

01168



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
MAESTRÍA EN INGENIERÍA

**“ALTERNATIVAS DE CRECIMIENTO Y DESARROLLO
DE LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN EN
MÉXICO EN EL SECTOR ELÉCTRICO”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA
(INVESTIGACIÓN DE OPERACIONES)

P R E S E N T A:

Ing. Arely Robles Bolaños



DIRECTOR DE TESIS: Ing. Luis Zarate Rocha

Ciudad Universitaria

Enero 2005

M 341543



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

UNIVERSIDAD NACIONAL
 AUTÓNOMA DE
 MÉXICO

VOTOS APROBATORIOS

DR. WILFRIDO RIVERA GÓMEZ FRANCO
 Coordinador del Programa de Posgrado
 en Ingeniería, U N A M
 Presente

Por este medio comunico a usted que he leído la tesis titulada: **"ALTERNATIVAS DE CRECIMIENTO Y DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCION EN MEXICO, EN EL SECTOR ELECTRICO"** para obtener el grado de MAESTRA EN INGENIERIA en el campo del conocimiento **INGENIERIA DE SISTEMAS (investigacion de operaciones)**, que presenta la alumna: **ARELY ROBLES BOLAÑOS**.

Al mismo tiempo me permito informarle mi decisión de otorgar o no el voto aprobatorio.

JURADO		VOTO APROBATORIO	FIRMA	FECHA
PRESIDENTE	M. EN I. FERNANDO FAVELA LOZOYA	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)		29/XI/04
VOCAL	ING. LUIS FERNANDO ZARATE ROCHA	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)		29-XI-04
SECRETARIO	DR. JOSE DE JESUS ACOSTA FLORES	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)		24-XI-04
SUPLENTE	ING. CARLOS CHAVARRI MALDONADO	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)		1-XI-04
SUPLENTE	M. EN I. FRANCISCO JOSE ALVAREZ CASO	<input checked="" type="checkbox"/> (SI) (NO)		24-XI-04

ALTERNATIVAS DE CRECIMIENTO Y DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN EN MÉXICO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

INDICE

1. Introducción

2. El Sistema Eléctrico Nacional

- 2.1 Sistema Eléctrico Nacional (SEN)
- 2.2 Centros Operativos del SEN
- 2.3 Actividades Principales del SEN
- 2.4 Estructura del sector
- 2.5 Avances del SEN
- 2.6 Capacidad instalada del SEN
- 2.7 Problemas estructurales del SEN
- 2.8 Evolución de las tarifas eléctricas
- 2.9 Fuentes de Energía
 - 2.9.1 Generación
 - 2.9.1.1 Termoeléctrica
 - 2.9.1.2 Ciclo Combinado
 - 2.9.1.3 Carboeléctrica
 - 2.9.1.4 Geotermoeléctrica
 - 2.9.1.5 Nucleoeléctrica
 - 2.9.1.6 Eoloeléctrica
 - 2.9.1.7 Hidroeléctrica
 - 2.9.2 Transmisión y distribución
 - 2.9.2.1 Transmisión
 - 2.9.2.2 Distribución

3. Estimaciones de Demanda Futura

- 3.1 Tendencias en el Mercado Nacional e Internacional
 - 3.1.1 Contexto Internacional
 - 3.1.2 Escenarios Mundiales "Privatizaciones"
 - 3.1.3 Tarifas Mundiales
-

- 3.1.4 Tendencias Mundiales en los Mercados de Combustibles para Generación Eléctrica
- 3.2 Crecimiento
 - 3.2.1 Crecimiento mundial en los mercados de combustibles para generación eléctrica
 - 3.2.2 Medidas para fomentar el crecimiento en México
 - 3.2.3 Requerimientos de Inversión 2003-2012
- 3.3 Actores Principales en el SEN
 - 3.3.1 Sector Central
 - 3.3.1.1 Secretaría de Energía (SENER)
 - 3.3.1.2 Comisión Reguladora de Energía (CRE)
 - 3.3.1.3 Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE)
 - 3.3.1.4 Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS)
 - 3.3.2 Sector Paraestatal
 - 3.3.2.1 Comisión Federal de Electricidad (CFE)
 - 3.3.2.2 Luz y Fuerza del Centro (LFC)
 - 3.3.2.3 Petróleos Mexicanos (PEMEX)
 - 3.3.2.4 Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)
 - 3.3.2.5 Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)
 - 3.3.2.6 Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)
 - 3.3.2.7 Entes reguladores

4. Marco Regulatorio del Sector de Energía

- 4.1 Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Arts. 27, 28 y 25)
 - 4.2 Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)
 - 4.2.1 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
 - 4.2.2 Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones
 - 4.3 Ley de la Comisión Reguladora de Energía
 - 4.4 Normatividad ecológica
 - 4.4.1 NOM-085- ECOL –1994
 - 4.5 Otros ordenamientos jurídicos
 - 4.6 Marco Normativo de los Esquemas PIDIREGAS
 - 4.6.1 Modificaciones al marco legal para instrumentar los proyectos PIDIREGAS
 - 4.6.1.1 Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal (LPCGPF)
 - 4.6.1.2 Ley General de Deuda Pública (LGDP)
-

4.7 Propuestas de Reforma al Sector

5. Esquemas de Contratación

5.1 Tipos de contratos

5.1.1 Límites del esquema de participación privada

5.1.2 Evaluación de los PIDIREGAS

5.2 Esquemas de Participación

5.2.1 Evolución del Esquema de Productor Independiente de Energía

6. Generación

6.1 Proyecto Hidroeléctrico El Cajón

6.1.1 El Mercado Hidroeléctrico en México

6.1.2 Programa de OPF en Generación Hidroeléctrica

6.1.3 Esquema OPF

6.1.4 Proyecto El Cajón

6.1.5 Obras Principales

6.1.6 Financiamiento

6.1.7 Precio del Contrato

6.1.8 Valor de Terminación

6.1.9 Penas Convencionales

6.1.10 Esquema adoptado en PH Huites (CAT)

6.1.10.1 Descripción

6.1.10.2 Localización y Adjudicación

6.1.10.3 Estructura Financiera

6.1.10.4 Estructura CAT para PH El Cajón

6.2 PIE en México (CC Río Bravo)

6.2.1 El mercado del gas en México

6.2.2 Esquema PIE

6.2.3 Programa de PIE's para 2004

6.2.4 Proyecto Central CC Río Bravo

6.2.5 La Propuesta

6.2.6 Condiciones del contrato pie

7. Transmisión

7.1 Visión General del Sistema de Transmisión

7.2 Línea de Transmisión 407 Red Asociada Altamira 3ª Fase

- 7.2.1 Descripción L.T. 407 Altamira 3ª Fase
- 7.2.2 Requisitos Mínimos
 - 7.2.2.1 Financiamiento
 - 7.2.2.2 Derechos Inmobiliarios B
- 7.2.3 Condiciones del Contrato
 - 7.2.3.1 Garantías de Cumplimiento y de Calidad
 - 7.2.3.2 Seguros
- 7.2.4 Análisis de Riesgos

8. Conclusiones

9. Bibliografías

10. Anexos

ALTERNATIVAS DE CRECIMIENTO Y DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCIÓN EN MÉXICO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

1. INTRODUCCIÓN

El sector eléctrico juega un papel fundamental en el desarrollo de nuestro país, ha sido y seguirá siendo pilar de nuestro desarrollo presente y futuro convirtiéndose en el detonador de otras ramas de la economía.

La prestación del servicio público de energía eléctrica se realiza en cuatro etapas: En primer lugar, la generación de energía eléctrica que consiste en la producción de electricidad en centrales generadoras. En segundo lugar, el despacho eléctrico que es la actividad a través de la cuál se determina, las centrales generadoras que operarán en cada momento para satisfacer la demanda. En tercer lugar, la transmisión que es el transporte de energía eléctrica de las centrales de generación a los centros de consumo; y finalmente, en cuarto lugar, la distribución que es el transporte de energía eléctrica para su consumo final.

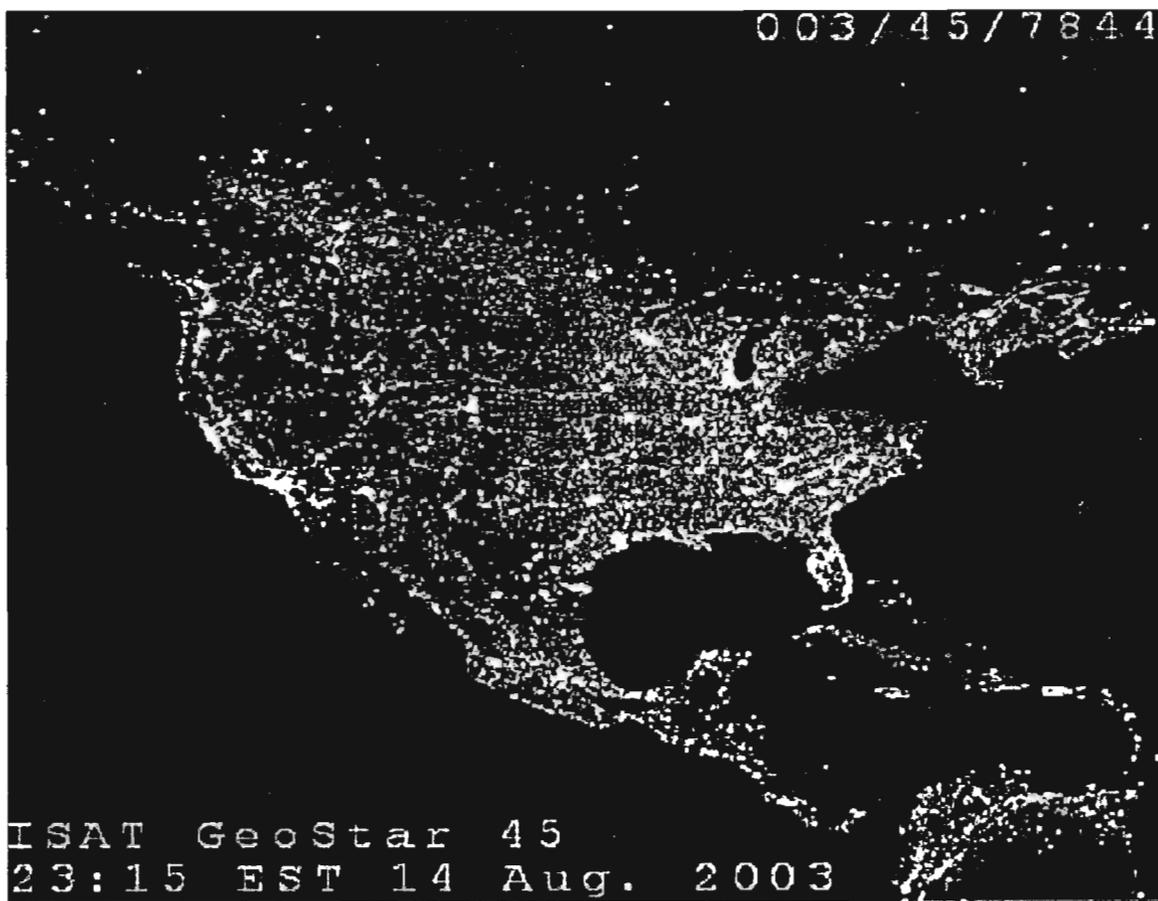
El presente trabajo constituye un diagnóstico del sector energético mexicano, el cual bajo una visión integral trata de exponer el crecimiento y desarrollo de la ingeniería en México, en el sector de energía.

Aporta los elementos necesarios para entender cuál es el contexto internacional en el que se encuentra inmerso el sector energético nacional, la información contenida permite conocer las tendencias actuales de la industria energética mundial y algunos casos en materia de reforma estructural en otros países.

Asimismo, se describe al sector energético desde la perspectiva jurídica e institucional; es decir, establece quiénes son los participantes, públicos y privados, que integran el sector y cuáles son las atribuciones que les otorga la ley y bajo que lineamientos se encuentra regulado este sector.

En los últimos años, el desarrollo del sector eléctrico mexicano ha enfrentado cambios estructurales que han desembocado en una participación cada vez mayor de la inversión privada nacional y extranjera bajo diferentes esquemas financieros, que se perfilan como el factor más relevante para abrir cada vez mas los horizontes para la participación del sector privado en materia energética.

Los avances en el sector energético han promovido la participación privada permitiendo la incursión de los inversionistas en la generación y transmisión bajo diferentes esquemas como la obra pública financiada y el productor independiente de energía que se expone en este trabajo con casos reales.

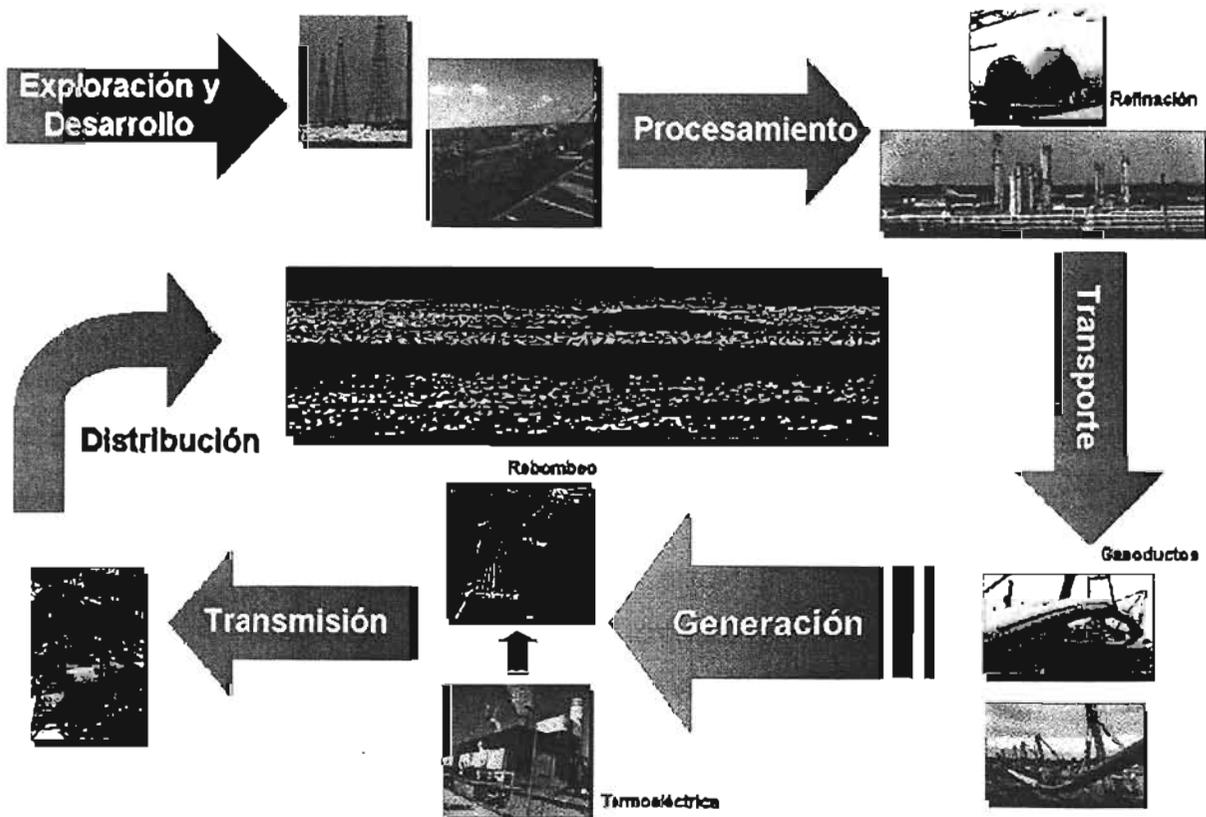


2. EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

2.1 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)

Los beneficios que produce la energía eléctrica son visibles en una amplia variedad de bienes y servicios que se emplean en el hogar, la escuela, el trabajo, la seguridad, la ciencia, la salud o la diversión. La industria eléctrica es elemental en el funcionamiento de un país, pero todavía es más si esta es eficiente y da servicio a toda la población.

El empleo de la electricidad constituye uno de los avances más importantes que ha tenido la humanidad frente a otras fuentes de energía que se usaron en el pasado como el carbón o el vapor de agua. Desde la perspectiva económica los países con un sector eléctrico fuerte y confiable facilitan el desarrollo de las economías de mercado, debido a la mecanización de los procesos y su consecuente incremento en la producción de bienes.



México lucha por alcanzar un sistema de electricidad moderno, razonablemente cercano a los estándares de funcionamiento de Europa occidental y de los Estados Unidos, debido a que el crecimiento de un país depende en gran medida de que tan desarrollado está su sector energético, puesto que la fortaleza de este permite impulsar a todos los demás sectores productivos de un país.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) ha evolucionado a un ritmo acelerado bajo un proceso de planeación que tiene como objetivo mejorar continuamente las condiciones de suministro del servicio público de energía eléctrica.

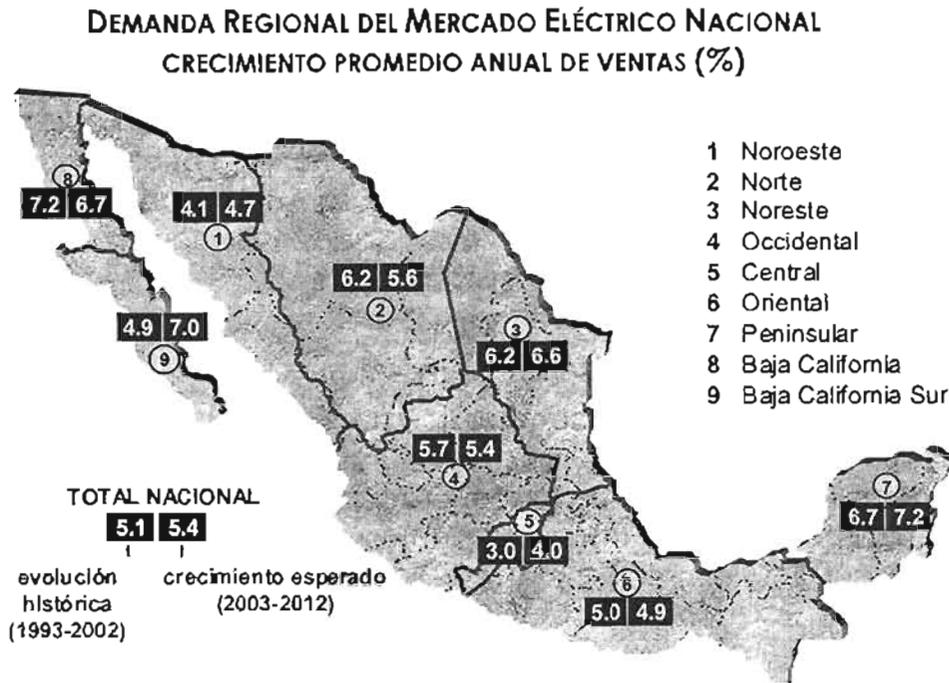
El sector de energía tiene un atraso considerable en materia de infraestructura, debido a la falta de inversión, por ello, México requiere fortalecer su desarrollo para que los sectores productivos del país puedan igualmente progresar.

2.2 CENTROS OPERATIVOS DEL SEN

Para el estudio regional del mercado eléctrico, el país se divide en 112 zonas (**ANEXO A**) y 12 pequeños sistemas aislados, seis de los cuales reciben energía de importación. La operación de la red de transmisión y el despacho de carga se dirige y supervisa a través de ocho centros regionales de control, coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), ubicado en la Ciudad de México.

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por la zona geográfica se divide en nueve áreas:

- | | | |
|---------------|--------------------|-------------------------|
| 1. Noroeste | 2. Norte | 3. Noreste |
| 4. Occidental | 5. Central | 6. Oriental |
| 7. Peninsular | 8. Baja California | 9. Baja California Sur. |



Aun cuando el área noroeste actualmente opera en forma independiente, tiene enlaces con las áreas norte y occidental. Las demás, con excepción de las áreas Baja California y Baja California Sur, se encuentran interconectadas entre sí y forman el Sistema Interconectado (SI). Las dos áreas de la península de Baja California permanecen como sistemas independientes debido a que su interconexión con el resto de la red nacional no se ha justificado por razones técnicas y económicas.

El sistema eléctrico de Baja California está interconectado con la red eléctrica de la región occidental de Estados Unidos de América (EUA), por medio de dos líneas de transmisión a 230 kV. Esto ha permitido a la CFE realizar transacciones internacionales de capacidad y energía con varias compañías eléctricas de Estados Unidos.

Con la interconexión de las áreas del sistema eléctrico se han logrado los siguientes beneficios:

- Reducir el requerimiento de capacidad instalada, ya que se aprovecha la diversidad de las demandas y se comparten las reservas de capacidad.
- Hacer posible el intercambio de energía entre regiones, de manera que se reduzcan los costos de producción para todo el conjunto.
- Incrementar la confiabilidad del suministro ante condiciones de urgencia.

2.3 ACTIVIDADES PRINCIPALES DEL SEN

La energía eléctrica no es un recurso natural, es un bien que produce el hombre y que, por sus características físicas, no es posible almacenar. La provisión del Servicio de Energía Eléctrica en gran escala consta principalmente de las siguientes actividades: Generación, Despacho, Transmisión, Distribución y Comercialización.

↔ La **GENERACIÓN** de electricidad a partir de energéticos primarios como los combustibles fósiles, el agua, el combustible nuclear o el calor geotérmico.

Desde los años ochenta, la generación eléctrica ha experimentado cambios importantes como resultado de recientes avances tecnológicos, lo que ha tenido como consecuencia la reducción de la escala óptima de las centrales eléctricas y menores costos de generación de energía.

Hoy, la generación eléctrica se lleva a cabo con centrales de menor tamaño y con tiempos menores para su construcción y montaje. Esta circunstancia permite que pequeñas empresas financien y construyan nuevas instalaciones de generación, las ubiquen en los lugares más convenientes y compitan libremente por la oportunidad de vender su energía.

↔ El **DESPACHO** eléctrico consiste en determinar las centrales generadoras que deberán operar en cada momento, con el fin de hacer un uso eficiente de la capacidad instalada y minimizar el costo del suministro eléctrico.

En un sistema eléctrico existe una red de cables por la que viaja la electricidad. Esta red se caracteriza porque los flujos que viajan por ella no pueden ser almacenados. El sistema eléctrico debe estar perfectamente balanceado en todo momento para evitar interrupciones en el servicio.

Esta tarea se cumple a través del despacho eléctrico y constituye una parte central en la industria eléctrica, pues posibilita que el servicio se preste de manera confiable, segura y a bajo costo. Estas características hacen indispensable que, para asegurar la estabilidad del sistema, esta función se lleve a cabo de manera centralizada.

↗ La **TRANSMISIÓN** de electricidad consiste en transportar la electricidad en redes de alta tensión, a grandes distancias, de las plantas de generación hacia los centros de consumo.

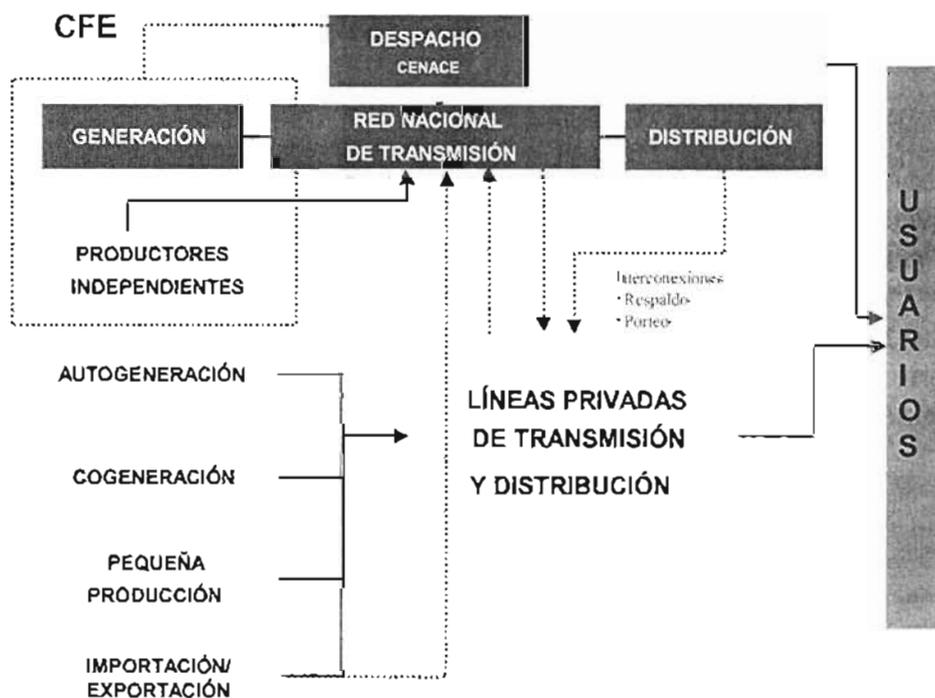
La red de transmisión está constituida físicamente por el conjunto de líneas, subestaciones y equipos eléctricos que se utilizan para este propósito.

↗ La **DISTRIBUCIÓN** consiste en conducir la energía eléctrica dentro de una región específica, a través de redes de media y baja tensión, para su entrega a los hogares, comercios e industrias. Esta actividad comprende tanto el conjunto de instalaciones eléctricas que transportan la electricidad hasta los usuarios finales, como el proceso de su venta final **COMERCIALIZACIÓN**.

La generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica que tienen por objeto la prestación del servicio público, son actividades de competencia exclusiva de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en prácticamente todo el territorio nacional, y de Luz y Fuerza del Centro (LFC) que atiende el Distrito Federal y parte de los estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla.

Situación actual

Sistema Eléctrico



En 1992, se reformó la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica para abrir un espacio limitado a la participación privada, tanto nacional como extranjera, en las actividades de generación de energía eléctrica bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente de energía (PIE), y en menor escala para autoconsumo.

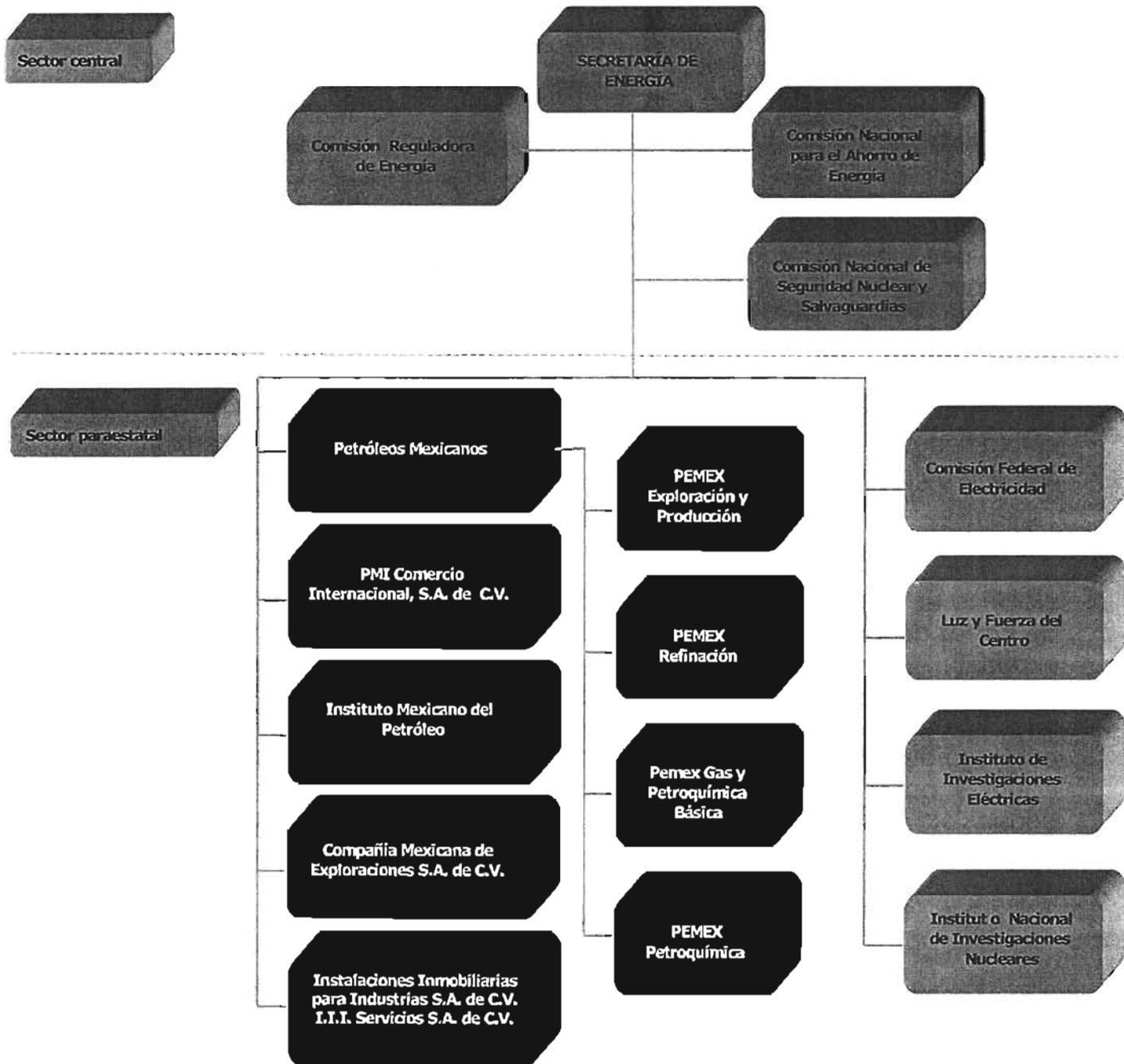
De conformidad con los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y los artículos 1 y 7 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), el Gobierno Mexicano mantiene la facultad exclusiva de generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica.



Este cambio implicó un reconocimiento de la necesidad de sumar el esfuerzo privado al sector para ampliar la oferta eléctrica. Sin embargo, el número de participantes privados es muy reducido debido a las restricciones que impone la estructura legal e institucional vigente a los autoabastecedores y cogeneradores. Además, los PIE han sido una solución transitoria para el financiamiento de nueva infraestructura, ya que no constituyen una alternativa permanente a la inversión pública.

2.4 ESTRUCTURA DEL SECTOR

En el siguiente capítulo se tocarán a detalle los actores principales de este sector.



2.5 AVANCES DEL SEN

Algunos aspectos relevantes de la evolución del SEN son el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, la utilización de mayores tensiones de transmisión (230 y 400 kV), la unificación de frecuencia a 60 Hz, la interconexión de los sistemas regionales, el aprovechamiento del carbón, de las energías geotérmica, nuclear y en menor grado, la eólica, además de incorporar como instrumento para administrar la demanda de electricidad el uso de tarifas con diferencia horaria.

Los proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica tienen largos períodos de maduración. Por ejemplo, desde la fecha en que la Secretaría de Energía otorga la autorización para efectuar el concurso que da lugar a la construcción de una nueva central de generación hasta su entrada en operación comercial, transcurren aproximadamente cuatro años. En el caso de los proyectos de transmisión se requiere un periodo de alrededor de tres años. Debido a lo anterior, y considerando que la vida útil de las instalaciones es del orden de 30 años, es necesario planificar la expansión del SEN a largo plazo.

Una actividad básica para el análisis de la expansión del sistema eléctrico es la actualización de la información técnica y de las estimaciones de costos de los proyectos candidatos a ser incorporados en el programa de expansión. Dicha información proviene de los estudios de identificación y evaluación de proyectos y tecnologías que se realizan en CFE, así como de otras fuentes especializadas. A partir de esta información se obtiene un catálogo de proyectos factibles y un documento de trabajo que contiene los costos y parámetros de referencia de proyectos típicos de generación y transmisión, denominado COPAR.

