

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.

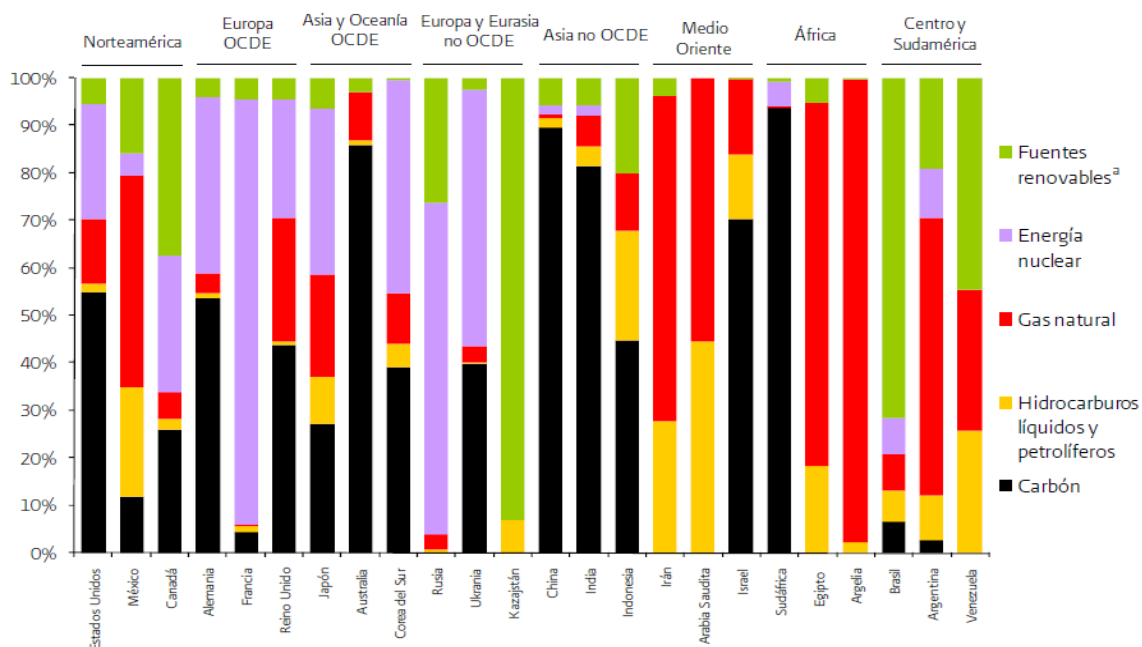
Durante el período **1996-2006**, el **consumo mundial de energía eléctrica** (sin incluir usos propios de las centrales generadoras, ni pérdidas por transmisión o distribución) tuvo un **crecimiento** medio anual de **3.4%** y se ubicó en **16,252 TWh**. Durante este mismo período, el mayor crecimiento 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.



^a Incluye hidroenergía, geotermia, viento, solar, biomasa y desechos orgánicos.

Fuente: *Electricity Information 2008*, Energy Balances of OECD Countries 2008, Energy Balance of Non-OECD 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

