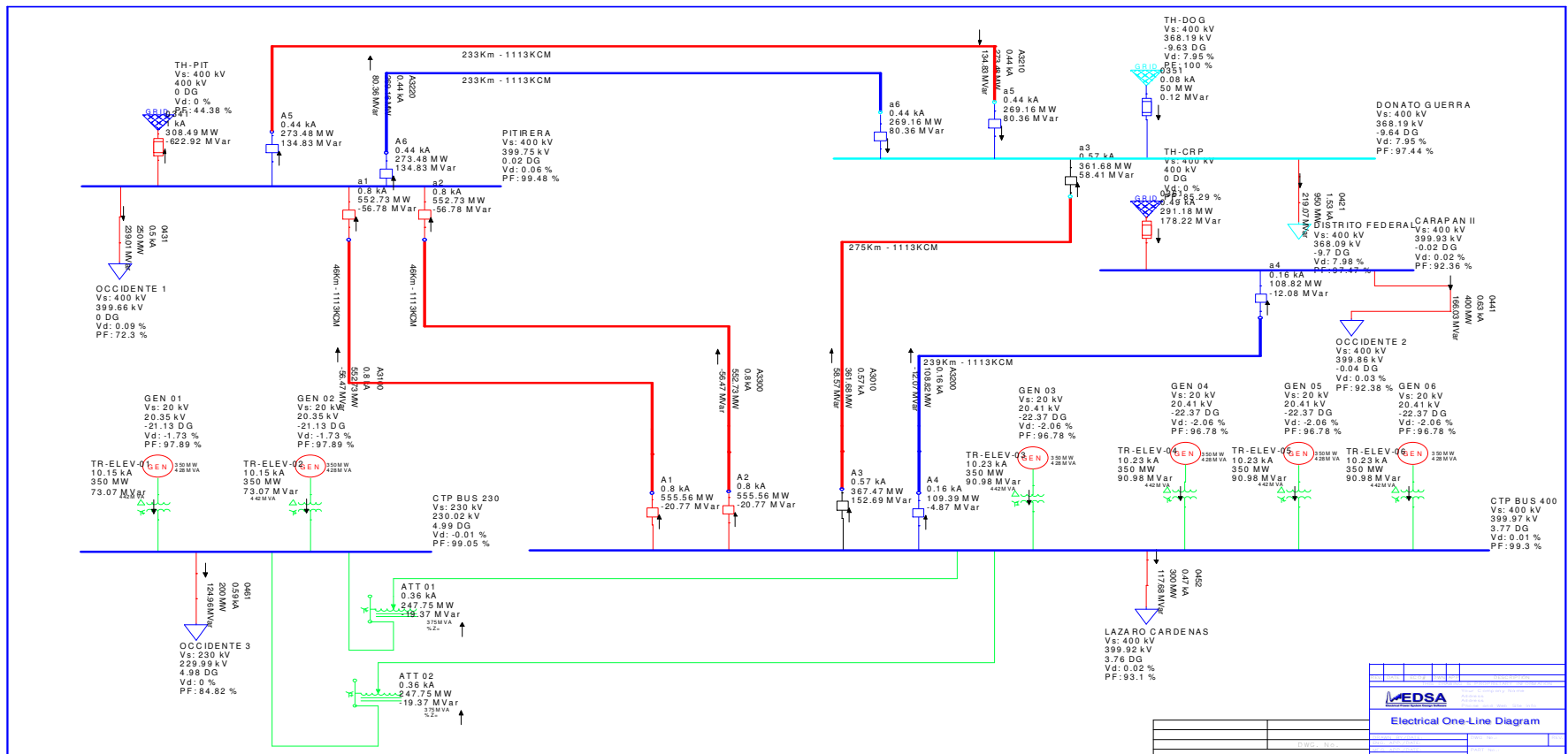
Para el análisis se opta por la regulación secundaria del tipo Control Automático de Generación.



CENTRAL TÉRMICA PETACALCO ORIGINAL

1. RED ORIGINAL

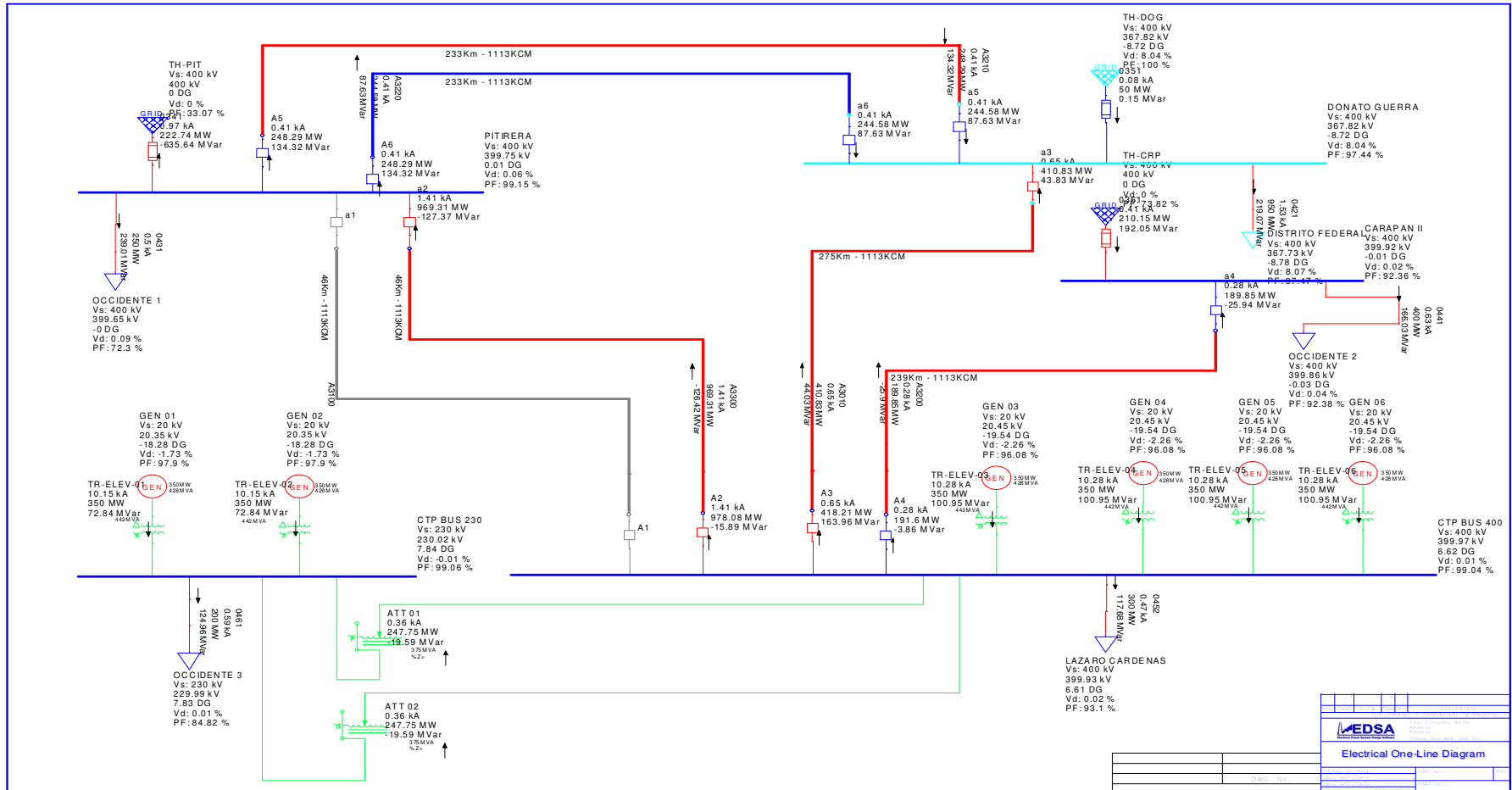
De las corridas de flujos con las seis unidades de la Central Petacalco se observa que la red es estable manejando una transmisión hacia la ciudad de México en Donato Guerra de 900 MW y saliendo del Bus de Petacalco 1887.98 MW





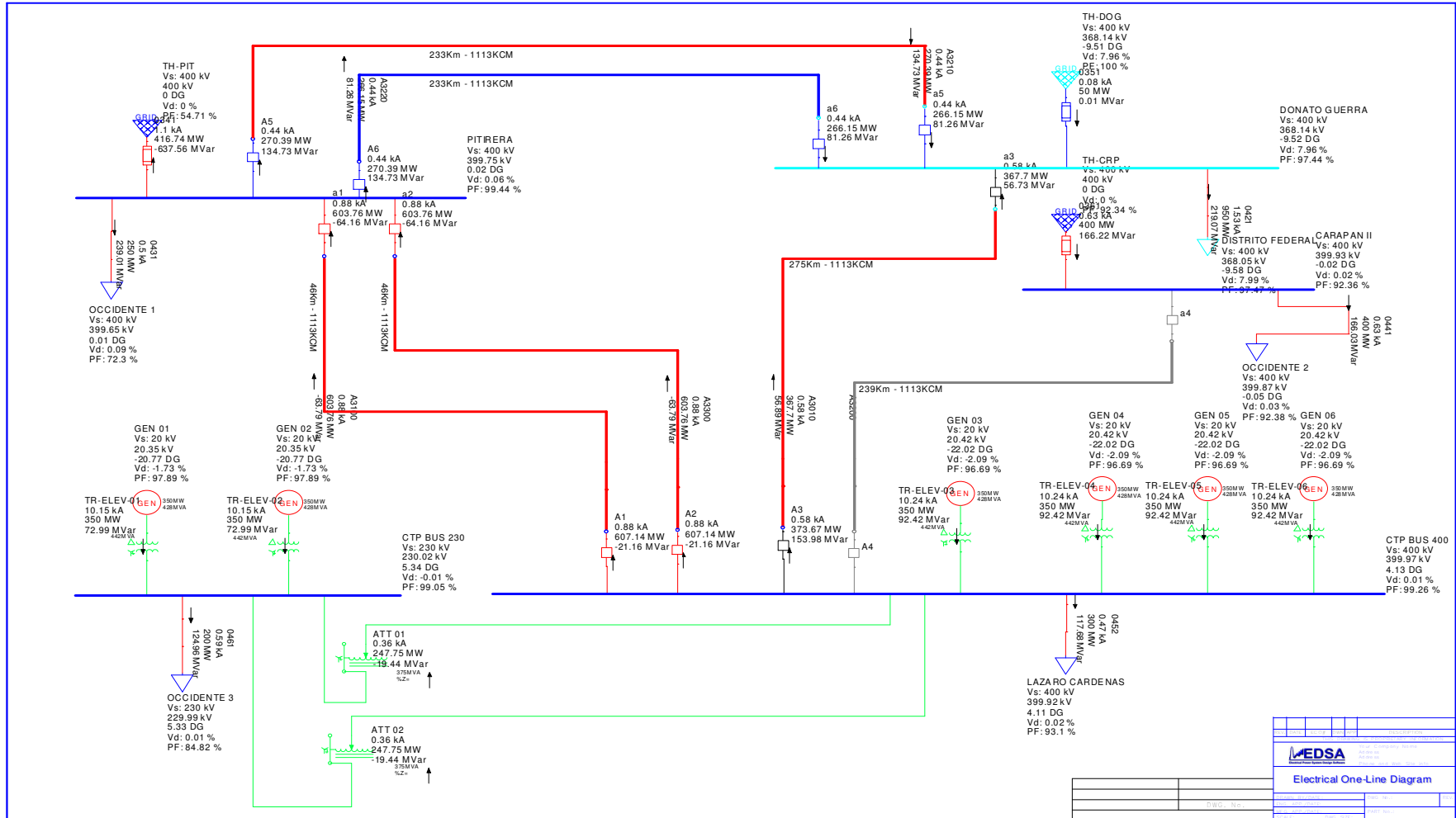
Bajo estas condiciones se estudiaron las siguientes tres contingencias, en donde en cada una de ellas se observa que:

