



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.

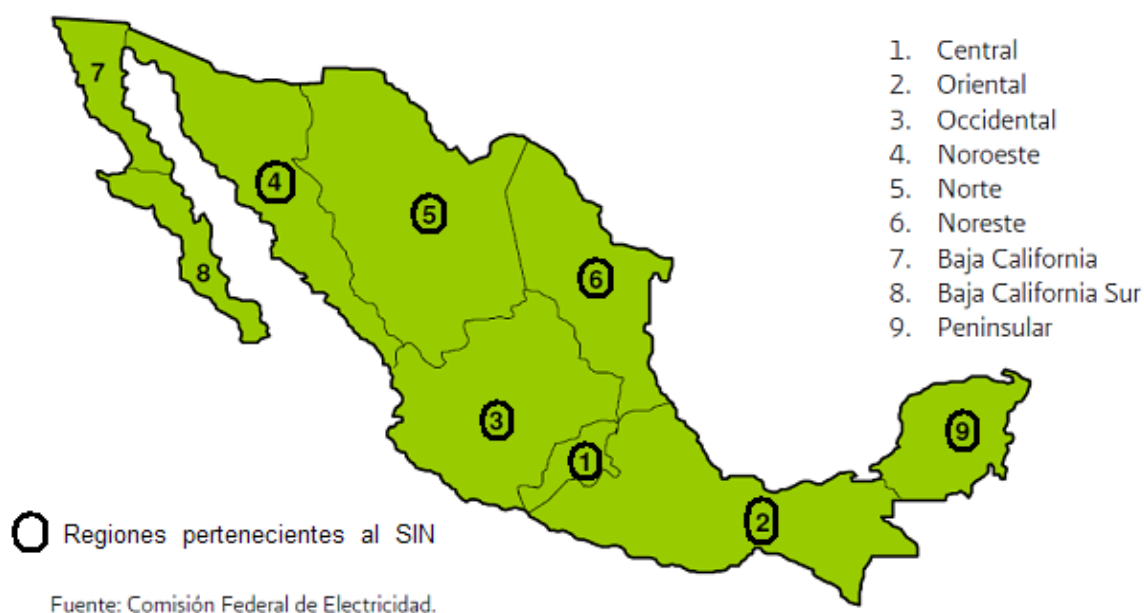


Fig. 1.1. Regiones operativas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

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.