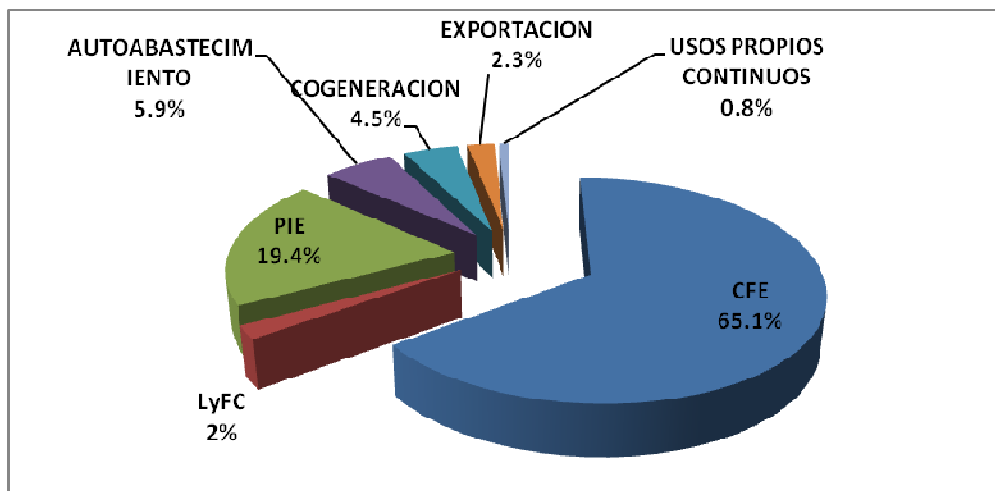
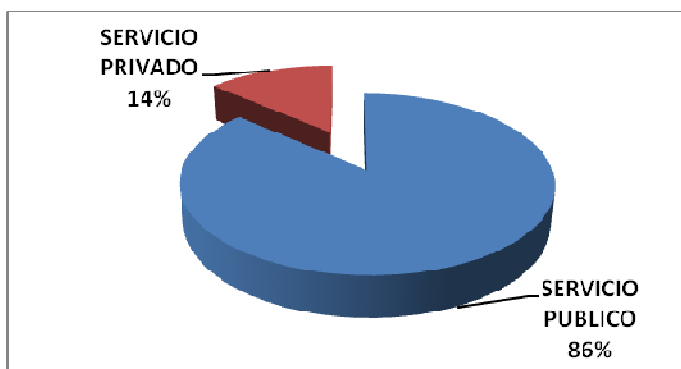


Fig. 2.2. Capacidad instalada en el SEN al 2007

***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
HID = Hidroeléctrica
PIE = Productor Independiente de Energía
TG = Turbogás
EOL = Eoloeléctrica
TGM = Turbogás móvil
TC = Termoeléctrica Convencional
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.

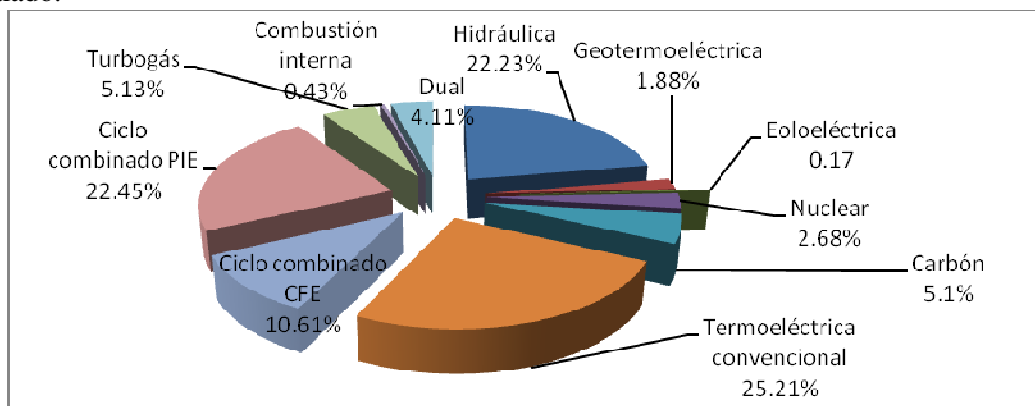


Fig. 2. 3. Capacidad instalada en el servicio Público.