2. CONTINGENCIA No.1: Disparo de línea A3100 (de subestación Lázaro Cárdenas Potencia a subestación Pitirera)



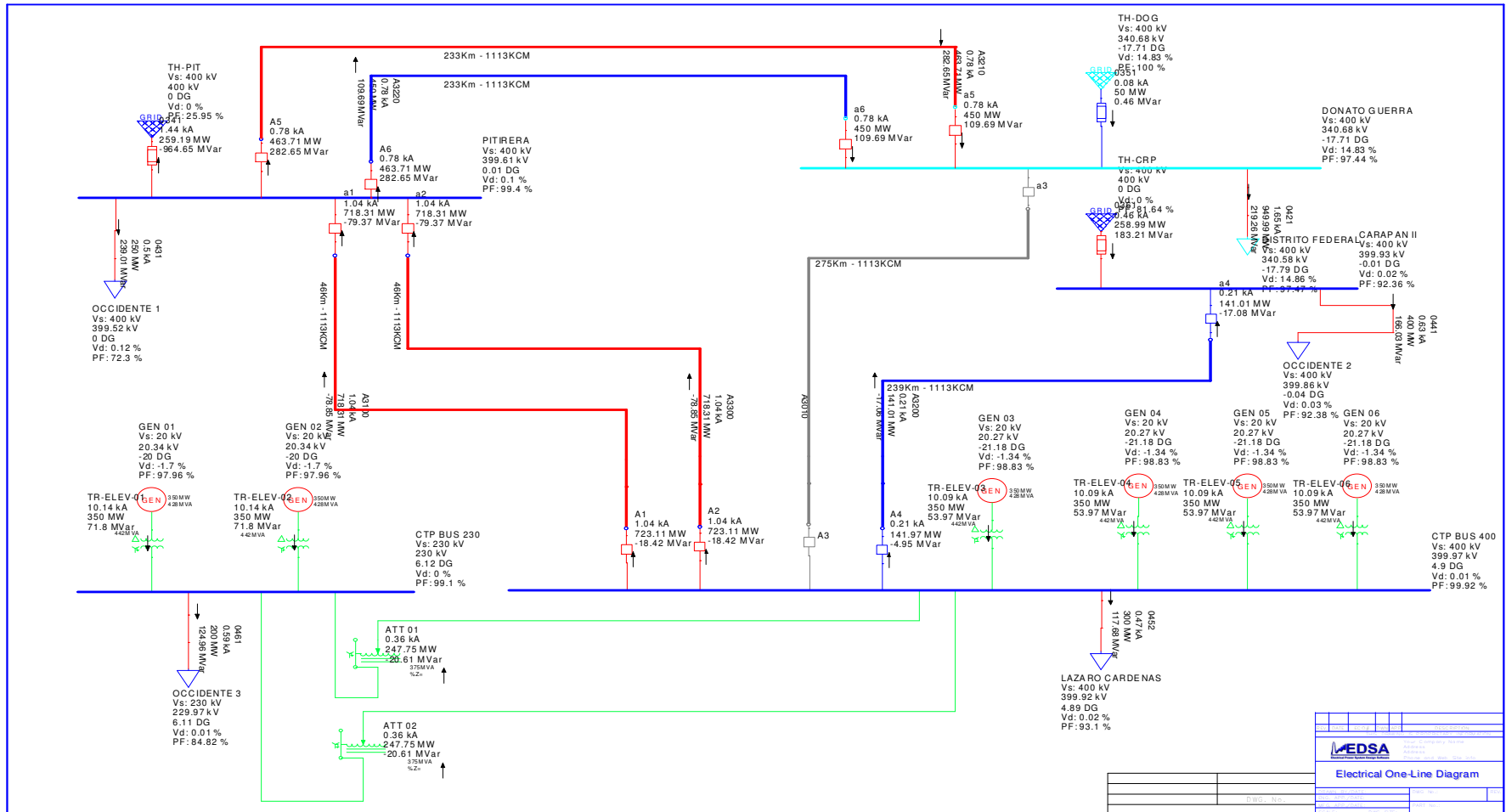


3. CONTINGENCIA No.2: Disparo de línea A3200 (de subestación Lázaro Cárdenas Potencia a subestación Carapan II)





4. CONTINGENCIA No.3: Disparo de línea A3010 (de subestación Lázaro Cárdenas Potencia a subestación Donato Guerra)



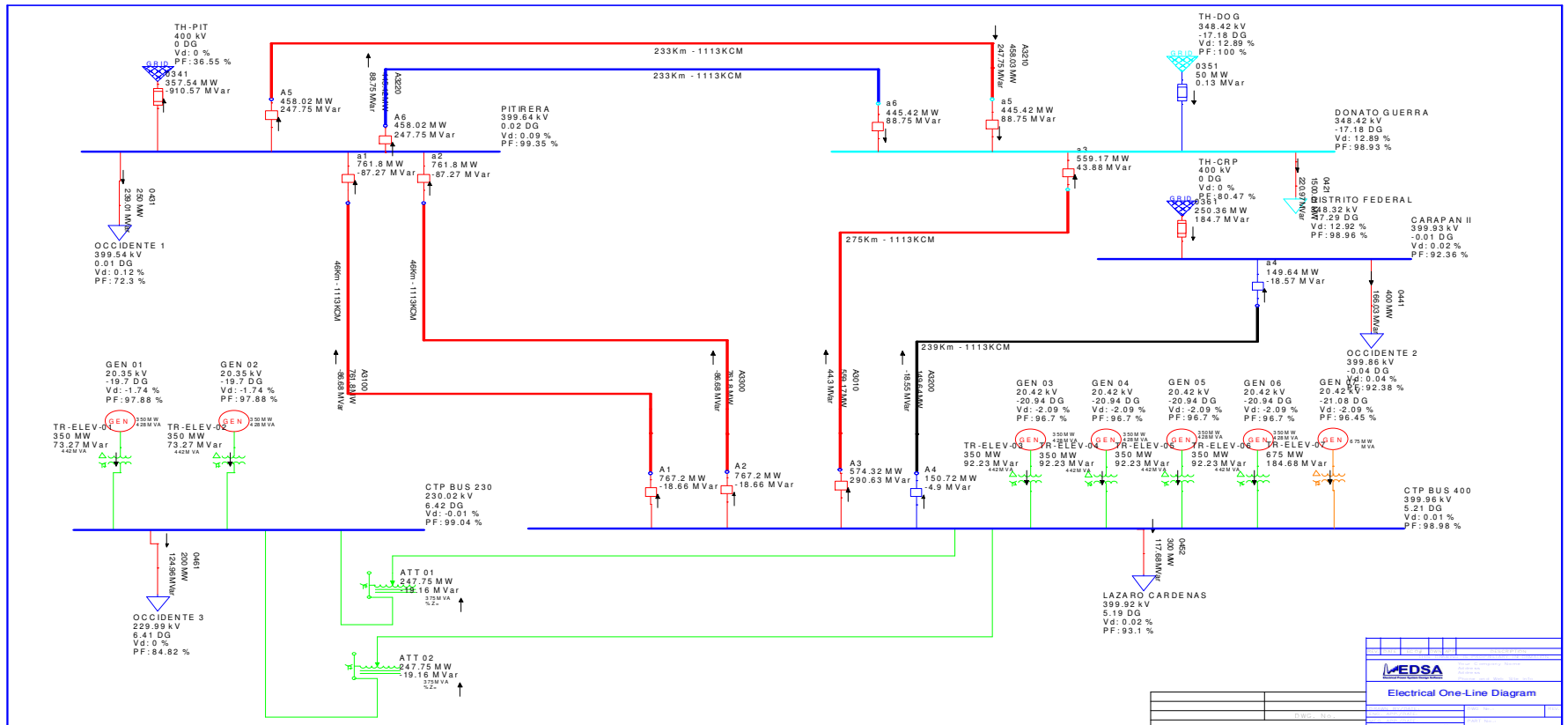
En estos tres casos la red converge en la corrida de flujos y no se sobrepasan los niveles de capacidad térmica de las líneas. Por tanto la red es estable y confiable. Lo cual podemos observar en los mismos datos que se manifiestan en el diagrama.



CENTRAL TÉRMICA PETACALCO AMPLIACIÓN

1. RED AMPLIADA

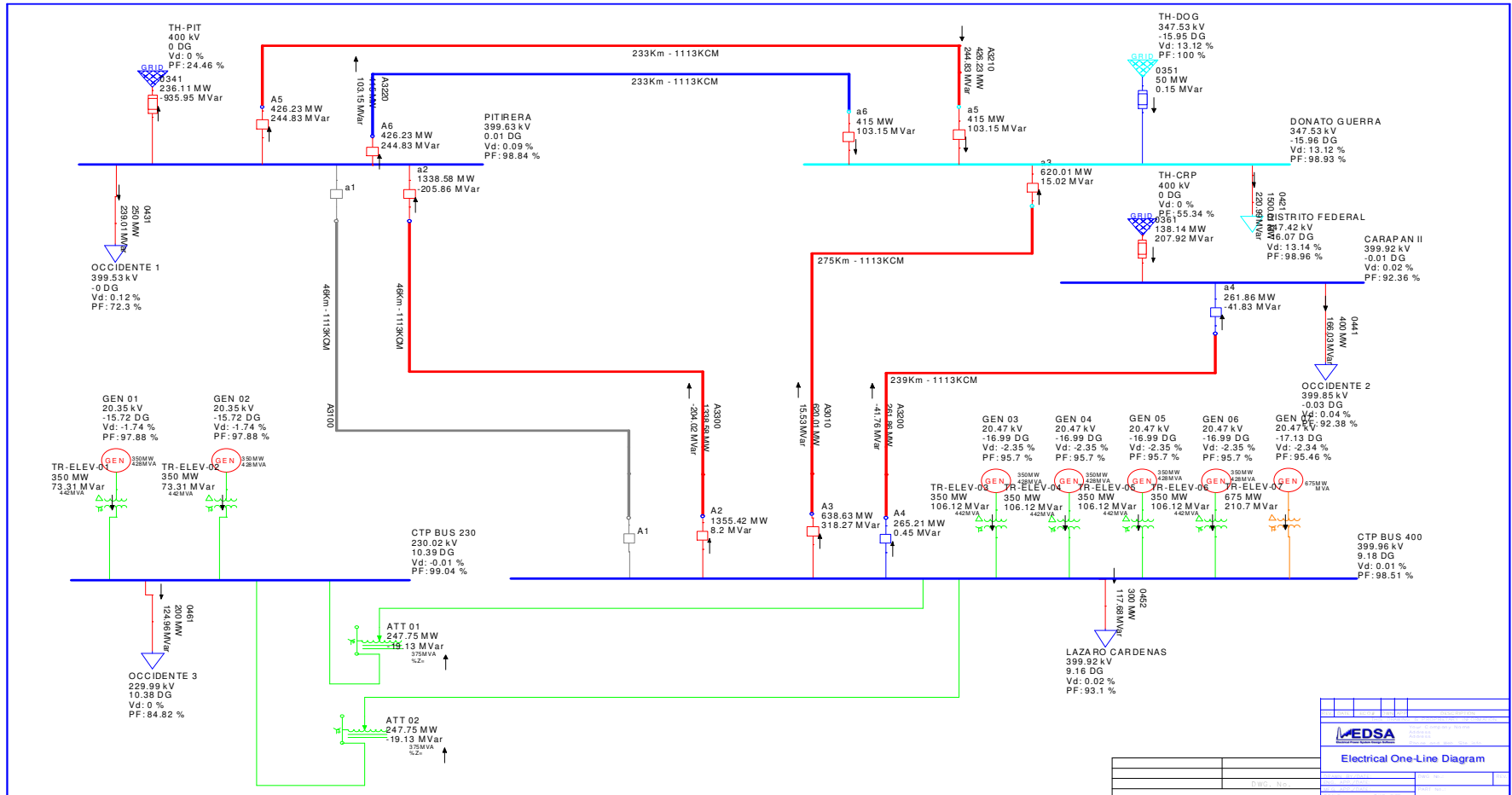
Con relación a las corridas de flujos con siete unidades (seis unidades de 350 MW y una de 680 MW) la carga que sale de la barra de 400 KV de la Central Petacalco es de 2559.44 MW y se tiene una transmisión elevada en las líneas A3100 y A3300 CTP-PIT de 767.2 MW en cada una de ellas. La línea CTP-DNG tiene una transmisión de 574.32 MW y la línea CTP-CRP de 150.72 MW. Esta transmisión es perfectamente manejable por la red.





Se analizaron tres casos de contingencia por disparo de líneas que son:

2. CONTINGENCIA No.1: Disparo de línea A3100 (de subestación Lázaro Cárdenas Potencia a subestación Pitirera)





La contingencia más severa la constituye el disparo de la línea A3100 PETACALCO – PITIRERA en este caso el circuito A3300 paralelo alcanza una carga de 1028.99 MW. Alcanzando el límite térmico de la línea pero no lo sobrepasa. En estas condiciones el operador deberá reducir la generación en Petacalco para disminuir el flujo en la línea A3300 antes de 15 minutos como medida preventiva.

Las otras dos contingencias por disparo de la línea A3010 PETACALCO-DONATO GUERRA no sobrecarga el resto de las líneas ni tampoco el disparo de la línea A3200 PETACALCO-CARAPAN II por lo anterior la red soporta el incremento del flujo debido a la unidad No.7 de Petacalco de 680 MW, sin embargo, para futuras ampliaciones si será necesario reforzar la red de líneas de 400 KV que salen de Petacalco.

El incremento de la potencia de la U7 de 680 MW de la CTE Petacalco se puede soportar con la red actual únicamente se cargaran en un porcentaje mas sus líneas, pero, el aumento del flujo de potencia por las líneas actuales en caso de incrementarse a dos unidades más no se puede aceptar por el deterioro de voltajes y el riesgo de disparo de una línea.

III.4. Congestionamiento de las líneas existentes.

La congestión de la red de transmisión se produce cuando se ha de reducir el flujo de electricidad por una línea o equipo y debe mantenerse por debajo de los niveles exigidos debido a insuficiente capacidad física o a limitaciones de seguridad operativa del sistema.

Como por ejemplo en este caso, al hacer la simulación con las siete unidades de generación y el disparo de la línea A3100, la línea A3300 paralela a la línea disparada, se sobrecarga y entonces el operador en el centro de control debe reducir la generación en la Central Petacalco por razones de seguridad.

Así, la congestión ocurre cuando la capacidad de la red de transmisión disponible a mínimo costo no puede ser suministrada debido a los límites de la capacidad de transmisión, cuando esto ocurre, es común que en algunas regiones (para ciertas condiciones de operación) sea necesario **despachar fuera de merito**, en consecuencia unidades con costos de generación más elevado y de baja eficiencia deben satisfacer la carga. El resultado es que el precio de la energía en las áreas o nodos donde existen estas restricciones tendrán precios más elevados que en otras áreas. Este redespacho de generación representa un aumento en los costos de producción, comparado con el que se tendría si no existieran límites en el sistema de transmisión.