2.6 CAPACIDAD INSTALADA DEL SEN

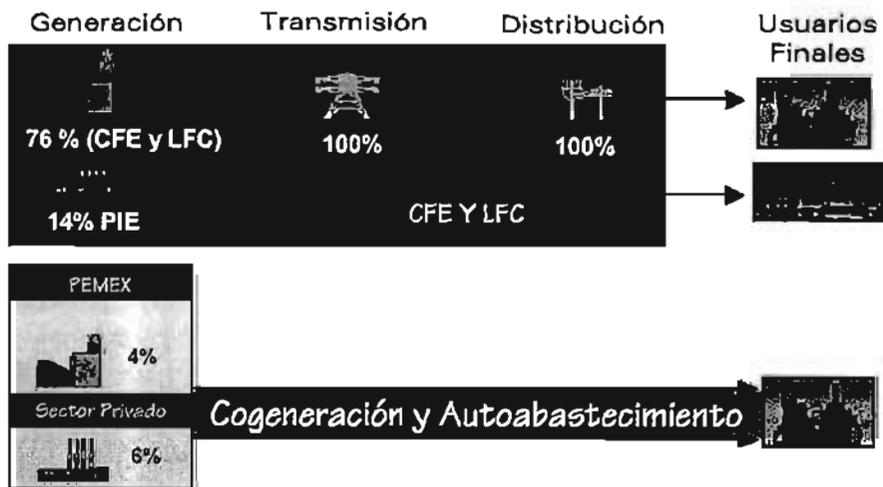
La capacidad actual de generación de energía eléctrica del sector eléctrico nacional en su conjunto es de 50,679 MW, de la cual, el 74.0% corresponde a CFE, 1.7% a LFC, 3.9% a PEMEX, 14.3% a PIE, 4.3% a Autoabastecimiento, y 1.8% a Cogeneración.

CAPACIDAD INSTALADA EN MÉXICO 2004

	MW	%
CFE	37,512	74.0
LFC	834	1.7
PEMEX	1,973	3.9
PIE	7,265	14.3
AUTOABASTECIMIENTO	2,185	4.3
COGENERACIÓN	909	1.8
TOTAL	50,679	100.0

Nota: Con información a mayo 2004
Fuente: CFE

ESTRUCTURA ACTUAL



2.7 PROBLEMAS ESTRUCTURALES DEL SEN

A inicios de los setentas se produjo un aumento en la demanda de energía eléctrica en México, debido a la industrialización que se vivió. Esto ocasionó que el gobierno destinara una gran cantidad de recursos públicos para el desarrollo de este sector. Esta demanda ha ido aumentando desde esa época y se estima que seguirá creciendo en los próximos años, por ello, el gobierno ya no puede asignar más recursos públicos a este sector puesto que

está dejando de realizar otros proyectos que requieren un mayor apoyo como el abatimiento de la pobreza, el mejoramiento en la infraestructura de salud y educación, mayores obras sociales, etc.

Creer sin afectar a la mayoría de los sectores se podría lograr mediante la eliminación de los subsidios a la CFE evaluando los impactos negativos y positivos que tendría para la economía mexicana. Eliminar los subsidios permitiría contar con recursos adicionales que podrían invertirse en el desarrollo de la infraestructura requerida. Así mismo haría la inversión privada del sector de generación de electricidad atractiva, ya que los inversionistas podrían recuperar su inversión.

La dependencia de los ingresos gubernamentales en el sector energético es riesgosa y volátil puesto que así como pudiera con ello aumentar la entrada de recursos al gobierno pudiera disminuirla rápidamente, por ejemplo, a inicios del 2002 el gobierno mexicano obtuvo recursos adicionales por el precio del petróleo debido al conflicto bélico Irak-Estados Unidos, con lo cual se tenía un excedente para el presupuesto gubernamental, en décadas pasadas, se han tenido diversas disminuciones en el precio del petróleo afectando al presupuesto establecido y las tareas del gobierno, por ello para una sana relación el gobierno debería buscar disminuir el grado de dependencia a este sector, y así esos ingresos ser utilizados en el mantenimiento o modernización del sector energético para que se desarrolle y tenga un mejor funcionamiento.

2.8 EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

La estructura tarifaria a nivel nacional se ha venido modificando para dar una mayor gama de opciones a los diferentes segmentos de consumidores, establecer el precio a cada usuario en función de la energía demandada, tensión, temperatura, tipo y garantía de servicio, además de permitir una mejor administración de la demanda de electricidad. En 1988, se tenían trece tarifas, actualmente, las tarifas eléctricas de uso general se establecen con base en una estructura de 36 categorías:

DOMESTICO. Usuarios de las tarifas para servicio doméstico (residencial), se compone de 8 tarifas

Servicio Doméstico	
Tarifa	Aplicación
<u>1</u>	A medidor y cuota fija
<u>1A</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 25° C.
<u>1B</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 28° C.
<u>1C</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 30° C.
<u>1D</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 31° C.
<u>1E</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 32° C.
<u>1F</u>	Para localidades con temperatura media mínima en verano 33° C.
<u>DAC</u>	Servicio Doméstico de Alto Consumo

COMERCIAL. Usuarios de las tarifas para servicio general en baja tensión, que son principalmente establecimientos comerciales, de servicios y microindustrias.

Servicio Comercial	
Tarifa	Aplicación
<u>2</u>	General hasta 25 kW de demanda
<u>3</u>	General para más de 25 kW de demanda

ALUMBRADO PÚBLICO. Usuarios de las tarifas para servicios de alumbrado público, de bombeo de aguas negras y potables, y servicio temporal.

Servicio para Alumbrado Público	
Tarifa	Aplicación
<u>5</u>	Zonas conurbanas de Monterrey, Guadalajara, D.F.
<u>5A</u>	Resto del país
<u>6</u>	Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público
<u>7</u>	Servicio temporal

INDUSTRIAL. Usuarios de las tarifas para servicio general en alta y media tensión, constituidos en pequeños, medianos y grandes unidades industriales e importantes sistemas de bombeo de agua potable, así como de comercios y servicios grandes.

Servicio Industrial	
Tarifa	Aplicación
<u>O-M</u>	Tarifa ordinaria para generar en media tensión, con demanda menor de 100 kW
<u>H-M</u>	Media tensión, con demanda de 100 kW o más
<u>H-MC</u>	Media tensión, con demanda de 100 kW o más para corta utilización
<u>H-S</u>	Alta tensión, nivel subtransmisión
<u>H-SL</u>	Alta tensión, nivel subtransmisión para larga utilización
<u>H-T</u>	Alta tensión, nivel transmisión
<u>H-TL</u>	Alta tensión, nivel transmisión para larga utilización
<u>HM-R</u>	Respaldo para falla y mantenimiento en media tensión con una demanda de 500 kW o más
<u>HM-RF</u>	Respaldo para falla en media tensión con una demanda 500 kW o más
<u>HM-RM</u>	Respaldo para mantenimiento en media tensión con una demanda de 500 kW o más
<u>HS-R</u>	Respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel subtransmisión
<u>HS-RF</u>	Respaldo para falla en alta tensión, nivel subtransmisión
<u>HS-RM</u>	Respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel subtransmisión
<u>HT-R</u>	Respaldo para falla y mantenimiento en alta tensión, nivel transmisión
<u>HT-RF</u>	Respaldo para falla en alta tensión, nivel transmisión
<u>HT-RM</u>	Respaldo para mantenimiento programado en alta tensión, nivel transmisión
<u>I-15</u>	Servicio interrumpible con demanda de 10,000 kW o más
<u>I-30</u>	Servicio interrumpible con demanda de 20,000 kW o más

AGRÍCOLA. Usuarios de las tarifas para bombeo de agua de riego.

Servicio Agrícola	
Tarifa	Aplicación
<u>9</u>	Para bombeo de agua para riego en baja tensión
<u>9M</u>	Para bombeo de agua para riego en media tensión
<u>9CU</u>	Para bombeo de agua para riego agrícola en media tensión
<u>9N</u>	Para bombeo de agua para riego agrícola en baja o media tensión - Tarifa nocturna

La existencia de 18 tarifas para el sector industrial trata de inducir mayor racionalidad en la demanda de los grandes usuarios.

El 25 de marzo de 1997, se modificó la disposición complementaria 10 BIS del Acuerdo que autoriza el ajuste y modificaciones de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica, publicado el 15 de noviembre de 1996,

para definir el procedimiento del ajuste automático en las tarifas de manera que se reflejen las variaciones de los precios de los combustibles y de otros índices de precios, cualquiera que sea el sentido de éstos.

Las tarifas de baja tensión se ajustan cada mes en función del comportamiento de la inflación, el cual se refleja en el promedio de los Índices de Precios al Productor de las divisiones Maquinaria y Equipo (IPPME), Metales Básicos (IPPMB) y Otras Industrias Manufactureras (IPPOM).

Respecto a las tarifas correspondientes a media y alta tensión, el factor de ajuste mensual refleja las variaciones del promedio de dichos índices de precios al productor y del precio internacional de la canasta de combustibles (combustóleo, gas natural, carbón y diesel) empleada para la generación de energía eléctrica.

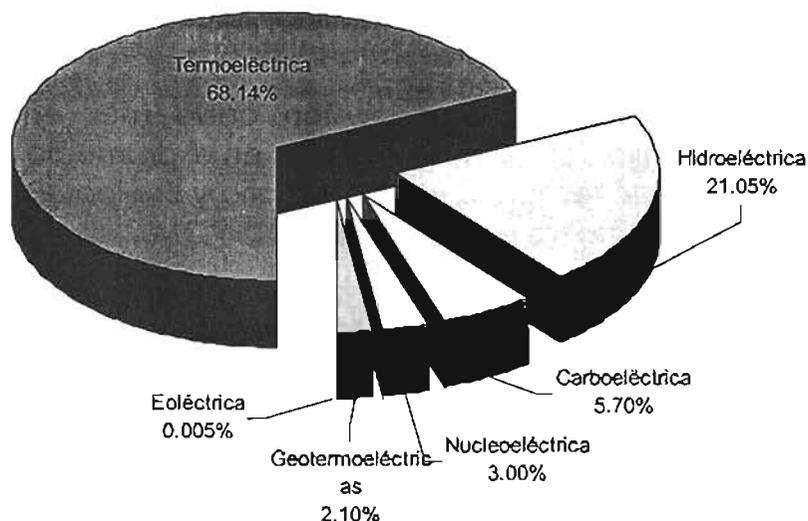
2.9 FUENTES DE ENERGÍA

2.9.1 GENERACIÓN

La generación de energía eléctrica en México se realiza por medio de todas las tecnologías disponibles en la actualidad, desde las tradicionales hidroeléctricas y termoeléctricas, hasta modernas plantas de energía solar, eólica y nuclear.

La Secretaría de Energía en el 2004, incluyendo productores independientes de energía, cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 50,679 megawatts (MW) (incluye 14 Centrales de PIE), de los cuales el 21.05% son de hidroeléctricas, 68.14% corresponden a las termoeléctricas que consumen hidrocarburos; 5.70% a carboeléctricas; 2.10% a geotermoeléctricas; 3% a la nucleoeléctrica y 0.005% a la eoloeléctrica.

GENERACIÓN POR FUENTE



Capacidad instalada en Sistema Eléctrico Nacional (MW)
Mexico's Installed Capacity

Año/Year	Total	Termoeléctrica / Thermic	Hidroeléctrica / Hydro	Carboeléctrica / Coal	Nucleoeléctrica / Nuclear	Geotermoeléctrica / Geothermic	Eólica / Wind
1980	14,625.0	8,483.0	5,992.0	-	-	150.0	-
1981	17,396.0	10,366.0	6,550.0	300.0	-	180.0	-
1982	18,390.0	11,335.0	6,550.0	300.0	-	205.0	-
1983	19,004.0	11,667.0	6,532.0	600.0	-	205.0	-
1984	19,360.0	12,023.0	6,532.0	600.0	-	205.0	-
1985	20,807.0	12,950.0	6,532.0	900.0	-	425.0	-
1986	21,266.0	13,299.0	6,532.0	900.0	-	535.0	-
1987	23,145.0	13,749.0	7,546.0	1,200.0	-	650.0	-
1988	23,554.0	13,955.0	7,749.0	1,200.0	-	650.0	-
1989	24,439.0	14,779.0	7,760.0	1,200.0	-	700.0	-
1990	25,293.0	14,914.0	7,804.0	1,200.0	675.0	700.0	-
1991	26,797.0	16,271.0	7,931.0	1,200.0	675.0	720.0	-
1992	27,068.0	16,532.0	7,931.0	1,200.0	675.0	730.0	-
1993	29,204.3	17,718.3	8,171.0	1,900.0	675.0	740.0	-
1994	31,648.8	19,198.3	9,121.0	1,900.0	675.0	752.9	1.6
1995	33,037.3	19,394.8	9,329.0	2,250.0	1,309.1	752.9	1.6
1996	34,791.0	20,101.1	10,034.4	2,600.0	1,309.1	743.9	1.6
1997	34,814.7	20,120.5	10,034.4	2,600.0	1,309.1	749.9	1.6
1998	35,255.6	20,894.6	9,700.4	2,600.0	1,309.1	749.9	1.6
1999	35,666.3	21,327.4	9,618.8	2,600.0	1,368.0	749.9	2.2
2000	36,696.3	22,255.1	9,619.2	2,600.0	1,364.9	854.9	2.2
2001	38,518.5	24,094.3	9,619.2	2,600.0	1,364.9	837.9	2.2
2002	41,184.2	26,759.1	9,615.1	2,600.0	1,364.9	842.9	2.2
2003	44,561.0	30,019.8	9,615.1	2,600.0	1,364.9	959.0	2.2
2004	45,600.0	31,073.8	9,600.1	2,600.0	1,364.9	959.0	2.2

Fuente: SENER JUNIO 2004
FUENTE: SENER, CFE Y LFC 2004

2.9.1.1 TERMOELÉCTRICA

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación de acuerdo a la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos, denominándoseles como sigue:

- Vapor
- Turbogas
- Combustión Interna

Una segunda clasificación corresponde al tipo de centrales que utilizan una combinación de las tecnologías de turbogas y vapor para la generación de energía eléctrica, denominada:

- Ciclo combinado

Otra clasificación de las centrales termoeléctricas corresponde al combustible primario para la producción de vapor, según:

- Vapor (combustóleo, gas y diesel)
- Carboeléctrica (carbón)
- Dual (combustóleo y carbón)
- Geotermoeléctrica (vapor extraído del subsuelo)
- Nucleoeléctrica (uranio enriquecido)

Tipo	Capacidad en MW	Generación GWh
Vapor	14,058.50	15,411
Dual	2,100.00	2,929
Carboeléctrica	2,600.00	4,704
Ciclo Combinado *	10,984.65	16,033
Geotermoeléctrica	959.50	1,661
Turbogas	2,693.78	645
Combustión interna	142.44	156
Nucleoeléctrica	1,364.88	2,782
Total	34,903.75	44,321

- Incluye productores independientes de energía (central ciclo combinado Mérida III, Hermosillo, Saltillo, Tuxpan I), Río Bravo II, Bajío (B Souza), Monterrey III, Altamira II, Tuxpan III y IV, Campeche, Mexicali y Chihuahua III, Naco Nogales, Altamira III y IV).

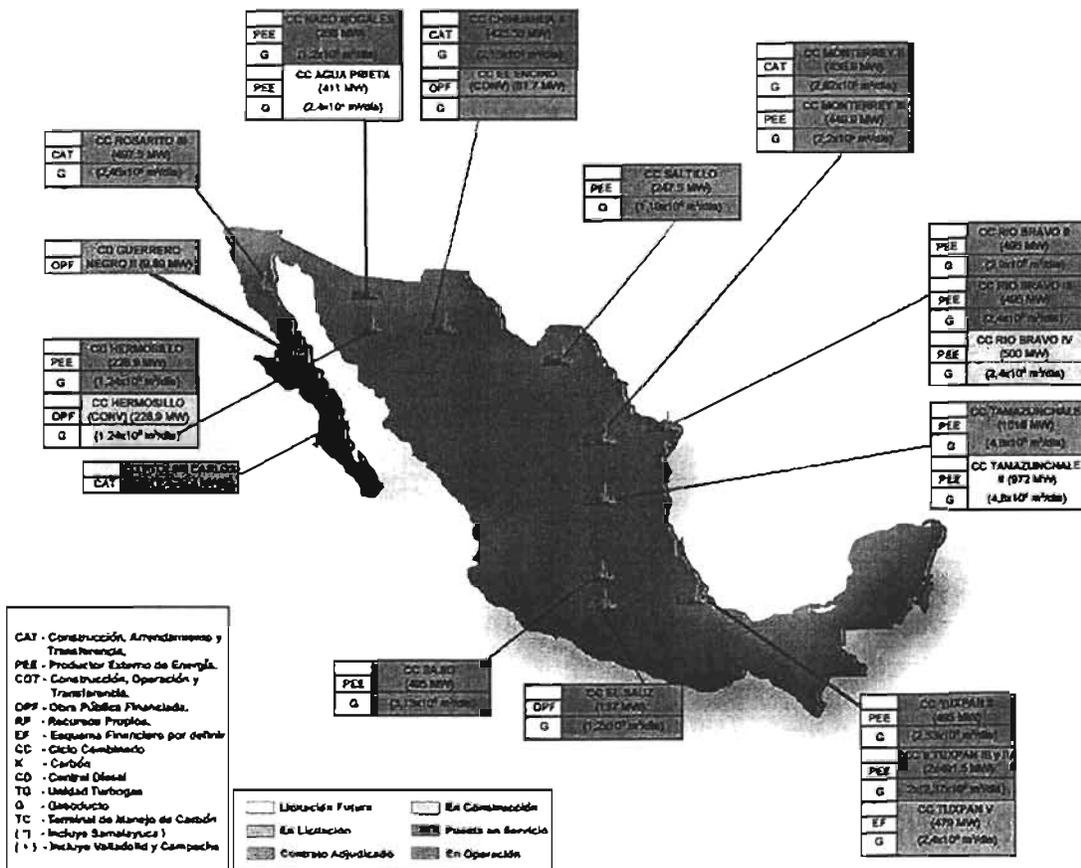
2.9.1.2 CICLO COMBINADO

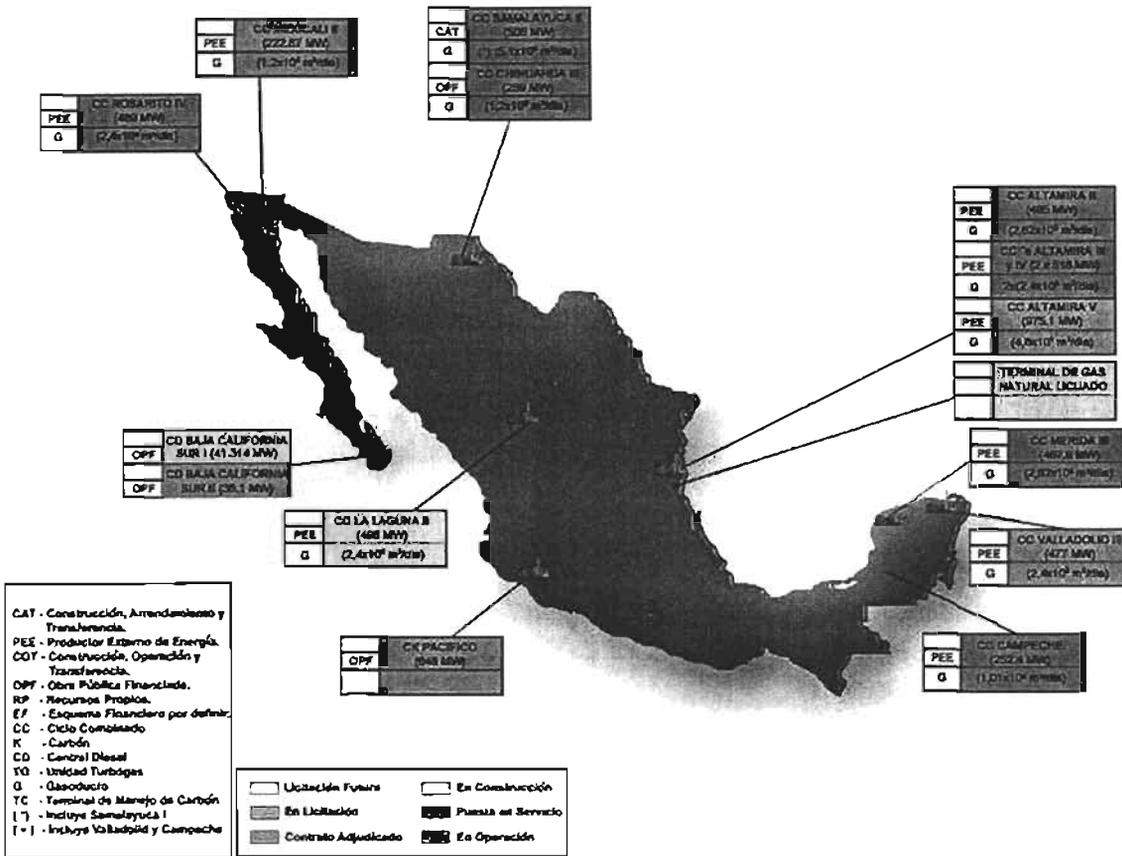
Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación de la energía eléctrica en las unidades turbogas, los gases desechados con una alta temperatura, se utilizan para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional.

La combinación de estos dos tipos de generación, permiten el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera, turbogas, puede ser terminada en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado

UBICACIÓN DE PLANTAS DE GENERACIÓN: CICLO COMBINADO E INFRAESTRUCTURA





2.9.1.3 CARBOELÉCTRICA

Las centrales carboeléctricas prácticamente no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas de tipo vapor; el único cambio importante es el uso del carbón como combustible y que las cenizas de los residuos de la combustión, requieren de varias maniobras y espacios muy grandes para su manejo y confinamiento.

Los combustibles fósiles (hidrocarburos y carbón) son y seguirán siendo la principal fuente de energía, como consecuencia de su menor costo y mayores eficiencias en su transformación. Sin embargo, el impacto ambiental por la emisión de gases efecto invernadero como consecuencia de su combustión, puede limitar su utilización en el futuro

2.9.1.4 GEOTERMOELÉCTRICA

Es una alternativa tecnológica que debe incrementarse en México, el cinturón volcánico del país es la región con mayor potencial geotérmico (Sierra de Chihuahua y algunas regiones de la península de Baja California). Su principal limitante es el alto costo en infraestructura, ya que requiere de equipo especializado con alta resistencia para perforar pozos en roca volcánica dura de zonas muy calientes.

Si bien es cierto que la geotermia desprende residuos de azufre y bióxido de carbono, el impacto ambiental es mucho menor al de una planta térmica convencional. Considerando la ubicación geográfica y geológica de México, las fuentes alternas de energía más asequibles son la geotermia y la energía eólica.

México tiene una larga historia de aprovechamiento de la geotermia para generar electricidad, misma que se inicia en la década los cincuenta cuando se instaló en Pathé, Hidalgo, la primera planta geotermoeléctrica en el continente americano

La geotermia aprovecha el calor y el agua que se han concentrado en ciertos sitios del subsuelo conocidos como yacimientos geotérmicos.

Este tipo de yacimientos está asociado a fenómenos volcánicos y sísmicos, cuyo origen común son los movimientos profundos que ocurren continuamente entre los límites de las placas litosféricas en las que se divide la porción sólida más externa de la Tierra.

Un yacimiento geotérmico típico se compone de una fuente de calor, un acuífero y la llamada capa sello. La fuente de calor es generalmente una cámara magmática en proceso de enfriamiento.

2.9.1.5 NUCLEOELÉCTRICA

La energía nuclear es aquella contenida en el mineral de uranio después de pasar por un proceso de purificación y enriquecimiento. Se considera energía primaria únicamente al contenido de material fisionable del uranio, el cual se usa como combustible en los reactores nucleares.

México cuenta actualmente con cuatro instalaciones nucleares en operación: La central Nucleoeléctrica Laguna Verde (CNLV), el reactor de investigación TRIGA MARK-III en las instalaciones del Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares y dos ensambles subcríticos en la Universidad Autónoma de Zacatecas y en el Instituto Politécnico Nacional.

La CNLV, cuya capacidad efectiva a la fecha es de 1,365 MW está integrada por dos unidades generadoras que operan en carga base con factores de capacidad de 90 por ciento y contribuyen con cerca del 5 por ciento de la generación total de energía en el Sistema Eléctrico Nacional, de manera confiable y segura. Actualmente dicha central está certificada con los estándares de calidad ISO-9001 e ISO-14001

2.9.1.6 EOLOELÉCTRICA

De la energía eólica podemos decir que hay zonas con buen recurso en el Istmo de Tehuantepec, las costas de Quintana Roo, Veracruz, Tamaulipas y Baja California, así como en la altiplanicie central, principalmente en los estados de Zacatecas, San Luis Potosí e Hidalgo, estimándose un potencial económicamente aprovechable en estas zonas superior a los 5,000 MW.

También se está impulsando el desarrollo de proyectos de energía eólica, de la cual se espera tener al finalizar el presente sexenio, una capacidad instalada de 2 mil MW, los cuales se están desarrollando en conjunto entre el Gobierno Federal, gobiernos estatales, el sector privado y algunas instituciones financieras que favorecen este tipo de proyectos. Uno de ellos consiste en la inversión de 88 millones de dólares para la construcción de 3 plantas de 20 MW cada una.

2.9.1.7 HIDROELÉCTRICA

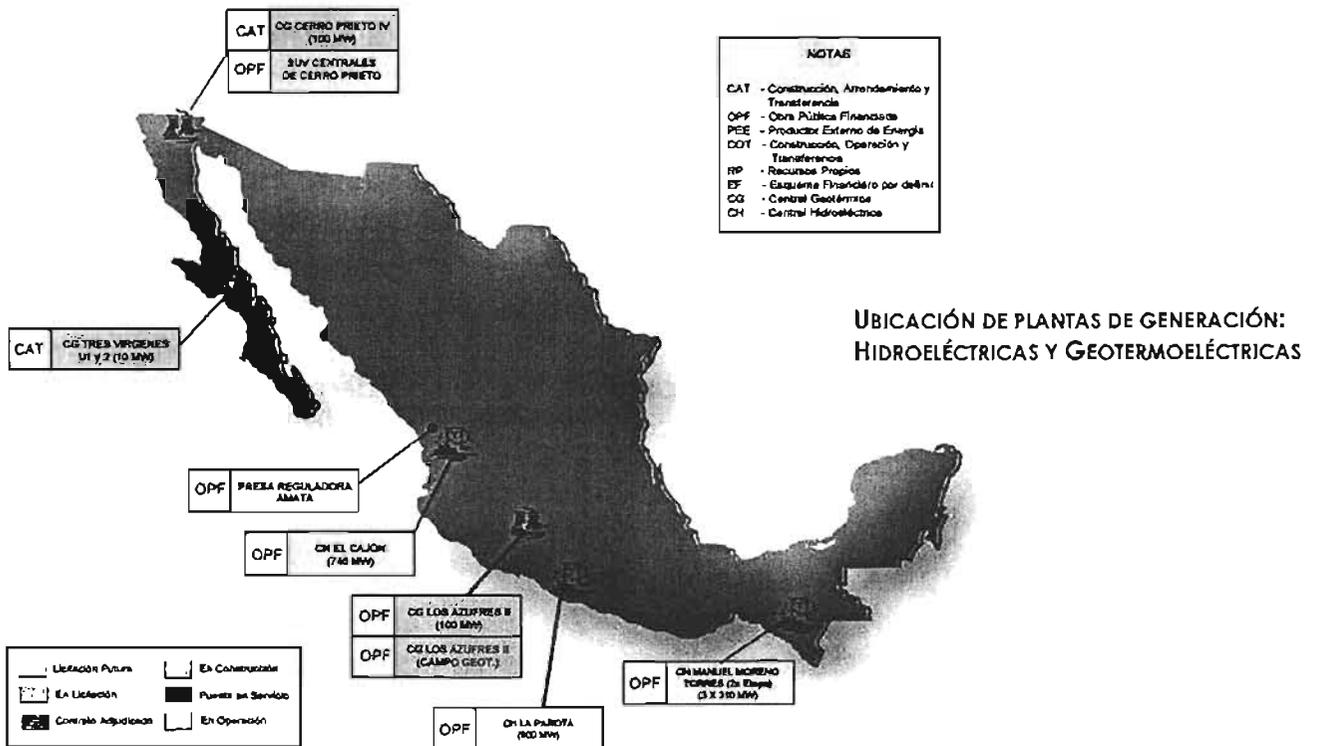
Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y

hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

Una característica importante es la imposibilidad de su estandarización, debido a la heterogeneidad de los lugares en donde se dispone de aprovechamiento hidráulico, dando lugar a una gran variedad de diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión.

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales, a saber:

1. Por su tipo de embalse.
2. Por la altura de la caída del agua.





2. El Sistema Eléctrico Nacional

No	Central	Tipo	Capacidad (MW)	Área a la que Pertenece	Combustible ó Energético Primario	No	Central	Tipo	Capacidad (MW)	Área a la que Pertenece	Combustible ó Energético Primario
1	Belisario Domínguez (Angostura)	H	900	Oriental	EH	23	Alfamira	T	770	Noreste	C
2	M. Moreno Torres (Chiclosén)	H	1,500	Oriental	EH	24	A. López Mateos (Tuxpan)	T	2,100	Oriental	C
3	Malpaso	H	1,080	Oriental	EH	25	Monterrey	T	465	Noreste	CG
4	A. Albino Corzo (Peñilas)	H	420	Oriental	EH	26	Río Bravo	T	375	Noreste	CG
5	Tamascal	H	354	Oriental	EH	27	Francisco Villa	T	399	Norte	C
6	C. Ramírez Ulloa (Caracol)	H	600	Oriental	EH	28	Samalayuca	T	316	Norte	CG
7	Infiernillo	H	1,000	Central	EH	29	Gpe. Victoria (Lerdo)	T	320	Norte	C
8	J. Ma. Morelos (Villita)	H	295	Central	EH	30	Puerto Libertad	T	632	Noroeste	C
9	Necaxa	H	109	Central	EH	31	C. Rodríguez R. (Guaymas II)	T	484	Noroeste	C
10	P. Elías Calles (El Novillo)	H	135	Noroeste	EH	32	J. Aceves Pozos (Mazatlán II)	T	616	Noroeste	C
11	Raúl J. Marsal (Comedero)	H	100	Noroeste	EH	33	Pdte. Juárez (Rosarito)	T	620	B. California	C
12	Bacurato	H	92	Noroeste	EH	34	Lerma (Campeche)	T	150	Peninsular	C
13	Aguamilpa Solidaridad	H	960	Occidental	EH	35	Mérida II	T	168	Peninsular	C
14	L. Donald Colosio (Huites)	H	422	Noroeste	EH	36	J. de Dios Báliz (Topolobampo II)	T	390*	Noroeste	C
15	V. Gómez Fariás (Agua Prieta)	H	240	Occidental	EH	37	F. Carrillo P. (Valladolid)	C C	212	Peninsular	CD
16	Zimopán	H	292	Occidental	EH	38	J. López Portillo (Río Escondido)	C	1,200	Noreste	C
17	Fco. Pérez Ríos (Tula)	T	1,982	Central	CG	39	Carbón II	C	1,400	Noreste	C
18	Valle de México	T	838	Central	CG	40	Cerro Prieto	G	620	B. California	VE
19	J. Luque	T	224	Central	G	41	Laguna Verde	N	1,309	Oriental	OU
20	Manzanillo I y II	T	1,900	Occidental	C	42	A. Olachea A. (San Carlos)	CI	65	B. C. Sur	CYD
21	Salamonca	T	866	Occidental	C	43	Pdte. P. Elías Calles (Petacalco)	D	2,100	Occidental	CYC
22	Villa de Reyes (SLP)	T	700	Occidental	C						

H = Hidroeléctrica

G = Geotérmica

EH = Energía Hidráulica

C/D = Combustóleo/Diesel

CYD = Combustóleo y Diesel

T = Termoeléctrica

N = Nuclear

CG = Combustóleo y Gas

C = Carbón

CYC = Combustóleo y Carbón

CC = Ciclo Combinado

CI = Combustión Interna

G = Gas

VE = Vapor Endógeno

C = Carboeléctrico

D = Dual

C = Combustóleo

OU = Óxido de Uranio

2.9.2 TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, CFE cuenta con las redes de transmisión y de distribución, integradas por las líneas de conducción de alta, media y baja tensión.

2.9.2.1 TRANSMISIÓN

La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400, 230, 161 y 150 kilovolts (kV). Al finalizar marzo del año 2004 esta red alcanzó una longitud de 41,623 km.