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:

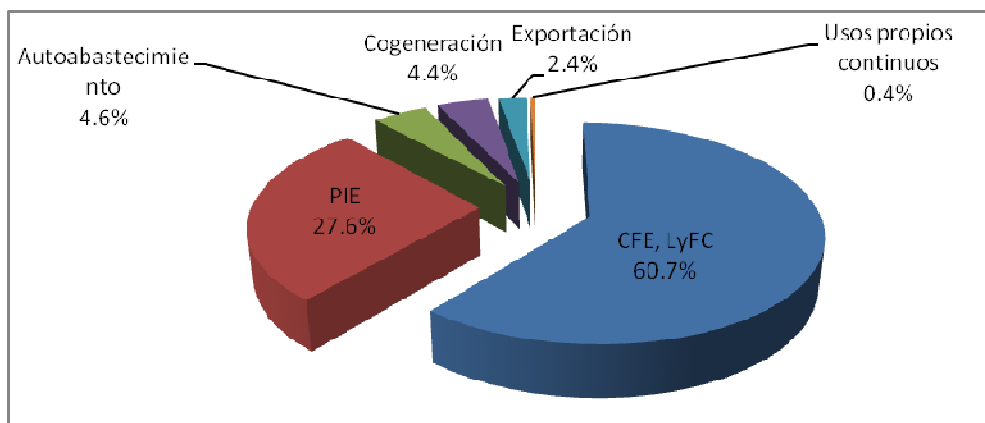


Fig. 2. 4. Generación de energía eléctrica en 2007.

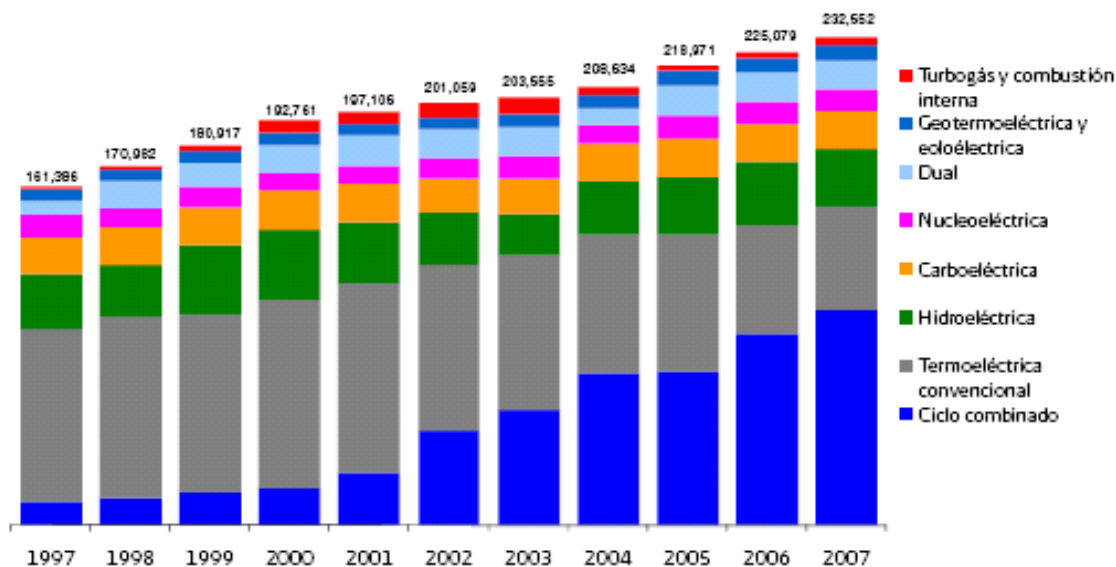
La generación eléctrica con base en **hidrocarburos** (gas natural, combustóleo y diesel) representa el 67.1% de la generación eléctrica total.

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.