En los sistemas eléctricos con mercados competitivos, las congestiones de red obligan muchas veces a negar la realización de transacciones compra-venta de electricidad.

La eliminación de restricciones en la transmisión es esencial para asegurar la operación económica de los sistemas eléctricos.

Anualmente las congestiones de red representan costos de cientos de millones de pesos para los consumidores (reflejados en las tarifas eléctricas) y para las compañías suministradoras

El **problema de congestión de red** es **dinámico**, ya que se mueve de una parte a otra del sistema, de un año a otro, y en respuesta a las estaciones del año y a las condiciones climáticas.

Las variables que definen el comportamiento de un sistema eléctrico son dinámicas. Por lo tanto, la capacidad de transmisión puede modificarse de un momento a otro y de una condición a otra. Puede ser diferente para distintos valores de demanda, despacho de generación o configuraciones de red.

La primera opción para aumentar la capacidad de transmisión de un enlace es la incorporación de nuevas líneas en paralelo o en otras regiones del sistema. Sin embargo, en la actualidad la obtención de derechos de paso para su construcción se presenta cada vez más complicada.

Además, el costo de los equipos empleados en infraestructura de transmisión es muy alto y se modifica por la volatilidad de los costos de las materias primas.

Aun cuando no se puede evitar completamente la construcción de nuevas líneas de transmisión, en el proceso de planificación debe considerarse la búsqueda de tecnologías modernas para incorporarlas en las decisiones de expansión.

Recientemente ha cobrado gran importancia la utilización de líneas de transmisión con:

- Conductores de alta temperatura y baja flecha (Conductores HTLS, High Temperature Low Sag)

Ventajas: Permiten el aumento de la capacidad de transmisión de una línea de hasta dos veces la capacidad original.

Esto se logra con conductores de esta tecnología, de diámetro similar al existente, manteniendo las mismas torres y cumpliendo la distancia al suelo original, con la potencia de transmisión aumentada.

La utilización de alambres de aleación de aluminio permite el funcionamiento del conductor a altas temperaturas llegando hasta 230°C. El alma del conductor se fabrica con acero aluminizado mejorándose notablemente la resistencia a la corrosión.

Existen diferentes tipos de conductores como los siguientes: ACSS (Aluminum Conductor Steel Supported), ZTACIR, GTACSR, ACCR, GZTACSR, GTTACSR, etc. y dentro de esta gran variedad se encuentran los conductores de construcción tipo GAP los cuales presentan ventajas técnicas y económicas frente a otras tecnologías existentes, lo que ha provocado su elección en la repotenciación de líneas de 15 KV a 380 KV en diversos países en todo el mundo.

Los conductores de construcción GAP (como por ejemplo los GTACSR) son una modificación de los conductores ACSR tradicionales. Estos conductores, formados por varias capas de alambres de aluminio termo-resistente que rodean a un núcleo de acero, se caracterizan por que los alambres de aluminio de la capa interna más próxima al núcleo poseen una sección trapezoidal, tal que da lugar a un hueco (GAP) entre el núcleo de acero y las capas de aluminio. Generalmente el hueco se rellena con una grasa resistente a las altas temperaturas.



Figura 3.1. Construcción interna de algunos conductores HTLS.

Desventajas: Aumento de las pérdidas porcentuales de transmisión. Por ejemplo, una línea con conductores normales tiene pérdidas del orden de 7% cuando circula la potencia nominal.

Al cambiar por un conductor de alta capacidad de igual diámetro las pérdidas aumentarían aproximadamente al 9% de la nueva potencia nominal, la que hemos supuesto que se

duplica. La solución es menos eficiente desde el punto de vista de las pérdidas óhmicas de la línea.

Algunos conductores de este tipo presentan una mayor dificultad en el tendido del cable aunque progresivamente se han ido desarrollando herramientas que han facilitado el trabajo.

➤ Cables subterráneos

Tienen entre sus **ventajas** la ausencia de impacto visual, campos electromagnéticos bajos o inexistentes, insensibilidad al viento, nieve, hielo, etc., menor mantenimiento, utilización mínima de terreno, mayor fiabilidad, menos fallos, mayor capacidad de sobrecargas de corta duración.

Aunque entre sus **desventajas** cuentan con el hecho de que son cables más costosos que los utilizados en líneas aéreas.

➤ Sistemas de Transmisión Flexibles de Corriente Alterna (FACTS, por sus siglas en inglés). La filosofía de los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, por sus siglas en inglés), desarrollada a finales de los años 80, es utilizar dispositivos electrónicos basados en diodos, tiristores y GTO para modificar los parámetros descritos 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.

Entre las principales ventajas que representan estos dispositivos están:

- ◆ Permiten un mayor control sobre el flujo de potencia, dirigiéndolo a través de rutas predeterminadas;
- ◆ Se puede operar con niveles de carga seguros (sin sobrecarga) y cercanos a los límites térmicos de las líneas de transmisión;
- ◆ Mayor capacidad de transferencia de potencia entre áreas controladas, con lo que el margen de reserva en generación puede reducirse considerablemente;
- ◆ Incrementan la seguridad del sistema al aumentar el límite de estabilidad transitoria, limitando las corrientes de corto circuito y sobrecargas, previniendo salidas en cascada, y limitando el efecto de otras fallas en el sistema y equipos;
- ◆ Amortiguan oscilaciones del sistema de potencia que dañan los equipos y limitan la capacidad de transmisión disponible;
- ◆ Responden rápidamente a los cambios en las condiciones de la red para proveer un control del flujo de potencia en tiempo real;
- ◆ Proveen una mayor flexibilidad en la localización de nuevas plantas generadoras;
- ◆ Proporcionan seguridad en las conexiones a través de las líneas de enlace entre empresas y regiones vecinas.

Una propiedad única de los FACTS es la gran flexibilidad que presentan en los tres estados operativos del sistema de potencia: prefalla, falla y postfalla. La capacidad para controlar transitorios y para impactar rápida y significativamente el estado de postfalla los hace sumamente atractivos.

Existen tres factores importantes a considerar cuando se ha tomado la decisión de instalar un dispositivo FACTS: **el tipo de dispositivo, la capacidad requerida y la ubicación que optimice el funcionamiento del dispositivo.** De estos factores, el último es de suma importancia, ya que la ubicación de los FACTS depende del efecto deseado y de las características propias del sistema.

También es importante definir los niveles de tensión adecuados para la transmisión (de ser necesario, modificando el nivel de tensión de las instalaciones existentes), tratar de ubicar las centrales generadoras más cerca de los centros de consumo y planificar de manera coordinada la expansión de la red eléctrica y la generación.

III.5. Ampliación de la subestación y creación de nuevas subestaciones.

La Central Termoeléctrica se enlaza al sistema de potencia a través de sus propias subestaciones, una por cada dos unidades, de 230 KV para las unidades 1 y 2, y de 400 KV para las unidades 3 a la 6; en suma, la central está dotada de tres subestaciones que se enlazan a la subestación Lázaro Cárdenas Potencia para su distribución a los diferentes centros de consumo.

Las subestaciones son aisladas en gas SF6 para servicio interior, y están previstas para interconectarse a los transformadores por medio de bus y terminales SF6.

El arreglo de las barras es un arreglo de interruptor y medio.



Imagen 3.6. Subestación encapsulada en SF6

Como ya se había mencionado, el arreglo de la Central de Petacalco es un arreglo de Interruptor y Medio, este arreglo toma su nombre del hecho de que dos circuitos diferentes comparten un mismo interruptor.

Como se muestra en la figura, el interruptor central es compartido por los dos circuitos y su conexión es común a ambos.

En este arreglo cualquiera de los circuitos debe ser capaz de soportar la carga de ambos. El interruptor central (enlace) y sus cuchillas asociadas están normalmente cerrados.

Los dispositivos de potencial en la barra proporcionan una señal de referencia contra los dispositivos de potencial de las líneas para poder sincronizar el cierre de interruptores.

Los arreglos físicos de equipo para subestaciones constituyen dos versiones del arreglo de interruptor y medio: el arreglo “I” y el arreglo “U”.

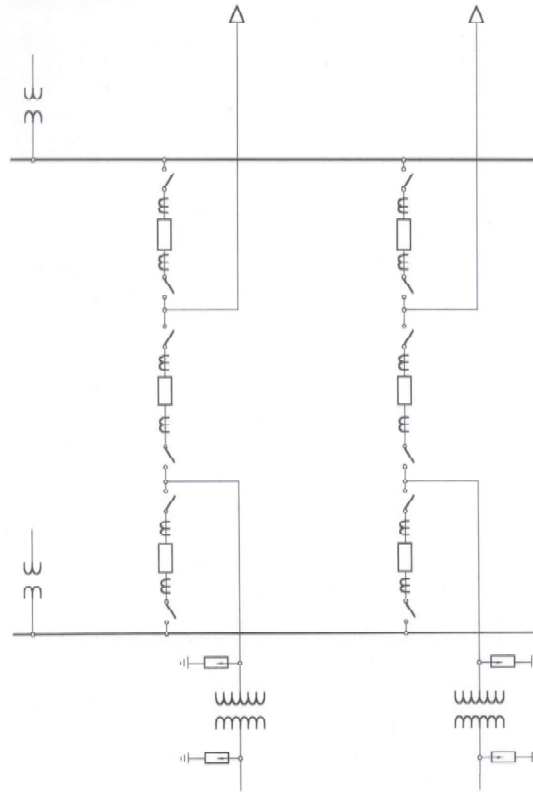


Figura 3.2. Diagrama unifilar de un arreglo en I de interruptor y medio

Según las guías y especificaciones establecidas por parte de la CFE, el arreglo en I de Interruptor y medio es el indicado para subestaciones elevadoras de centrales termoeléctricas, este arreglo presenta las siguientes características:

- En condiciones normales de operación todos los interruptores del arreglo están cerrados.
- Cada juego de barras colectoras cuenta con su propia protección diferencial de manera que en caso de presentarse una falla en cualquiera de las barras colectoras su respectiva protección envía disparos a todos los interruptores asociados a las barras, sin quedar desconectada ninguna línea de transmisión o transformador de potencia de la subestación.
- Permite proporcionar mantenimiento a cualquier interruptor sin necesidad de que quede fuera de servicio la línea o transformador asociado.
- Da facilidad para el mantenimiento de las barras colectoras sin dejar fuera de servicio a las líneas de transmisión y bancos de potencia conectados a ellas.
- Proporciona **facilidad en la ampliación** sin tener que dejar fuera de servicio a la subestación o parte de ella.
- Los esquemas de protección de las líneas de transmisión y transformadores de potencia resultan más complicados debido a que las zonas de protección deben quedar debidamente traslapadas y además deben mandar disparar tanto al propio interruptor del elemento fallado como al de enlace.

- Los interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento deben ser capaces de conducir la máxima corriente total de carga, que podría circular a través de ellos debido a cualquier maniobra de operación o contingencia.
- Requiere de más equipo que el arreglo con doble barra.

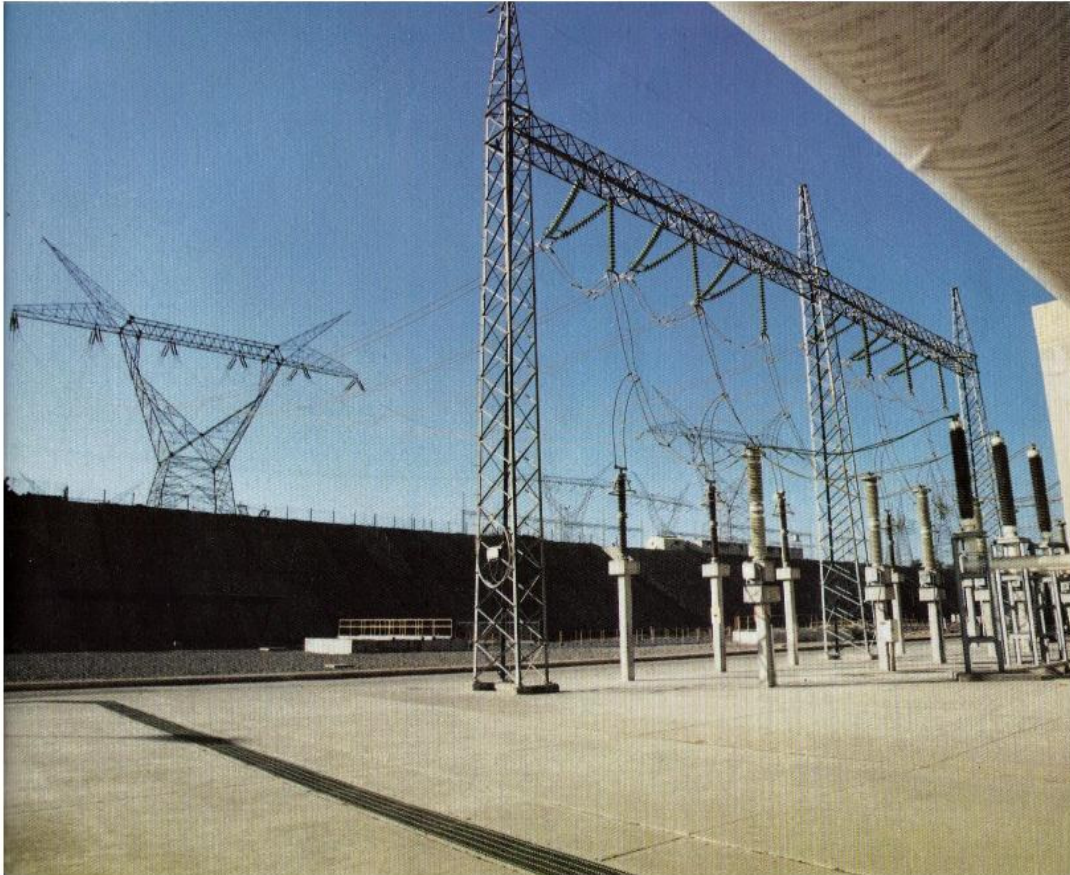


Imagen 3.7. Toma parcial de la Subestación Lázaro Cárdenas Potencia y líneas de transmisión que salen de la misma.