Longitud de líneas de transmisión (km) Cifras al 31 de marzo de 2004

Nivel de tensión (kV)	2000	2001	2002	2003	2004*
400	13,165	13,695	14,504	15,998	16,304
230	21,598	22,645	24,060	24,773	24,844
161	508	508	646	470	475
150	0	0	0	0	0
Total	35,271	36,848	39,210	41,241	41,623

TRANSFORMACIÓN

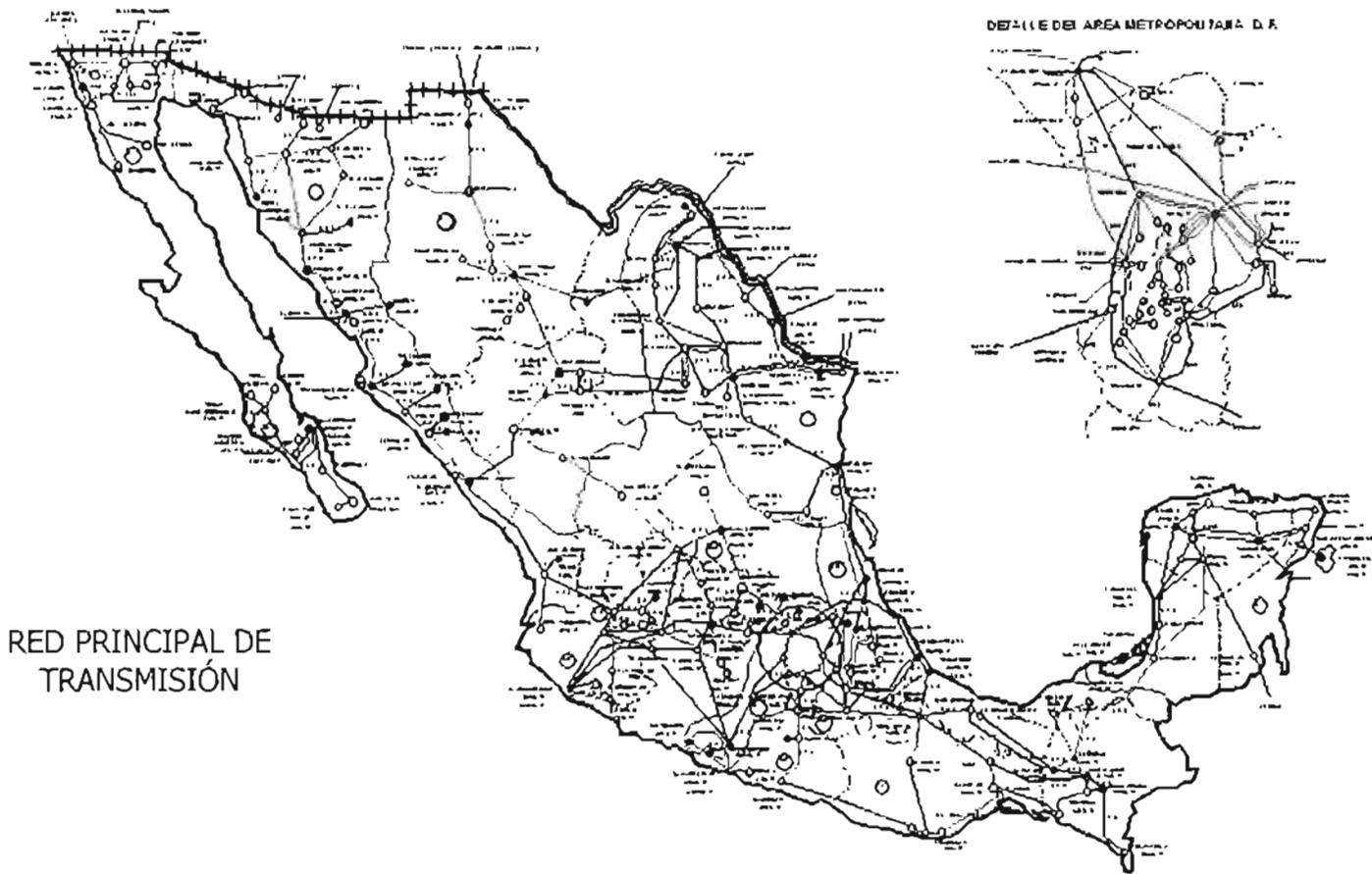
La transformación es el proceso que permite, utilizando subestaciones eléctricas, cambiar las características de la electricidad (voltaje y corriente) para facilitar su transmisión y distribución. Ésta ha crecido en paralelo al desarrollo de la red de transmisión y distribución, contando al 31 de marzo del año 2004 con 164,555 MVA, de los cuales el 76.95% corresponde a subestaciones de transmisión y el restante 23.05% a subestaciones de distribución.

Capacidad en subestaciones (MVA)

Tipo de Subestación	2000	2001	2002	2003	2004*
Transmisión	107,846	113,556	119,709	125,073	126,631
Distribución	31,673	33,078	36,232	37,702	37,924
Total	139,519	146,634	155,941	162,775	164,555

*Cifras al 31 de marzo de 2004
*MVA = millones de volt-ampereos

SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN ENTRE REGIONES MV
2003



RED PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

2.9.2.2 DISTRIBUCIÓN

La red de distribución la constituyen las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV); así como, las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. Al 31 de diciembre del año 2003, la longitud de estas líneas fue de 43,617 km y 573,204 km, respectivamente.

Longitud de líneas de distribución (km)

Nivel de tensión (kV)	2001	2002	2003*	2004*	Nivel de tensión (kV)	2001	2002	2003*	2004*
Subtransmisión					Distribución				
138	1,051	1,086	1,340	1,358	34.5	61,756	62,725	63,654	63,911
115	36,199	38,048	38,773	38,854	23	24,663	25,826	26,366	26,515
85	186	140	140	140	13.8	246,304	251,771	257,462	258,771
69	3,360	3,381	3,364	3,361	6.6 1./	572	575	575	575
					Baja tensión	221,079	222,164	225,147	225,743
Subtotal	40,795	42,655	43,617	43,713	Subtotal	554,375	563,062	573,204	575,516
Total de líneas de Distribución	595,170	605,717	616,822	619,229	Total CFE 2./	632,018	644,927	658,063	660,852

1./ Incluye tensiones de 4.16 y 2.4 Kv

2./ El total incluye líneas de Transmisión

*Cifras al 31 de marzo de 2004

3. ESTIMACIONES DE DEMANDA FUTURA

3.1 TENDENCIAS EN EL MERCADO NACIONAL E INTERNACIONAL

3.1.1 CONTEXTO INTERNACIONAL

Las actuales tendencias energéticas mundiales consideran la globalización y desregulación de mercados; se están reestructurando los sectores eléctricos tradicionales, con diferentes matices en su aplicación, a fin de establecer mercados eficientes con una reducción de costos y mayor la calidad del servicio.

La economía mexicana se ha caracterizado por una mayor apertura comercial en los últimos años y como parte de este proceso se han firmado tratados comerciales que buscan hacer competitivos los productos y servicios nacionales.

El Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) contiene señalamientos precisos sobre la apertura comercial en materia de energía, en el capítulo sexto sobre energía y petroquímica básica, Canadá, EE.UU. y México reiteran el pleno respeto a sus constituciones; reconocen que es deseable fortalecer el comercio de bienes de energía, y se proponen mejorarlo mediante una liberalización gradual y sostenida. Por ello, en el TLCAN se estableció que la energía eléctrica, comprendida en la partida arancelaria 2716.00.01 de la Ley General de Importación tendría una tasa de desgravación arancelaria de dos puntos por año, de tal manera que la importación de energía eléctrica proveniente de Canadá o EE.UU. quedó sin gravamen a partir de 1998.

La apertura al sector eléctrico se ha realizado tanto en países desarrollados como en emergentes. Los ejemplos en Estados Unidos, Gran Bretaña, Argentina, Brasil, Chile, Nueva Zelanda y la India, entre otros, muestran que este sector mejoró comparado con el viejo modelo de monopolio natural para generar electricidad. Sin embargo, todavía no se han logrado que existan las condiciones reales de competencia entre los generadores de electricidad y consumidores en esos países.

Esto se puede deber a que los sistemas regulatorios no han sido establecidos correctamente, los participantes de estos mercados buscan ventajas en precios, y las restricciones en la transmisión provoca cuellos de botella. Por ello, se ha tenido que hacer cambios sobre las reformas iniciales del sistema eléctrico para que poco a poco se logre establecer un mercado competitivo en este sector. Por lo tanto, puede ser posible que aunque se abra este sector a la inversión privada, los resultados para tener un mercado competitivo pueden tardar más de lo planeado, pero los beneficios de la apertura son sustanciales y se basan en la manera en que se diseñen estos mercados.

Después de una década de apertura a la inversión en los mercados eléctricos en el mundo, no hay clara evidencia de su éxito o fracaso. Existen experiencias satisfactorias en las que se ha logrado elevar la eficiencia, la calidad del suministro y la productividad, al mismo tiempo que se ha conseguido atraer capital y disminuir los precios.

También se observan experiencias menos afortunadas, en las que la continuidad y la calidad del suministro se han degradado, o bien, los precios se han disparado. En algunos casos, el Estado, al que se trataba de alejar, ha tenido que intervenir directamente para evitar daños mayores a la economía nacional o local.

La crisis de California, que se inició cuando se liberalizó el mercado energético en el plano estatal en 1996, provocó que en el verano del 2001 el estado sufriera apagones de entre 20 y 200 horas seguidas. Con la política de 1996, en la que los precios de la energía dejaron de estar bajo control estatal, éstos comenzaron a regirse por las leyes de la oferta y la demanda, la especulación en los precios hizo que éstos se dispararan y crearan serios problemas para las empresas de suministro, las cuales debían pagar mucho más por la energía a las compañías generadoras, y no podían trasladar los nuevos costos, ya que el precio pagado por los consumidores seguía siendo objeto de regulación.

En Chile, los cortes de energía eléctrica en el año 2001 molestaron fuertemente a los sectores empresariales, especialmente los del comercio y a la minera, por las cuantiosas pérdidas económicas provocadas por la falta de energía. La preocupación del sector de la minería se refería a que cada corte implicaba dejar de producir cientos de miles de toneladas de cobre, lo que significa más de 466,000 dólares por cada hora sin producir.

En Brasil, la situación del actual sector eléctrico también es crítica. Las razones se remontan a la década de 1980, cuando un sistema de subsidios cruzados constituyó un fuerte desincentivo a las mejoras de eficiencia, y problemas en el presupuesto demoraron las inversiones. A pesar de la introducción de una nueva legislación en 1995 dirigida a permitir y atraer el capital privado hacia el sector eléctrico, las nuevas inversiones en generación y transmisión que se esperaban, hasta hoy en día no se han materializado en las cantidades necesarias; mientras las empresas privadas controlan 80% del sistema de distribución del país, pocos inversionistas privados están dispuestos a correr el riesgo de construir nuevas plantas, por una parte, a causa de la incertidumbre creada por la implantación incompleta de la reforma y, por la otra, a resultas de la crisis financiera de 1999, la cual ha aumentado el riesgo monetario del país.

3.1.2 ESCENARIOS MUNDIALES “PRIVATIZACIONES”

En el Reino Unido, se privatizó el sector eléctrico en 1990 y con ello introdujo la competencia en la generación y la distribución de electricidad. Esta privatización se basó en eliminar las barreras a los productores independientes y a la inversión privada, extranjera y nacional. Para evitar que hubiera oposición por parte de algunos grupos, el gobierno británico propuso otorgar incentivos a los consumidores y potenciales inversionistas a través de la venta de acciones, bonos y pagos de fallas en el servicio eléctrico.

Los beneficios de esta reforma fueron visibles en un plazo de cinco años, sobresaliendo la disminución de la burocracia, el aumento en la eficiencia laboral y la disminución de los costos unitarios de producción a la mitad. La competencia en este sector permitió además reducir el importe de las tarifas hasta un 15%, incrementar la capacidad para generar electricidad en 25% con un mejoramiento significativo en la calidad ambiental. Finalmente, la privatización también acrecentó la calidad del servicio, después de la reforma la interrupción en el servicio de energía eléctrica al año es de 63 minutos por cliente comparado con 230 minutos que tiene México y que provoca fuertes pérdidas a los sectores productivos del país.

El objetivo primordial que se tiene al privatizar es mejorar la eficiencia económica, el crecimiento económico y el reducir las erogaciones por parte del Estado a través de la eliminación de subsidios innecesarios. De hecho, países como Brasil, Argentina y México, han obtenido grandes ganancias

económicas por la apertura de diversos sectores que antes estaban en poder del gobierno.

Además, estas privatizaciones han tenido importantes y positivos impactos en la infraestructura del servicio privatizado, sin embargo, se debe tener cuidado en que al privatizar un sector, sólo una empresa obtenga el poder de mercado y coloque barreras para que entren otras. Por ello es sumamente importante establecer un marco regulatorio claro para lograr con éxito la privatización.

Los costos que se tuvieron en el Reino Unido fueron el incremento de las tarifas eléctricas para los primeros años y la casi desaparición de la industria británica del carbón al sustituirlo por el gas natural. Asimismo, se ha tenido problemas para establecer la competencia en el mercado eléctrico, debido a la falta de empresas participantes y al marco regulatorio.

Otro país que también tuvo ciertos beneficios con la apertura de su sector fue Chile, el cual fue pionero en privatizar su sector eléctrico mediante la apertura en la generación, transmisión y distribución de la electricidad. Hoy en día Chile ha logrado que este sector sea uno de los principales receptores de inversión extranjera directa en América Latina y con ello coloca a su sector como uno de los más importantes dentro de esta zona.

Los costos que tuvo que afrontar esta nación fueron el aumento en los precios de la electricidad, los cuales continúan siendo altos y éstos varían dependiendo de la estructura de generación en cada región. Además, se han tenido problemas en la distribución de energía ocasionados por contar con insuficientes reservas. Finalmente, debido a la falta de participantes en la generación de electricidad, se ha contado con cuellos de botella para su distribución provocando apagones en algunas regiones de ese país; sin embargo, los beneficios en estas naciones han sido mayores a los costos que han tenido que sufrir.

Por lo tanto la evidencia señala que México podría obtener más beneficios que costos si sigue con los pasos de estas naciones y de otras más que han creído en la apertura de su sector eléctrico como una herramienta para desarrollar su mercado interno y con ello competir a nivel internacional.

La magnitud de los mercados petroleros internacionales, el lento crecimiento de la demanda mundial, el limitado margen de expansión y competencia para las empresas, la inestabilidad de los mercados y la apertura creciente a la participación del capital privado en la exploración y explotación petroleras, han llevado a las empresas mundiales a afrontar estos retos con mega-fusiones y alianzas estratégicas, entre las que destacan las de BP-Mobil en Europa, BP/Arco/Amoco, Exxon /Mobil y Royal Dutch/Shell. Esto las ha llevado a convertirse en proveedoras de servicios energéticos integrales, con un aumento importante de su productividad y eficiencia.

Actualmente los sectores energéticos del mundo pasan por una revolución de importantes implicaciones, donde se ha modificado radicalmente la manera en que el sector se organiza y opera. Es por ello que diversos países industrializados y en vías de desarrollo, con el afán de abastecer la creciente demanda de electricidad, han llevado a cabo esfuerzos de desregulación donde han dinamizado la operación de los mercados energéticos al reducir barreras a la entrada, en un ambiente de competencia sana, mejorando la calidad del servicio, y enfrentando así las dificultades para realizar nuevas inversiones.

Otra tendencia es la conformación de mercados energéticos regionales que, en la gran mayoría de los casos, son consecuencia de los acuerdos económicos y comerciales entre países de una misma región, aún cuando en la práctica esto constituye un proceso bastante complejo, debido a que involucra aspectos de competencia, de políticas públicas e inversiones, así como la necesidad de reglamentaciones homogéneas y regulaciones compatibles. Un ejemplo de estos procesos es el de la Unión Europea, donde recientemente ha comenzado la aplicación de directivas únicas sobre electricidad y gas para todos los países que integran esta región. La preservación del ambiente y el desarrollo sustentable en el crecimiento de la industria energética es el elemento considerado prioritario en la actual agenda de colaboración internacional.

3.1.3 TARIFAS MUNDIALES

Las tarifas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para la industria se encuentran por abajo del promedio de las tarifas industriales de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

La Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos es una organización internacional intergubernamental que reúne a los países más industrializados de economía de mercado. En la OCDE, los representantes de los países miembros se reúnen para intercambiar información y armonizar políticas con el objetivo de maximizar su crecimiento económico y coadyuvar a su desarrollo y al de los países no miembros.

La OCDE tiene sus raíces en 1948, en la Organización para la Cooperación Económica Europea que tuvo el objetivo de administrar el Plan Marshall para la reconstrucción europea. En 1960, el Plan Marshall había cumplido su cometido y los países miembros acordaron invitar a Estados Unidos y Canadá en la creación de una organización que coordinara las políticas entre los países occidentales. La nueva organización recibió en nombre de Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos y su sede se encuentra en París.

Comparando con países latinoamericanos no miembros de la OCDE cuya desregulación de su sector eléctrico ha sido calificada como exitosa, tenemos que en Chile el precio promedio para la industria es superior en 19%, mientras que para los hogares lo es en 52.5%. En Argentina ambos precios están por arriba del precio mexicano en 88 y 139% respectivamente.

Sin embargo, al comparar las tarifas eléctricas para usuarios residenciales ajustadas por la paridad en el poder adquisitivo, la tarifa de México es superior al promedio de todos los países que integran la OCDE. Inclusive es superior a la de los Estados Unidos en 30% aproximadamente.

Por otro lado, una comparación de razones financieras internacionales nos muestra que la solvencia de la CFE se compara favorablemente en relación con empresas de países seleccionados, ya que la razón de apalancamiento financiero (pasivo total/capital) es de 65%, (cifras tomadas al 31 de diciembre del 2003, con cifras auditadas), lo que significa que debe 65 centavos por cada peso que tiene de capital social.

La razón de endeudamiento, es decir, la relación pasivo total / activo total es de 39%, lo que quiere decir que debe 39 centavos por cada peso que tiene de activos.

La razón de liquidez, que se expresa como activo circulante / pasivo circulante, es de 1.9, lo que significa que la CFE tiene 1.9 pesos en activos líquidos por cada peso que debe en el corto plazo.

Las razones que miden la rentabilidad de la empresa no presentan resultados favorables, ya que se han venido deteriorando a lo largo del tiempo. Por ejemplo el margen de utilidad neta (resultado neto/ ventas) que para el año 2003 fue de 4.3%, 18% inferior al logrado en 1995, que era de 22.3%.

Consumo neto de energía eléctrica por región, 2000-2015
(Terawatts-hora)

Región	2000	2001	2005	2010	2015	tmca 2001-2015
Total mundial	13,629	13,934	14,960	17,144	19,483	2.4
Países Industrializados	7,949	8,018	8,307	9,200	10,108	1.7
Norteamérica	4,297	4,293	4,422	4,972	5,512	1.8
Europa Occidental	2,487	2,540	2,664	2,902	3,198	1.6
Asiáticos	1,163	1,183	1,221	1,328	1,438	1.4
Europa Oriental / Ex-Unión Soviética	1,804	1,528	1,768	1,982	2,204	2.7
Países en Desarrollo	4,178	4,390	4,885	5,962	7,173	3.8
Asiáticos	2,542	2,730	3,103	3,851	4,697	4.0
Medio Oriente	522	543	558	665	784	2.7
África	388	398	442	521	611	3.1
Latinoamérica	724	721	782	925	1,081	2.9

Fuente: Elaborado con información del Reporte anual de la EIA / IEO 2003.
tmca= tasa media de crecimiento anual

Consumo per cápita de energía eléctrica, 2000 - 2015
(KWh / habitante)

Región	2000	2001	2005	2010	2015	tmca 2001-2015
Total mundial	2,253	2,302	2,326	2,515	2,708	1.2
Países Industrializados	8,421	8,463	8,573	9,293	10,016	1.2
Norteamérica	10,610	10,522	10,380	11,148	11,828	0.8
Europa Occidental	6,393	6,530	6,813	7,422	8,113	1.6
Asiáticos	7,787	7,887	8,033	8,667	9,338	1.2
Europa Oriental / Ex-Unión Soviética	3,650	3,709	4,355	4,930	5,538	2.9
Países en Desarrollo	690	933	986	1,099	1,238	2.0
Asiáticos	785	843	900	1,084	1,221	2.7
Medio Oriente	2,157	2,244	2,082	2,234	2,412	0.5
África	489	499	496	523	590	0.7
Latinoamérica	1,724	1,717	1,734	1,919	2,113	1.5

Fuente: Elaborado con información del Reporte anual de la EIA / IEO 2003.

3.1.4 TENDENCIAS MUNDIALES EN LOS MERCADOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Las tendencias mundiales recientes en la industria eléctrica, indican que el **gas natural** se convertirá en el combustible con un mayor dinamismo en sus niveles de utilización. Esto se atribuye básicamente a la implementación de políticas ambientales y desarrollos tecnológicos de mayor eficiencia.

A pesar de la incertidumbre en los mercados de electricidad, provocada por la volatilidad en el precio del gas natural de principios del 2001, se pronostica un crecimiento mundial promedio anual del 4.0%, el doble del promedio anual del consumo de energéticos para generación eléctrica.

La generación **hidráulica y de otras fuentes renovables (solar, eólica y biomasa)** se proyecta que mantenga su participación en el total en 20%. Sin embargo, estas tecnologías en el periodo de 1999 al 2015, se incrementan en 40%.

Respecto a la generación **nucleoeléctrica**, después de haber observado un rápido crecimiento en la década de los setentas y mitad de los ochentas, se espera que disminuya su participación en el mercado mundial de electricidad, debido a que no se tienen previstos reemplazos de los reactores actuales en las naciones industrializadas.

Esta tecnología tiene el menor incremento en el consumo mundial de energéticos para generación eléctrica, esto es resultado de la creciente preocupación en la seguridad de operación en estas plantas, la disposición de desechos radiactivos y de factores económicos.

En EE.UU. se pronostica una disminución de la generación nuclear en el mercado de combustibles para electricidad: pasará de 20% en el 1999 a 13% en los siguientes 20 años. En Canadá, la participación de esta tecnología viene reduciéndose desde 1984. En Europa Occidental se presentará la mayor reducción de energía nuclear para generación eléctrica, de 35% en 1999 a 24% en los próximos 20 años. Solamente Finlandia y Francia, continuarán con planes de expansión de la capacidad eléctrica con esta tecnología.

Japón seguirá expandiendo su capacidad de generación con energía nuclear, pues se pronostica aumente su participación de 33% en 1999 a 37% al 2015. Los países en desarrollo de Asia, desempeñarán un papel más dinámico en la generación eléctrica con esta tecnología. China, India, Pakistán, Corea del Sur y Taiwán cuentan con programas para adicionar capacidad con energía nuclear.

La tendencia actual en los mercados de energía eléctrica, manifiesta una mayor utilización de las centrales de ciclo combinado con turbinas de gas natural, debido a los bajos costos de inversión, los menores tiempos de construcción, utiliza un combustible ambientalmente limpio y presenta

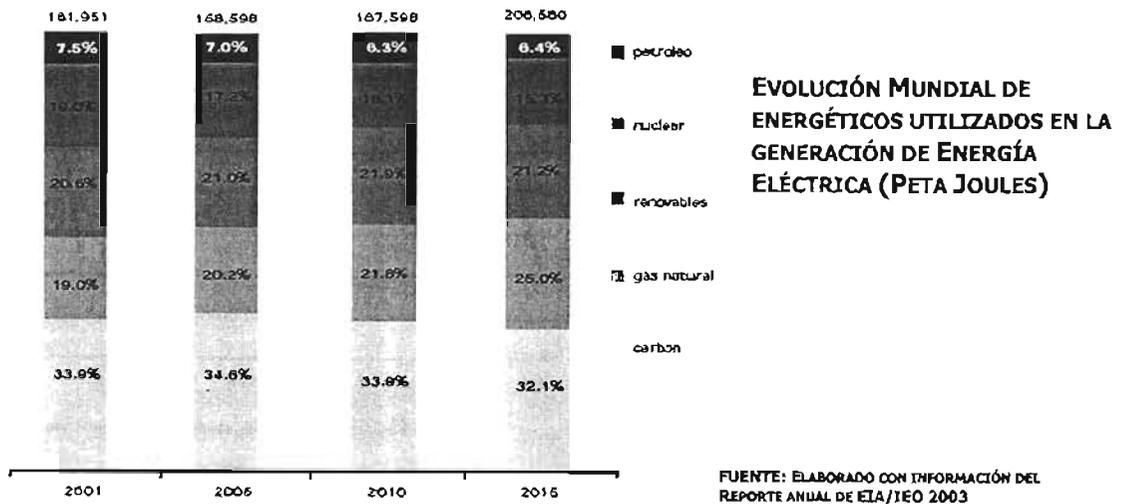
mayores eficiencias de operación respecto a otras tecnologías, esperándose crecimientos importantes en el consumo del gas natural.

La hidroelectricidad es la principal fuente de generación eléctrica en Sudamérica. Sin embargo, los elevados costos asociados a problemas ambientales y climatológicos, ha propiciado que los gobiernos de la región identifiquen al gas natural como un elemento fundamental para diversificar sus fuentes de generación. En esta región están en desarrollo la infraestructura de gasoductos transcontinental, la cual transportará el combustible desde Argentina y Bolivia hasta Chile y Brasil.

En los países de Europa Occidental la mayor parte de la energía renovable utilizada es hidroeléctrica. Algunas naciones europeas, principalmente Alemania, España y Dinamarca, desarrollan otras fuentes renovables, en especial la eólica.

Sobresalen los proyectos hidroeléctricos en Asia, que en conjunto adicionarán una capacidad de 18,200 MW, la cual se espera entre en operación comercial durante el periodo de estudio, especialmente en China donde se prevé la construcción de la presa Tres Gargantas.

Se espera que en el 2015 el carbón contribuya con el 33% del mercado mundial de combustibles para electricidad. Sin embargo, seguirá siendo el principal combustible empleado para generar electricidad. Proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE) indican que la participación de su consumo de carbón para generación eléctrica pasará de 51% en 1999 a 46% en los siguientes 20 años.



3.2 CRECIMIENTO

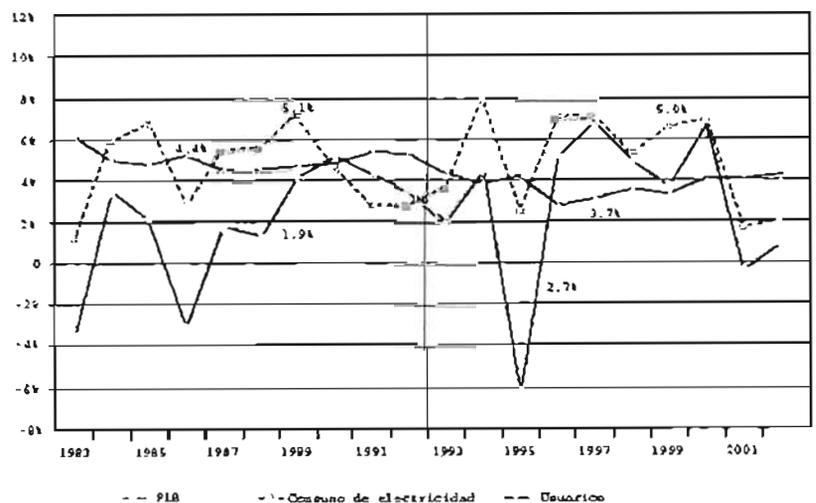
La energía eléctrica es un insumo básico para la producción de otros bienes y servicios y es un factor fundamental para el bienestar de la población, pues de ella depende la iluminación artificial, el movimiento de una amplia clase de motores, el bombeo de agua, etcétera.

Los grandes bloques económicos influyen sobre el crecimiento mundial de la economía, en especial la productividad manufacturera y la reactivación de la inversión en EE.UU. repercuten significativamente en los mercados mundiales. Tal es el caso de los países en desarrollo, particularmente México que son en gran parte dependientes de las exportaciones a los EE.UU. actividad que impulsa su propia expansión económica.

El crecimiento de 1.7% anual en el consumo de electricidad de los países industrializados es consecuencia de un menor ritmo de crecimiento demográfico y económico (respecto a los países en desarrollo) y a una mayor eficiencia en el uso de la energía. Este crecimiento es similar al que se espera en la región de Norteamérica, que demandó la mayor parte del consumo neto de electricidad en el 2001 -casi una tercera parte-, y se espera disminuya ligeramente.

En México el crecimiento de la demanda por electricidad ha crecido históricamente a un ritmo considerablemente mayor al del PIB y al de los ingresos públicos, por lo tanto la capacidad del sector público para asignar los recursos que demanda el sector eléctrico, así como su capacidad para garantizar deuda, son cada vez menores. Por ello, el esquema financiero bajo el cual se ha instrumentado el crecimiento del sector se está agotando; de no introducir nuevos esquemas y mecanismos que incluyan participación privada e inversiones que no deban ser garantizadas por el

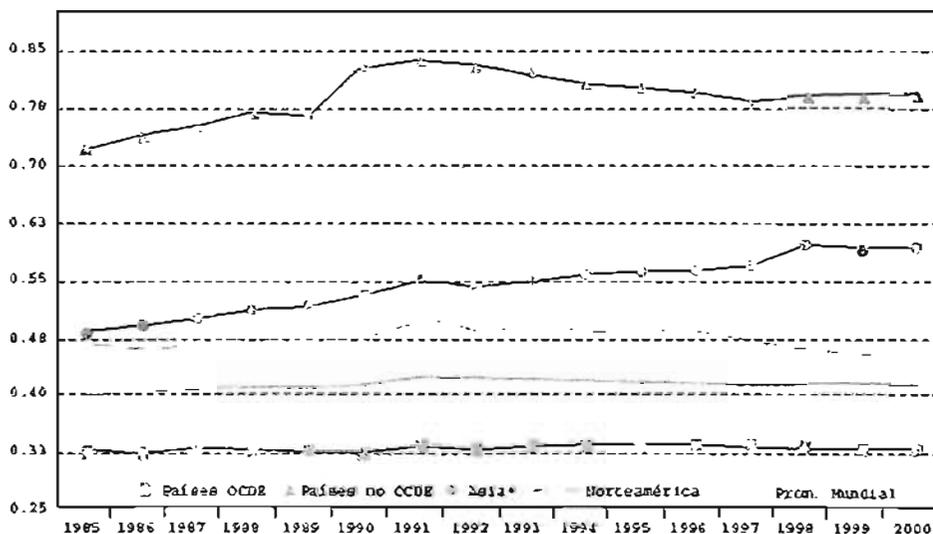
Evolución del consumo nacional de electricidad



Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

Gobierno Federal, no se tendrán los recursos necesarios para cubrir la creciente demanda ni la modernización de la infraestructura.

Consumo de energía eléctrica por unidad de PIB
(KWh/USD 1995)



*/ No incluye China.

Fuente: IEA., Energy Balances of OECD countries & Energy Balances of non OECD countries 2002.

3.2.1 CRECIMIENTO MUNDIAL EN LOS MERCADOS DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

Se estima que el carbón continuará conservando la cuota de mercado más grande para la generación eléctrica, pero se espera que su participación disminuya por el incremento en el uso de gas natural.

En los mercados globales de electricidad, se pronostica que la energía nuclear se contraerá

Los países que aportan mayor carbón para consumo de la industria eléctrica son: EE.UU. con 40% del carbón demandado para producir electricidad; China y la India proporcionaron conjuntamente 27%. Estos grandes países, en términos de población y de la superficie de su territorio, cuentan con amplios recursos carboníferos que explican 75% del aumento previsto de este combustible a nivel mundial.

Las disminuciones sustanciales en el uso de carbón se proyectan para Europa y la Ex -URSS, donde el gas natural (y en el caso de Francia, energía nuclear) se está utilizando cada vez más para la producción eléctrica y para las actividades industriales.

Las fuentes de energía renovable mantendrán su participación en una quinta parte en el consumo de energéticos para producir electricidad, con un crecimiento de 1.7% promedio anual. A pesar de ello, no se prevé que sean económicamente competitivas con relación a los combustibles fósiles en el mediano plazo. Se estima que gran parte del crecimiento de estas fuentes resulte de la operación de nuevas instalaciones hidroeléctricas en el mundo.