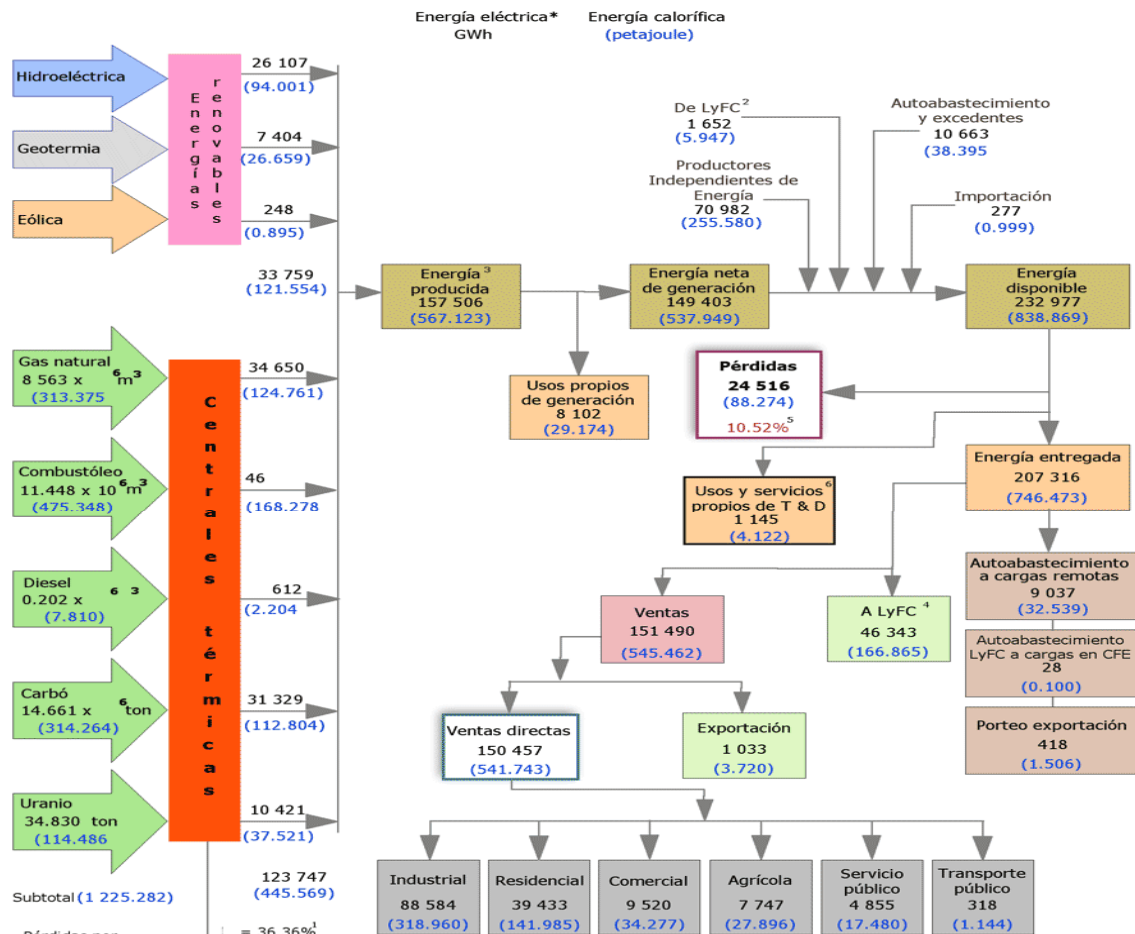
Fig. 2. 5. Generación bruta en el servicio público por tipo de central, 1997-2007.

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;

$$\begin{aligned} \text{Potencia (W)} &= \frac{\text{Energía (J)}}{\text{tiempo (s)}} \\ 1(\text{W}) \left(\frac{1(\text{GW})}{1 \times 10^9 (\text{W})} \right) &= \left(\frac{1(\text{J})}{1(\text{s})} \right) \left(\frac{3600(\text{s})}{1(\text{h})} \right) \\ 1(\text{GWh}) &= 3600 \times 10^9 (\text{J}) \\ 1(\text{GWh}) &= 3600 \times 10^9 (\text{J}) \left(\frac{1(\text{PJ})}{1 \times 10^{15} (\text{J})} \right) \\ 1(\text{GWh}) &= 3.6 \times 10^{-3} (\text{PJ}) \end{aligned}$$

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 **demand 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.