Este tipo de arreglo es el que se respeta para la ampliación de la Central con la entrada del nuevo generador. Así, podemos observar que si fuese necesario que entraran en servicio más unidades de generación será también necesario que la subestación se amplié de acuerdo a lo requerido y aunque las prospectivas contemplan con mucha anticipación el aumento en las cargas puede llegar un momento en que no sea posible ampliar más la subestación y sea necesario contemplar una nueva subestación.

Cuando se pretende realizar ampliaciones a las subestaciones existentes, regularmente se respeta el arreglo original (como queda demostrado en este caso), sin embargo cuando se trata de nuevas subestaciones, para el tipo de subestación y su arreglo se consideran independientemente de su ubicación (urbana, suburbana o rural) y de su nivel de tensión (transmisión, subtransmisión, distribución), los siguientes requerimientos principales que permiten optimizar el diagrama de conexiones:

- Continuidad de servicio.



Es uno de los requisitos más importantes para la selección del arreglo de la subestación, debido a que con esto se busca reducir los tiempos de interrupción, por lo que se deben considerar los siguientes aspectos:

- ✓ Capacidad de reserva. El arreglo debe contar con la flexibilidad suficiente para permitir utilizar la capacidad de reserva de transformación de la subestación, para que se siga proporcionando el suministro de energía eléctrica demandada sin ningún problema, cuando se presente una contingencia o por requerimientos de mantenimiento.
 - ✓ Confiabilidad del arreglo. Se cuantifica en base a los índices de probabilidad de frecuencia y duración de fallas de operación, obtenidos estadísticamente, de los elementos (líneas de transmisión, barras colectoras, transformadores de potencia y alimentadores), y de los equipos (interruptores, cuchillas desconectoras, transformadores de instrumento, etc.) que forman parte del arreglo de la subestación.
 - ✓ Seguridad del sistema. Un arreglo debe permitir con facilidad utilizar la capacidad de reserva de la subestación, tanto de transmisión como de transformación, para que la desconexión de un elemento no provoque la desconexión de otros elementos en cascada por sobrecarga y así evitar un colapso del sistema.
- Flexibilidad de operación.
Es la versatilidad del diagrama de conexiones para permitir realizar maniobras de cualquiera de los elementos de la subestación (líneas, bancos o barras colectoras), con un número reducido de operaciones y con la mínima cantidad de equipo involucrado, afectando lo menos posible la continuidad de servicio.
 - Facilidad de mantenimiento al equipo.
Un diagrama de conexiones ofrece facilidad para proporcionarle mantenimiento al equipo cuando cumple por lo menos con las siguientes características:
 - ✓ Simplicidad para facilitar su limpieza.
 - ✓ Un número reducido de maniobras para aislar al elemento que se le va a realizar el mantenimiento.
 - ✓ La independencia entre los elementos.
 - ✓ La normalización en una forma general que permita salidas planeadas del equipo para su mantenimiento.
 - ✓ Debe proporcionar seguridad al personal de mantenimiento.
 - Habilidad para limitar los niveles de corto circuito.
Un diagrama de conexiones debe permitir seccionarse en tal forma que se limite la elevación de la corriente de cortocircuito, a niveles que no puedan dañar al equipo de la subestación.
 - Simplicidad en los esquemas de control y protección.
Un sistema de protección y control es más simple cuando es menor la cantidad de equipo involucrado en el arreglo (interruptores, cuchillas y transformadores de instrumento); es decir que cuanto menor es el número de equipos, se tienen menos fuentes probables de fallas. Por ejemplo la simplicidad para determinar las zonas de protección basándose en la cantidad de transformadores de corriente que se deben conectar en una protección dada, o el número de interruptores que debe disparar la protección.

Este concepto también involucra la facilidad que los operadores deben tener para comprender las instrucciones específicas, particularmente cuando se exigen decisiones rápidas al presentarse una condición de emergencia

- **Economía de equipo y su instalación.**
El arreglo de conexiones seleccionado determinará la cantidad de equipo requerido y el área de terreno que va a ocupar la subestación. Por lo que el arreglo utilizado determina en gran parte el costo de la subestación.
Con la adquisición de equipo normalizado se tiene la ventaja de que se cuenta con reserva de equipo que permite reemplazar el faltante en un tiempo corto.
- **Área disponible para su construcción.**
Una evaluación preliminar del área requerida por una subestación se puede realizar en base al diagrama de conexiones seleccionado.
Esta estimación debe ser revisada y adaptada a las condiciones particulares del sitio como las posibles limitaciones de los derechos de vía de las líneas de transmisión y sus acometidas a la subestación, o también si el área del sitio ideal para la ubicación de la subestación es restringida, puede ser necesario construir una subestación con un arreglo menos flexible de lo requerido o instalar equipo blindado que obviamente es más costoso pero optimiza el espacio.
- **Posibilidad de ampliación.**
Para la ampliación de una subestación, como la construcción de una nueva bahía y la extensión de los juegos de barras colectoras para la instalación de un nuevo banco o línea de transmisión, puede resultar difícil y costoso o bien imposible si no se consideró el crecimiento de la subestación previamente en la selección del arreglo. Las ampliaciones pueden ser modulares, con un mínimo posible de desconexiones.



Imagen 3.8. Toma del enlace subterráneo entre el transformador principal del generador No.7 y la subestación LCP.



Capítulo IV. Alternativas de solución al incremento del nivel de Corto Circuito.

Para determinar las características de protección y los parámetros de esfuerzos electrodinámicos en una subestación eléctrica, se realizan los estudios de corto circuito.

Del análisis de corto circuito se desprende la selección adecuada de interruptores lo cual impacta directamente sobre la seguridad tanto de los equipos como del personal de la subestación.

Para nuestro caso en particular el análisis de corto circuito nos mostro que las corrientes de corto circuito no aumentaron demasiado por tal razón no fue necesario hacer un cambio de interruptores, sin embargo, en el futuro muy probablemente se incrementaran los niveles de corto circuito y una forma de resolver esta situación será cambiar los interruptores actuales por otros con una mayor capacidad interruptiva.

El Interruptor de Potencia es un dispositivo eléctrico de operación mecánica capaz de cerrar, conducir y abrir circuitos eléctricos con corrientes dentro del rango nominal de su especificación.

También debe poder conducir durante cortos periodos de tiempo e interrumpir las corrientes de corto circuito que estén dentro del rango de su especificación.

Los interruptores deben garantizar el correcto funcionamiento bajo las condiciones de servicio, sincronización, conexión, desconexión y liberación de falla del sistema, con disparo y cierre monopolar o tripolar de los siguientes servicios:

- a) Líneas de Transmisión.
- b) Bancos de transformación.
- c) Generadores de centrales Termoeléctricas.
- d) Generadores de Centrales Hidroeléctricas.
- e) Bancos de Capacitores.
- f) Bancos de Reactores.

Las características nominales de un interruptor de potencia están establecidas en las normas nacionales e internacionales aplicables. Estos parámetros nominales se consideran los límites mínimos de funcionamiento que el dispositivo debe cumplir.

Tales límites se aplican solamente dentro de condiciones de operación específicas.

Las normas nacionales e internacionales contienen diferentes tablas que listan los valores nominales preferidos. El hecho de que existan tablas o listas con valores preferidos, no excluye la posibilidad de ofrecer otros valores nominales específicos conforme sea requerido, siempre y cuando se cumpla con las normas vigentes y se establezcan de común acuerdo entre fabricante y usuarios.

En la placa de datos de los interruptores de potencia están inscritas las características nominales y otras características, de valor conceptual importante, mencionadas en las normas IEC, ANSI. Estas características, básicamente son los parámetros de tensión y corriente, aunque también se incluyen requerimientos adicionales que son derivados, principalmente, de estos dos parámetros básicos.

Las características nominales más importantes de un interruptor son las siguientes:

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

❖ Tensión nominal y tensión máxima de diseño

A esta característica nominal, ANSI le llama **tensión máxima de operación** e IEC la designa como **tensión nominal**. Esta característica establece el límite superior de la tensión del sistema para el cual está diseñado el interruptor. El interruptor debe garantizar su correcta operación a la tensión nominal máxima y a la tensión máxima de diseño, que por lo general es mayor que la tensión nominal de operación del sistema.

La tensión máxima de diseño de un interruptor es el valor eficaz máximo (rms) de la tensión entre fases, para la que el interruptor está diseñado y representa el límite superior de la tensión del sistema.

Tabla 1: 72.5-420 kV

TABLA 1 - Tensiones nominales y valores de pruebas dieléctricas (1)(5)

Tensión nominal (kV) valor eficaz	Tensión de aguante nominal a la frecuencia del sistema (kV) valor eficaz (1 min) seco (s) y húmedo (h)		Tensión de aguante nominal a impulso por rayo (kV) valor pico seco (s)		Tensión de aguante nominal a impulso por maniobra (kV) valor pico seco (s) y húmedo (h)		
	De fase a tierra y a través de interruptor cerrado	De fase a tierra y a través de interruptor abierto	De fase a tierra y a través de interruptor cerrado	De fase a tierra y a través de interruptor abierto	De fase a tierra	Entre fases para interruptor de tanque muerto	A través de las terminales del interruptor abierto
1	2	3	4	5	6	7	8
72,5	140 (s/h)		325		NA	NA	NA
100	185 (s/h)		450		NA	NA	NA
123	230 (s/h)		550		NA	NA	NA
145 ⁽²⁾⁽³⁾	275 (s/h)		650		NA	NA	NA
170 ⁽⁴⁾	325 (s/h)		750		NA	NA	NA
245	460 (s/h)		1050		NA	NA	NA
300 ⁽²⁾	380 (s)	435 (s)	1050	1050 (+170)	850	1275	700 (+245)
420	520 (s)	610 (s)	1425	1425 (+240)	1050	1575	900 (+345)
420 ⁽²⁾	620 (s)	800 (s)	1550	1550 (+315)	1175	1760	900 (+450)

NOTAS:

- 1) Los valores de prueba indicados en esta tabla están referidos a las condiciones normalizadas de 101,3 kPa de presión, 20 °C de temperatura y humedad absoluta de 11 g/m³.
- 2) Exclusivamente para los casos de extra alta contaminación y/o altitudes mayores a 2500 msnm.
- 3) Exclusivamente para los casos en los que se requiera corrientes de interrupciones de 50 kA o mayores.
- 4) Tensión restringida del sistema de 161 kV.
- 5) Los valores especificados en la tabla están basados en un estudio de coordinación de aislamiento realizado por el LAPEM, con los siguientes parámetros principales: Índice de falla del equipo 1/400; Tensión nominal del apartarrayos 210 kV para tensión nominal del sistema de 245 kV; Tensión nominal del apartarrayos de 330 kV para tensión nominal del sistema de 420 kV.



❖ Corriente nominal

La corriente nominal es la característica que establece los límites de elevación de temperatura del interruptor, es el valor eficaz (rms) de la corriente, expresada en amperes.

Los valores de corriente nominal establecidos por IEC son: 630A, 800A, 1250A, 1600A, 2000A, 3150A y 4000A. Los valores correspondientes especificados por ANSI son: 600A, 1200A, 1600A y 2000A. La selección de la corriente nominal debe estar asociada al límite máximo de temperatura permisible que se establezca.

Tabla 2: 1600 - 2000 A
 31.5 - 50 KA

TABLA 2 - Corrientes nominales de operación y corrientes de interrupción

Tensión nominal del interruptor (kV)	Corriente nominal (A)	Corriente de interrupción de corto circuito (kA)	Corriente de interrupción en cables cargados (cable en vacío) (A)	Corriente de interrupción con línea cargada (línea en vacío) (A)
72,5	630	20	125	10
	1250	25 31,5		
100	630	20	125	20
	1250	25 31,5		
123	1250	25	140	31,5
	1600	31,5		
145	1600	40	160	50
	2000	31,5		
170	1600	40	160	63
	2000	50		
245	1250	31,5	250	125
	1600	31,5		
300	1600	40	315	200
	2000	50		
420	1600	31,5	400	400
	2000	40		
	2000	50		

NOTA: En caso de requerirse una corriente de interrupción de corto circuito de 63 kA debe indicarse en las Características Particulares.