Actualmente los países asiáticos en desarrollo (China, India, Malasia, y Vietnam) construyen o planean magnos proyectos hidroeléctricos. Algunas naciones europeas (particularmente Dinamarca y Alemania), están desarrollando proyectos eólicos.

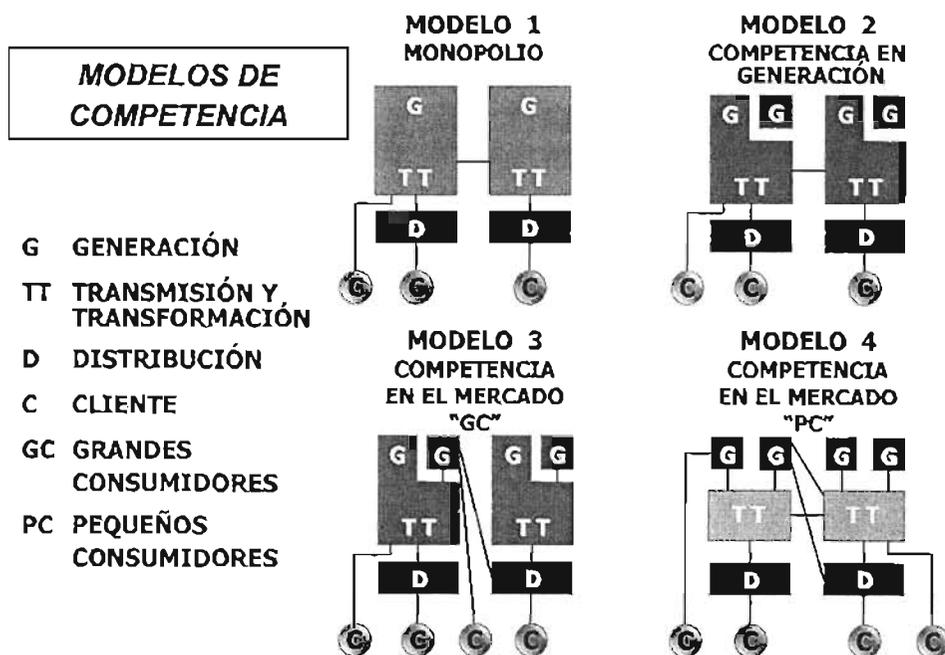
En México, la fuente de energía primaria que tiene mayor participación en la generación de electricidad son los hidrocarburos. Se consideran fuentes alternas, las energías hidráulica, geotérmica, nuclear, eólica, y el carbón

3.2.2 MEDIDAS PARA FOMENTAR EL CRECIMIENTO EN MÉXICO

Las propuestas para promover la reforma en este sector centran su argumento en la incapacidad financiera del gobierno para llevar a cabo las inversiones que satisfagan las demanda eléctrica en los próximos años, además, el sector eléctrico tiene problemas en la cobertura e infraestructura antigua que pudiera agravarse aun más en los próximos años.

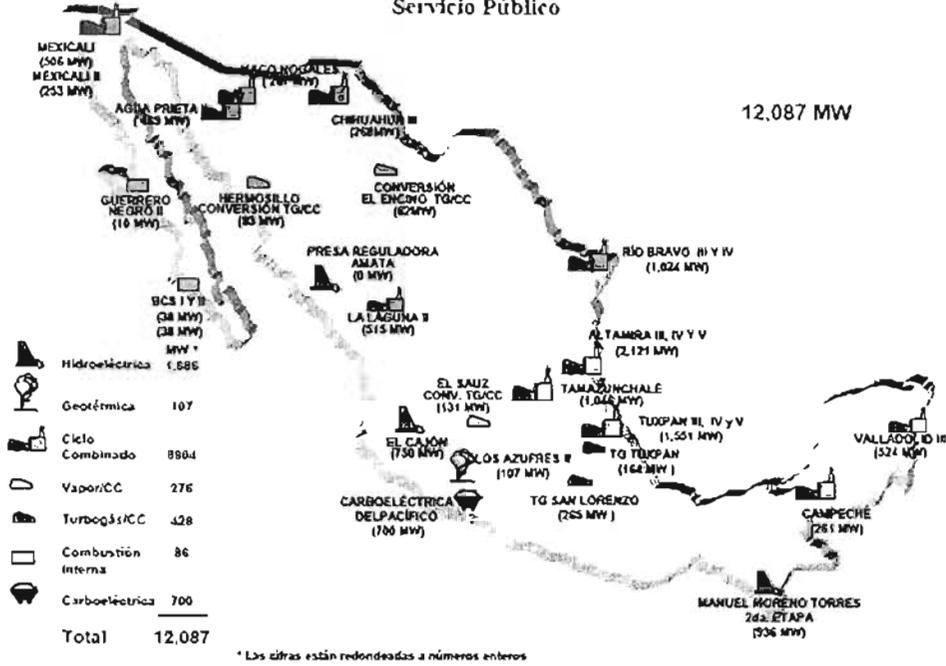
La carga financiera que se impone a la hacienda pública es muy costosa y no se alcanza notar alguna manera de separar totalmente este nexo, debido a que es el Estado el único en este momento que puede generar recursos para mantener a este sector y enfrentar a la demanda futura. Por lo tanto es necesario realizar una reforma estructural dentro de este sector para que donde no pueda haber competencia pertenezcan al gobierno y donde se puede dar la competencia sean para los inversionistas.

En las últimas dos décadas, las reformas en el sector eléctrico de países de diferentes grados de desarrollo demuestran que la alternativa de mantener un monopolio en manos del estado es poco viable a largo plazo, debido a que esta forma de organizar la producción no genera eficiencia en la asignación de los recursos, crea fuertes distorsiones en los precios de los bienes y servicios y genera presiones para las finanzas públicas, que al final de cuentas se traducen en más impuestos para los ciudadanos, o en una mayor deuda pública.

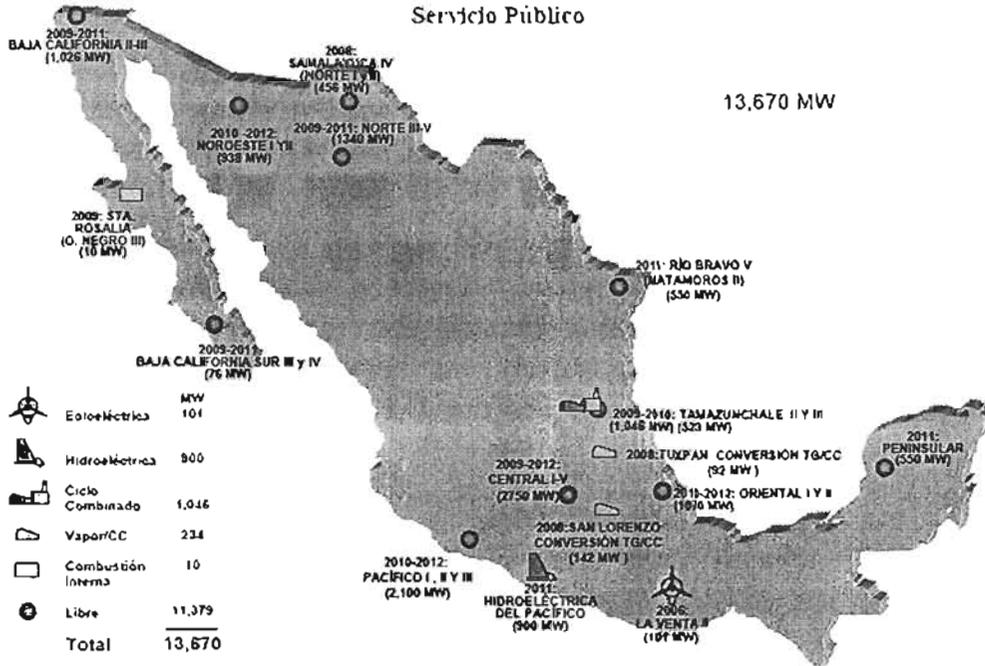


3. Estimaciones de Demanda Futura

CENTRALES EN PROCESO DE CONSTRUCCIÓN O COMPROMETIDAS Servicio Público



REQUERIMIENTOS DE CAPACIDAD ADICIONAL NO COMPROMETIDA (2003 - 2012) Servicio Público



3.2.3 REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN 2003-2012

Requerimientos de inversión 2003 - 2012

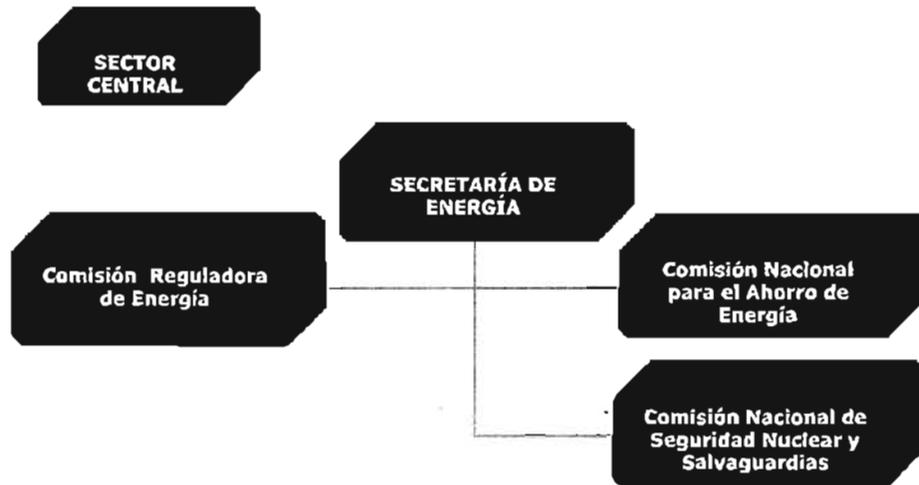
(millones de pesos de 2008)

CONCEPTO	2003	2004	2005	2006	2007	SUBTOTAL* 2003-2007	2008	2009	2010	2011	2012	SUBTOTAL* 2008-2012	TOTAL* 2003-2012
GENERACIÓN													
PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE DE ENERGÍA	12.253	18.485	28.746	23.583	19.872	110.939	24.387	31.664	28.877	24.832	24.164	122.452	233.421
Nuevas Oebs Combinadas	8.482	7.101	9.602	6.963	3.681	39.989	3.684	227				9.821	39.819
Oebs Públicas Filanquias	3.522	6.432	10.179	11.177	6.508	59.428	11.184	11.119	7.698	1.978	209	32.087	71.607
Nuevas Hidroeléctricas	1.607	1.902	2.284	2.585	2.529	10.808	1.688	1.114	150	7		2.609	19.807
Nuevas Termoeléctricas y Eólicas	183	303	1.360	725	174	3.065	529					529	3.683
Nuevas Oebs Combinadas	783	907	967	400	1.360	3.308	9.077	19.005	7.448	1.971	240	28.650	40.252
Nuevas Centralizadas			1.565	5.004	4.508	11.582							1.274
Nuevas Unidades Difer.			34	444	6	1.274							9.525
Reparaciones y Modernizaciones	45	2.538	3.604	2.218	420	9.505	288	82	23	12		408	20.803
Oebs Presupuestal	319	4.782	8.364	4.363	2.809	20.687	288	82	23	12		408	3.364
Nuevas Hidroeléctricas	333	512	1.042	487	964	3.048	288	82	23	12		408	1.771
Nuevas Turbinas y gas						1.771							
Reparaciones y Modernizaciones						1.771							
OBRAS CON ESQUEMA POR DEFINIR	18	3.489	5.922	4.088	1.005	16.378	11.300	19.822	12.968	22.344	24.985	86.178	16.378
				900	4.824	6.434							91.602
TRANSMISIÓN													
Oebs Pública Filanquias	11.204	11.631	3.416	8.414	2.891	42.053	2.891	8.303	6.983	10.812	10.812	64.354	91.627
Programa de Transmisión	8.739	6.789	6.324	9.409	4.917	32.874	5.025	6.324	6.789	6.380	6.380	29.484	81.638
Programa de Interconexión (ST y T)	8.732	6.740	5.782	5.112	4.017	31.280	5.025	6.324	6.788	6.380	6.380	29.484	80.754
Oebs Presupuestal	2.964	4.666	3.692	2.803	2.147	16.568	2.829	3.979	3.191	3.440	3.700	16.129	32.788
Programa de Transmisión	2.040	2.428	1.095	1.200	1.839	8.402	1.676	1.776	1.920	2.127	2.378	9.821	18.314
Programa de Modernización (ST y T)	104	2.157	1.447	1.352	1.118	7.378	1.153	1.203	1.270	1.213	1.322	6.185	12.543
Modernización de Sistemas de Control (CSC/SCADA)		285	150	183	190	768	205	218	228	240	253	1.143	1.891
DISTRIBUCIÓN													
Oebs Pública Filanquias	1.542	14.438	13.758	10.241	10.232	51.621	11.482	8.891	9.971	10.102	10.468	50.811	162.472
Programa de Subestaciones	1.625	1.324	2.692	1.985	2.093	9.887	2.183	3.080	3.774	4.081	4.340	17.820	31.407
Programa de Subtransmisión	1.025	1.926	2.862	1.965	2.025	9.867	2.535	3.080	3.774	4.081	4.350	17.820	27.687
Oebs Presupuestal	917	12.912	11.067	8.781	6.887	41.834	6.925	6.815	6.097	6.028	6.118	32.981	74.316
Programa de Subestaciones	72	2.479	2.516	680	828	6.485	845	1.077	1.268	1.380	1.450	5.040	12.286
Programa de Distribución	845	7.648	8.185	5.716	5.573	29.208	5.985	4.788	4.830	4.648	4.668	24.858	60.854
Programa de Reducción de Pérdidas Técnicas		2.385	2.385	2.385	2.385	9.540							13.625
MANTENIMIENTO	3.172	2.772	2.414	2.212	2.693	11.263	2.117	2.892	2.892	2.892	2.892	11.681	22.944
PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE DE ENERGÍA	405	840	865	978	1.199	4.287	1.346	1.822	1.732	2.084	2.341	9.104	13.389
Oebs Presupuestal	4.729	5.989	5.609	5.738	6.491	27.528	6.172	6.237	6.234	6.293	6.293	24.281	59.789
Unidades Centralizadas de CFE							6.172	6.237	6.234	6.293	6.293	24.281	59.789
SINIBILE	31.284	51.337	58.383	59.436	49.158	233.381	53.197	59.107	47.383	52.812	43.913	259.221	492.987
OBRAS INVERSIONES PRESUPUESTALES	462	2.181	1.474	1.281	1.191	4.481	230	258	246	273	281	1.327	1.818
TOTAL	31.528	53.488	67.229	60.704	54.279	230.868	63.447	69.363	47.648	52.891	46.138	260.498	590.904
INVERSIÓN EN Oebs PÚBLICA FILANQUIAS	13.298	14.243	13.188	18.763	13.322	61.481	12.154	13.823	17.103	12.442	11.693	79.971	160.892
INVERSIÓN EN PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE DE ENERGÍA	8.857	7.211	10.482	7.329	3.075	40.342	4.959	1.849	1.732	2.084	2.341	12.929	63.187
INVERSIÓN EN Oebs PRESUPUESTAL	9.385	31.254	29.228	21.105	20.701	112.768	18.485	19.371	16.681	16.644	16.389	62.078	134.785
INVERSIÓN EN OBRAS POR DEFINIR				920	4.124	5.024	11.300	19.822	12.968	22.344	24.985	86.178	91.602

* Los ceros están redondeados a números enteros, por lo que los totales podrían no corresponder exactamente a las sumas.
 1/ Los montos incluyen una cantidad para contingencias, como sigue:
 5% a los nuevos programas de generación y redes a los proyectos de los programas de transmisión y subtransmisión.
 2/ No incluye Actividades de Mantenimiento al Luz y Fuerza del Carbono.
 3/ Incluye equipos de cómputo, comunicaciones, transporte y oficina, así como mobiliario y edificios.

3.3 ACTORES PRINCIPALES EN EL SEN

3.3.1 SECTOR CENTRAL



3.3.1.1 SECRETARÍA DE ENERGÍA (SENER)



La dependencia es cabeza del sector y tiene como principal función conducir la política de energía del país. En este sentido, le corresponde llevar a cabo la planeación del suministro de energía a mediano y largo plazo, fijando las directrices económicas y sociales del sector, en el marco del

cumplimiento de la normatividad aplicable.

En el ámbito particular del sector de energía eléctrica, la SENER es responsable de:

- Ejercer los derechos de la nación sobre los bienes y recursos naturales que se requieran para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica para la prestación del servicio público.
- Conducir la actividad de las entidades paraestatales cuyo objeto esté relacionado con la generación de energía eléctrica, con apego a la legislación en materia ecológica.

- Promover la participación de los particulares en la generación de electricidad, de acuerdo con los términos de las disposiciones aplicables.

En el año 2003 se establecen estrategias y acciones de reestructuración y redimensionamiento de la Secretaría, que son concretadas en una estructura organizacional más plana y acorde a la política de austeridad presupuestal del gobierno federal. Dicha estructura se establece en el Reglamento Interior, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 26 de enero del 2004.

Con esta nueva estructura y con la aplicación de estrategias de innovación y calidad, modernización, racionalización y optimización de recursos, profesionalización del capital humano y el aprovechamiento de nuevas tecnologías, es como la Secretaría de Energía se orienta al diseño de políticas públicas energéticas y a la conducción estratégica de las actividades de su sector garantizando el suministro de energéticos de manera eficiente, con calidad, rentable y respetando el medio ambiente.

3.3.1.2 COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CRE)



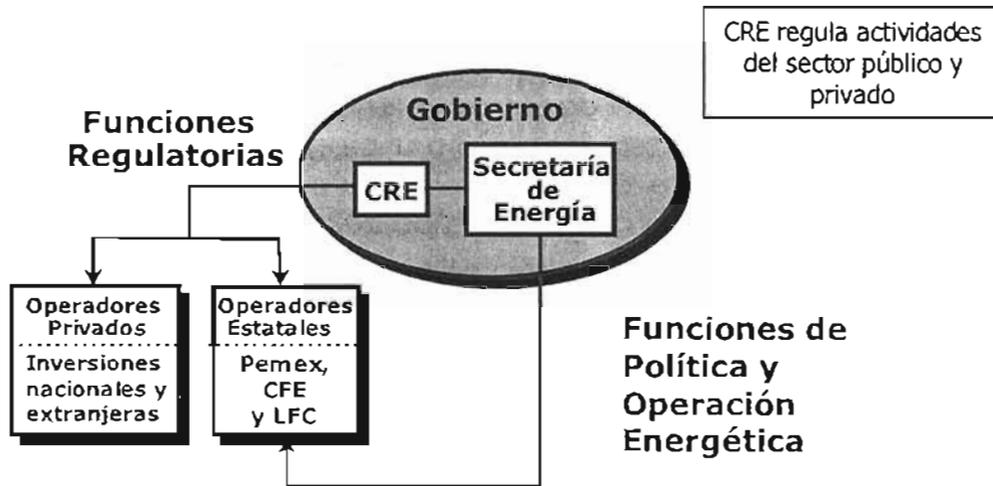
La Comisión Reguladora de Energía se creó por Decreto Presidencial publicado en el Diario Oficial de la Federación el 4 de octubre de 1993. Es un órgano desconcentrado de la SENER, con autonomía técnica y operativa, que tiene entre sus principales funciones regular las actividades de los operadores públicos y privados en materia de energía eléctrica y gas natural. Las atribuciones de la CRE en materia de energía eléctrica son:

- Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.
- Aprobar los criterios y las bases para determinar el monto de las aportaciones de los gobiernos de las entidades federativas, ayuntamientos y beneficiarios del servicio público de energía eléctrica, para la realización de obras específicas, ampliaciones o modificaciones de las existentes, solicitadas por aquellos para el suministro de energía eléctrica.

- Verificar que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquella que resulte de menor costo para las entidades que tengan a su cargo la prestación del servicio público y ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad para el sistema eléctrico nacional.
- Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por: la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, y por los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica.
- Opinar, a solicitud de la Secretaría de Energía, sobre la formulación y seguimiento del programa sectorial en materia de energía; sobre las necesidades de crecimiento o sustitución de capacidad de generación del sistema eléctrico nacional; sobre la conveniencia de que la Comisión Federal de Electricidad ejecute los proyectos o que los particulares sean convocados para suministrar la energía eléctrica y, en su caso, sobre los términos y condiciones de las convocatorias y bases de licitación correspondientes.
- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieran para la realización de actividades reguladas.
- Aprobar modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.
- Actuar como mediador o árbitro en la solución de controversias de las actividades reguladas.
- La generación, exportación e importación de energía que realicen los particulares.
- Las ventas de primera mano de gas natural y gas licuado de petróleo.
- El transporte y almacenamiento de gas natural que no estén relacionados con la explotación, producción o procesamiento.
- La distribución de gas natural.
- El transporte y distribución de gas licuado de petróleo mediante ductos

Los principales instrumentos de regulación que la Ley brinda a la CRE son: otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas), dirimir controversias, requerir información y aplicar sanciones, entre otros.

Además, la Ley establece disposiciones de carácter orgánico para la propia CRE. La Comisión se constituye como un órgano desconcentrado con autonomía técnica y operativa, cuyas decisiones son tomadas en forma colegiada por los cinco comisionados que la integran.



De enero de 1994 a agosto de 2003 se han otorgado 265 permisos, de los cuales 232 están vigentes

3.3.1.3 COMISIÓN NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGÍA (CONAE)



La Comisión Nacional para el Ahorro de Energía es la única organización gubernamental encargada de promover el uso eficiente y racional de la energía, así como el aprovechamiento de las energías renovables en todo el país, siendo un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que goza de autonomía técnica y operativa.

Tarea que ha cumplido exitosamente desde su creación en 1989, con una estructura organizacional y recursos presupuestales limitados. No obstante,

en los últimos años ha logrado situarse, no sólo a nivel nacional sino también a nivel internacional, como una organización tipo en la promoción y desarrollo de programas y acciones de eficiencia energética.

En lo que respecta exclusivamente a los programas de la CONAE, durante 1995-2000 se realizaron diversas actividades resaltando, en orden de importancia para la Comisión: El desarrollo de 18 Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética, el Programa de Ahorro de Energía en Inmuebles de la Administración Pública Federal, la Campaña de Ahorro de Energía de PEMEX, la instalación de 100 Puertos de Atención en los 32 Estados de la República, la coordinación del seguimiento al programa Horario de Verano, la realización de más de 400 eventos públicos sobre diversos temas en distintas ciudades del país, el llevar a cabo cerca de 200 reuniones al año de grupos de trabajo de alto nivel sobre una variedad importante de temas, y el cumplimiento de una apretada agenda de actividades internacionales.

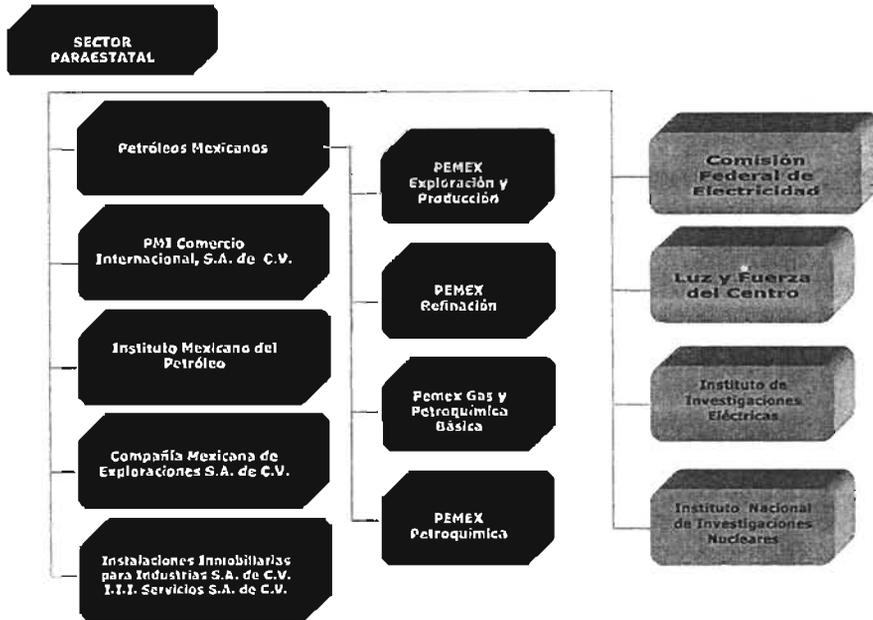
3.3.1.4 COMISIÓN NACIONAL DE SEGURIDAD NUCLEAR Y SALVAGUARDIAS (CNSNS)



La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en Materia Nuclear se expidió el 4 de febrero de 1985, en la cual se dispone la creación de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias.

CNSNS es un órgano desconcentrado, jerárquicamente subordinado de la Secretaría de Energía y su objetivo es vigilar que la industria nuclear cumpla con la normatividad internacional. Tiene encomendadas actividades de inspección, auditoría, verificación y reconocimiento. Lleva el seguimiento de las deficiencias y anomalías que detecta, con base en las cuales puede dictar sanciones administrativas, de acuerdo a las disposiciones de la ley competente y sus reglamentos.

3.3.2 SECTOR PARAESTATAL



En México hay dos empresas responsables del servicio público de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC). Ambos son organismos públicos descentralizados con personalidad jurídica y patrimonio propios.

3.3.2.1 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE)



La CFE se creó mediante Ley, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937 con el

objeto de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; actualmente, su funcionamiento se rige por disposiciones contenidas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Cuenta con tres órganos rectores: la Junta de Gobierno, la Dirección General y el Consejo de Vigilancia.

Es la empresa que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para 21.3 millones de clientes, lo que representa casi 80 millones de mexicanos.

La CFE ofrece el servicio de energía eléctrica en la mayor parte del país, con excepción del Distrito Federal y algunas poblaciones cercanas a éste, donde el servicio está a cargo de Luz y Fuerza del Centro. CFE es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

CFE es la empresa de mayor tamaño en México en términos de capital y la segunda en términos de activos y ventas

3.3.2.2 LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (LFC)



Actualmente lleva la electricidad a más de cinco millones de clientes, lo que representa una población atendida superior a 20 millones de habitantes en el Distrito Federal y los Estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla. Es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios.

Centrales	Generación en GWh
Centrales Turbogás	27.34
Central Ing. Jorge Luque	18.3
Centrales Menores	3.78
Sistema Necaxa	0
Central Lerma	14.37
Capacidad Instalada Total	63.79

Área de Influencia de LFC



3.3.2.3 PETRÓLEOS MEXICANOS (PEMEX)



PEMEX, se ha convertido en una de las empresas estatales más competitivas del mundo, es el responsable de la conducción central y de la dirección estratégica de la industria petrolera

estatal, y de asegurar su integridad y unidad de acción. PEMEX opera por conducto de un corporativo y cuatro organismos subsidiarios:

PEMEX Exploración y Producción: Tiene a su cargo la exploración y explotación del petróleo y el gas natural, su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.

PEMEX Refinación: Lleva acabo los procesos industriales de refinación, la elaboración de productos petrolíferos y de derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, así como su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización.

PEMEX Gas y Petroquímica Básica: procesa el gas natural, los líquidos del gas natural y el gas artificial; tiene a su cargo su almacenamiento, transporte, distribución y comercialización de estos, así como de derivados que sean susceptibles a servir como materias primas industriales básicas.

PEMEX Petroquímica: a través de sus siete empresas filiales (Petroquímica Camargo, Petroquímica Cangrejera, Petroquímica Cosoleacaque, Petroquímica Escolín, Petroquímica Morelos, Petroquímica Pajaritos y Petroquímica Tula) elabora, distribuye y comercializa una amplia gama de productos petroquímicos secundarios.

Además cuenta con

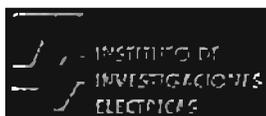
P.M.I. Comercio Internacional realiza las actividades de comercio exterior de Petróleos Mexicanos.

3.3.2.4 INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO (IMP)



El IMP es un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Su objeto es la investigación, el desarrollo tecnológico y la prestación de servicios técnicos, así como el desarrollo de los recursos humanos al servicio de las industrias petrolera, petroquímica y química.

3.3.2.5 INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS (IIE)



El IIE fue creado como un organismo público descentralizado de carácter científico y tecnológico, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

Tiene como objeto promover y apoyar la innovación tecnológica en el sector eléctrico, así como de sus proveedores y usuarios, mediante la investigación aplicada, el desarrollo tecnológico y servicios técnicos especializados.

3.3.2.6 INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES NUCLEARES (ININ)



ININ

El ININ es un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio. Su objeto es la investigación y desarrollo de las ciencias y tecnologías nucleares.

Promueve los usos pacíficos de la energía nuclear y difunde los avances alcanzados para vincularlos al desarrollo económico, social, científico y tecnológico del país.

3.3.2.7 ENTES REGULADORES

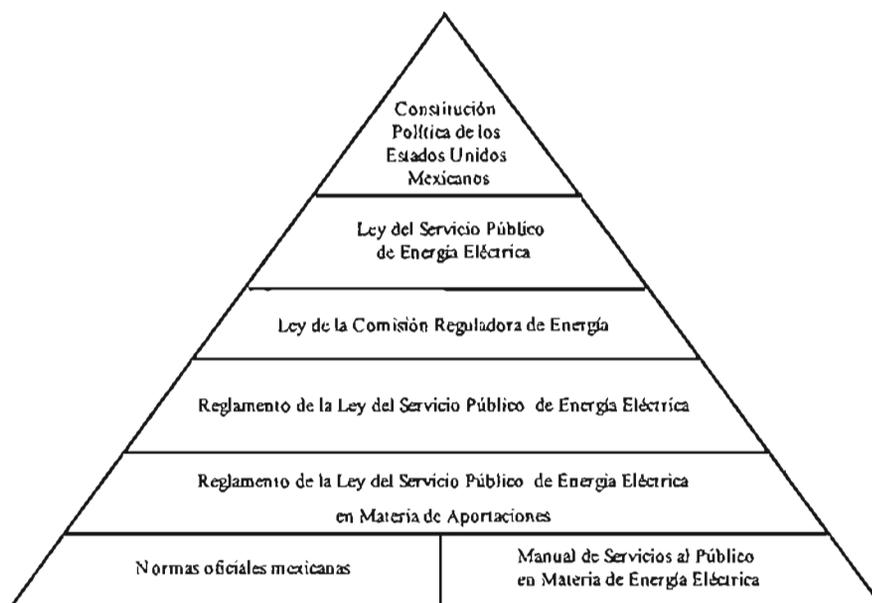
ENTE	ATRIBUCIONES
Secretaría de Medio Ambiente, Recursos Naturales (SEMARNAT)	<ul style="list-style-type: none">• Regulación ambiental• Regulación en materia de agua• Programas para la prevención de accidentes con incidencia ecológica
Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)	<ul style="list-style-type: none">• Definir tarifas eléctricas• Derecho de aprobar y revisar aspectos financieros corporativos• Derecho de establecer normas contables y realizar auditorías• Emite las directrices generales de operación de las empresas públicas y supervisa su aplicación• Establece las políticas de endeudamiento. autoriza

ENTE	ATRIBUCIONES
	operaciones de crédito, instaura el régimen fiscal <ul style="list-style-type: none"> • Vigila el cumplimiento de las obligaciones en materia de planeación, programación, presupuestación, contabilidad y evaluación • Propone al Congreso el presupuesto de las entidades
Secretaría de la Función Pública (SFP)	<ul style="list-style-type: none"> • Derecho de aprobar y revisar aspectos financieros y corporativos • Derecho de establecer normas contables y realizar auditorías
Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS)	<ul style="list-style-type: none"> • Regulación laboral • Medidas de seguridad e higiene industrial para la protección de trabajadores
Secretaría de Economía	<ul style="list-style-type: none"> • Proteger los intereses de los consumidores • Asegurar el cumplimiento de las licencias otorgadas • Definir estándares de calidad
Comisión Nacional del Agua (CNA)	<ul style="list-style-type: none"> • Regula a la CFE en el consumo de agua para centrales hidroeléctricas • Regula el consumo y el uso de agua que deberían tener las centrales
Junta de Gobierno de la CFE	<ul style="list-style-type: none"> • Administración, operación y planeación de la CFE

4. MARCO REGULATORIO DEL SECTOR DE ENERGÍA

Actualmente, el marco normativo para regular las actividades en materia de energía eléctrica está conformado por la estructura descrita en la gráfica.