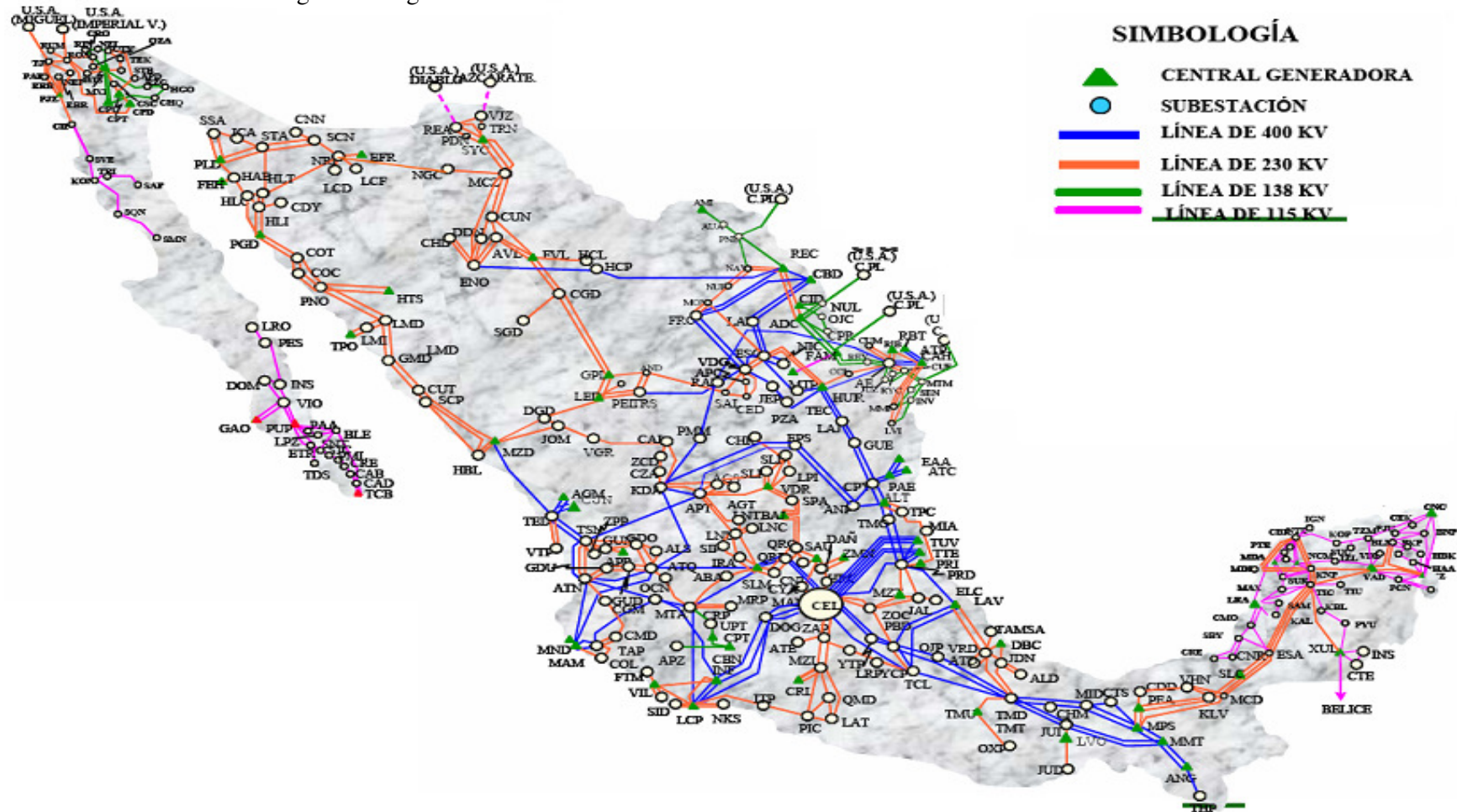


Fig. 1.2. Red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

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.