❖ Capacidad interruptiva nominal

La capacidad interruptiva nominal de un interruptor se define como la máxima intensidad de corriente, medida en el instante en que se separan los contactos, que puede ser interrumpida por el interruptor con una tensión de recuperación de frecuencia fundamental. De acuerdo con la norma IEC-62271-00 la capacidad interruptiva queda definida por dos valores:

La **capacidad interruptiva simétrica**, expresada por el valor eficaz (rms) de la componente de corriente alterna de la corriente total interrumpida por el interruptor. Por lo tanto, la capacidad interruptiva simétrica I_s está dada por:

$$I_s = \frac{I_{ca}}{\sqrt{2}} \quad \text{Amperes (valor eficaz)}$$

I_{ca} representa el valor de la cresta de la componente de corriente alterna.

La **capacidad interruptiva asimétrica o total**, expresada por el valor eficaz (rms) de la corriente total, que comprende las componentes de corriente alterna y corriente directa, interrumpida. La capacidad interruptiva simétrica I_{AS} está dada por:

$$I_{AS} = \sqrt{\left(\frac{I_{ca}}{\sqrt{2}}\right)^2 + I_{cd}^2} \quad \text{Amperes (valor eficaz)}$$

Para tensiones superiores a la tensión nominal, no se puede garantizar ninguna corriente interruptiva de corto circuito. El valor eficaz de la componente alterna de la corriente de interrupción de corto circuito debe elegirse entre los valores siguientes: 6.3, 8, 10, 12.5, 16, 20, 25 31.5, 40, 50, 63, 80 y 100 KA.

❖ Frecuencia nominal

La frecuencia nominal es un factor relevante durante la interrupción de la corriente, debido a que en muchos tipos de interruptores, la razón de cambio de la corriente en el cruce por cero es un parámetro más significativo que el valor de la corriente rms o el valor pico.

❖ Presión nominal de operación del gas para maniobra e interrupción

Las normas han establecido los valores de 0.5, 1.6, 2, 3 y 4 MPa para la presión nominal de operación del gas; sin embargo, pueden emplearse otros valores, que se eligen de común acuerdo entre fabricante y usuario. El dispositivo de operación neumática debe ser capaz de abrir y cerrar el interruptor cuando la presión del gas comprimido este comprendida entre 85 y 110% de la presión nominal de alimentación. Valores diferentes deberán acordarse entre fabricante y usuario.

❖ Corriente nominal de tiempo corto



También se le denomina “corriente sostenida de corta duración”. El propósito de este requerimiento es asegurar que no se rebase la capacidad térmica de tiempo corto de las partes conductoras. La magnitud de esta corriente es igual a la corriente simétrica de corto circuito nominal que se asigna para un interruptor en particular y que normalmente se expresa en KA (Kiloamperes) para un período de capacidad nominal de 1 segundo (IEC) ó 3 segundos (ANSI). La IEC, también recomienda un valor de 3 segundos si se requieren periodos mayores a segundo.

❖ Secuencia de operación nominal

Los tiempos asociados a las maniobras son de gran importancia, tanto desde el punto de vista de la estabilidad del sistema, como de la demanda térmica. Mientras más se tarde el interruptor en eliminar la corriente de falla, mayor será el daño que ésta causará al sistema.

El ciclo de operación nominal de un interruptor es el número prescrito de operaciones unitarias a intervalos de tiempo establecidos. De acuerdo con las recomendaciones de IEC para el servicio nominal de la operación de interruptores, cuya utilización no esta especificada para auto-recierre, se puede expresar como:

O – t – CO – t’ –CO

O = Operación de apertura

C = Operación de cierre

CO = Operación de cierre seguida de una apertura

t, t’, t’’ = Intervalos de tiempo

t y t’ = Expresados en minutos o en segundos

t’’ = Expresados en segundos

❖ Capacidad de cierre o de conexión nominal

La capacidad de cierre o de conexión nominal de un interruptor se define como la intensidad de corriente máxima que el interruptor puede establecer con una tensión dada. La capacidad de cierre está dada por el valor de la primera cresta de la onda de corriente I_{MC} . De acuerdo con la norma IEC-62271-100. La primera cresta de la onda de corriente puede alcanzar un máximo de 1.8 veces el valor de cresta I_{ca} de la onda de corriente simétrica, por lo que la capacidad de cierre en amperes eficaces (valor de cresta) I_{MC} es igual a:

$$I_{MC} = 2.55I_s$$

CONDICIONES DE OPERACIÓN

Temperatura ambiente:	-25°C a 55°C
Altitud de operación	0 a 2500 msnm
Contaminación (Tabla 3):	Deben operar satisfactoriamente en niveles: Medio 20 mm/kV _{FF} Alto 25 mm/kV _{FF} (distancia de fuga)
Diseño por sismo (Tabla 6):	Moderado 0.3 g Alto 0.5 g Dependiendo de las zonas sísmicas especificadas de la república.



TABLA 3 - Distancia específica mínima de fuga y nivel de contaminación

Nivel de contaminación	Distancia específica mínima de fuga (mm/kV _{r-f}) IEC 60815
Medio	20
Alto	25
Extra alto	(*)

NOTA (*): En caso de requerirse equipo para un nivel de contaminación extra alto, véase nota (2) de la tabla 1 de tensiones nominales y valores de pruebas dieléctricas.

TABLA 4 - Tensión de control para relevadores, bobinas de apertura y cierre, señalización, alarmas y motores universales

Tensión nominal VCD	Límites de tensión VCD		
	Circuito de cierre	Circuito de disparo	Motor
125	106 – 137	87 – 137	106 – 137
250	212 – 275	175 – 275	212 – 275

TABLA 5- Tensiones de equipos auxiliares como motores, contactores y resistencias calefactoras

Tensión nominal	Motor Universal	Límites de tensión VCA
440V, 3 fases, 60 Hz		394 – 484
220V, 3 ó 2 fases, 60 Hz		187 – 242
127 V, 1 fase, 60 Hz		108 – 140
	125 VCD y/o 127 V, 1 fase, 60 Hz	108 – 140

TABLA 6 - Niveles de calificación sísmica

Zona Sísmica	Espectro de respuesta requerido (RRS)	Nivel de calificación sísmica
A, B y C	IEC 61166-1993-03 (figura 2, pág. 23)	Moderado AF3: 3 m/s ² (0,3 g)
D	IEC 61166-1993-03 (figura 1, pág. 22)	Alto AF5: 5 m/s ² (0,5 g)

TIPOS DE INTERRUPTORES

Construcción: (por ubicación de las cámaras)	Tanque vivo (con potencial) Tanque muerto (conectado a tierra)
Número de cámaras:	Una o varias cámaras en serie
Medio de interrupción:	SF6 (Hexafloruro de azufre) En pequeño volumen de aceite En gran volumen de aceite Soplo de aire (aire comprimido)

Aislamiento	En vacío Columnas de porcelana Boquillas de porcelana Columna de tubo de resina epóxica y fibra de vidrio con faldones de hule silicón Boquilla de aislamiento sintético
Mecanismo	De resorte Hidráulico Neumático

... en los 60's



Aire comprimido

... en los 70's y 80's



Mínimo volumen de aceite

... en los 80's y 90's



Gas SF6

Hoy en día los interruptores en SF6 (hexafloruro de azufre) son el diseño predominante. El SF6 es un gas incoloro e inodoro, con una densidad cinco veces mayor que la del aire.

La ventaja fundamental del SF6 con respecto a otros gases reside en la mayor conductibilidad eléctrica del núcleo y la menor conductibilidad térmica del plasma. La energía térmica transferida por el plasma al medio circundante es menor y en consecuencia la temperatura del núcleo es más alta, su conductibilidad eléctrica mayor y correlativamente la caída de voltaje en el arco es menor.

A medida que disminuye la intensidad de la corriente al aproximarse a su paso por cero, la temperatura baja y el núcleo, que es la principal porción conductora, desaparece. En el SF6 el plasma, a esa temperatura reducida, no conduce prácticamente corriente.

Finalmente, cuando aparece el voltaje de recuperación entre los contactos del interruptor el carácter electronegativo del flúor hace que se formen iones negativos de flúor por captura de electrones libres, que se recombinan con iones positivos de SF6, evitando así el fenómeno de avalancha de electrones que podría conducir al restablecimiento del arco.

En los interruptores de hexafloruro de azufre el SF6 desempeña la función de dieléctrico y de medio de interrupción.

Algunas de las características de los interruptores instalados en la Central Plutarco Elías Calles, son las siguientes:

Tensión nominal	550 KV
Frecuencia nominal	60 Hz

Corriente nominal (de servicio)	2000 A
Corriente nominal de corte en corto circuito	50 KA
Duración nominal del cortocircuito	3 s
Número de cierres sin pausa (= capacidad de absorción de energía)	
- En caso de tensión de fase	4
- En caso de oposición de fases (con factor 2.0)	1
Duración mínima de la orden (cierre)	40 ms
Duración mínima de la orden (apertura)	40 ms
Tiempo de cierre	80 ms
Tiempo de operación de desconexión	17 ms
Tiempo de arco	Máx. 18 ms
Tiempo de desconexión	Máx. 34 ms
Tiempo conexión-desconexión	34 ms.
Tiempo de pausa	280 ms.
Agente extintor	SF6
Presión del SF6 con 20°C	0.6 MPa



Imagen 4.1. Muestra de los equipos que proveen de servicios propios a la Central



Capítulo V. Alternativas de solución para la transmisión de mayor potencia desde Petacalco.

Después de hacer los análisis respectivos podemos notar que la red tal como estaba diseñada originalmente es capaz de sostener la entrada de un nuevo generador, sin embargo, en el futuro esto ya no será posible, por tal motivo será necesario considerar alternativas diferentes de solución para transmitir mayor potencia.

El objetivo fundamental de las líneas de transmisión no es solo transportar **potencia activa** (KW) de un punto a otro, sino también transportar **potencia reactiva**; la cual debe mantenerse tan pequeña como sea posible dado que un aumento en el flujo de potencia reactiva desencadena un problema de inestabilidad de voltaje. Además, una línea de transmisión debe poseer las siguientes características básicas:

1. El voltaje debe permanecer tan constante como sea posible a todo lo largo de la línea, desde la fuente hasta la carga, y con todas las cargas entre cero y la carga nominal.
2. Las pérdidas en la línea deben ser pequeñas para alcanzar una alta eficiencia de transmisión.
3. Las pérdidas eléctricas I^2R no deben sobrecalentar los conductores.

Como se había mencionado en un capítulo anterior, en México, la caída de voltaje en la línea y la estabilidad del sistema ante los cambios en los flujos de potencia producto de la desconexión por falla de generadores y/o líneas de transmisión, son los factores que mayormente restringen el nivel de transmisión.

Si la línea no puede satisfacer los requerimientos anteriores por sí sola, se debe agregar equipo suplementario, como capacitores e inductores, hasta satisfacer dichos requerimientos.

V.1 Mayor número de líneas de transmisión de 400KV.

Las líneas de alto voltaje son principalmente **inductivas**, ya que poseen una reactancia de aproximadamente 0.5 [Ω /Km]. Esto crea problemas cuando tenemos que transmitir grandes bloques de potencia a grandes distancias. Supongamos, por ejemplo que tenemos que transmitir 4000 MW a una distancia de 400 Km. La reactancia de la línea es de 400 [Km] x 0.5 [Ω /Km] = 200 [Ω], por fase. Como el voltaje de línea a línea práctico más alto es de aproximadamente 800 KV, la línea trifásica no puede transmitir más de:

$$\begin{aligned} P_{\text{máx}} &= \frac{E^2}{X} \\ &= \frac{800^2}{200} \\ &= 3200MW \end{aligned}$$

Para transmitir 4000 MW, la única solución es utilizar dos líneas en paralelo. El duplicar el diámetro de los conductores no ayudaría, porque para una línea de este tipo es la reactancia y no la resistencia de los conductores la que determina la potencia máxima que se puede transmitir.

También es útil usar líneas adicionales para hacer más seguro el sistema en caso de que una línea en paralelo quede fuera de servicio, debido a una alteración.

Por lo tanto, si se pierde una línea, aún se puede transportar la potencia programada por la línea restante.

Para transportar grandes bloques de potencia, en ocasiones se erigen dos, tres e incluso cuatro líneas de transmisión en paralelo, las cuales siguen el mismo derecho de vía. Además del alto costo, el uso de líneas paralelas a menudo crea problemas serios de expropiación de tierra para los derechos de vía, la cual dependiendo de la estructura a usar puede requerir un ancho de hasta 52.0 m en zonas rurales.

Cuando ya no es posible incrementar el voltaje de línea a línea, se intenta reducir la reactancia de línea incrementando enormemente el diámetro efectivo de los conductores. Esto se hace utilizando dos o más conductores por fase, separados por medio de espaciadores, a este haz de conductores se le conoce como *bundled*.

En el congreso del Cigre de 1935, Markt y Menguele propusieron la utilización de varios cables en haz por fase. Esta configuración, desde el punto de vista de la distribución del campo eléctrico, es equivalente a la utilización de un conductor hueco de gran diámetro, lo cual es prácticamente irrealizable: por lo que el propósito es bajar la fuerza del campo eléctrico en las superficies del conductor.