Marco regulatorio del sector de energía eléctrica



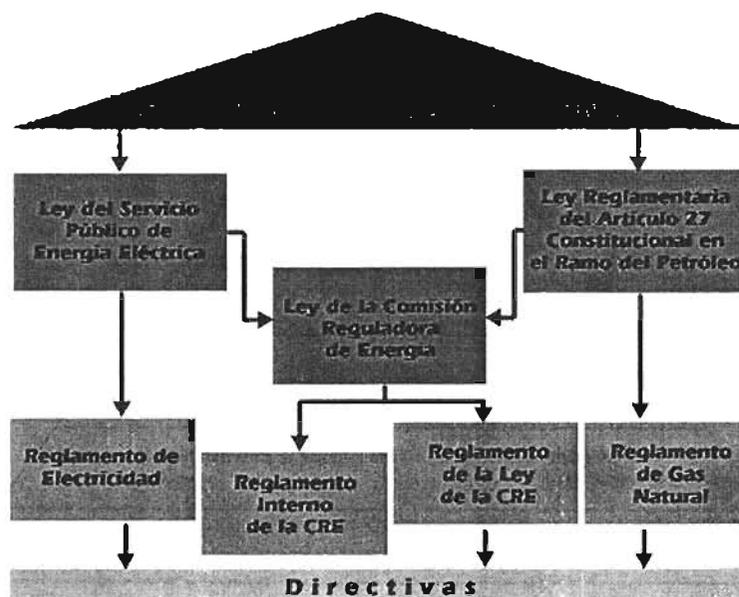
4.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS (ARTÍCULOS 27, 28 Y 25)

El Artículo 27 Constitucional es el cimiento sobre el cual se erige la regulación en materia de energía, y en el caso de la electricidad, establece el derecho exclusivo de la Nación para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público. Además, dispone que corresponde a la Nación el aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear.

El Artículo 28 dispone que no constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las diversas áreas estratégicas a su cargo, entre ellas la electricidad. Asimismo, establece la facultad de contar

con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las citadas áreas estratégicas.

Asimismo, el Artículo 25 establece que el sector público, tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas señaladas en el Artículo 28, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.



4.2 LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LSPEE)

La reforma a la LSPEE de diciembre de 1992 permite la participación de los particulares en la generación de electricidad en actividades que no constituyan servicio público. En su Artículo 3º, esta Ley establece que no se considera servicio público a:

- I. La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- II. La generación de energía eléctrica que lleven a cabo los productores independientes para venta a la Comisión Federal de Electricidad.
- III. La generación de energía eléctrica para exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

IV. La importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios.

V. La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica en las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente, exportación, importación, previstas en la LSPEE, se definen en el Reglamento de la LSPEE, capítulo IX: "De las actividades que no constituyen Servicio Público", artículos 101, 103, 108, 111, 116 y 120 se definen las modalidades a través de las cuales **la iniciativa privada** puede invertir para generar electricidad:

- El **AUTOABASTECIMIENTO** es la generación de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país.
- La **COGENERACIÓN** es la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas; el aprovechamiento de la energía térmica no utilizada en los procesos para la producción, directa o indirecta, de energía eléctrica, o el uso de combustibles producidos en los procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica, siempre que la electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la actividad de cogeneración.
- La **PEQUEÑA PRODUCCIÓN** es la generación de energía eléctrica destinada a la venta a CFE de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada por la Secretaría de Energía; el autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyos casos los proyectos no podrán exceder de 1 MW; y la exportación, dentro del límite de 30 MW.
- La **PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE** es la generación de energía eléctrica proviene de una planta con capacidad mayor de 30 mega watts (MW), destinada exclusivamente a su venta a CFE o a la exportación.
- **EXPORTACIÓN:** La Secretaría de Energía otorga permisos de generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.

- **IMPORTACIÓN:** La Secretaría de Energía podrá otorgar permisos para adquirir energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la electricidad y el consumidor de la misma.

El autoabastecimiento, la cogeneración, la producción independiente, la pequeña producción y la generación para comercio exterior son actividades que se realizan con inversión privada, están sujetas a permisos previos por parte de la Secretaría de Energía, cuya duración es indefinida, salvo la producción independiente que se otorgará hasta por un plazo de 25 años.

La combinación de la situación financiera prevaleciente en el sector y los avances tecnológicos registrados en los años previos a 1992, propiciaron modificaciones a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), con el objeto de abrir nuevas oportunidades de participación a los inversionistas privados en actividades de generación de energía eléctrica, en aquellas actividades no consideradas como servicio público, fue rediseñada la figura del autoabastecimiento y se crearon las de cogeneración, pequeña producción, producción independiente de energía, importación y exportación, a través de un régimen de permisos otorgados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Estos cambios implicaron un reconocimiento a la necesidad de sumar el esfuerzo de los particulares al sector eléctrico para ampliar la oferta de energía. Sin embargo, los resultados de dichas transformaciones en materia de inversión no han sido los deseados debido a las limitaciones del esquema contenido en la LSPEE vigente, que no ha otorgado los incentivos adecuados a la inversión de los sectores social y privado.

4.2.1 REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En congruencia con la reforma legislativa, se expidió el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de mayo de 1993. Este documento tiene por objeto reglamentar la prestación del servicio público de energía eléctrica y las actividades que no constituyen servicio público.

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica contiene capítulos relativos a disposiciones generales, obligaciones y facultades del suministrador, obras eléctricas para el servicio público, obras para alumbrado público y urbanización de fraccionamientos, suministro y venta de energía eléctrica, disposiciones tarifarias, instalaciones destinadas al uso de electricidad, planeación y prospectiva del sector de energía eléctrica, actividades que no constituyen servicio público, inspección, sanciones, y recurso administrativo.

El 19 de mayo de 1994 y el 25 de julio de 1997, se establecieron diversas reformas al citado reglamento con la finalidad de precisar el contenido de algunos artículos. Entre las últimas modificaciones al ordenamiento se destaca la flexibilidad que se impuso a los requerimientos de participación de los particulares en concursos de capacidad de la CFE. Asimismo, se estableció la posibilidad de que los particulares construyan las líneas de transmisión que requieran para uso propio.

4.2.2 REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MATERIA DE APORTACIONES

En cumplimiento de los supuestos generales establecidos en la LSPEE , el 10 de noviembre de 1998 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones. Este reglamento dicta los lineamientos a que se sujetarán aquellas actividades que rebasen la demanda normal de energía eléctrica o que impliquen la ejecución, ampliación o modificación de obras.

La normatividad dispuesta, reglamenta el cálculo de las aportaciones en baja y media tensión, con cargo por obra específica y por ampliación, y en alta tensión con cargo por obra específica; establece los medios de pago, que podrán realizarse en efectivo, especie o forma mixta. En obras colectivas, faculta al suministrador para brindar soluciones en conjunto a aquellas solicitudes que se presenten en una misma zona.

Asimismo, establece de forma clara los tramites necesarios y los pasos a seguir por las partes para que el servicio sea proporcionado en los plazos señalados; fija el contenido que deberá tener el presupuesto de obras específicas, detallando la solución técnica más económica y en su caso el

cargo por ampliación y por obra, además, fija las condiciones en que se efectuaran reembolsos, es decir, el valor y forma de calcularlos.

Además, establece un mecanismo para aprobar un catálogo de precios del suministrador y los criterios para actualizar el monto de las aportaciones, definiendo plazos y penalizaciones a cargo del suministrador en caso de que éste incumpla en perjuicio del solicitante. Con este Reglamento se brinda certidumbre para el usuario frente al proceso de determinación de las obras necesarias, su ejecución y cobros.

4.3 LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

De acuerdo a la legislación vigente la CRE tiene como primordial objetivo implementar un marco regulatorio transparente que permita la participación de la inversión privada en la generación de energía eléctrica en aquellas actividades no consideradas como servicio público.

Con la promulgación de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía el 31 de octubre de 1995, se fortaleció el marco institucional y regulatorio en materia de energía eléctrica, gas natural y gas LP. En ella se define a la CRE como un órgano desconcentrado de la SENER con autonomía técnica y operativa, que tiene por objeto promover el desarrollo eficiente. La Ley de este Órgano desconcentrado le concede las siguientes atribuciones:

- Participar en la determinación de las tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica
- La generación, exportación e importación de energía eléctrica que efectúen los particulares.
- La adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.
- Aprobar los instrumentos de regulación entre permisionarios de generación e importación de energía eléctrica y los suministradores del servicio público (CFE y LFC).
- Otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que, conforme a las disposiciones legales aplicables, se requieren para la realización de las actividades reguladas.

- Aprobar modelos de convenios y contratos de adhesión para la realización de las actividades reguladas.

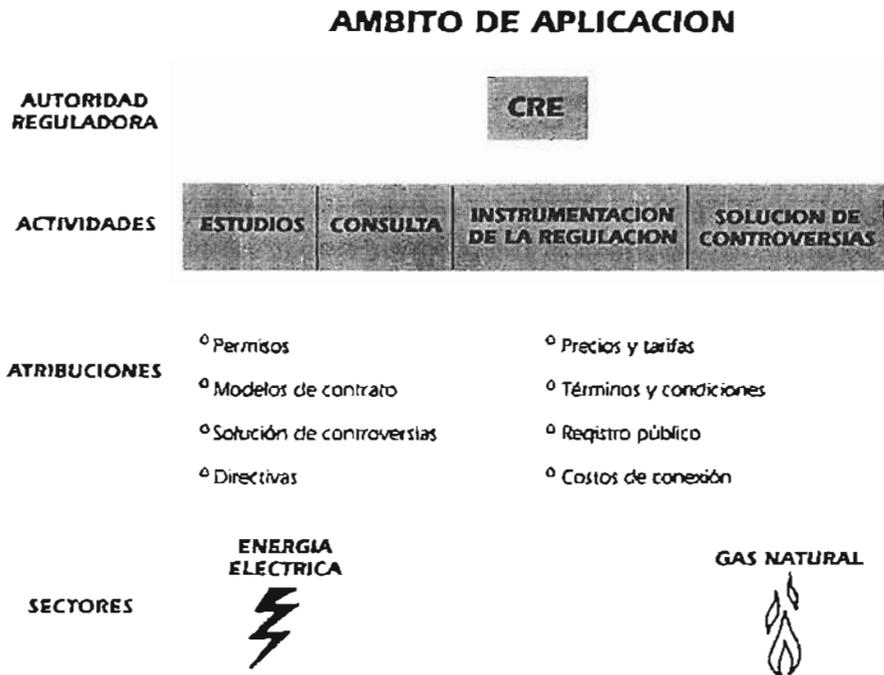
En cumplimiento de dicho objeto, el mandato de la CRE es contribuir a salvaguardar la prestación de los servicios públicos relacionados con la energía; fomentar una sana competencia y proteger los intereses de los usuarios y de los diferentes participantes en el sector de energía eléctrica. En este ámbito, los principales avances han sido los siguientes:

- El 8 de octubre de 1996 se publicó la resolución sobre la aprobación del modelo de *Contrato de adhesión para interconexión*, el cual establece la relación contractual entre la CFE y los permisionarios de generación de energía eléctrica mayor a 10 MW (cogeneración y autoabastecimiento) cuando estos últimos requieran utilizar la infraestructura de transmisión y distribución de la CFE.
- El 15 de noviembre de 1996 se publicó el acuerdo que autoriza la reestructuración, ajuste y modificaciones de las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica.
- El 7 de enero de 1997 se publicaron los modelos de:
 - *Convenio de compraventa de excedentes de energía eléctrica (energía económica).*
 - *Convenio de servicios de transmisión, con aplicación de cargo mínimo o cargo normal y sus opciones de ajuste.*
 - *Convenio de energía de respaldo.*

Estos documentos presentan los servicios disponibles a los permisionarios que participen en la generación de energía eléctrica de acuerdo con el marco legal vigente.

- El 25 de marzo de 1997 se publicó la disposición complementaria 10 Bis: cláusula de los ajustes por las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional.
- El 11 de febrero de 1998 se publicaron diversos ajustes y modificaciones al modelo de contrato de respaldo y se aprobó la metodología para

determinar los cargos por servicios de transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión y considerar el caso de cargas dispersas. Además se concluyó que los modelos de contratos y convenios son aplicables para LFC.



4.4 NORMATIVIDAD ECOLÓGICA

La política ambiental de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, (SEMARNAT) tiene como objetivos, entre otros: la preservación, restauración y mejoramiento del ambiente; la protección de áreas naturales; el aprovechamiento de recursos naturales y la prevención y control de la contaminación del aire, agua y suelos.

Para implantar esta política corresponde a la SEMARNAT, en coordinación con la SENER y la Secretaría de Economía, regular las actividades relacionadas con la exploración y explotación de los recursos naturales (hidráulicos y geotérmicos, entre otros) que el Artículo 27

constitucional reserva a la nación, cuando estas actividades puedan originar desequilibrios ecológicos o daños al ambiente. Sus instrumentos son:

- La Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, la cual prevé los incentivos económicos que promueven la innovación tecnológica y penalizan a los agentes contaminantes y los esquemas de autorregulación que fomentan la corresponsabilidad y la iniciativa del sector privado.
- Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) en materia de protección ambiental, que son uno de los aspectos fundamentales de la política ecológica.

La reorientación de la política de combustibles es una de las respuestas que se da a la preocupación por el ambiente. Dicha reorientación promueve el empleo de hidrocarburos cuya combustión genere menor contaminación y el uso de tecnologías más eficientes en los procesos industriales. En este sentido, se busca reducir el consumo de combustóleo de alto contenido de azufre e incrementar el uso del gas natural principalmente en zonas ambientalmente críticas, a través de:

- La conversión de alrededor de 70% de las plantas termoeléctricas del Sistema Eléctrico Nacional que se encuentren ubicadas en zonas ambientalmente críticas, para que utilicen gas natural en lugar de combustóleo.
- Un mayor uso del gas natural como combustible industrial derivado de los estándares ambientales más estrictos establecidos en la NOM-085-ECOL -1994.
- La construcción de nuevas plantas de generación eléctrica que preferentemente utilizarán la tecnología de ciclo combinado.

4.4.1 NOM-085- ECOL –1994

En materia de normalización, sobresale la Norma Oficial Mexicana NOM-085- ECOL -1994, la cual regula, por zonas y por capacidad, los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, provenientes del

equipo de combustión de fuentes fijas que utilizan combustibles sólidos, líquidos o gaseosos. Asimismo, define por municipio tres distintas zonas de aplicación: la metropolitana de la Ciudad de México, las críticas (integradas por dos áreas metropolitanas, dos ciudades fronterizas y cuatro corredores industriales) y el resto del país

4.5 OTROS ORDENAMIENTOS JURÍDICOS

- Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal (LPCGPF).
- Ley General de Deuda Pública (LGDP)
- Ley de Adquisiciones y Obras Públicas (LAOP).
- Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).
- Ley General de Bienes Nacionales (LGBN).
- Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación (DPEF)

4.6 MARCO NORMATIVO DE LOS ESQUEMAS PIDIREGAS

Los esquemas PIDIREGAS (Proyecto de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Programa de Gasto) fueron creados entre 1995 y 1996 y empezaron a operar en 1997. En diciembre de 1995, el Congreso de la Unión aprobó reformas y adiciones al artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública (LGDP) y al artículo 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal (LPCGPF), las cuales permitieron que la iniciativa privada pudiera invertir en la generación de electricidad con el respaldo de recursos públicos presupuestales.

4.6.1 MODIFICACIONES AL MARCO LEGAL PARA INSTRUMENTAR LOS PROYECTOS PIDIREGAS

El Congreso de la Unión reformó en diciembre de 1995 el artículo 30 de la LPCGPF y el artículo 18 de la LGDP con objeto de contar con la infraestructura necesaria para asegurar un abasto oportuno y suficiente de los bienes y servicios que produce el Estado de manera exclusiva.

4.6.1.1 LEY DE PRESUPUESTO, CONTABILIDAD Y GASTO PÚBLICO FEDERAL (LPCGPF)

El artículo 30 de la LPCGPF faculta a la SHCP para que, en casos excepcionales y debidamente justificado, autorice contratos de obras públicas, cuyo financiamiento sea superior a las asignaciones presupuestales aprobadas para un ejercicio fiscal, también prioriza el pago de los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo ya comprometidos sobre los nuevos:

ARTÍCULO 30

En casos excepcionales y debidamente justificados, la Secretaría de Programación y Presupuesto podrá autorizar que se celebren contratos de obras públicas, de adquisiciones o de otra índole, que rebasen las asignaciones presupuestales aprobadas para el año, pero en estos casos los compromisos excedentes no cubiertos quedarán sujetos, para los fines de su ejecución y pago, a la disponibilidad presupuestal de los años subsecuentes.

Tratándose de proyectos incluidos en programas prioritarios a los que se refiere el párrafo tercero del artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública, en que la mencionada Secretaría, en los términos que establezca el reglamento de esta Ley, haya otorgado su autorización por considerar que el esquema de financiamiento correspondiente fue el más recomendable de acuerdo a las condiciones imperantes, a la estructura del proyecto y al flujo de recursos que genere, el servicio de las obligaciones derivadas de los financiamientos correspondientes, se considerará preferente respecto de nuevos financiamientos, para ser incluido en los presupuestos de egresos de los años posteriores, hasta la total terminación de los pagos relativos.

Cuando los proyectos a que se refiere este artículo correspondan a programas de entidades cuyos presupuestos se incluyan en el Presupuesto de Egresos de la Federación se hará mención especial de estos casos al presentar el proyecto de Presupuesto a la Cámara de Diputados."

4.6.1.2 LEY GENERAL DE DEUDA PÚBLICA (LGDP)

El párrafo I del artículo 1 define que la deuda pública está constituida por las obligaciones de pasivos, directas o contingentes derivadas de financiamientos y a cargo de entidades como el Ejecutivo Federal y sus dependencias.

El párrafo II del artículo 2, define el financiamiento como la contratación, dentro o fuera del país, de créditos, empréstitos o préstamos

derivados de la adquisición de bienes, así como la contratación de obras o servicios cuyo pago se pacte a plazos.

Los párrafos I, III, IV y VI del artículo 4, faculta al Ejecutivo Federal, por conducto de la SHCP, para emitir valores y contratar empréstitos; autorizar a las entidades paraestatales para que contraten financiamiento para proyectos de inversión pública productiva, así como, cuidar el uso de los financiamientos contratados para inversión pública productiva y las condiciones en que se contraten. Así, esta Secretaría puede:

I. Emitir valores y contratar empréstitos para fines de inversión pública productiva...

III. Autorizar a las entidades paraestatales para gestionar y contratar financiamientos externos, fijando los requisitos que deberán observar en cada eventualidad.

IV. Cuidar que los recursos procedentes de financiamientos constitutivos de la deuda pública se destinen a la realización de proyectos, actividades y empresas que apoyen los planes de desarrollo económico y social; que generen ingresos para su pago o que se utilicen para el mejoramiento de la estructura del endeudamiento público.

VI. Vigilar que la capacidad de pago de las entidades que contraten financiamientos sea suficiente para cubrir puntualmente los compromisos que contraigan. Para tal efecto deberá supervisar en forma permanente el desarrollo de los programas de financiamiento aprobados, así como la adecuada estructura financiera de las entidades acreditadas.

El artículo 9, establece que el Congreso de la Unión también interviene en la regulación del esquema PIDIREGAS, porque está facultado para aprobar los montos del endeudamiento directo neto interno y externo que sean necesarios para el financiamiento del Gobierno Federal y de las entidades del Sector Público Federal.

El artículo 10, establece que el Ejecutivo Federal, debe proponer los montos del endeudamiento neto necesario, tanto interno como externo, para el financiamiento del presupuesto federal del ejercicio fiscal correspondiente,

proporcionando los elementos de juicio suficientes para fundamentar su propuesta. También tiene la obligación de informar al Congreso de la Unión acerca del estado de la deuda, al rendir cada año la Cuenta de la Hacienda Pública Federal. Asimismo, informará trimestralmente de los movimientos de la misma.

El artículo 18 de la LGDP tiene como objetivo regular que el monto del financiamiento de los proyectos no rebasen la capacidad de pago de las entidades públicas y establece una clara diferencia entre pasivos directos y contingentes.

ARTÍCULO 18

Los proyectos a cargo de las dependencias del Gobierno Federal que requieran financiamientos para su realización, deberán producir los recursos suficientes para su amortización y las obligaciones que se asuman, en razón de que dichos financiamientos, no deberán ser superiores a la capacidad de pago de las entidades del sector público que los promuevan.

La capacidad de pago de las dependencias del Gobierno Federal se establecerá en función de su disponibilidad presupuestal para los ejercicios subsecuentes.

Tratándose de obligaciones derivadas de financiamientos de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, referidos a actividades prioritarias y mediante los cuales las entidades adquieran bienes o servicios bajo cualquier modalidad, cuya fuente de pago sea el suficiente flujo de recursos que el mismo proyecto genere, y en los que se cuente con la previa aprobación de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en los términos del artículo 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, sólo se considerará, para efectos de la presente Ley, como pasivo directo, a los montos de financiamiento a pagar durante el ejercicio anual corriente y el ejercicio siguiente y el resto del financiamiento se considerará como pasivo contingente hasta el pago total del mismo."

4.7 PROPUESTAS DE REFORMA AL SECTOR

Durante décadas el sector eléctrico mexicano estuvo controlado por el estado por medio de la CFE y LFC. Así la industria eléctrica se estableció como un monopolio natural, de tal manera que la transmisión, generación y la distribución de electricidad se llevaba a cabo por una empresa verticalmente integrada. Sin embargo, los cambios en la tecnología y en el mercado eléctrico han ocasionado que esta industria perdiera en gran medida su característica de monopolio natural, por lo menos en la última década.

En 1992 se autorizó la participación de la inversión privada en actividades de generación de energía eléctrica. Sin embargo, estos han enfrentado una serie de problemas, debido a que la estructura actual del sector provoca que exista incertidumbre para los participantes del sector privado sobre la recuperación de sus inversiones.

Existen razones de peso para modificar el marco legal y establecer una reforma estructural en este sector una es poder abastecer la creciente demanda por electricidad y frenar la presión sobre las finanzas gubernamentales por erogar recursos para ser invertidos en ese sector.

Ante la necesidad de inversión privada para solventar las inversiones requeridas en la industria eléctrica, en 1999 la administración del presidente Zedillo envió al congreso una iniciativa de reforma constitucional a fin de llevar a cabo una privatización de la industria eléctrica parecida al modelo argentino, en esta propuesta solo las plantas hidroeléctricas y nucleares, la red de transmisiones, así como la política energética a manejarse seguirían estando bajo la administración gubernamental. Todo lo demás se licitaría a empresas privadas, nacionales o extranjeras. Por lo tanto se privatizaría la generación eléctrica, se daría en concesión a una empresa privada las líneas de transmisión y la red de media y baja tensión sería para empresas privadas regionales de distribución. Esta iniciativa se basaba en reformar los artículos 27 y 28 de la constitución para lograr el acceso de empresas privadas al sector eléctrico.

En esta nueva estructura se prevenía de la aparición de monopolios naturales mediante la regulación en la transmisión y distribución, para evitar que se pusieran barreras a la entrada afectando a la competencia en estas áreas. No obstante, esta reforma tenía ciertos problemas, el más importante era la falta de mecanismos que ofrecieran incentivos a los posibles participantes para la expansión en la transmisión de electricidad. Esto se debía a que la SENER iba a ser la encargada de planificar la expansión de la red de transmisión, lo que podría provocar que este mercado no pudiera establecerse ante la falta de libertad para que los participantes pudieran tomar sus decisiones. Esto también contradecía la posición del gobierno de que no correría riesgos ni protegería los intereses de los inversionistas privados, puesto que el gobierno era el responsable de esa expansión y al fin de cuentas estaba no solo participando en el mercado sino que corriendo los mismos riesgos que los inversionistas.

En el 2001, la administración del Presidente Fox formuló una nueva propuesta de reforma del sector eléctrico. En esta se modificaban los términos para la operación de autogeneración y los esquemas de cogeneración. El objetivo era incrementar la participación privada en la generación de electricidad para asegurar en el largo plazo un suministro de energía eléctrica suficiente, confiable, de calidad y a precios competitivos. Sin embargo esta iniciativa es rechazada por la Suprema Corte, la razón principal fue que la entrada del sector privado contradecía lo establecido en los art. 27 y 28 constitucionales. (establecen que la generación, transmisión y distribución son un servicio público y están reservados exclusivamente para ser manejado por el Estado).

Se han dado a conocer diferentes propuestas para reformar al sector eléctrico mexicano, dentro de las cuales sobresalen el continuar con el monopolio actual o cambiar a un mercado competitivo en las diversas áreas de este sector vía privatización. La experiencia internacional parece indicar que la segunda opción es la más viable, puesto que cuando el estado tiene el control público por medio de un monopolio natural en la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, se producen deficiencias productivas, tarifas que no son competitivas con el resto de los competidores, poca cobertura y calidad en el servicio, y una carga pesada para la hacienda pública y para los contribuyentes.

Es cierto que el sector eléctrico para su desarrollo inicial debe estar conformado como un monopolio, para apoyar primordialmente a las economías de escala desarrollando a este sector. Sin embargo, se ha evidenciado que una vez que se ha pasado de esa etapa, esta industria debe operar en algunas áreas de forma competitiva. Por ello en muchas partes del mundo se han dado cambios en su industria eléctrica mediante la entrada de inversión privada, no obstante, esto no se ha logrado consolidar totalmente.

Existe evidencia que la creación de un mercado competitivo reduce los costos y los precios de los servicios ofrecidos, incrementa la productividad y eficiencia, disminuye los costos de operación de la compañía y las disparidades en los precios regionales, se liberan recursos por el mejoramiento de las finanzas públicas (menor déficit y deuda), se tiene un servicio más eficiente, y se mejora la protección al medio ambiente.

5. ESQUEMAS DE CONTRATACIÓN

5.1 TIPOS DE CONTRATOS

En los últimos veinte años, el desarrollo del sector eléctrico mexicano ha enfrentado cambios estructurales muy notorios que han desembocado en una participación cada vez mayor de la inversión privada nacional y extranjera bajo diferentes esquemas, y en la modificación del papel que desempeñan las empresas eléctricas estatales, CFE y LFC en el desarrollo del sector.

Estos cambios se han reflejado en diversos aspectos relacionados con la estructura de la industria eléctrica y su organización, así como también en la geografía de la producción de electricidad. Asimismo, ha estado vinculado a la crisis económica y a la enorme deuda externa acumulada a principios de los años ochentas y a los cambios en la política económica interna, resultado de los acuerdos con el Fondo Monetario Internacional, así como también a la firma del TLCN y a la inserción del país en el proceso de globalización económica mundial.

De acuerdo a las reformas realizadas y el marco normativo vigente, el sector privado puede intervenir en las actividades que anteriormente estaban reservadas al estado y que actualmente no están consideradas como servicio público.

Para complementar los esfuerzos financieros del sector público en materia de generación eléctrica, se crearon los esquemas de financiamiento diferido llamado "*Proyecto de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Programa de Gasto*" también conocido como "*Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo*", "*Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo con Registro Diferido en el Gasto*" o PIDIREGAS, estos mecanismos han permitido la penetración de la iniciativa privada en la producción de electricidad, los cuales se definen como:

PIDIREGAS "Aquellas inversiones que realizan algunas entidades del sector paraestatal bajo control presupuestario directo, con financiamiento privado de largo plazo, para constituir activos generadores de ingreso cuyo impacto presupuestario se difiere en los subsecuentes ejercicios fiscales".

El diseño de los PIDIREGAS se inició a raíz de la crisis financiera de 1994-1995, con el objeto de hacer participar a la iniciativa privada en proyectos de infraestructura productiva, para que el Gobierno Federal pudiera liberar recursos presupuestarios destinados a fortalecer el gasto para el desarrollo social.

Los esquemas PIDIREGAS fueron creados entre 1995 y 1996 y empezaron a operar en 1997. En diciembre de 1995, el Congreso de la Unión aprobó reformas y adiciones al artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública y al artículo 30 de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público, las cuales permitieron que la iniciativa privada pudiera invertir en la generación de electricidad con el respaldo de recursos públicos presupuestales.

Dichas reformas legales establecen que únicamente podrán realizarse, con esa modalidad, inversiones que tengan una rentabilidad demostrada, ya que de esa manera se garantiza que las obligaciones contraídas durante el periodo de gestación y construcción de los proyectos tengan asegurado en grado razonable su pago pleno y puntual, por efecto del flujo futuro de ingresos que generen por la venta de los bienes y servicios resultantes.

Los proyectos PIDIREGAS son esquemas de inversión, en los cuales, las empresas privadas financian proyectos de infraestructura para la producción de energía. Para que un proyecto pueda ser realizado bajo este esquema, es necesario que los recursos que genere, por la venta de bienes y servicios, sean suficientes para cubrir las obligaciones financieras contraídas, así, solo aquellos proyectos en que el análisis de prefactibilidad que realizan las entidades tengan una rentabilidad demostrada y que correspondan a actividades prioritarias o estratégicas, en los términos que señala la Constitución, podrán calificar para que su financiamiento y registro de gasto se realice conforme a esta modalidad.

Los proyectos se pagan con los ingresos de su propia operación, para ser financiados requieren la firma de un contrato en el que está de por medio el producto o la obra. El Estado asume el riesgo de la inversión porque CFE firma el contrato como aval, mientras que los inversionistas recuperarán su inversión en el plazo pactado.

La normatividad presupuestaria divide el esquema PIDIREGAS (proyectos de infraestructura productiva de largo plazo) en dos modalidades:

a) **INVERSIÓN DIRECTA.** Esta modalidad presenta dos esquemas de inversión:

-Construir-Arrendar-Transferir (CAT): El constructor lleva a cabo todas las inversiones que requiere el proyecto y al término de la obra la entrega a CFE, para su operación mediante un contrato de arrendamiento financiero de largo plazo; una vez concluido éste, los activos son transferidos al patrimonio de CFE, es decir, las entidades públicas asumen una obligación directa y firme de adquirir los activos productivos construidos por el sector privado.

-Obra Pública Financiada (OPF): El constructor lleva a cabo todas las inversiones que requiere el proyecto, al término de la obra, CFE liquida el total de las inversiones contratadas, para lo cual obtiene directamente el financiamiento de largo plazo que le permita pagar las obras realizadas.

INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA: (PROYECTOS IMPORTANTES)

- **CENTRAL CARBOELÉCTRICA PACÍFICO,** (OPF) con una capacidad de generación de 648 MW, la cual entrará en operación el 1 de febrero del 2007; dicho proyecto se desarrolla en el municipio La Unión, Guerrero. El monto total de inversión estimada es de 9 mil 699.4 MDP, los cuales se amortizarán durante los ejercicios presupuestales 2004 al 2007.
- **CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CAJÓN,** (OPF) con una capacidad de generación de 750 MW, la cual entrará en operación el 1 de febrero del 2007; este proyecto se desarrolla en el municipio de Yesca, Nayarit. El monto total de inversión estimada es de 8 mil 284.2 MDP, los cuales se empezarán a amortizar a partir del ejercicio presupuestal 2003 y continuarán hasta el 2009.
- **CENTRAL TERMOELÉCTRICA SAMALAYUCA II,** (CAT) con una capacidad de generación de 522 MW, entró en operación a partir del 9 de enero de 1999; este proyecto se desarrolló en el municipio de Cd. Juárez, Chihuahua, con una inversión de 7 mil 152.4 MDP que se amortizaron con recursos presupuestales de los ejercicios 1996, 1997 y 1998.
- **LÍNEA DE TRANSMISIÓN RED ASOCIADA A ALTAMIRA II, III Y IV,** (OPF) de 1,082 kilómetros de conexión, que entró en operación el 24 de octubre del 2001. El proyecto abarca varios municipios y estados, alrededor de Altamira, Tamaulipas, con una inversión de 4 mil 049.8 MDP, monto que se está amortizando con recursos presupuestales de los ejercicios fiscales 2001 al 2004.