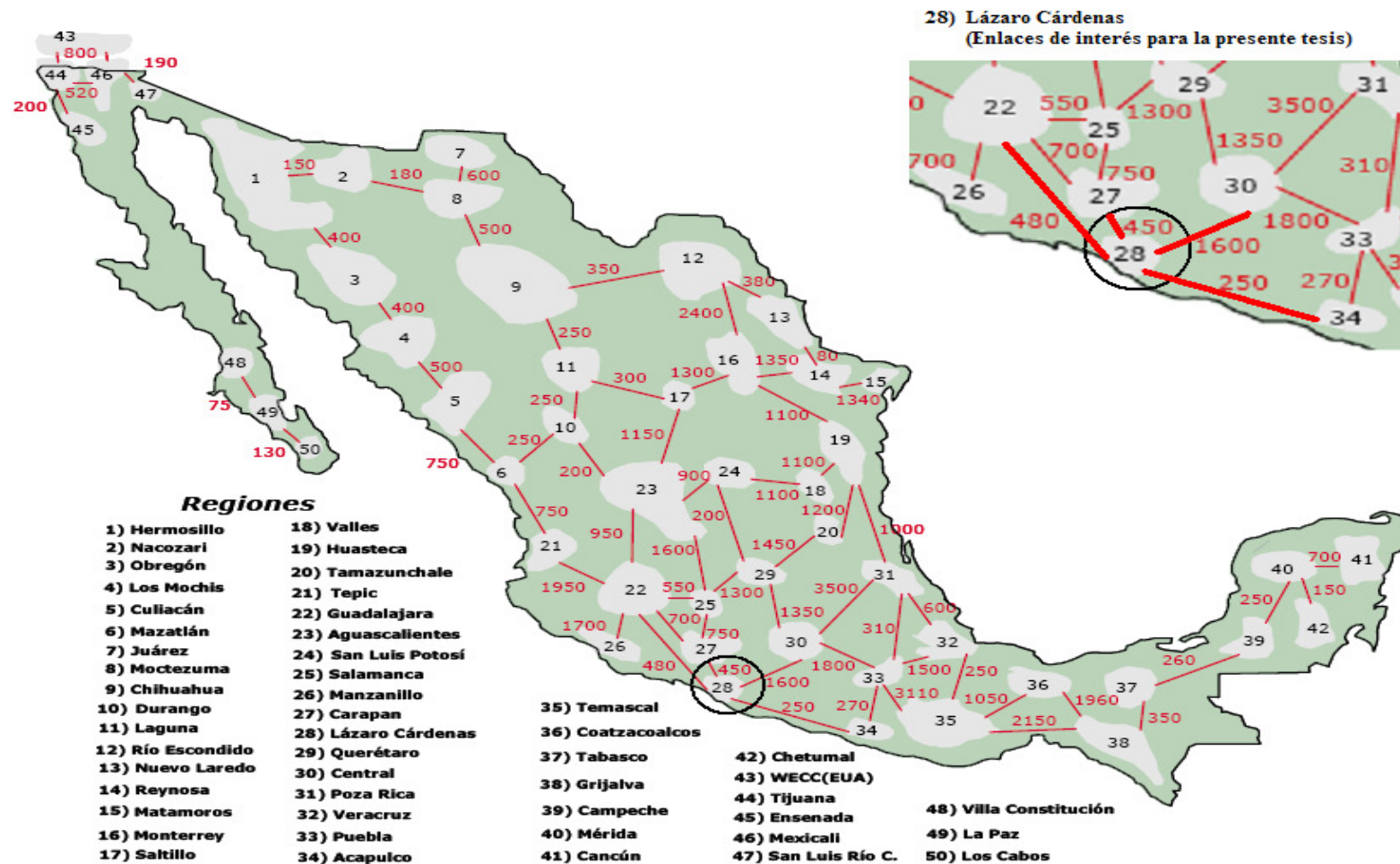
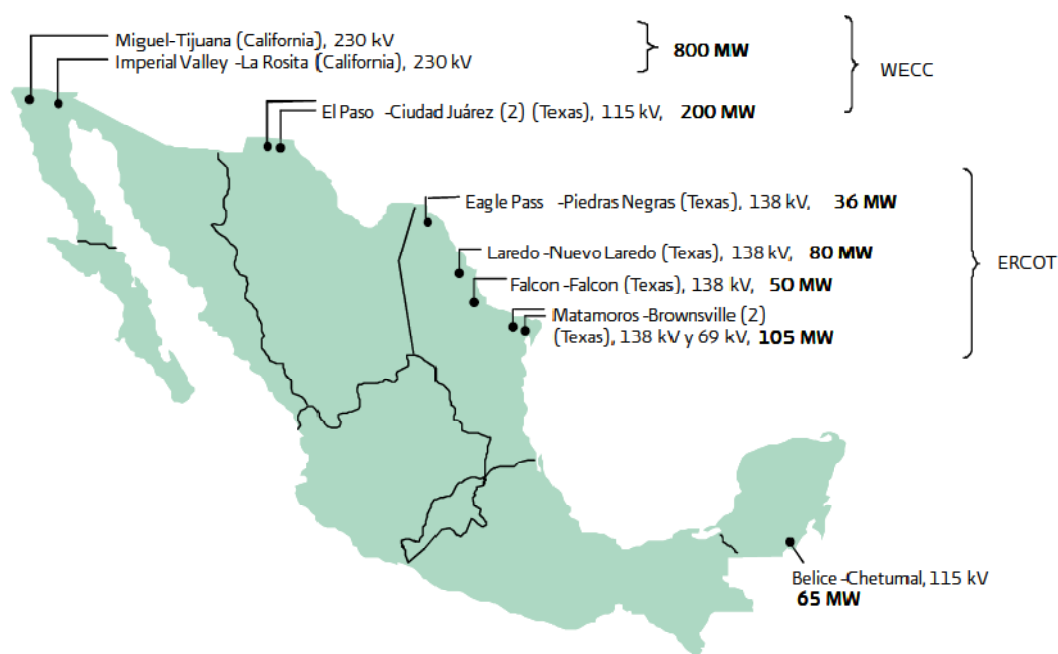


Fig. 1. 3. SEN, Capacidad de transmisión entre regiones (MW) 2007.