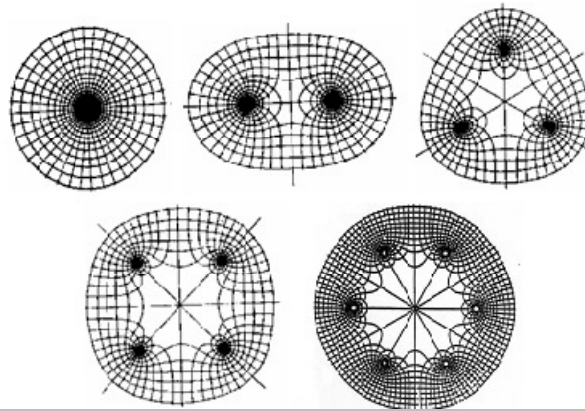


Figura 5.1. Superficies equipotenciales y líneas de campo en haces de conductores.

Los haces de conductores pueden extenderse a partir de dos hasta dieciséis conductores para las líneas de extra alto voltaje; haces de tres conductores se usan por ejemplo en sistemas de 400 KV o 500 KV, mientras que los de cuatro conductores por fase se reservan para sistemas de 500 KV y 800 KV. Este haz de conductores puede reducir hasta 40% la reactancia, lo que permite un incremento de 67% de la capacidad de manejo de potencia de la línea. Además de:

- Una disminución importante del efecto pelicular.
- Reducción del coeficiente de autoinducción aparente.
- Aumento de la capacidad de transporte de la línea, puesto que al tener mayor número de conductores, presenta mayor superficie refrigerante, que un único conductor de la misma sección que los que forman el haz.
- Reducción de las intensidades de campo eléctrico o del gradiente de potencial de dicho campo y como consecuencia una menor interferencia en las líneas de comunicación, por efecto corona.

Estos haces de conductores incluyen los espaciadores amortiguadores cuya concepción tecnológica simple consiste de un cuerpo central y brazos articulados que se fijan al conductor mediante distintos sistemas de sujeción disponibles, con el fin de mantener el espacio de diseño entre los conductores soportando las fuerzas y movimientos causados por condiciones



transitorias tales como corto circuito, diferencia de la formación de hielo y carga del viento, evitando causar daño a los conductores formadores del haz.

Otro método es utilizar capacitores en serie con las tres líneas para reducir artificialmente el valor de X_L (reactancia de línea).

Con esta configuración, la potencia máxima está dada por:

$$P_{\max} = \frac{E^2}{X_L - X_{CS}}$$

donde X_{CS} es

la reactancia de los capacitores en serie por fase. Este tipo de compensación en serie también se utiliza para regular el voltaje de líneas de mediano voltaje cuando la carga fluctúa con rapidez.

Los capacitores en serie han sido aplicados para mejorar la regulación de voltaje de alimentadores de distribución e industriales desde 1930.

Ejemplos como las mezcladoras y hornos son las típicas cargas con bajo factor de potencia e intermitente demanda.

Un capacitor serie no solo reduce la caída de voltaje en régimen permanente, sino que este responde instantáneamente a los cambios en la corriente de carga.

Debido a que reduce la impedancia entre la fuente de potencia y la carga fluctuante, es efectiva para resolver los problemas de flicker de luz.

Debido a que los capacitores en serie permiten la carga económica de largas líneas de transmisión, su aplicación en sistemas de transmisión de Extra Alto Voltaje ha crecido.

Ellos han permitido ser usados para mejorar la estabilidad del sistema y para obtener la división de carga entre líneas paralelas.

Un límite práctico alto al grado de compensación es de alrededor de 80%.

No es una práctica distribuir la capacitancia en pequeñas unidades a lo largo de la línea. Pequeños capacitores son instalados en pocas localizaciones a lo largo de la línea. El uso de pequeños capacitores series resultan en un desigual perfil de voltaje.

Algunas consideraciones que deben hacerse al incluir capacitores en serie son:

- ✓ El aumento de la tensión debido a la corriente reactiva.
Los aumentos de voltaje en un lado del capacitor puede ser excesivo cuando la corriente reactiva que fluye es alta, como puede ocurrir durante oscilaciones de potencia o transferencia de grandes cargas.
Esto puede imponer un esfuerzo inaceptable en el equipo en el lado que el equipo experimenta el alto voltaje.
El diseño del sistema debe limitar el voltaje a niveles aceptables, o los equipos deben ser especificados para soportar los más altos sobrevoltajes que pueden ocurrir.
- ✓ Puede teóricamente ser localizado en cualquier lugar a lo largo de la línea.
Los factores que influyen incluye costos, accesibilidad, nivel de falla, consideraciones de coordinación de protecciones, perfil de voltaje y efectividad en la mejora de la capacidad de transferencia de potencia.
Puntos usuales de ubicarlos:
 - En la mitad de la línea
 - En las terminales de la línea
 - A un tercio o un cuarto de la línea

El punto medio de localización posee la ventaja de que los requerimientos de la línea son menos complicados si la compensación es menor a 50%.

En suma, las corrientes de corto circuito son mas bajas. Sin embargo, esto no es muy conveniente en términos de acceso al mantenimiento, monitoreo, seguridad, etc.

Dividiendo la compensación en dos partes, en la cual cada parte esta en los extremos de la línea, provee mas accesibilidad y disponibilidad de estación de servicio y otros dispositivos auxiliares.

La desventaja son las altas corrientes de falla, los esquemas de protección demasiado complicados, el alto valor nominal de compensación.

V.2 Instalación de líneas de transmisión de 765KV en Corriente Alterna.

La primera línea de 345 KV se desarrolló a partir de un programa de pruebas de la AEP (American Electric Power) en 1946 y rápidamente se superpuso al sistema de 138 KV que se usaba extensivamente. El sistema de 345 KV estableció la práctica de usar conductores en haz, la configuración en V de cadenas de aisladores (con el objeto de restringir oscilaciones), y el uso de aluminio en estructuras de líneas.

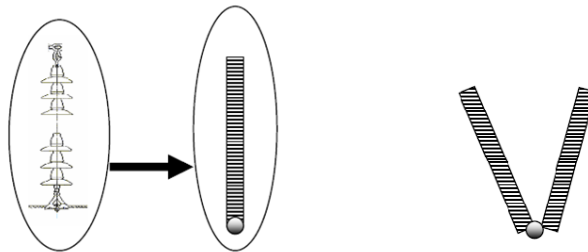


Figura 5.2. Cadena de aisladores configuración en V.

La primera línea de 500 KV fue energizada en 1964 en el estado de West Virginia en EU. Una razón para la preferencia de este nivel de voltaje sobre el nivel de 345 KV fue que el cambio de 230 KV a 345 KV, representaba una ganancia de solamente 140% comparada a una ganancia de 400%, cuando el cambio era a 500 KV. La compañía canadiense Hydro Québec inauguro su línea de 375 millas a 735 KV (nivel que posteriormente se llamó de 800 KV) en el mismo año. En el año de 1969 la AEP puso en servicio un nivel de voltaje de 765 KV. Los años 80 atestiguaron la introducción de un nivel aún más grande en la compañía estadounidense BPA: el sistema de transmisión de 1100 KV.

La tendencia de introducir voltajes más grandes está principalmente motivada por el incremento resultante en la capacidad de la línea, mientras se reducen las pérdidas por unidad de potencia transmitida. La reducción de pérdidas es significativa y es un aspecto importante de la conservación de la energía. Otro beneficio del incremento de capacidad es el mejor uso de la tierra. Esto puede ilustrarse comparando el ancho del derecho de vía de 56.0 m requerido para el nivel de 1100 KV con una capacidad de 10,000 MW, con el de 76.0 m requerido para dos líneas de doble circuito en 500 KV para transmitir la misma capacidad de 10,000 MW.

El criterio de diseño que se ha de satisfacer en los sistemas de corriente alterna se define como: $N-i$, siendo $i=1$. Esto significa que la máxima potencia que se puede perder sin peligro para la estabilidad del sistema de corriente alterna es igual a la potencia de la mayor unidad de generación o de la línea con la máxima capacidad. El criterio de diseño $N-i$ determina el numero de elementos cuyo fallo puede ser tolerado si el sistema total pierde funcionalidad. Aplicado a redes eléctricas, N representa el número de componentes importantes de la red (es decir, generadores, subestaciones, líneas, etc.), e i el número de componentes que puede fallar al mismo tiempo sin provocar la inestabilidad de la red.



Si toda la potencia de una planta generadora distante se transmite sobre una única línea, el sistema de corriente alterna ha de soportar la pérdida de toda esta potencia. Si se han de transmitir cantidades mayores de energía se utilizaran varias líneas paralelas interconectadas cada 300 a 400 km para aumentar la fiabilidad.

Un ejemplo de un sistema de 765 KV en funcionamiento, lo tenemos en Venezuela, la empresa encargada de diseñar y construir dicho proyecto consideró que esta era la mejor alternativa comparada con la ampliación del sistema a 400 KV existente o la instalación de un bipolo en corriente continua de ± 600 KV en Corriente Directa.

El criterio de diseño se basó en el criterio *N-I*, es decir, criterio que mantiene la estabilidad transitoria del sistema y la estabilidad del voltaje ante falla permanente de un circuito sencillo.

En líneas de extra alta tensión los efectos eléctricos son determinantes en la elección del conductor (campo eléctrico 2 KV/m, ruido audible 55 dB y radio interferencia 50 dB).

Dado el nivel de extra alta tensión, se colocaron reactores de 300 MVAR en el lado del extremo receptor de cada tramo de línea incluyendo las subestaciones intermedias.

También fue necesario la instalación de dos compensadores estáticos controlados por tiristores de -280/+300 MVAR en dos de sus subestaciones, para el control de voltaje y mejorar la estabilidad.

Para este caso, se seleccionó una configuración de cuatro conductores por fase del tipo ACAR de 1300 KCM (sección de 659 mm²) ya que este conductor se fabrica en Venezuela y por lo tanto para ellos resultaba más económica su utilización.

Algunos números en las líneas son los siguientes:

- Vano equivalente: 480.0 m.
- Distancia entre fases: 15.0 m (1 y 2) Y 13.2 m (3)
- Distancias de seguridad conductor-tierra: 14.7 m en terrenos no transitados y 19.0 m en carreteras principales.
- Cables de guarda: Alumoweld 7 No. 8 AWG
- Angulo de apantallamiento: 20° (0° en montaña)
- Derecho de paso: 120.0 m Líneas 1 y 2 y, 90.0 m línea 3.
- Transposición: 1/6, 1/3, 1/3 y 1/6 de la longitud.

El resultado de esta experiencia es que el sistema ha tenido un comportamiento de alta calidad y confiabilidad a lo largo de su vida.

En su fase inicial se presentaron una serie de fallas en los equipos debido a problemas de diseño, fabricación, transporte o instalación, propios de todo sistema nuevo. Las fallas se produjeron principalmente en los transformadores, reactores, transformadores de medida, seccionadores y equipos de protección. Todas fueron investigadas y solventadas conjuntamente con el fabricante.

Los sistemas de 1000 y 1200 KV de corriente alterna han sido ensayados en varias instalaciones de prueba y se han utilizado en aplicaciones comerciales durante breves periodos, pero actualmente no se utilizan comercialmente. La transmisión de corriente alterna de 1200 KV fue explotada comercialmente entre 1989 y 1996 en una línea que conectaba Rusia y Kazajastán. La línea dejó de operar tras la caída de la Unión Soviética. Hay varios problemas relacionados con la construcción de tales líneas y es necesario desarrollar nuevos equipos como transformadores, interruptores, descargadores de sobretensiones, reactancias en derivación, así como seccionadores e interruptores de puesta a tierra.

Existen también requisitos especiales en el campo del control y de la protección. El sistema en alterna está comercialmente maduro y ya se dispone de todos los equipos necesarios. El desarrollo de equipos para 1000 KV en corriente alterna avanza rápidamente.

V.3 Instalación de una línea de transmisión de 1000KV en corriente directa.

Un sistema de transmisión en Corriente Continua, considera las siguientes etapas:

- La energía eléctrica se genera en corriente alterna,
- La tensión se eleva al valor requerido mediante un transformador elevador, a continuación
- Se rectifica para realizar la conversión a corriente continua y enviar el bloque de energía por la línea; en el extremo receptor se transforma mediante un inversor la corriente continua a corriente alterna, cuyo nivel de tensión se disminuye a través de un transformador reductor a un valor adecuado, para posteriormente
- Inyectarla a los sistemas de Corriente Alterna.

La figura siguiente, muestra un sistema de transmisión en Corriente Continua.



Figura 5.3. Esquema típico de un sistema de transmisión en HVDC.

En el cincuenta aniversario del primer enlace HVDC (2004), la capacidad instalada en el mundo utilizando esta tecnología ascendía a más de 70,000 MW. Los mayores proyectos realizados hasta la fecha son:

- ♦ Mayor enlace construido (Itaipu, Brasil): 6300 MW, ± 600 KV. Año 1985.
- ♦ El mayor convertidor (Gorges-Changzhou, China): 1500 MW, 500 KV. Año 2002.
- ♦ El cable subterráneo de mayor longitud con tecnología VSC (Murraylink, Australia): 180 km, 200 MW. Año 2002.
- ♦ El mayor sistema VSC (Cross Sound, USA): 330 MW. Año 2002.
- ♦ Primera carga en alta mar (plataforma petrolífera Troll, Noruega): 2 x 42 MW. (Proyecto en año 2002).
- ♦ Primer sistema multiterminal (Québec-Nueva Inglaterra, Canada): 2000 MW. Año 1992.
- ♦ El cable submarino tendido a mayor profundidad (Italia-Grecia): 1000 m. Año 2001.
- ♦ Tres gargantas Shanghái (China). Tecnología de conmutación con tiristores de segunda generación, línea de 900km, 3000MW, 150 KV. Año 2007.
- ♦ Instalación de línea eléctrica aérea de deshielo. Levis De-Icer Canadá \pm Levis. 250 MW, 242Km, 17Kv. Año 2008
- ♦ Proyecto Ballia-Bhiwadi, (India). Línea de 700Km. 2500 MW a 500 KV. Año 2009.