- **CENTRAL GENERADORA DE CICLO COMBINADO MONTERREY II**, (CAT) con capacidad de generación de 450 MW, la cual entró en operación el 17 de septiembre del 2000. El proyecto se ubica en el municipio de Pesquería, Nuevo León, con una inversión de 3 mil 377.1 MDP, los cuales se amortizaron durante los ejercicios presupuestales 1998, 1999 y 2000.

b) **INVERSIÓN CONDICIONADA.** Comprende los proyectos en donde los activos son propiedad privada, pero deberían ser adquiridos forzosamente por las entidades públicas (PEMEX o CFE) si estas llegaran a incumplir el contrato por alguna de las eventualidades extremas previstas como fuerza mayor. Esta modalidad se ejecuta con el siguiente esquema:

-Productores Independientes de Energía (PIE): El constructor lleva a cabo todas las inversiones que requiere el proyecto; al término de la obra le vende la energía a CFE, previo contrato de compra-venta a largo plazo. Esta modalidad no implica ningún pasivo real para el Sector Público.

INVERSIÓN FINANCIADA CONDICIONADA: (PROYECTOS MAS IMPORTANTES)

- **CENTRAL GENERADORA DE CICLO COMBINADO TAMAZUNCHALE II**, (PIE) con una capacidad de generación de 972 MW. Se localiza en el municipio de Tamazunchale, S. L. Potosí y entrará en operación el 1 de abril del 2008, con una inversión de 7 mil 953.6 MDP, los cuales se amortizarán con recursos presupuestales a partir del ejercicio 2006.
- **CENTRAL GENERADORA DE CICLO COMBINADO TAMAZUNCHALE I**, (PIE) con una capacidad de generación de 1,016 MW, la cual entrará en operación el 1 de febrero del 2007. El proyecto se ubica en el municipio de Tamazunchale, S. L. Potosí, con una inversión de 6 mil 542.8 MDP, los cuales se amortizarán durante los ejercicios presupuestales 2005, 2006 y 2007.
- **CENTRAL GENERADORA DE CICLO COMBINADO ALTAMIRA V**, (PIE) con capacidad de generación de 1,088 MW. Dicha planta se ubica en el municipio de Altamira, Tamaulipas y entrará en operación el 1 de noviembre del 2006, con una inversión de 6 mil 535.1 MDP, los cuales serán amortizados con recursos de los ejercicios presupuestales 2004, 2005 y 2006.
- **CENTRAL GENERADORA DE CICLO COMBINADO ALTAMIRA III Y IV**, (PIE) con capacidad de generación de 1,036 MW. Esta planta se localiza en el municipio de Altamira, Tamaulipas y entrará en operación el 1 de octubre del 2003, con una inversión de 6 mil 240.2 MDP, los cuales se

amortizaron con recursos de los ejercicios presupuestales 2001, 2002 y 2003.

- **CENTRAL GENERADORA DE CICLO COMBINADO TUXPAN III Y IV, (PIE)** con capacidad de generación de 1,120 MW. La planta se localiza en el municipio de Tuxpan, Veracruz y entrará en operación el 30 de mayo del 2003, con una inversión de 6 mil 151.7 MDP, los cuales se amortizaron con recursos de los ejercicios presupuestales 2001, 2002 y 2003.

El atractivo principal de este esquema PIDIREGAS es que permite ampliar el gasto público, porque es posible diferir su pago en los ejercicios fiscales subsecuentes. La fuente de pagos es el flujo de recursos generados por el proyecto. El pago comienza a partir de la entrega de la obra y se escalona por varios años, hasta la recuperación de la inversión.

CENTRALES ELÉCTRICAS PROMOVIDAS POR CFE CON INVERSIÓN PRIVADA, EN LA MODALIDAD DE PIE Y MEDIANTE LOS ESQUEMAS DE FINANCIAMIENTO CAT Y OPF (EN OPERACIÓN Y CONSTRUCCIÓN)

PROYECTO	TIPO	MODALIDAD / ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO	CAPACIDAD MW	CONSORCIO GANADOR	UBICACIÓN	
1	MÉRIDA III	CC	PIE	484	AES/Nichimen	Yucatán
2	HERMOSILLO	CC	PIE	250	Unión Fenosa	Sonora
3	BAJO (EL SAUZ)	CC	PIE	591	Intergen	Guanajuato
4	SALTILLO	CC	PIE	247.5	Electricidad de Francia	Coahuila
5	TUXPAN II	CC	PIE	495	Mitsubishi	Veracruz
6	RÍO BRAVO II	CC	PIE	495	Electricidad de Francia	Tamaulipas
7	MONTERREY III	CC	PIE	488	Iberdrola	Nuevo León
8	ALTAMIRA II	CC	PIE	495	Mitsubishi/ Electricidad de Francia	Veracruz
9	CAMPECHE	CC	PIE	252	TransAlta	Tabasco
10	TUXPAN III-IV	CC	PIE	1,120	Unión Fenosa	Veracruz
11	ROSARITO IV	CC	PIE	499	Intergen	Baja California
12	NACO-NOGALES	CC	PIE	258	Unión Fenosa	Sonora
13	CHIHUAHUA III	CC	PIE	259	TransAlta	Chihuahua
14	ALTAMIRA III-IV	CC	PIE	1,036	Iberdrola	Tamaulipas
15	RÍO BRAVO III	CC	PIE	495	Electricidad de Francia	Tamaulipas
16	RÍO BRAVO IV	CC	PIE	500	Electricidad de Francia	Tamaulipas
17	LA LAGUNA II	CC	PIE	500	Iberdrola	Durango
18	SAMALAYUCA II	CC	CAT	522	Intergen/ GE	Chihuahua
19	CERRO PRIETO IV	GT	CAT	100	Mitsubishi	Baja California
20	MONTERREY II	CC	CAT	450	ABB Energy Venture/ Nissho Iwai	Nuevo León
21	CHIHUAHUA II	CC	CAT	445	Mitsubishi	Chihuahua
22	TRES VIRGENES	GT	CAT	10	Alstom	Baja California Sur
23	ROSARITO III	CC	CAT	497	ABB Energy Venture/ Nissho Iwai	Baja California

5. Esquemas de Contratación

PROYECTO	TIPO	MODALIDAD / ESQUEMA DE FINANCIAMIENTO	CAPACIDAD MW	CONSORCIO GANADOR	UBICACIÓN	
24	PUERTO SAN CARLOS II	D	CAT	39	Abengoa/ Endesa	Baja California Sur
25	M. MORENO TORRES II	HE	OPF	930	Alstom	Chiapas
26	LOS AZUFRES II	GT	OPF	100	Alstom	Michoacán
27	GUERRERO NEGRO II	D	OPF	10.7	Hyundai/ Heavy Industries	Baja California Sur
28	EL SAUZ	TG a CC	OPF	133	Siemens/ Westinhouse	Querétaro
29	EL SAUZ	V a CC	OPF	139		Querétaro
30	EL CAJÓN	HE	OPF	750	ICA/ Energo Machexport – Power Machines	Nayarit
31	TUXPAN V	CC	PIE	480	Mitsubishi	Veracruz
32	ALTAMIRA V	CC	PIE	1088	Iberdrola	Tamaulipas
33	VALLADOLID III	CC	PIE	525	Mitsui & Co. LTD	Yucatán
34	TAMAZUNCHALE I	CC	PIE	1016		San Luis Potosí
35	MEXICALI II	CC	PIE	223		Baja California
36	TAMAZUNCHALE II	CC	PIE	972		San Luis Potosí

CC= ciclo combinado; GT= geotérmica; D= Diesel; TG= turbo gas; HE= hidroeléctrica; V= termoeléctrica convencional
Fuente: SENER 2002

5.1.1 LÍMITES DEL ESQUEMA DE PARTICIPACIÓN PRIVADA

Según la Comisión Reguladora de Energía, México no puede seguir enfrentando los retos del crecimiento de la industria eléctrica por medio de este esquema de financiamiento, por las siguientes razones:

- **TRANSFIEREN EL RIESGO AL ESTADO.** Estos esquemas no representan una verdadera inversión de capital por parte de este sector, ya que el Estado es quien asume el riesgo de la inversión. El capital privado ha fluido gracias a las garantías gubernamentales.
- **COMPITEN CON EL GASTO SOCIAL.** Por el tamaño de los recursos que anualmente se está asignado para el financiamiento de los PIDIREGAS, el Gobierno Federal enfrenta una disyuntiva, si se asigna más gasto para ampliar la infraestructura del sector eléctrico, se reduce el presupuesto para gasto social, sin embargo, el pago a los PIDIREGAS se financia, por ley, con los ingresos que genera el proyecto, es decir, venta de electricidad.
- **DESESTABILIZAN LOS EQUILIBRIOS MACROECONÓMICOS.** Los compromisos de pago asociados a este esquema generan presiones de corto plazo sobre el gasto y el déficit público. Hay que señalar que si se

consideran las obligaciones potenciales del gobierno federal (deuda interna, deuda externa, Instituto Mexicano del Seguro Social, Instituto de Seguridad y Servicios Sociales para los Trabajadores del Estado, Instituto para el Ahorro Bancario, deuda de los estados, PIDIREGAS, fideicomisos y fondos FARAC), la deuda pública supera 123% del PIB.

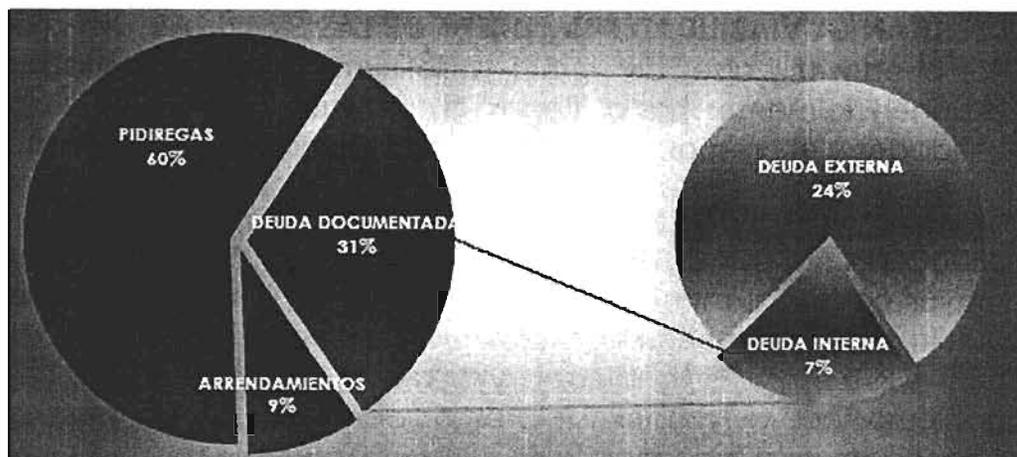
- **DEBILITAN LA VIABILIDAD FINANCIERA DE LAS EMPRESAS.** Dicho esquema no puede utilizarse de forma indefinida, pues la deuda crecería exponencialmente hasta llegar a un punto insostenible para las entidades y el presupuesto público, ya que la relación pasivo/capital no soportaría el nivel de endeudamiento.
- **REDUCEN LA CAPACIDAD DE ENDEUDAMIENTO DEL ESTADO.** Aunque la mayor parte del monto de los PIDIREGAS se contabiliza como deuda contingente, los mercados internacionales de capital lo consideran de muy alto riesgo, tal calificación se adhiere a la abultada deuda del gobierno federal, ambos factores inciden en la menor capacidad de endeudamiento federal.

 COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD		DIRECCION DE FINANZAS SUBDIRECCION DE OPERACION FINANCIERA GERENCIA DE CREDITOS						
COMPOSICION DE LA DEUDA AL 30 DE JUNIO DE 2004 (Millones de Dólares Equivalentes)								
CONCEPTO	SALDO AL 30/JUN/04	JUL - DIC 2004	2005	2006	2007	2008	POSTERIOR	
ARRENDAMIENTOS	630.5	103.4	266.5	142.1	27.2	18.3	72.4	
DEUDA RECLASIFICADA	60.6	40.9	2.4	2.4	2.4	2.4	30.2	
DEUDA NO RECLASIFICADA	549.4	62.4	264.5	139.7	24.8	15.9	42.2	
PIDIREGAS	4,173.2	197.6	397.8	395.6	405.5	403.5	2,373.2	
CONSTRUIR, ARRENDAR, TRANSFERIR (CATS)	1,969.5	73.9	150.4	154.0	152.3	156.1	1,281.7	
OSRA PUBLICA FINANCIADA (OPF's)	2,204.6	123.7	247.4	241.6	253.2	247.4	1,091.5	
DEUDA DOCUMENTADA	2,195.9	173.1	402.8	516.1	174.0	139.9	790.1	
DEUDA INTERNA	479.8	80.1	118.3	116.0	55.0	33.9	76.6	
LARGO PLAZO	459.9	60.1	118.3	116.0	55.0	33.9	76.6	
CORTO PLAZO	19.9	19.9	-	-	-	-	-	
DEUDA EXTERNA	1,716.1	93.0	284.4	400.1	119.0	106.0	713.5	
LARGO PLAZO	1,716.1	93.0	284.4	400.1	119.0	106.0	713.5	
CORTO PLAZO	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	6,989.3	474.0	1,067.5	1,093.8	606.6	581.7	3,235.6	

TIPO DE CAMBIO UTILIZADO: EL EMITIDO POR EL BANCO DE MEXICO AL 30 DE JUNIO DE 2004.

En realidad, el gasto que ha ejercido la CFE en los últimos años, incluyendo el pago de los PIDIREGAS, proviene de los propios ingresos que genera la empresa.

COMPOSICIÓN DE LA DEUDA CFE
(30 JUNIO 2004)



La última transferencia fiscal data de 1995. El problema total de la industria eléctrica mexicana está centrado en la falta de transparencia de la estructura organizacional y de toma de decisiones, que se traduce en un alto grado de discrecionalidad.

En primer lugar, el gobierno es juez y parte: por un lado es autoridad tutelar y por la otra operador del servicio.

En segundo lugar, ordena el funcionamiento de la industria eléctrica a partir de objetivos no siempre compatibles con los de continuidad y calidad del suministro, eficiencia y productividad, cuidado ambiental y compatibilidad social.

Dicha discrecionalidad se manifiesta notablemente en la fijación de tarifas, la emisión de licitaciones para la realización de las obras, la gestión del presupuesto de la CFE, y las atribuciones de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), como se explica a continuación:

a) **TARIFAS.** Es necesario hacer transparente el proceso de fijación de las tarifas, en el que se tenga en cuenta a la dirección de la empresa y se hagan explícitos el cálculo de los subsidios, los aprovechamientos y los compromisos de inversión que tienen que ser pagados por la tarifa, como los PIDIREGAS, ya

que el marco jurídico vigente indica que los nuevos proyectos de inversión con ahorro privado deben ser autofinanciables, es decir, pagarse con el recibo que se cobra a los usuarios.

b) **LICITACIONES.** Las licitaciones para la contratación de las obras previstas en el programa de obras de la CFE pueden atrasarse a petición de la SHCP o de la Secretaría de Energía, por razones de índole macroeconómica (reducción del gasto público para frenar la inflación) o políticas (justificar la privatización de funciones o activos). En ese sentido, la estrategia de financiamiento basada en los PIDIREGAS es sensible a la coyuntura económica y política.

c) **ATRIBUCIONES DE LA CRE.** Este organismo no ha sido dotado de la autoridad necesaria para imponer normas equitativas de funcionamiento que permitan equilibrar la posición dominante de la CFE y la acción discrecional del Estado.

5.1.2 EVALUACIÓN DE LOS PIDIREGAS

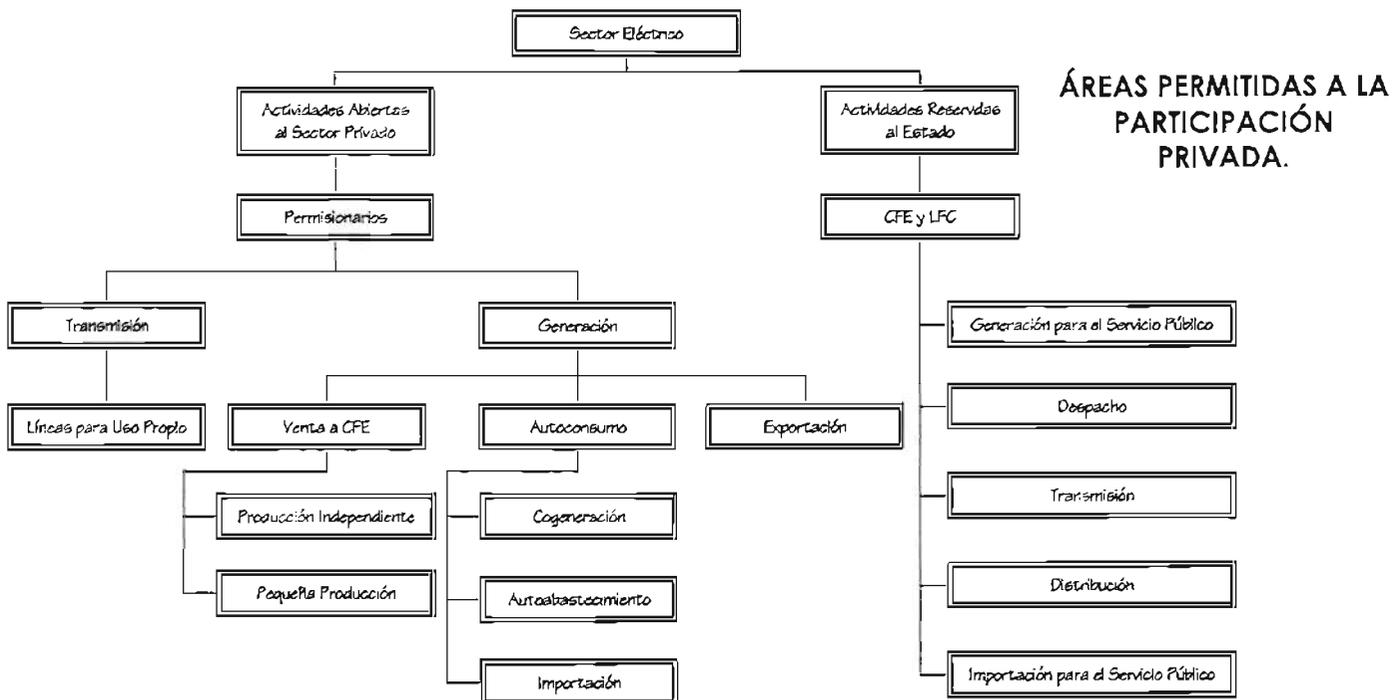
Para saber si los PIDIREGAS son autofinanciables, tal como lo determina el artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública, se realiza un análisis de la relación ingreso-gasto de los proyectos. Para eso es necesario definir los siguientes conceptos:

- **INGRESOS TOTALES DE LA INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA:** son los recursos brutos obtenidos como producto de los bienes y servicios de las plantas construidas bajo el esquema PIDIREGAS. Este rubro incluye ingresos públicos derivados de la operación de las plantas entregadas a la CFE a través del esquema CAT.
- **GASTOS TOTALES DE LA INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA:** incluye gasto programable y no programable para inversión física y otros gastos de operación de la entidad pública generados a partir de la implementación de la inversión financiada directa por parte de las empresas privadas.
- **OBLIGACIONES FINANCIERAS DE LA INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA:** son los pagos anuales con recursos presupuestales por concepto de amortizaciones e intereses de los proyectos de inversión financiada.

- **VALOR CONTINGENTE DE LA INVERSIÓN CONDICIONADA:** son los montos que están contemplados en los contratos de inversión condicionada celebrados entre las empresas privadas y la entidad pública, en los cuales se especifica que, en caso de que existieran condiciones adversas para las empresas que construyen y operan las plantas de inversión condicionada, ya sean financieras o por incumplimiento de pagos; la entidad pública tendría que adquirir dichas plantas, para lo cual se tienen calculados los montos del valor de dichas plantas que se garantizarían con recursos públicos presupuestales.
- **SALDO:** Es el resultado de restarle a los ingresos totales de la inversión financiada directa, las obligaciones financieras, los gastos totales de la inversión financiada directa y el valor contingente de la inversión condicionada.

5.2 ESQUEMAS DE PARTICIPACIÓN

El financiamiento de los programas de inversión a cargo de la CFE se realizan con recursos propios, endeudamiento (banca nacional y extranjera) y la inversión privada.

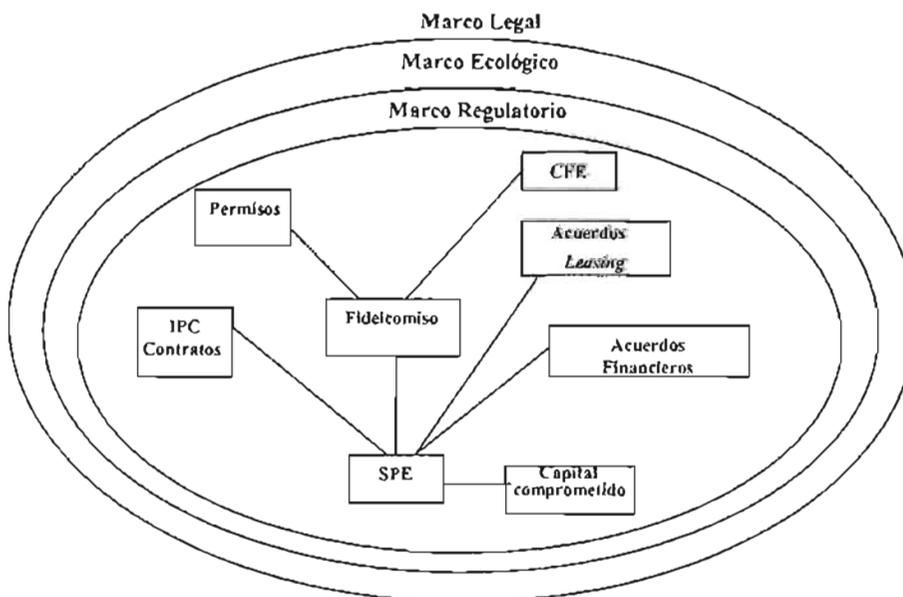


Dada la limitación de las finanzas públicas, muchos de los nuevos proyectos de generación se licitan a inversionistas nacionales y extranjeros bajo el esquema de Productor Independiente de Energía y de Obra Pública Financiada que se utiliza para líneas de transmisión, subestaciones, ampliación de plantas existentes y nuevas plantas hidroeléctricas.

Los esquemas financieros para la ampliación de la infraestructura eléctrica con participación privada son los siguientes:

Construir-Arrendar-Transferir (CAT). En este esquema el contratista financia, construye y conserva la propiedad de la planta o instalación, entregándola a la CFE para su operación mediante un contrato de arrendamiento de largo plazo y transfiriendo la propiedad al término del periodo pactado.

El esquema CAT se usa en donde la responsabilidad del contratista ganador del concurso, es conseguir también el crédito de largo plazo y entonces CFE cada año va haciendo el compromiso de pago del crédito correspondiente para hacer la central. La central pasa a poder de CFE que lo opera.



El contratista financia, construye y conserva la propiedad de la planta, entregándola a CFE para su operación bajo un contrato de arrendamiento de largo plazo transfiriendo la propiedad al término del periodo pactado. Esta modalidad requiere de un vehículo financiero, que generalmente es un

fideicomiso constituido por el contratista para contratar el financiamiento requerido, de manera que dicho vehículo es quien se obliga ante la institución financiera y retiene la propiedad de la planta o instalación.

En 1998, CFE dejó de utilizar el esquema y lo reemplazó por el de OPF, a efecto de limitar el financiamiento del contratista a la etapa de construcción, considerando que el organismo puede obtener términos más favorables en la contratación directa de los financiamientos de largo plazo.

Obra Pública Financiada (OPF). En este esquema el papel del contratista se limita al periodo de construcción, de manera que el organismo tiene que pagar las obras al momento de su terminación y entrega. Dicho pago se realiza mediante un financiamiento de largo plazo contratado directamente por el organismo y canalizado mediante un vehículo financiero para realizar los pagos al contratista.

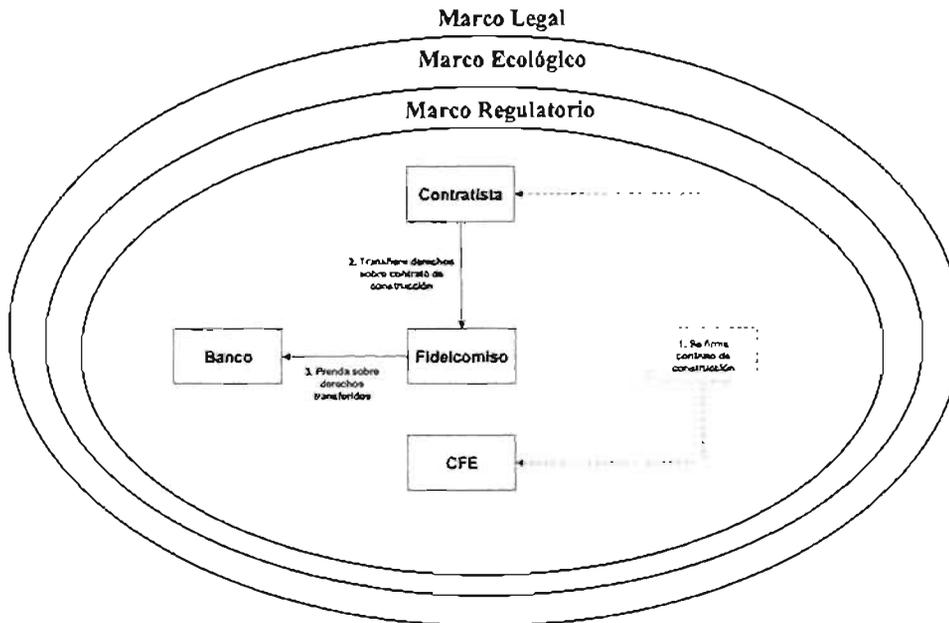
El esquema de OPF es el que el contratista financia la obra hasta su construcción (de 3 a 6 años) y una vez que está terminada y lista para entrar en operación, se entrega a CFE, se prueba, se hace la recepción de la obra y se liquida el total de la inversión. CFE entonces consigue un crédito de acuerdo con el esquema que autorizó a la SHCP. Este crédito se empieza a pagar año con año para pagar la inversión con el producto del uso de la infraestructura correspondiente.

Mediante licitación internacional pública se adjudica el proyecto al consorcio que ofrece el menor precio alzado.

El Contratista ganador es responsable del financiamiento y construcción de las instalaciones.

Al concluir la construcción y ser entregadas las instalaciones a CFE, el Contratista recibe el pago del precio alzado que ofertó en la licitación y concluye su participación en el proyecto.

De 2001 a 2003, CFE financió proyectos de OPF, básicamente líneas de transmisión y subestaciones, a través de créditos bancarios y colocaciones privadas en el extranjero, por casi 2,400 millones de dólares a plazos de 10 años.



Construcción-Operación-Transferencia (COT). En este esquema el contratista construye y opera las instalaciones, pero transfiere la propiedad de las mismas al término del contrato. El contratista asume la responsabilidad de la operación de las instalaciones mediante un contrato de prestación de servicios de largo plazo. La transferencia final de los bienes se realiza a título gratuito y no se considera inversión pública. La diferencia en relación con el esquema CAT radica en que en la modalidad COT el contratista asume la responsabilidad de la operación de las instalaciones, a través de un contrato de prestación de servicios cuya vigencia es también de largo plazo.

Construcción-Operación (CO). Es similar al contrato COT, la diferencia estriba en que al término del contrato no se transfieren las instalaciones al organismo. Este esquema constituye también un contrato de prestación de servicios semejante al COT, la CFE por ejemplo lo aplica en la construcción y operación de gasoductos.

Productor Independiente de Electricidad (PIE). De acuerdo con este esquema, el contratista construye, opera y mantiene la propiedad de las instalaciones bajo su responsabilidad.

Mediante licitación internacional pública se adjudica el proyecto para la construcción y operación de una central generadora al concursante privado que ofrece el menor precio unitario de generación.

El ganador es responsable del financiamiento del proyecto, de la construcción de la planta y de su operación. Para su financiamiento, el contratista utiliza normalmente créditos bancarios y emisiones de bonos en el extranjero.

CFE firma un contrato por 25 años para la compra de capacidad y energía asociada que produzca el contratista, este mantiene la propiedad y operación de la planta. Es factible que el contratista venda parte o el total de sus activos para liberar capacidad crediticia y seguir participando en nuevos proyectos.

El productor externo de energía no puede vender la energía, precisamente por la restricción del artículo 27. Sí puede hacer autoconsumo, en algunos casos, pero en la generalidad la obra está construida para que sea entregada exclusivamente a CFE.

El productor externo es el productor independiente, que es propietario, hay un contrato de compra de energía, con un compromiso de pago por capacidad, por tener la energía disponible y, por otra parte, con penalidades serias en caso que falle en suministrar la energía que se compromete por contrato. Los productores independientes de energía, no constituye un crédito a CFE, sino al productor y CFE paga indirectamente por la energía que recibe.

Los proyectos son financiables porque se firma un contrato de largo plazo (*Power Purchase Agreement*), mediante el cual la CFE se compromete a abonar al contratista pagos fijos por tener a su disposición la capacidad de generación, así como pagos variables por la energía entregada a la red de acuerdo con el despacho de carga. El pago por capacidad es del tipo toma o paga (*take or pay*), es decir, el organismo se compromete a pagar por la capacidad de generación disponible, independientemente de si es despachado o no lo es.

El montaje financiero de los proyectos de PIE por lo general tienen una estructura con organismos multilaterales y Bancos de Inversión Nacionales e Internacionales

Por lo general las empresas que menos problemas tienen en financiar los proyectos de electricidad en México lo hacen en un 70% deuda y el 30% de capital.

Entre los Bancos Multilaterales que intervienen se encuentran:

- BID Banco Interamericano de Desarrollo
- IFC – Brazo del Banco Mundial
- JBIC – El Banco Japonés

Entre los Bancos Internacionales que intervienen se encuentran

- JP Morgan
- Deutsche Bank
- Société Générale
- GNP Paribas

Entre los Banco Nacionales que intervienen se encuentra

- Bancomext

El tratamiento como PIDIREGAS del esquema PIE, al igual que el COT y el CO, estriba en que los contratos contienen cláusulas que obligan a la entidad a adquirir las instalaciones en situaciones de incumplimiento o fuerza mayor gubernamental.

Este esquema fue aplicado primero en la central Mérida III, inaugurada en junio del 2000, y en los 10 proyectos que se licitaron en el periodo de 1997 a 1999.

5.2.1 EVOLUCIÓN DEL ESQUEMA DE PRODUCTOR INDEPENDIENTE DE ENERGÍA

Una alternativa para evitar la erogación de cuantiosas inversiones por parte del sector público en la construcción de nuevas centrales eléctricas ha consistido en licitar la **Compra de Capacidad y Energía (CCE)** a Productores Independientes.

Si bien esta solución no requiere de inversión del sector público para la construcción de las centrales eléctricas, sí demanda garantías de CFE o LFC

con respecto a la compra de la electricidad a largo plazo (25 años), mismas que son otorgadas con el respaldo del Gobierno Federal.

Es decir, su utilización como alternativa para que el sector privado instale nuevas centrales de generación de electricidad, sigue dependiendo de la capacidad de endeudamiento del sector público, dado que actualmente es necesario registrar como deuda contingente, la inversión privada en el Presupuesto de Egresos de la Federación.

Desde 1996 a la fecha, se han asignado 20 Contratos de Compra de Capacidad y Energía (CCCE) a diversas empresas privadas, las cuales están en proceso de construir las centrales correspondientes bajo la modalidad de Producción Independiente.

Los CCCE han tenido cambios importantes desde el primer proyecto que se licitó en 1996.

La primera generación de CCCE (Mérida III) corresponde a contratos por 25 años, en los que CFE se responsabiliza de la entrega del gas natural, y no existe la posibilidad de terminarlos con anticipación y a costos unitarios de inversión relativamente altos. El PIE solo financia, construye y opera la central de acuerdo con las reglas de despacho de la CFE, responsabilizándose por la entrega del combustible.