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.

	Ubicación México	Ubicación EUA o Frontera Sur	Nivel de tensión	Capacidad de transmisión	Tipo de enlace
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
*** 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.					
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.

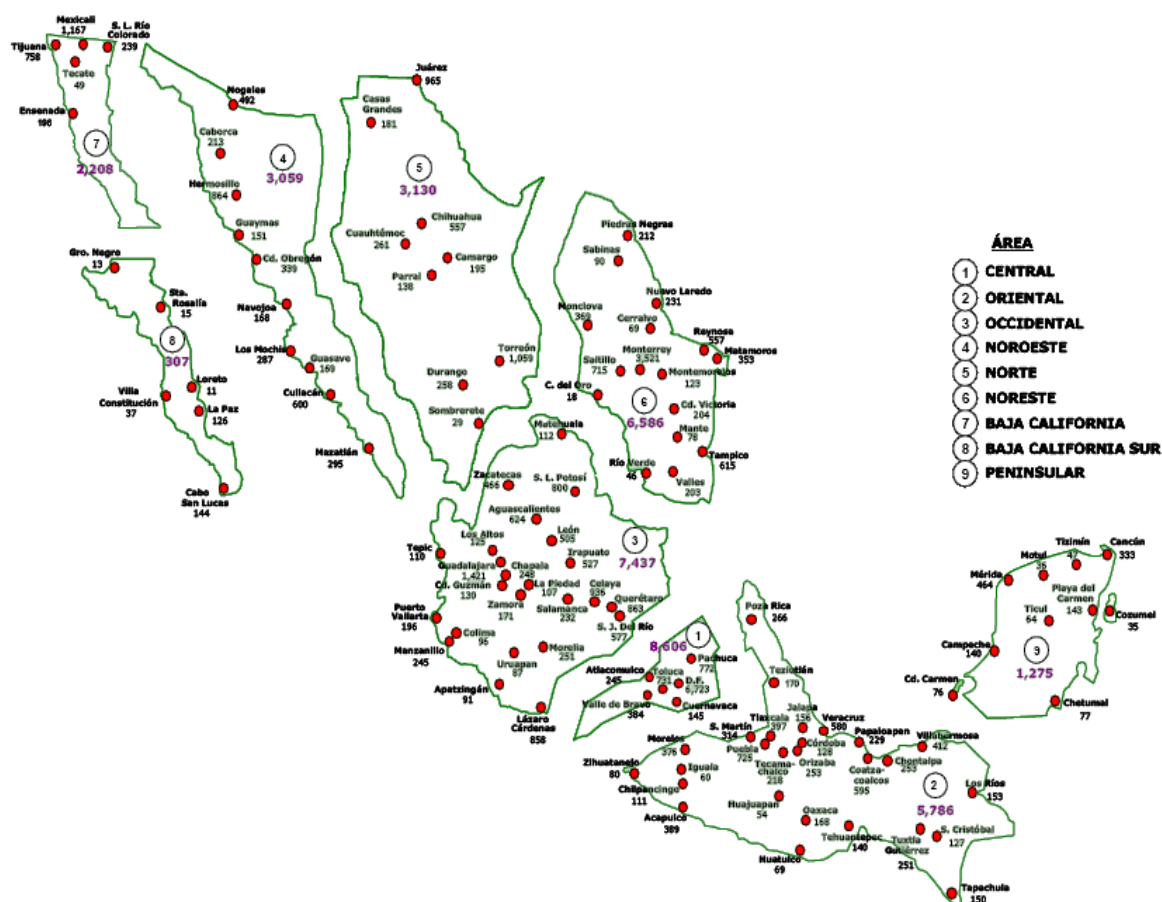
Distribución de la demanda máxima en 2007		
Sistema	Demanda 2007	
	(MW)	(%)
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	32,577	92.7
Baja California	2,208	6.3
Baja California Sur	307	0.9
Sistemas Aislados	28	0.1
TOTAL	35,120	100.0%

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