La máxima tensión en corriente directa (HVDC) hoy día es de 600 KV. El proyecto Itaipu, que entró en funcionamiento hace más de 20 años, opera sobre dos bipolos de ± 600 KV y transmite 6300 MW a una distancia de 800 km. El sistema HVDC de 800 KV requiere el desarrollo de transformadores, terminales de transformadores aislantes pasamuros de entrada de válvulas,



válvulas de tiristor, descargadores de sobretensiones, divisores de tensión, condensadores de filtro de corriente continua y aisladores de soporte.

Hay muchos ejemplos de cómo las transmisiones de Corriente Continua han ayudado a evitar interrupciones del servicio eléctrico o a limitar las consecuencias de perturbaciones importantes. Aquí vamos a exponer tres casos acaecidos en Europa y EE UU. En los tres enlaces HVDC se aumentó la potencia nominal tras estos sucesos:

- ◆ El 10 de abril de 1979, la Red ELSAM de Dinamarca Occidental fue aislada junto con otras partes de la red alemana.
La carga en la isla era 5000 MW y la producción 3850 MW. En menos de 3 segundos, la frecuencia cayó a 48.1 Hz. Parte de la carga fue desconectada por la protección contra baja frecuencia. Los enlaces HVDC de Skagerrak (500 MW) y Konti-Skan (250 MW) de Noruega y Suecia respectivamente permanecieron en servicio. Skagerrak aumentó automáticamente la potencia de 50 a 320 MW y Konti-Skan de 0 a 125 MW en menos de 3 segundos. La frecuencia recuperó rápidamente su valor normal y se evitó un apagón.
- ◆ En otra ocasión, la red escandinava sufrió una bajada de frecuencia hasta 48.5 Hz cuando se desconectaron dos centrales nucleares de 1000 MW en Suecia. En este suceso intervinieron los dos mismos enlaces HVDC de antes. El enlace de Skagerrak estaba en ese momento exportando su potencia nominal (500 MW) desde Noruega a Dinamarca.
Cuando se produjo la caída de frecuencia, se invirtió el sentido del flujo de potencia y se inyectaron 500 MW en la red de Noruega/Suecia (con una aportación neta de 1000 MW).
- ◆ La Interconexión HVDC de la Región del Pacífico, que se extiende entre Oregón y Los Ángeles en el oeste de EE UU, es paralela a varias líneas de Corriente Alterna de 500 KV. El 22 de diciembre de 1982 se perdieron dos líneas de Corriente Alterna al norte de la subestación de Tesla debido al fuerte viento. Esto originó una sobrecarga de otras líneas de Corriente Alterna y finalmente la división del sistema WSCC2) en cuatro islas principales. Más de 12000 MW de carga fueron inutilizados y 5.2 millones de clientes se quedaron de pronto sin servicio.
La Interconexión HVDC del Pacífico fue el único enlace de transmisión en la isla del Sur de California que permaneció en servicio durante esta perturbación. Este enlace redujo la extensión de las interrupciones del sistema eléctrico y proporcionó una valiosa ayuda en la generación de energía para las zonas del Sur de California y del Sur de Nevada.



Capítulo VI. Análisis de las alternativas de solución, ventajas y desventajas.

TRANSMISIÓN EN CORRIENTE ALTERNA

1. La tensión de transmisión se ve fuertemente limitada en los sistemas de extra y ultra alta tensión por el **efecto corona** y la **radiointerferencia**. Una vez que el gradiente de potencial del conductor excede cierto valor crítico, ocurren descargas eléctricas. Si bien las pérdidas pueden ser minimizadas, recurriendo por ejemplo a conductores en haz, es posible que las perturbaciones de radiointerferencia continúen siendo inaceptables.
En la práctica se observa que para niveles de transmisión de 230 KV es necesario recurrir, en algunos casos, a los conductores en haz, mientras que en Corriente Continua esto se da a partir de los 400 KV.
2. La generación de reactivos en líneas muy largas conlleva a efectos indeseables, como por ejemplo el efecto Ferranti.
El incremento de tensión en el extremo receptor cuando la línea opera en vacío o con poca carga, demanda la aplicación de condensadores en serie o reactores en derivación, lo cual encarece la transmisión en Corriente Alterna.
3. En vista de que el límite de estabilidad se obtiene para $\beta=90^\circ$, se aconseja limitar en la práctica este ángulo a 30° bajo condiciones de régimen estacionario, de manera que los vectores característicos de las tensiones al comienzo (U_1) y al final de la línea (U_2) puedan oscilar libremente, sin pérdida de la estabilidad, ante variaciones bruscas en las condiciones de transmisión y hasta que se establezca otra condición en régimen estacionario, es decir,
 - lo que implica que una línea de interconexión solo puede transmitir la mitad de su potencia nominal de transmisión para garantizar la estabilidad de la misma. El uso de condensadores en serie alivia este inconveniente, siempre y cuando la compensación no exceda el 50%. La no observancia de este sencillo criterio puede conducir a la pérdida del sincronismo de los sistemas, produciéndose grandes fluctuaciones de potencia.

TRANSMISIÓN EN CORRIENTE ALTERNA 765 KV

1. Una línea de un solo circuito de 765 KV puede llevar tanta potencia como tres líneas de doble circuito de 345 KV, o seis líneas de un solo circuito de 345 KV, reduciendo el número de líneas y los derechos de vía necesarios para ofrecer una capacidad equivalente.
2. La gran capacidad del sistema de 765 KV puede facilitar la integración económica y eficiente de los proyectos de generación de gran tamaño en la red de transmisión de una nación.
3. La línea típica tiene una altura de la torre de aproximadamente 39.0 a 42.0 m. Esto es 9.0 a 12.0 m más corta que la torre de la típica línea de doble circuito de 345 KV.
4. Con hasta seis conductores por fase, de 765 KV están virtualmente libres de riesgo de sobrecarga térmica.

Nota: Estos planteamientos se hacen basándose en la experiencia de otros países (sobre todo la de EUA) ya que en México el nivel de tensión más alto corresponde a 400 KV.



TRANSMISIÓN EN CORRIENTE DIRECTA (High Voltage Direct Current, HVDC)

VENTAJAS

DESVENTAJAS

- | | |
|--|---|
| <p>1. No existen problemas de estabilidad, mientras que en Corriente Alterna puede existir pérdida de sincronismo.</p> | <p>1. Entre las principales desventajas resalta la carencia de un interruptor de potencia, que permita interrumpir las elevadas intensidades de corriente a las elevadas tensiones de transmisión.</p> |
| <p>2. En los sistemas de Corriente Alterna las longitudes críticas oscilan entre 400 y 1000 km para las líneas aéreas y entre 30 y 60 km para los cables. A partir de estas longitudes las soluciones en Corriente Continua pasan a ser más económicas, ya que el desarrollo de las líneas compensa entonces la inversión en las estaciones rectificadoras e inversoras.
La transmisión en corriente alterna por cable submarino está limitada a ~130 kilómetros por la reactancia propia del cable. La transmisión HVDC es la más eficiente y es el único medio para largas distancias. Los sistemas HVDC con cables submarinos interconectan sistemas en distancias mayores a 600 kilómetros con potencias hasta 1.000 MW, establecidos a profundidades no mayores a 80 m.</p> | <p>2. Resulta muy costoso y algunas veces imposible, la derivación de energía, para alimentar otras cargas. En caso de ser factible, la derivación implica gastos elevados para los equipos adicionales de inversión. Por tales razones la transmisión se efectúa de terminal a terminal, típicamente de una gran planta de generación a un gran centro de consumo de energía. Esto dificulta gravemente la creación de un sistema de Corriente Continua interconectado mediante uniones en forma de T. Sin embargo, es posible el empleo de enlaces múltiples con estaciones convertidoras en serie o en paralelo entre si utilizando las válvulas como interruptores.</p> |
| <p>3. En el extremo opuesto de líneas de gran distancia se encuentran los convertidores espalda con espalda, los cuales interconectan grandes sistemas de Corriente Alterna adyacentes con una línea de transmisión de Corriente Directa que mide unos cuantos metros de largo.
Los convertidores espalda con espalda permiten que los dos sistemas operen a sus frecuencias y ángulos de fase respectivos. Como resultado, las perturbaciones en un sistema no tienden a desestabilizar el otro sistema. Además, el flujo de potencia entre los dos sistemas puede ser modificado e incluso invertido en cuestión de milisegundos.</p> | <p>3. Formación de armónicos al rectificar la Corriente Alterna, los cuales se reflejan perjudicialmente sobre el sistema de 50 ó 60 Hz. Se requieren filtros en ambos lados del sistema a Corriente Directa.</p> |
| <p>4. No existe el efecto pelicular, efecto Kelvin o efecto Skin, con lo cual el conductor puede transmitir una mayor densidad de</p> | <p>4. Por más que se filtre la Corriente Continua, resulta imposible obtener un rizado ideal, en vista de lo cual siempre habrá cierta</p> |



corriente activa, ya que la sección del conductor se aprovecha en un 100%, además esto provoca que la resistencia sea mayor en Corriente Alterna.	ondulación.
5. Como la línea de Corriente Directa no incrementa el nivel de corto circuito, permite interconectar sistemas de manera síncrona, asíncrona y/o sistemas que trabajan a diferentes frecuencias.	5. Cuando los convertidores actúan como rectificadores requieren que la corriente de entrada esté en retraso respecto a la tensión, y cuando operan como inversores que la corriente se adelante a la tensión.
6. En las transmisiones subterráneas o submarinas se espera que el aislamiento de los cables denote una vida útil más larga debido al esfuerzo unidireccional en el dieléctrico.	6. El hecho de que los sistemas de Corriente Continua no transmitan potencia reactiva no debe contemplarse estrictamente como una ventaja, pues esto obliga en la práctica a generar potencia reactiva en los extremos, tanto para cubrir la demanda de la conmutación y la regulación (inversores y rectificadores) como la de las mismas cargas.
7. Las líneas de Corriente Continua constan únicamente de dos conductores , salvo que se tenga retorno por tierra, en cuyo caso sólo se requiere de un conductor . La inversión por concepto de estructuras, aisladores y derechos de paso es, en consecuencia, inferior a la de Corriente Continua. Estos conductores tienen una sección 1.5 veces mayor que la de Corriente Alterna aunque el peso es el mismo.	7. El dispositivo mas barato es el de un conductor con retorno por tierra. Sin embargo, tiene varias desventajas. La corriente de retorno por tierra origina la corrosión de tuberías enterradas, envueltas de cables, etc. debido a la electrolisis. En el caso de cables submarinos el campo magnético establecido puede producir errores de importancia en las lecturas de las brújulas de los barcos, especialmente cuando el cable esta en la dirección N-S.
8. En Corriente Continua, los sistemas de longitud elevada no se ven afectados por la intensidad de corriente capacitiva de carga, mientras que en Corriente Alterna existen fuertes limitaciones al respecto.	8. Las estaciones convertidoras de Corriente Directa son mucho más caras que las subestaciones de Corriente Alterna convencionales.
9. El menor número de fases en Corriente Continua presupone igualmente menor número de fallas. Operativamente se tiene la ventaja, además, de que en caso de fallas en uno de los polos el retorno por tierra garantiza por lo menos 50% del suministro. En Corriente Alterna la avería de una de las fases exige la desconexión del sistema de transmisión.	
10. La frecuencia de transmisión es igual a cero, por lo tanto, la línea no transporta reactivos.	
11. La pérdida por efecto corona en una línea	

de Corriente Continua, funcionando a una tensión correspondiente al valor pico de la tensión alterna equivalente, es sustancialmente inferior al correspondiente a la línea de Corriente Alterna. Esto es importante, no tanto debido a la pérdida de potencia como por las interferencias que resultan con las comunicaciones de radio y televisión.

Aquí tenemos un comparativo de los costos de transmitir 12000 MW a una distancia de 2000 km entre una transmisión en Corriente Directa y una transmisión en Corriente Alterna.

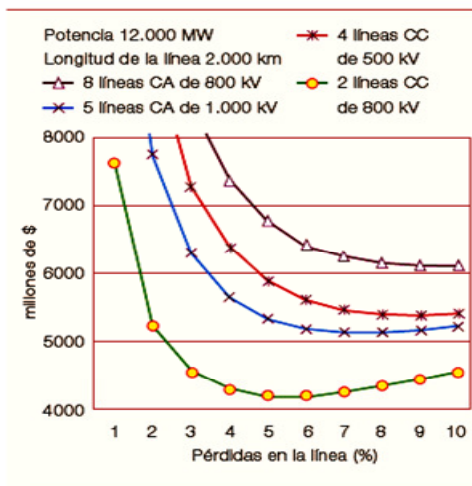


Figura 6.1. Costo de estaciones, líneas y pérdidas en función de las pérdidas de la línea.

El sistema HVDC de 800 KV proporciona el menor coste total y el punto óptimo está en la zona de menores pérdidas de la línea.

La principal **ventaja** de la corriente alterna es la flexibilidad con que se pueden conectar cargas y estaciones de generación a lo largo de la ruta.