En la segunda generación de CCCE se incluye la opción de que el Productor Independiente pueda adquirir el gas de CFE o con otro proveedor por los primeros cinco años, donde se tratan de obtener el gas natural a precios más bajos, ya sea en PEMEX o en el extranjero, para lograr ganancias adicionales en la transformación de combustible en electricidad. Al no obtener esta ventaja, le transfieren nuevamente a CFE la responsabilidad de suministrarles este combustible. Esta generación incluye una cláusula de terminación anticipada (Hermosillo, Río Bravo, Saltillo y El Sauz).

La tercera generación de CCCE (Monterrey III) incluye adicionalmente una cláusula de salida revisada, la cual toma en cuenta la posibilidad de que en nuestro país entre en operación un mercado mayorista de electricidad, y se puede incorporar capacidad adicional a la solicitada por CFE en cualquier arreglo que convenga al PIE, incluyendo la cogeneración para comprometerla con terceros, es decir, que les permita la venta a los grandes consumidores industriales, utilizando las líneas de CFE. También incorpora

varios puntos de interconexión y elimina la posibilidad que CFE proporcione el gas.

Toda vez que para la ejecución de estos contratos se requiere una garantía, de facto los mismos constituyen deuda pública, situación que originó las siguientes consecuencias:

- El pago anual a los productores independientes se convirtió en una parte ineludible del presupuesto público anual, con lo que imposibilitan que dichos fondos puedan ser destinados a otros proyectos del sector público, durante su vigencia.
- Dado que se pactó realizar los pagos en dólares, estos varían dependiendo de la fluctuación peso/dólar, al igual que cualquier otro pago de deuda externa.
- Como los pagos están constituidos sobre préstamos bancarios al exterior, se contabilizan como parte de la deuda externa mexicana, para efectos de préstamos de bancos extranjeros. Asimismo, debido a la variación en sus intereses por las fluctuaciones, se considera al exterior que esta situación también afecta la tasa de interés de la deuda externa mexicana, lo que ocasiona incertidumbre a los industriales.

Bajo este escenario, ningún particular se arriesgaría a participar en el desarrollo de estos proyectos, sin contar con una garantía, debido al riesgo que CFE y LFC, como únicos compradores, tengan el poder de renegociar el precio de compra de la energía. Sin embargo, si existieran otros compradores a los que se pudiera vender la electricidad generada, esta garantía sería innecesaria.

En los mercados internacionales, ha quedado demostrado que los desarrolladores se encuentran dispuestos a asumir los riesgos de los proyectos, inclusive han construido plantas sin contrato, solamente bajo la garantía de entrada a un mercado.

En consecuencia, se tiene el reto de aumentar las inversiones privadas en el sector eléctrico, sin otorgar garantías del gobierno que comprometan su nivel de endeudamiento y que alienten la competencia entre los participantes públicos y privados en el sector.

6. GENERACIÓN

6.1 PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL CAJÓN

6.1.1 EL MERCADO HIDROELÉCTRICO EN MÉXICO

En México existe un potencial hidroeléctrico identificado por CFE del orden de los 52,000 MW, de los cuales a la fecha se han aprovechado aproximadamente 9,000 MW, principalmente en proyectos superiores a los 200 MW de capacidad.

El desarrollo de este tipo de proyectos involucra la utilización de diversos bienes nacionales (agua, presas, canales, cauces, etc.) bajo la administración de la Comisión Nacional del Agua (CNA).

Los aprovechamientos hidroeléctricos que existen en México se han clasificado, conforme a la necesidad de construir la infraestructura requerida para su desarrollo, de la siguiente forma:

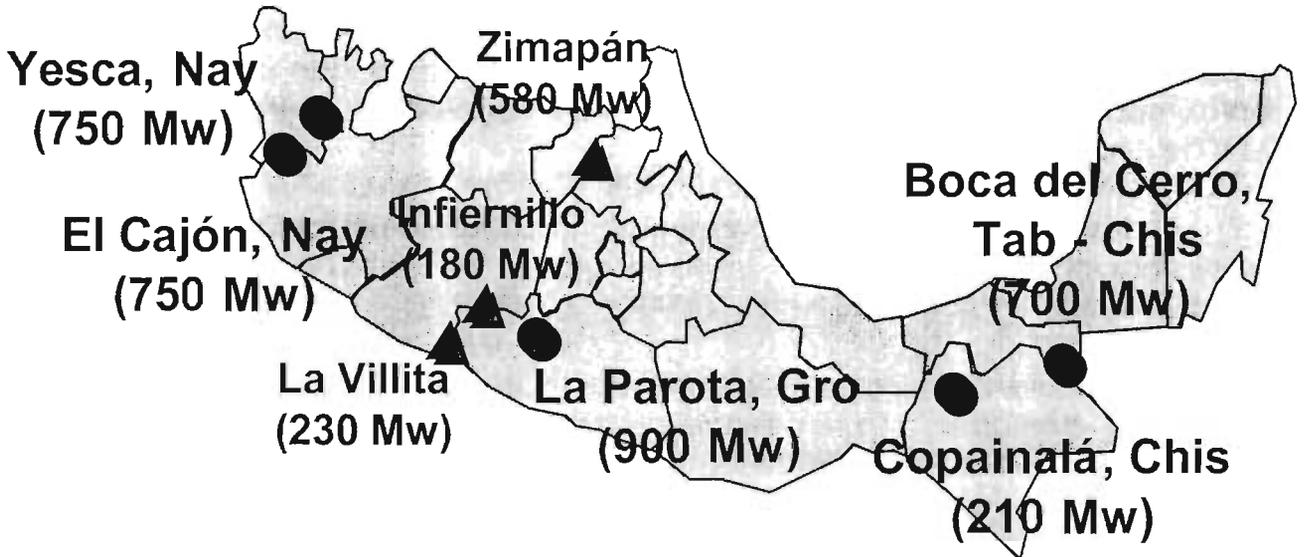
- **Proyectos Nuevos.** Son aquellos en los que únicamente existe un flujo de agua y el cauce y/o caída natural del recurso. Se podrían realizar proyectos al hilo de agua, o bien, mediante la construcción de una presa u otra obra civil.
- **Equipamientos.** En este caso, además del flujo de agua, existe algún tipo de infraestructura como presas, canales o cualquier otro tipo de obra civil. En estos casos, un proyecto hidroeléctrico implicaría la instalación del equipo electromecánico y de obras civiles. La mayoría de estos inmuebles están bajo la administración de CNA.

Otra ventaja del proyecto hidroeléctrico, es que diversifica las tecnologías que se utilizan para satisfacer la demanda futura por electricidad, logrando así, la independencia energética del país, al no depender exclusivamente de la disponibilidad de algún combustible, adicionalmente este proyecto permite liberar al país del aumento en las emisiones de CO₂ que llevaría a cabo una termoeléctrica de la misma capacidad.

Este tipo de centrales sobresalen por su nula contaminación al medio ambiente, ya que el agua que confluye una vez utilizada en las plantas, regresa al caudal de los ríos sin alteraciones en la temperatura y calidad de la misma.

6.1.2 PROGRAMA DE OPF EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

En el programa de 10 años del plan de expansión de la generación de Comisión Federal de Electricidad, hay 5 proyectos hidroeléctricos, que son el Cajón, Copainalá, La Parota, Yesca y Boca del Cerro.



Igualmente se tiene contemplado las ampliaciones de las centrales: Zimapán (580 MW), La Villita (230 MW), Infiernillo (180 MW)

PROGRAMA DE OPF EN GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 2004

Según la CFE, hasta julio del 2004 se tiene contemplado licitar bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) el siguiente proyecto:

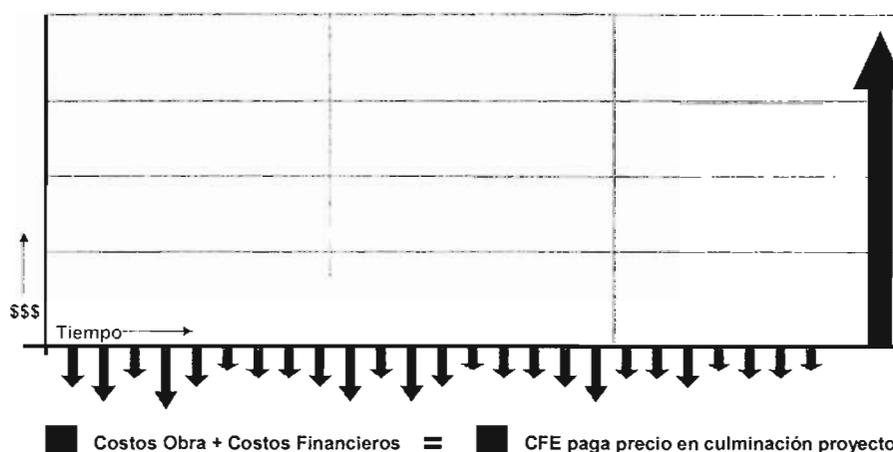
CENTRAL	MW	Fecha publicación convocatoria	Fecha recepción ofertas	Fecha inicio construcción	Fecha operación comercial
CH LA PAROTA	900.0 MW	16-Nov-04	03-May-05	11-Jul-05	01-Ene-11

6.1.3 ESQUEMA OPF

Este esquema de OBRA PUBLICA FINANCIADA fue aplicado inicialmente por PEMEX para la Reconfiguración de la Refinería de Cadereyta. En este caso el contratista asumió la responsabilidad total de los trabajos hasta la puesta en operación de las plantas y proporcionó a su vez el financiamiento de largo plazo, de manera que PEMEX iniciará los pagos de capital e intereses una vez que el proyecto haya sido concluido y recibido de acuerdo con las condiciones pactadas.

Cierto número de proyectos de CFE se están desarrollando también bajo el esquema OPF. En este esquema el financiamiento del contratista se limita al periodo de construcción, de manera que el organismo tiene que pagar las obras al momento de su terminación y entrega. Dicho pago se realiza mediante un financiamiento de largo plazo contratado directamente por el organismo y canalizado a través de un vehículo financiero para realizar los pagos al contratista.

Se trata de un contrato a precio alzado en el que el ganador de la licitación se obliga a diseñar, construir y financiar los proyectos. El precio ofertado debe incluir la ingeniería, procuración, construcción y los costos de financiamiento durante la construcción. Una vez terminadas las obras y recibidas por CFE son liquidadas en su totalidad, asumiendo CFE el financiamiento de largo plazo.

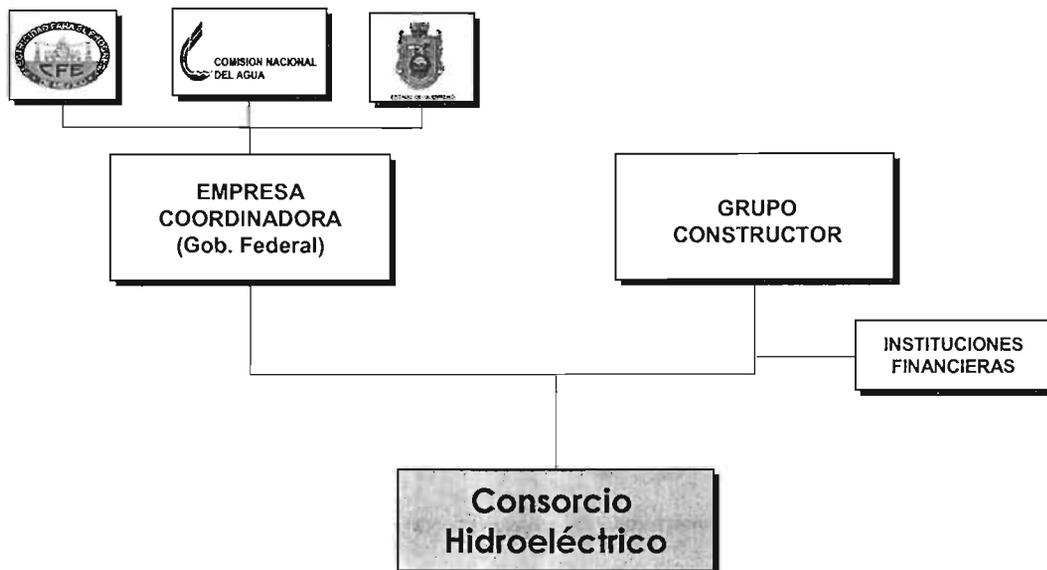


Al concluir la construcción y ser entregadas las instalaciones a CFE, el consorcio recibe el pago del precio alzado que ofertó en la licitación y concluye su participación en el proyecto.

Una vez que se termina el proyecto la CFE empieza a operar y realiza una emisión de un bono a través de la Bolsa Mexicana de Valores, para hacer el pago completo a la empresa que construyó. CFE cuenta con un programa de certificados bursátiles por 8 mil millones de pesos, a 10 años, para el pago de proyectos OPF, ya ha realizado las dos primeras colocaciones de 2,600 cada una, y en estas colocaciones las Afores han participado de una manera importante.

CFE cuenta con una calificación crediticia de grado de inversión BBB en el extranjero y de AAA en el mercado doméstico, que es la calificación crediticia más alta, la cual inspira confianza en el mercado financiero, CFE será un emisor recurrente de deuda a través de la BMV, si las condiciones del mercado continúan favorables para la emisión en pesos y esta buscará mejorar el perfil de su deuda mediante financiamientos a plazos de 10 a 15 años.

En este esquema el Gobierno Federal juega cierto papel coordinador con el contratista ya que alinea los intereses federales, estatales y municipales, en este caso toda la gestión para la obtención de títulos de concesión para el manejo y comercialización de agua, apoya para la reubicación de predios afectados y permanece como socio en el consorcio hidroeléctrico.



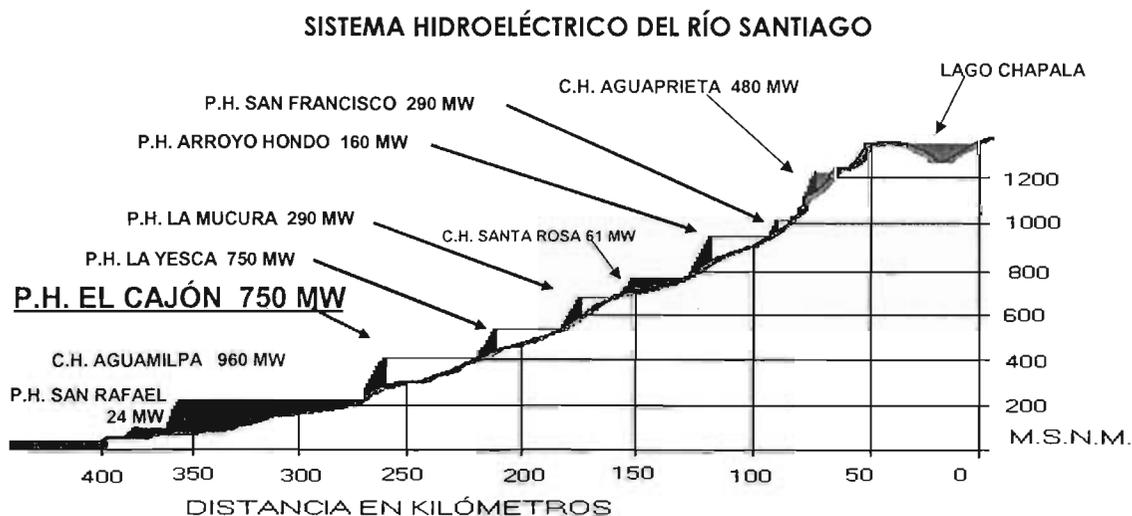
Para la CFE existen techos financieros que no les permite ninguna otra opción de contratación que no sea OPF (PIDIREGAS).

Las presas construidas en el pasado bajo la modalidad de precios unitarios y pagos según el avance de obra, tuvieron un costo final del más del doble del originalmente presupuestado y los arrendamientos financieros tuvieron un costo muy elevado, por ello la CFE no puede correr esos riesgos y prefiere un precio alzado pero real (estimando los riesgos e incluyendo sus coberturas y precio), sin posibilidad de reclamos o de variaciones, aún cuando el costo podría ser inicialmente superior al cotizado bajo la modalidad de precios unitarios.

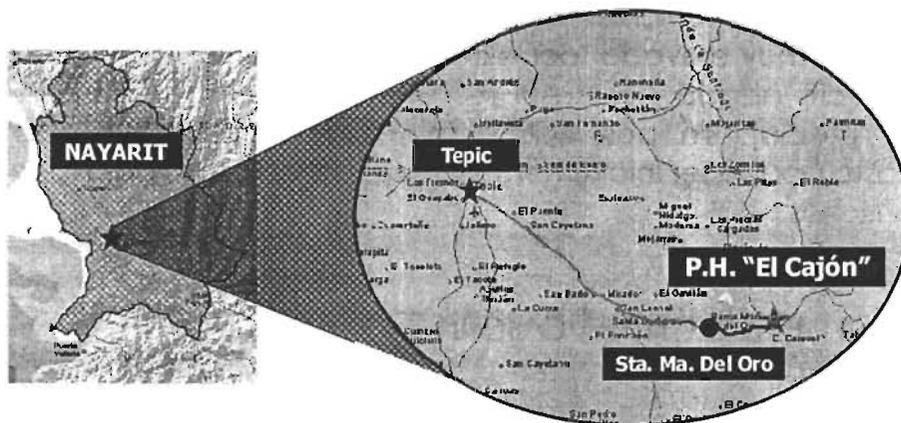
6.1.4 PROYECTO EL CAJÓN

El Cajón es la obra de infraestructura más importante de la presente administración, ya que representa una inversión superior a los 800 millones de dólares y agregará alrededor de 750 Megawatts al Sistema Eléctrico Nacional, esto equivale al 8% de capacidad total instalada en el país con este tipo de tecnología.

El proyecto hidroeléctrico El Cajón forma parte del Sistema Hidrológico Santiago, que comprende 27 Proyectos con potencial hidroeléctrico de 4,300 MW, del cual se ha desarrollado el 32% mediante la construcción de seis centrales. El Cajón ocupa el segundo lugar en potencia y generación dentro del sistema eléctrico nacional; esta conceptualizado como una planta para suministrar energía de pico con potencia total instalada de 750 MW con 2 unidades generadoras y producción media anual de 1,228 GWh.



La presa El Cajón se localiza en el estado de Nayarit, a 47 km en línea recta al sureste de la ciudad de Tepic. Se ubica sobre el río Santiago aproximadamente a 60 km aguas arriba de la C.H. Aguamilpa –Solidaridad.



Los estudios básicos en el sitio demostraron la factibilidad del proyecto y condujeron a la realización de estudios específicos para precisar el conocimiento topográfico, geológico, geotécnico, social y ambiental del área.

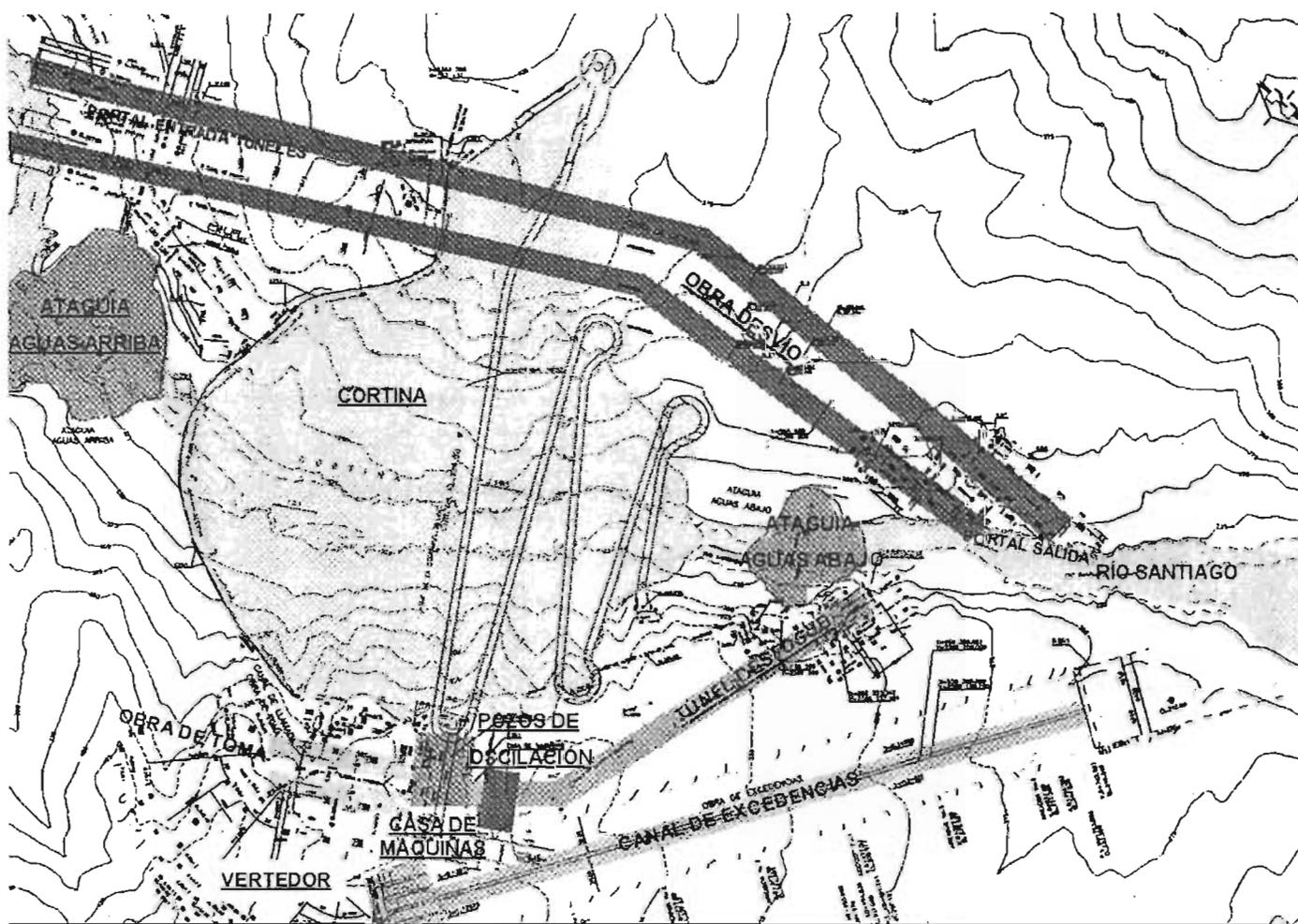
Su embalse contribuirá a regular los escurrimientos de su cuenca y beneficiará a la Central Aguamilpa, ya que al recibir su vaso las aportaciones reguladas del río, incrementará 69.61 GWh su generación firme y se reducirán las probabilidades de derrama por el vertedor.

El Proyecto Hidroeléctrico El Cajón, cuenta con la aprobación de la H. Cámara de Diputados en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal de 2002, así como con las autorizaciones de la SENER, contenida en el oficio Núm. 310.-0450, de fecha 27 de marzo de 2002, y de la Comisión Intersecretarial Gasto Financiamiento, expedida el 9 de noviembre del 2001 mediante Acuerdo 01-XXIV-2 para asumir los compromisos contemplados en el Contrato para la Construcción de las Obras Civiles, Obras Electromecánicas y Obras Asociadas, procura, montaje, ingeniería, transporte, pruebas y puesta en servicio de dos Unidades turbogeneradoras equipadas, las cuales en condiciones de diseño y en su conjunto no podrán tener una potencia menor de 738 MW (en las terminales de alta tensión del transformador de potencia).

Alguno de los beneficios que acarrea este proyecto son el ahorro de 2 millones de barriles de combustóleo al año, la creación de 10,000 empleos directos e indirectos durante su construcción estimada de 54 meses y la importante derrama económica en la región.

6.1.5 OBRAS PRINCIPALES

PLANTA GENERAL DEL PROYECTO



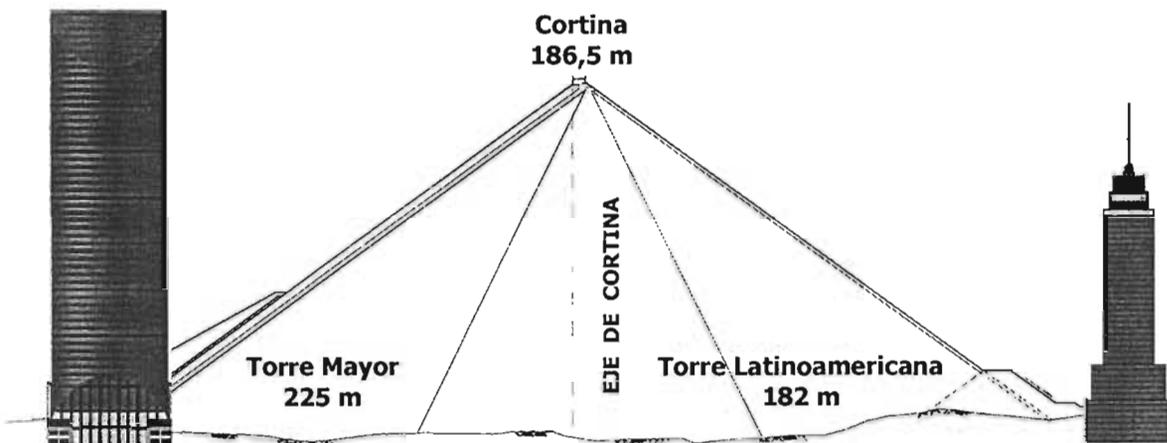
CORTINA DE ENROCAMIENTO CON CARA DE CONCRETO, DESVÍO MEDIANTE DOS TÚNELES DE SECCIÓN PORTAL Y DOS ATAGUÍAS DE MATERIALES GRADUADOS; VERTEDOR DE EXCEDENCIAS CONTROLADO, OBRA DE GENERACIÓN CON CASA DE MÁQUINAS SUBTERRÁNEA QUE ALOJARÁ DOS GRUPOS DE TURBOGENERADORES, CON POTENCIA INSTALADA TOTAL DE 750 MW

OBRA DE CONTENCIÓN

Consiste en una cortina de enrocamiento con cara de concreto, el cuerpo de la misma se compone de materiales graduados que dan apoyo a la cara de concreto, por su altura será la segunda presa más alta del mundo en su tipo, después de la presa Aguamilpa- Solidaridad.

CORTINA

⇒ Altura Máxima sobre el Cauce	186 m
⇒ Longitud de la Corona	550 m
⇒ Volumen de Materiales	10'339,000 m ³ de roca.
⇒ Volumen Cara de concreto	51,200 m ³



OBRA DE DESVÍO



VISTA DE LA SALIDA DE LOS TÚNELES DE DESVÍO (Nº 1 EN OPERACIÓN Y Nº 2 EN CONSTRUCCIÓN).

Consiste en dos túneles de 734.09 y 811.05 m de longitud; cada túnel tiene sección portal de 6 x 14 y 14 x 14 m excavados en roca y alojados en margen izquierda; con concreto armado en la plantilla y lanzado en paredes y bóveda y se complementa con dos ataguías de materiales graduado.



OPERACIÓN DE LOS TÚNELES DE DESVÍO A SU MÁXIMA CAPACIDAD (CAÍDO EN TÚNEL Nº 2).

Permitirá descargar como máximo 7,011 m³/s, caudal que en un minuto equivale al consumo diario de una población de 140,000 habitantes.

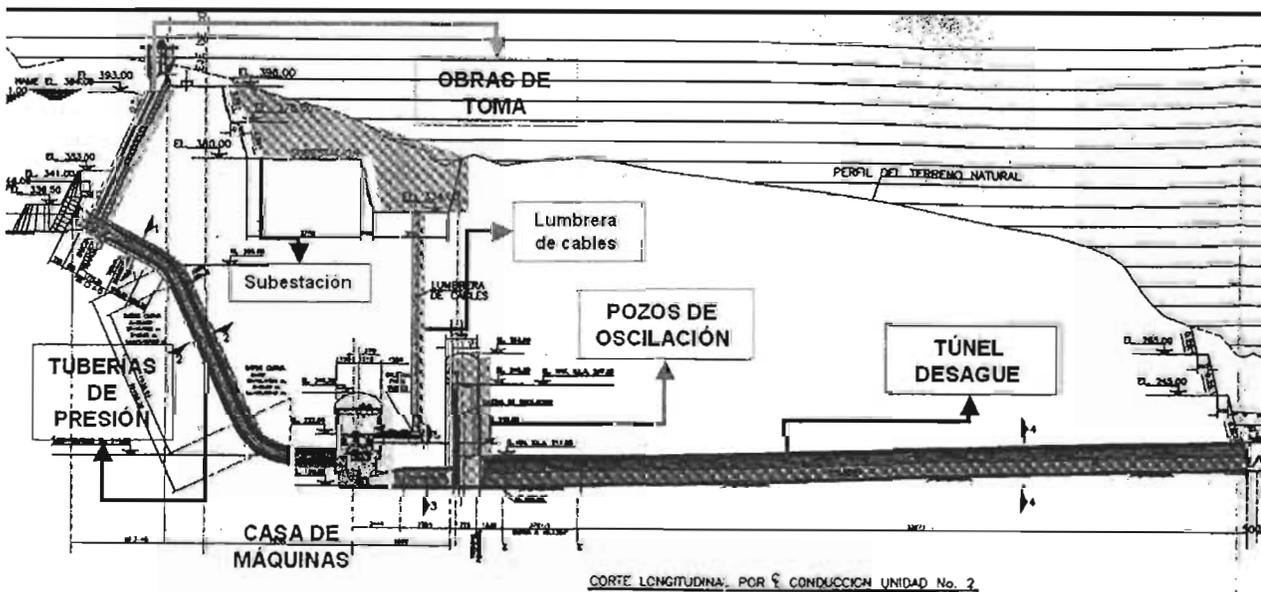
OBRA DE EXCEDENCIAS:

Consiste en un canal a cielo abierto ubicado en la margen derecha, dividido por un muro, la estructura de control se prevé con 6 compuertas radiales.



OBRA DE GENERACIÓN

Consta de una obra de toma de concreto reforzado y rejillas metálicas, la conducción del agua hacia casa de máquinas se efectuará a través de dos túneles circulares a presión de 7.95 m de diámetro, de concreto reforzado en su primera parte y posteriormente revestidos con camisa metálica, para alimentar las turbinas, la casa de máquinas será subterránea cuyo acceso será por un túnel vehicular, estará equipada con dos turbogeneradores de 375 MW cada uno, galería de oscilación y túnel de desfogue, ambos excavados en roca. Se prevén 2 líneas de transmisión de 400 kV para conducir energía eléctrica y conectarla al Sistema Eléctrico Nacional.



6.1.6 FINANCIAMIENTO

El esquema de financiamiento utilizado es el de obra pública financiada (OPF) bajo la modalidad de un contrato mixto (Precio Alzado y Precios Unitarios) los cuales serán pagados en U.S. Dollars

Bajo la modalidad de precio alzado que representa aproximadamente el 90% del Precio del Contrato, la cual incluye ingeniería, obra electromecánica y obra civil al igual que el financiamiento y costos indirectos.

Bajo la modalidad a precios unitarios, representa aproximadamente el 10% del Precio del Contrato, donde se incluyen lo obra civil de trabajos diversos con sus costos y financiamiento correspondiente.

El Contratista será el único responsable de obtener y mantener en vigor, con base exclusivamente en sus propios medios y sin recurrir a la Comisión, todo el financiamiento necesario para la ejecución de las obras y la finalización del proyecto, tomando en cuenta que la CFE no otorgará ningún anticipo ni pago por avance de las Obras durante la ejecución de las mismas, pero reconoce avance parciales a través de 104 Hitos, o a través de Reportes de Avance Mensual (RAM) que registrarán mes a mes el progreso valorizado.