Esto es especialmente importante si la ruta de transmisión pasa por un área muy poblada y si hay instalaciones de generación emplazadas en muchos puntos a lo largo de la ruta.

Un **inconveniente** de la corriente alterna es su costo. El sistema arriba descrito es bastante caro puesto que, de hecho, se ha de construir una infraestructura eléctrica completa a lo largo de la ruta.

Otro **inconveniente** es la necesidad de terrenos y derechos de paso. Dado que la transmisión de Corriente Alterna no puede utilizar por completo la capacidad térmica de cada línea cuando ésta es muy larga, habrá que instalar una línea en paralelo.

Una importante **ventaja** de la corriente continua de alta tensión (HVDC) es el bajo costo de transmitir potencias muy altas a distancias muy grandes.

Una segunda gran **ventaja** es que las pérdidas son bastante bajas. Las pérdidas totales en la transmisión de energía a una distancia de 2.000 km son del orden del 5%.

La tercera gran **ventaja** es que se necesitan menos líneas, con menores requisitos de derecho de paso. Según se ha mencionado antes, la transmisión de 12.000 MW se puede conseguir con dos

líneas utilizando HVDC de 800 KV. Transmitir la misma potencia con 800 KV de Corriente Alterna requeriría ocho líneas.

El principal **inconveniente** del sistema HVDC es que la energía se transmite de un punto al otro y que es bastante caro construir estaciones de derivación (aunque esta solución es posible y ya se ha aplicado).

¿Qué pasaría en una transmisión combinada de Corriente Alterna y Corriente Continua?

Como se ha dicho más arriba, el principal inconveniente de HVDC es el elevado costo de la derivación de potencia a lo largo de la línea. Sin embargo, una combinación de transmisión masiva de energía HVDC, de bajo costo, en paralelo con una red de Corriente Alterna de menor tensión, podría resultar en muchos casos la solución óptima al proporcionar tanto bajo costo y alta flexibilidad como capacidad para abastecer a los clientes a lo largo de la ruta.

No obstante, existen algunos problemas técnicos con la solución combinada de Corriente Continua y Corriente Alterna. Las perturbaciones en la transmisión de Corriente Continua dispararán en muchos casos la conexión de Corriente Alterna, ya que los ángulos de fase se hacen demasiado grandes. Este problema se puede resolver de varias formas, según se muestra en la siguiente figura:

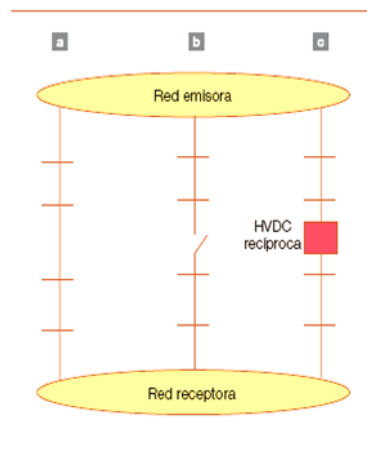


Figura 6.2. Tres alternativas para combinar HVDC y Corriente Alterna para conectar dos redes:

- Un fuerte enlace de Corriente Alterna soporta la Corriente Continua
- Las dos redes de Corriente alterna están separadas
- La distancia se salva mediante un enlace recíproco HVDC

a) La opción **a** utiliza una conexión de Corriente Alterna suficientemente fuerte para resistir la mayoría de las perturbaciones producidas en la conexión de Corriente Continua sin necesidad de desconectarla.

A modo de ejemplo se supone que el sistema HVDC transmite 12000 MW a 2000 km de distancia en dos bipolos, con cuatro grupos convertidores cada uno. Se supone también que la línea HVDC puede soportar una sobrecarga temporal del 50% en caso de que se disparen uno o más grupos. Además, se supone que existe una red paralela de líneas de 500 KV de Corriente Alterna que tendrá que captar la potencia que la línea HVDC no pueda transmitir. Los resultados se muestran en la siguiente figura:

	Cifra de líneas 500 KV en paralelo										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Cifra de grupos CC perdidos	1	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si
	2	si	si	si	si	si	si	si	si	si	si
	3	no	si	si	si	si	si	si	si	si	si
	4	no	no	no	no	si	si	si	si	si	si
	5	no	no	no	no	no	no	no	si	si	si
	6	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no
	7	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no
	8	no	no	no	no	no	no	no	no	no	no

Figura 6.3. Capacidad de la transmisión combinada de Corriente Alterna y Corriente Continua para mantener la estabilidad a pesar de la pérdida de enlaces de Corriente Continua.

- Esta tabla muestra que el sistema permanecerá dinámicamente estable después de la pérdida de varios grupos de Corriente Continua. Cada grupo tiene una potencia de 1500 MW. El resultado depende de la carga previa de las líneas Corriente Alterna. Aquí se ha supuesto que están cargadas hasta un 34% antes del fallo.
- b) La opción **b** permite que las dos redes operen de forma asíncrona, cada una alimentando a la mitad de los clientes a lo largo de la ruta. En este caso no hay problemas de estabilidad, ya que los sistemas son asíncronos.
 - c) La opción **c** es la misma que **b** pero usa una conexión recíproca HVDC para aumentar la flexibilidad del suministro de energía sin necesidad de sincronizar los dos sistemas. Preferentemente, este dispositivo con conexión recíproca es un convertidor de fuente de tensión (HVDC Light), que estabilizará las tensiones y aumentará la transferencia de potencia de las líneas de Corriente Alterna.

Para transmitir gran cantidad de energía a largas distancias (más de 500–1000 km), el sistema HVDC de 800 KV es normalmente la opción más rentable.

El mayor inconveniente de HVDC es el alto coste de derivar potencia a lo largo de la ruta. Un método combinado, que suministra potencia masiva mediante HVDC y la potencia necesaria a lo largo de la ruta por medio de Corriente Alterna parece ser la solución más rentable y flexible. El sistema de 1000 KV de Corriente Alterna resulta más adecuado como red superpuesta a redes existentes de 400 ó 500 KV de Corriente Alterna en áreas con gran densidad de población.

En general, el uso de la corriente continua es factible cuando los ahorros en costo de una línea en corriente continua compensan los costos de las unidades convertidoras (Rectificador-Inversor). Para la misma potencia a transmitir, el costo por unidad de longitud de una línea en corriente continua es más bajo que el de una línea en corriente alterna.

En la figura siguiente se muestran los costos comparativos de líneas aéreas en corriente continua y corriente alterna, en función de la distancia de transmisión.

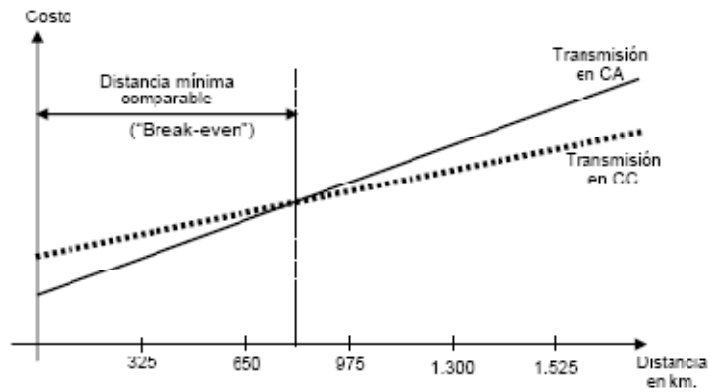


Figura 6.4. Costo comparativo en líneas de transmisión aéreas en HVDC y Corriente Alterna.

Existen otros estudios como el de la Sociedad de Estudios de Alta Tensión de Heidelberg, Alemania, más conocida como FGH, que ha llevado a cabo numerosos estudios de esta naturaleza para potencias de 800 y 1600 MW en donde muestran que en función de estos bloques de energía se obtiene una mayor ventaja para la transmisión en corriente continua a partir de los 900 y 1200 km de transmisión, respectivamente.

Pero además, otros estudios, realizados en Estados Unidos y en la extinta Unión Soviética, indican una ventaja a favor de la corriente continua a partir de los 1000 km de transmisión en bloques de 1000 y 2000 MW, respectivamente.



Capítulo VII. Conclusión.

El presente trabajo muestra el análisis de un caso real a la ampliación de la red eléctrica en una región específica del país como lo es Guerrero, con ayuda de herramientas computacionales mucho más conservadoras de las que cualquier empresa al servicio de la energía eléctrica podría tener, se llevan a cabo dos de los análisis más importantes que deben hacerse a toda red que necesite ser ampliada o creada con objeto de predecir su comportamiento, estos son:

- ❖ Estudio de Corto circuito
- ❖ Estudio de Flujo de potencia

Con ayuda de ambos estudios nos aproximamos al comportamiento real de la red y obtuvimos las siguientes conclusiones:

- ❖ Aunque se aumentó la generación en la Central Dual, la red tal como estaba fue capaz de soportar el incremento de energía a la red.
- ❖ Del estudio de corto circuito pudimos observar que las corrientes de corto circuito no aumentaron de manera considerable con respecto al diseño original por tal razón no fue necesario hacer un cambio en los interruptores.

Además de estos análisis, se obtuvieron los parámetros más importantes de las líneas de **transmisión** de esta parte de la red los cuales nos permitieron observar los problemas de transmisión más comunes a los niveles de extra alta tensión que se usan en México.

Dado que a medida que crezca la demanda tendrá que aumentar la oferta y será necesario transmitir una mayor cantidad de energía desde las centrales generadoras hasta los centros de consumo, sé parte de esta problemática que suscita transmitir una mayor cantidad de potencia para plantear soluciones futuras que beneficien la transmisión.

En la actualidad, gracias al rápido avance de la electrónica tenemos mucho más opciones de las que antaño teníamos para transmitir energía eléctrica y entonces no sólo hablamos de transmisión en Corriente Alterna sino también de transmisión en Corriente Directa o como comúnmente se le conoce por sus siglas en inglés HVDC.

Cada vez es mayor el descontento popular hacia las líneas de transmisión aéreas por razones no solo de estética sino también de la falta de normativas poco claras sobre como remunerar por estos enlaces a los propietarios de redes o a los inversionistas en el mercado recién liberalizado, así que se ha hecho necesario pensar en otras formas de llevar la energía hasta los consumidores; mientras que las líneas de transmisión subterráneas requieren excavaciones y demás requerimientos de instalación que una línea aérea no tiene, de este modo tienen costos de instalación mayores a los de una línea aérea de transmisión.

Aumento del nivel de tensión, aumento en el número de conductores por fase, cables con mejores propiedades tanto eléctricas como mecánicas capaces de instalarse tanto de manera externa, es decir, en torres a la intemperie, como de manera subterránea, equipos electrónicos inteligentes capaces de conducir la electricidad por rutas específicas y transmisión en corriente directa son algunas de las propuestas viables que comercialmente están disponibles con sus



respectivas dificultades, y que además muchas de estas opciones están probadas a nivel internacional.

En vista de que tanto la tensión en corriente alterna como en corriente continua se prestan para transmitir grandes bloques de energía a largas distancias, es necesario realizar un estudio técnico económico que especifique cual de estos dos es mas conveniente.

Cada caso y cada situación es diferente y del respectivo análisis que se haga de cada una de ellas en particular, se podrá elegir la mejor opción tanto en lo técnico como en lo económico pero es importante saber que se cuenta con más de una opción y que cada vez se cuentan con más y más opciones que nacen de la necesidad.



Bibliografía.

1. **Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017**
Secretaría de Energía
2. **Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrica 2009-2018**
CFE, Subdirección de Programación, Coordinación de Planificación
3. **Informe anual 2007**
CFE
4. **Manuales EDSA**
5. **Redes eléctricas. Tomo I**
Jacinto Viqueira Landa
6. **Redes eléctricas. Tomo II**
Jacinto Viqueira Landa
7. **Sistemas eléctricos de potencia 3a. Edición**
D.P. Kothari, I.J. Nagrath
8. **Electric energy systems theory: an introduction**
Olle I. Elgerd
9. **Análisis de sistemas de potencia**
John J. Grainger, William D. Stevenson Jr
10. **Física Universitaria**
Francis Weston Sears
11. **Power System Analysis**
Short-Circuit Load Flow and Harmonics
J.C. Das
12. **Sistemas eléctricos de gran potencia**
B.M. Weedy
13. **Protección de sistemas eléctricos de potencia**
Ramón M. Mujal Rosas
14. **Sistemas de potencia análisis y diseño**
J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma
15. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión**
Gilberto Enríquez Harper



16. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*
Gilberto Enríquez Harper
17. *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia 6ª Edición*
Theodore Wildi
18. *Sistemas de transmisión de energía eléctrica*
J. Robert Eaton
19. *Alta tensión y sistemas de transmisión*
Luis A. Siegert C.
20. *Presentación de curso “Ingeniería de subestaciones eléctricas de potencia”*
M.I. Rodolfo Lorenzo Bautista
21. <http://www.cinvestav.mx/Portals/0/Publicaciones%20y%20Noticias/Revistas/Avance%20y%20perspectiva/julago01/3%20facts.pdf>
22. <http://www.abb.com.mx/product/db0003db002618/c1257399005c5f4fc125715a004bd1ec.aspx>
23. <http://www.cigre.org.mx/index.php?id=412>
24. <http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:a1KHRxOUkvkJ:library.abb.com/GLOBAL/SCOT/scot271.nsf>
25. <http://www.abb.com/hvdc>