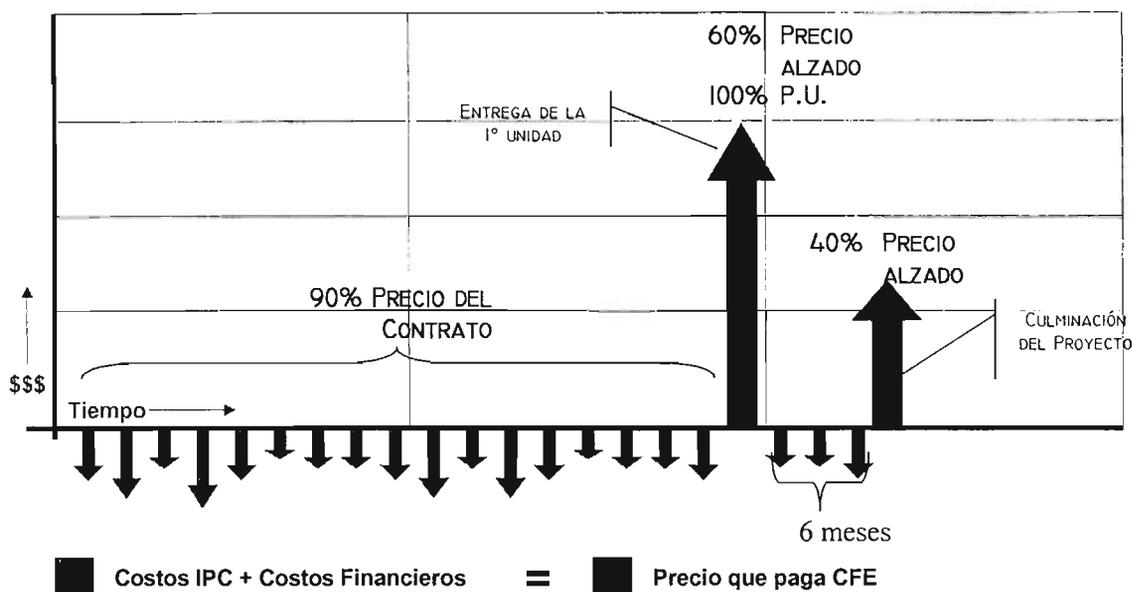
Además, podrá optar por usar un esquema de financiamiento en el que participe la banca de desarrollo mexicana como intermediario, el origen de los recursos deberá ser a través de nuevas líneas de crédito, en el entendido de que el Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C. (BANCOMEXT) podrá proveer financiamiento para la componente mexicana del Proyecto, tanto a Licitantes nacionales como a extranjeros.

La CFE pagará al Contratista el Precio del Contrato que corresponda a las Unidades en las Fechas de Pago, y en esta fecha deberá haberse concluido lo siguiente:

- La realización de las pruebas de eficiencia de turbina, generador.
- Verificación de los valores garantizados solicitados por la CFE.
- Los trabajos de desmantelamiento de las instalaciones de construcción.
- El cumplimiento de los trabajos solicitados en la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA).

CFE se obliga a realizar dos pagos en fechas ya establecidas, el primer pago del 60% del precio del contrato a precio alzado, más 100% de la parte

correspondiente a precios unitarios en la fecha programada de aceptación provisional de la primera unidad, el 28 de febrero del 2007 y el 40% restante en la fecha en que el contratista haya logrado la culminación del proyecto, el 31 de agosto del 2007.



A la terminación de la primera unidad la inversión del contratista supera el 90% del precio total del contrato, el primer pago se contempla a la entrega de la primera unidad del 60% a precio alzado y al 100% de los precios unitarios y el 40% restante del precio alzado, al finiquito (6 meses después), esto impacta al costo del proyecto en forma significativa, debido al costo financiero de mantener 6 meses el 40% restante.

6.1.7 PRECIO DEL CONTRATO

El Contrato se adjudica al Licitante que oferte el Precio del Contrato que resulte ser el más bajo, siempre y cuando el Precio del Contrato sea aceptable para la CFE.

En este concepto el Licitante deberá reflejar todos los costos que se originen por:

- i) La realización de las Obras, el suministro de Materiales, equipo y mano de obra requeridos o apropiados para el diseño, ingeniería, equipamiento, construcción y realización de las Pruebas
- ii) El financiamiento durante el período de ejecución de las Obras, a partir de la fecha de inicio y hasta las Fechas de Pago del Contrato
- iii) La obtención de los Derechos Inmobiliarios, así como los costos relacionados con la obtención de cualquier Permiso a cargo del Contratista
- iv) Impuestos y demás contribuciones fiscales que se causen en México, en los tres niveles de gobierno (federales, estatales y municipales) a que estén sujetos este tipo de proyectos, así como las cuotas de seguridad social y al sistema de ahorro para el retiro
- v) Seguros y garantías;

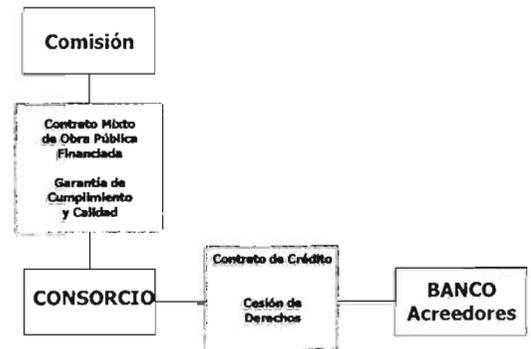
SEGUROS

- Seguro Contra Todo Riesgo
- Seguro de Responsabilidad Civil.

GARANTÍAS

-Garantía de Cumplimiento: monto equivalente al diez por ciento (10%) del Precio del Contrato a fin de garantizar el debido, propio y absoluto cumplimiento por parte del Contratista de todas sus obligaciones derivadas del Contrato

-Garantía de Calidad: 10%, en el caso de fianza, 5% en el caso de carta de crédito del monto que deberá ser igual en todo momento al producto de el valor de las Obras, determinado por referencia al Catálogo de Valores, correspondiente a las Unidades que han logrado la Aceptación Provisional pero que no han logrado la Aceptación Final.



6.1.8 VALOR DE TERMINACIÓN

El esquema de OPF maneja 2 tipos posibles de terminación de contrato, la liquidación total de las obras al 100% del precio ofertado y la terminación

anticipada que según se plasma en el contrato en caso de rescisión de Contrato, la CFE pagará al Contratista el Valor de Terminación aplicable en la fecha que ocurra 30 (treinta) días después de la fecha de notificación del laudo arbitral, independientemente si es incumplimiento de Contratista o de CFE,

El Valor de Terminación se determinará de conformidad con la fórmula indicada a continuación:

$$VT = VO + CT - SC - S$$

Donde:

VT = Valor de Terminación.

VO = Valor de Obras terminadas a fecha de terminación

Obras contratadas a precio alzado, el valor de las Obras exitosamente terminadas a la fecha de terminación del Contrato, (i) de las Obras que forman parte de los eventos reconocidos por la Comisión y valorados; y (ii) de las Obras que forman parte de los eventos que aún no han sido reconocidos por la Comisión y que se encuentren en proceso de construcción determinados y valorados con base en el Catálogo de Valores, de acuerdo al avance real de las mismas, acordadas de buena fe o por el Perito Independiente; en el entendido de que el valor de las Obras contempladas en los incisos (i) y (ii) que anteceden ya incluyen el costo financiero, valor que será ajustado a valor presente a la fecha de terminación anticipada o rescisión del Contrato, considerando la tasa promedio ponderada del costo de deuda y capital del Contratista establecida en su Propuesta.

Obras contratadas a precios unitarios se determinará su valor de conformidad con el Catálogo de Valores de acuerdo a lo ejecutado, y se ajustará según lo establecido en el Contrato. En el entendido de que el valor de estas Obras ya incluyen el costo financiero. El valor de las Obras se ajustarán a valor presente conforme a lo establecido en el párrafo anterior, con la diferencia de que para el cálculo de la tasa promedio ponderada del costo de deuda y capital, se considerará para la tasa asociada a la Deuda, el promedio aritmético de las tasas de cada mes, comprendidas entre el periodo de la presentación de propuestas y apertura de propuestas técnicas y la fecha de terminación anticipada o rescisión del Contrato.

CT = Valor de Obras terminadas a fecha de terminación

Los costos, determinados por acuerdo de las partes o en su defecto por un Perito Independiente, que resulten directamente de la terminación del Contrato, que sean no recuperables, razonables, debidamente documentados y directamente incurridos por el Contratista en relación a las Obras, y que no estén incluidos en "VO", incluyendo (siempre y cuando los requisitos anteriores sean satisfechos) penas contractuales a subcontratistas o proveedores, cualesquiera costos de terminación de créditos, y costos legales, comisiones de financiamiento y de registro, y cualesquiera otros costos similares en relación con la obtención del Financiamiento de las Obras; en la inteligencia de que en caso de terminación anticipada del Contrato derivada de un Incumplimiento del Contratista, "CT" será igual a cero.

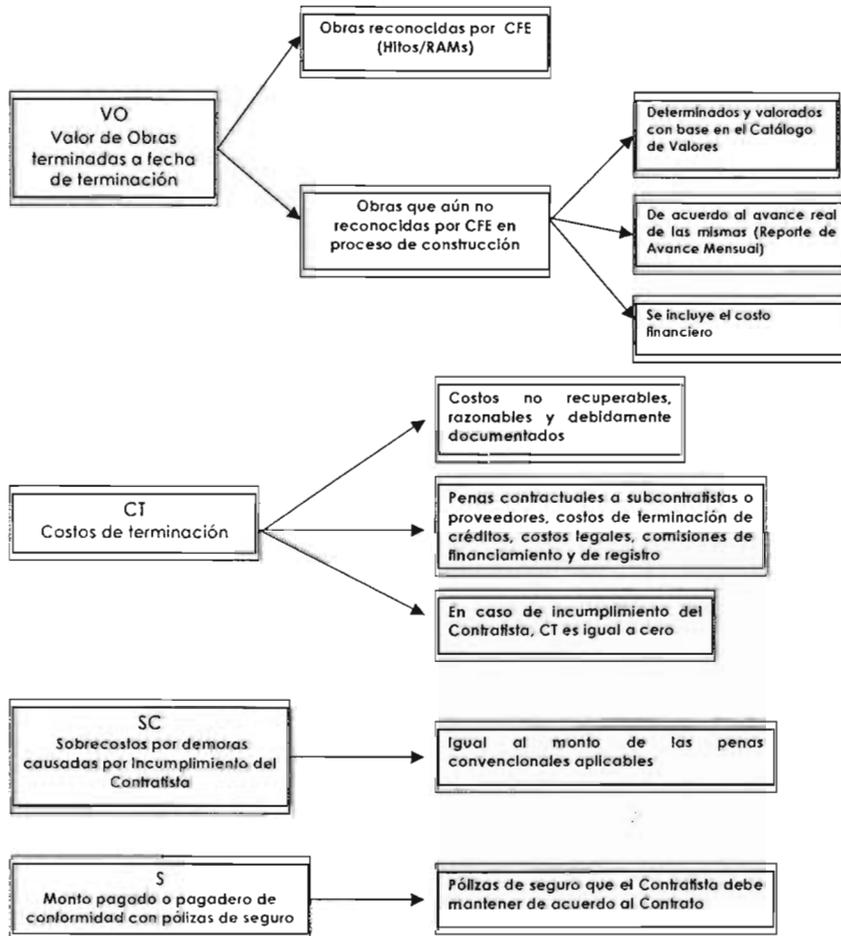
SC = Sobrecostos por demoras causadas por incumplimiento del Contratista

El monto de los sobrecostos por demoras resultantes de la terminación anticipada del Contrato causada por un Incumplimiento del Contratista conforme a lo señalado en el artículo 134 del Reglamento de la LOPSRM, en la inteligencia de que "SC" será igual al monto impago de las penas convencionales que fueran aplicables.

6. Generación

S = Monto pagado o pagadero de conformidad con pólizas de seguro

El monto pagado o pagadero de conformidad con las pólizas de seguro que el Contratista debe mantener, distinto de cantidades pagadas o pagaderas a terceros (tales como el seguro de responsabilidad civil pagadero a un tercero lesionado en el Sitio y el seguro de responsabilidad patronal obtenido por el Contratista) o que haya sido empleado por el Contratista para reparar o reemplazar las Obras con anterioridad a la fecha en que el Valor de Terminación sea pagado,



6.1.9 PENAS CONVENCIONALES

INCUMPLIMIENTO EVENTOS CRÍTICOS PENALIZABLES	PENA MÁXIMA
Terminación de la construcción de la ataguía aguas	4 %
Cierre final de los túneles de desvío para inicio de embalse	4 %
Aceptación provisional de la 1era. Unidad	2 %

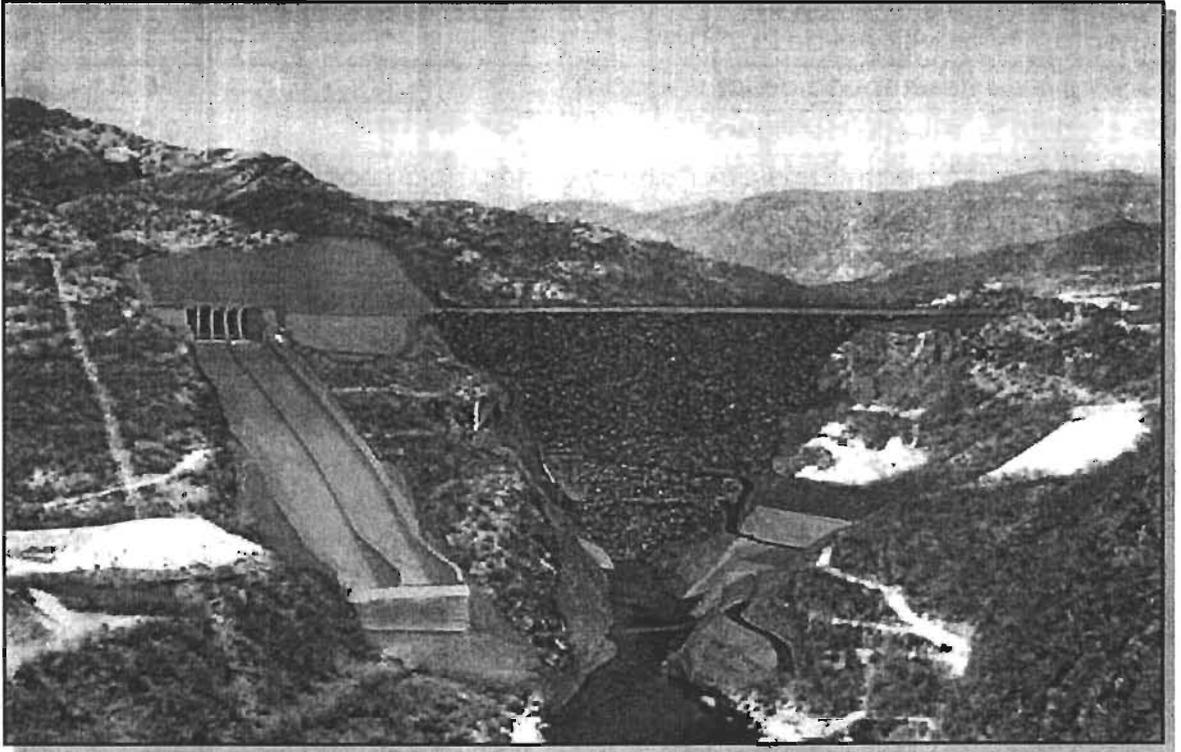
INCUMPLIMIENTO EVENTOS CRÍTICOS PENALIZABLES	PENA MÁXIMA
Aceptación provisional de la 2º Unidad	2 %
Garantía de desempeño de las unidades	5 %
Retraso en la entrega de ingeniería	0.25 %
Incumplimiento garantía de desempeño e integración nacional	5 %
Retrasos en las fechas programadas de Aceptación Provisional, eventos críticos penalizables y precios unitarios	7 %
LIMITE MÁXIMO APLICABLE A PENA CONVENCIONAL	12.25 %

% DEL VALOR TOTAL DE LA OBRA

RIESGOS

TIPO DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	RESPONSABLE DE MITIGARLO
Riesgo de Construcción	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Terminar la obra a tiempo y dentro del presupuesto "sobrecostos" ▪ Responsabilidad del IPC y garantías de terminación 	Empresas Constructoras
Riesgos Geológicos/ Hidrológicos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Filtraciones ▪ Inestabilidad de suelos ▪ Fracturas ▪ Control de Avenidas ▪ Factores Climatológicos 	Gobierno Federal- Fondos contingentes
Riesgos Políticos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Cambio de Leyes ▪ Expropiación de Terrenos ▪ Oposición de grupos ecologistas ▪ Conflictos sindicales y sociales 	Gobierno Federal y Local
Riesgo Comercial	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fijación de Tarifas adecuadas 	Empresa Concesionaria – Garantías del Gobierno Federal
Riesgos Financieros	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Inversión irrecuperable ▪ Volatilidad de tasas de interés ▪ Tipo de cambio 	Gobierno Local – Agencias Multilaterales a través de garantías

PROYECTO HIDROELÉCTRICO EL CAJÓN 2007



6.1.10 ESQUEMA ADOPTADO EN PH HUITES (CAT)

La Comisión Federal de Electricidad anteriormente utilizó un esquema de arrendamiento financiero denominado Construcción - Arrendamiento-Transferencia (CAT), este modelo consiste en la estructura BLT internacionalmente conocida, adaptada al marco jurídico mexicano, donde una Sociedad creada expresamente para ello, diseña, construye y financia los proyectos, que son aportados a un fideicomiso. Una vez terminados son entregados a CFE para su operación y mantenimiento y ésta inicia el pago de las rentas durante un periodo de 15 años o más, una vez concluido éste, los activos son transferidos al patrimonio de CFE. Este mecanismo que obliga al gobierno a garantizar la compra de energía y también un pago extra por la capacidad instalada.

6.1.10.1 DESCRIPCIÓN

El proyecto Huites consistió en la construcción de una presa y de una planta hidroeléctrica sobre el Río Fuerte, entre los Estados de Sonora y Sinaloa, en la región noroeste del país.

La presa, cuya cortina es de 162 metros, tiene una capacidad de almacenamiento de 4,000 millones de metros cúbicos lo que la sitúa entre las más grandes del país. La planta hidroeléctrica tiene una capacidad de 400 MW y genera 875 GWh por año durante horas pico.

La presa es la base de la infraestructura de irrigación que promueve el desarrollo de la región incorporando 70,000 nuevas hectáreas al cultivo principalmente de trigo, soya, maíz y frijol, cuya producción anual se estima en 386,000 toneladas. Adicionalmente las obras posibilitan la creación de un sistema de riego en las 240,000 hectáreas ya existentes.

6.1.10.2 LOCALIZACIÓN Y ADJUDICACIÓN

La CNA como promotor del proyecto, llevó a cabo una licitación, considerando la participación de la iniciativa privada en el desarrollo del proyecto, utilizando un esquema CAT. Bajo este esquema la CFE, se comprometerá a arrendar la planta hidroeléctrica y a pagar una renta durante 12 años a partir de 1995.

El proyecto se adjudicó al consorcio conformado por:

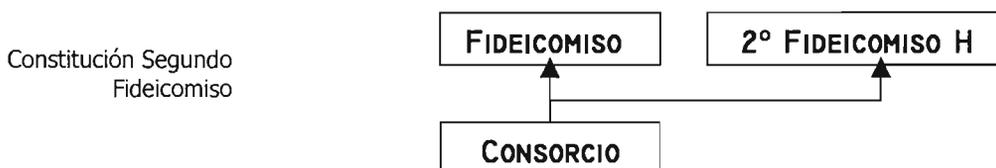
Grupo Mexicano de Desarrollo (GMD)
 Companhia Brasileira de Projectos e Obras (CBPO)
 Ingenieros Civiles Asociados (ICA)
 La Nacional Compañía Constructora

6.1.10.3 ESTRUCTURA FINANCIERA

Paso 1: EL consorcio establece el Fideicomiso H y realiza la aportación inicial.

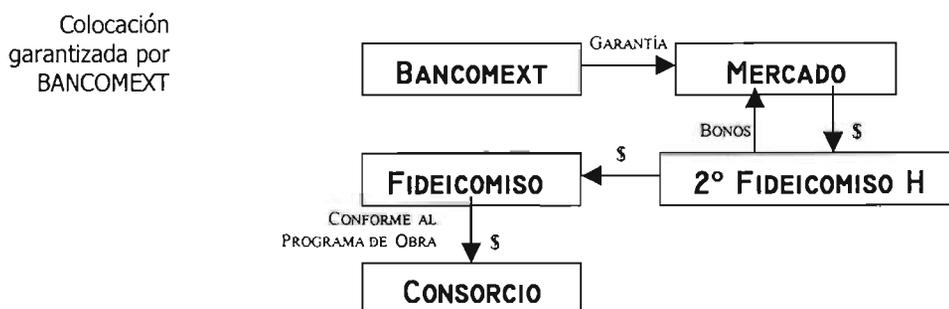


Paso 2: Se constituye el segundo Fideicomiso Huites.

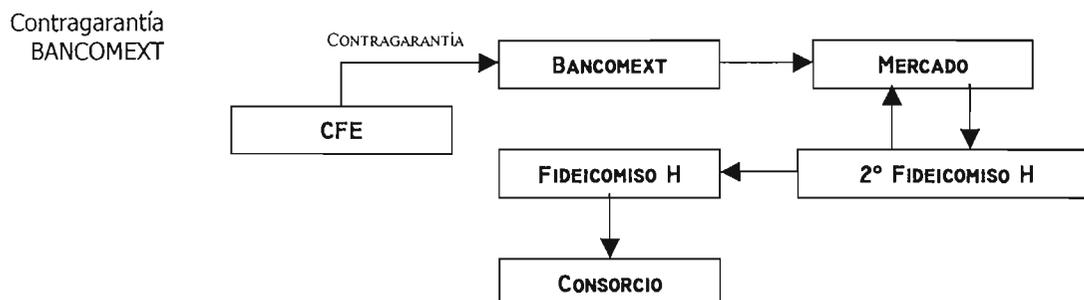


Paso 3: Con la aportación inicial del consorcio comienza la construcción. Las aportaciones de la CNA se irán constituyendo una vez que la aportación inicial del Consorcio se completa.

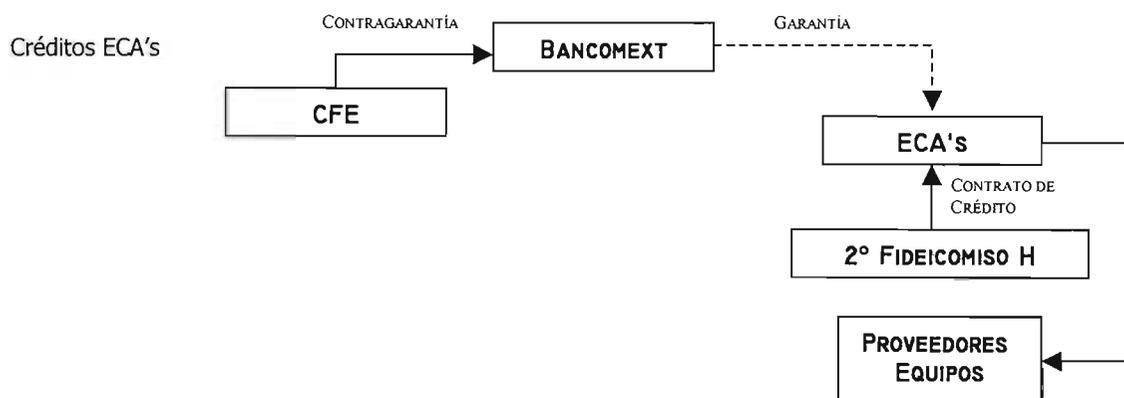
Paso 4: El segundo Fideicomiso Huites (Indenture Trust) coloca deuda garantizada por BANCOMEXT. El segundo Fideicomiso entrega los recursos al Fideicomiso Huites quien aplica los recursos a pagos al Consorcio conforme al programa de construcción



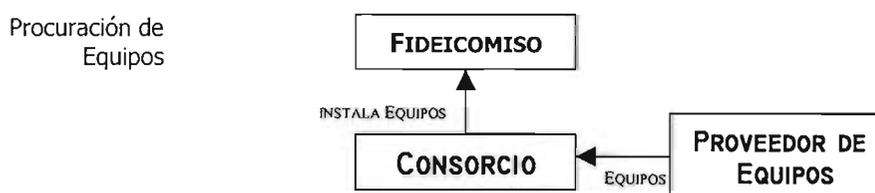
Paso 4.1: La garantía de Bancomext es contragarantizada por la CFE quien tiene la obligación de celebrar un contrato de arrendamiento con el Fideicomiso H en cuanto se termine la obra ya que de acuerdo a las leyes mexicanas, no se puede arrendar algo que todavía no existe



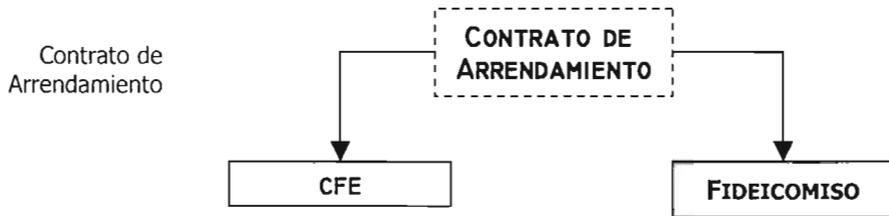
Paso 5: El segundo Fideicomiso contrata créditos de exportación con la garantía de Bancomext que a su vez es contragarantizado por la CFE. Los recursos de entregan a los Proveedores de equipos.



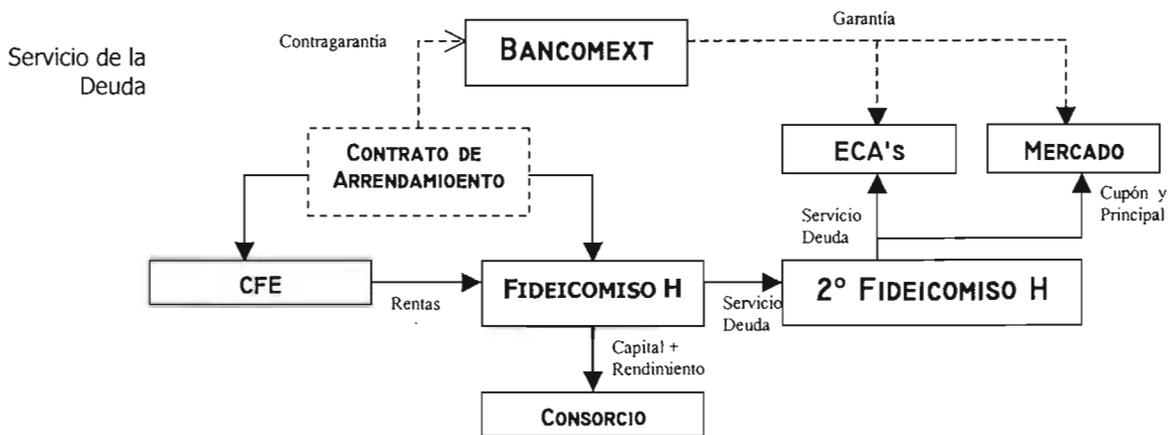
Paso 6: Los proveedores de equipos realizan la entrega al proyecto.



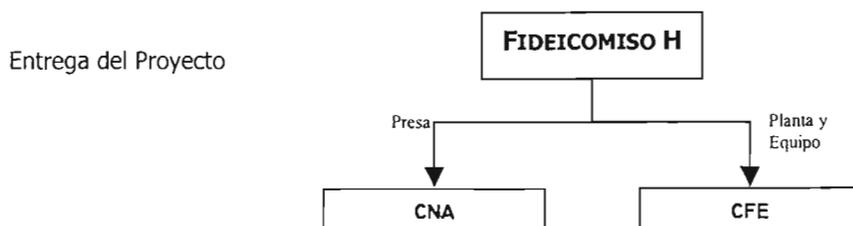
Paso 7: El proyecto se termina de construir y entonces se celebra el Contrato de Arrendamiento.



Paso 8: A través del Contrato de Arrendamiento, el Fideicomiso Huites recibe rentas de la CFE. La CFE paga al Consorcio y al 2º Fideicomiso quien a su vez sirve la deuda de los acreedores. El Contrato de Arrendamiento se convierte en la contragarantía de Bancomext.



Paso 9: Una vez terminado el Contrato de Arrendamiento (y servida la deuda) se entrega el proyecto a la CFE y a la CNA.



En este esquema BANCOMEXT es un emisor y garante de obligaciones a través del fideicomiso de administración y pago.

6.1.10.4 ESTRUCTURA CAT PARA PH EL CAJÓN

① El consorcio establece un Fideicomiso para construir, arrendar y transferir el proyecto a la CFE. Bancomext actúa como Fideicomisario. El consorcio realiza una aportación para la reubicación de afectados.

② El Fideicomiso crea un Indenture Trust para la recepción, administración y disposición de recursos

Indenture Trust: convenio de fideicomiso a ser celebrado entre las emisoras y un banco que actuará en carácter de fiduciario, agente de registro y agente de pago.

En el contrato de fideicomiso se establecen todas las condiciones a las cuales se sujetan las obligaciones negociables emitidas, determinándose derechos y obligaciones de las sociedades emisoras, del fiduciario, del tenedor registrado de las letras, y de otros sujetos que pueden adquirir derechos sobre ellas.

③ Obligación de pagos del Fideicomiso ante los tenedores de bonos y las agencias de financiamiento de exportaciones (ECA's)

④ El producto de la emisión de bonos es recibida por el Indenture Trust y aplicada a pagos al consorcio y a proveedores de equipos, así como a pagos subsecuentes por avance de obra.

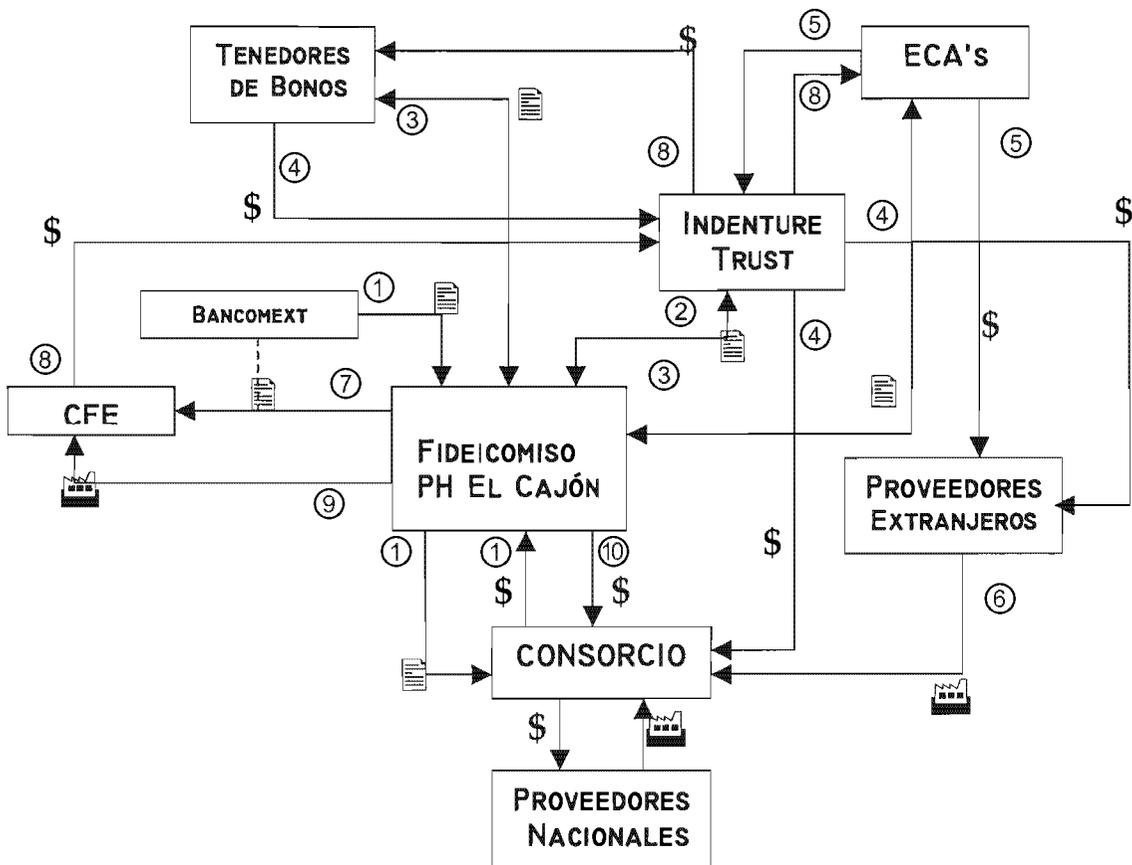
⑤ Desembolsos de los créditos de exportación para pago a proveedores de equipo y aviso del desembolso al Indenture Trust.

⑥ El proveedor hace entrega del equipo al Consorcio

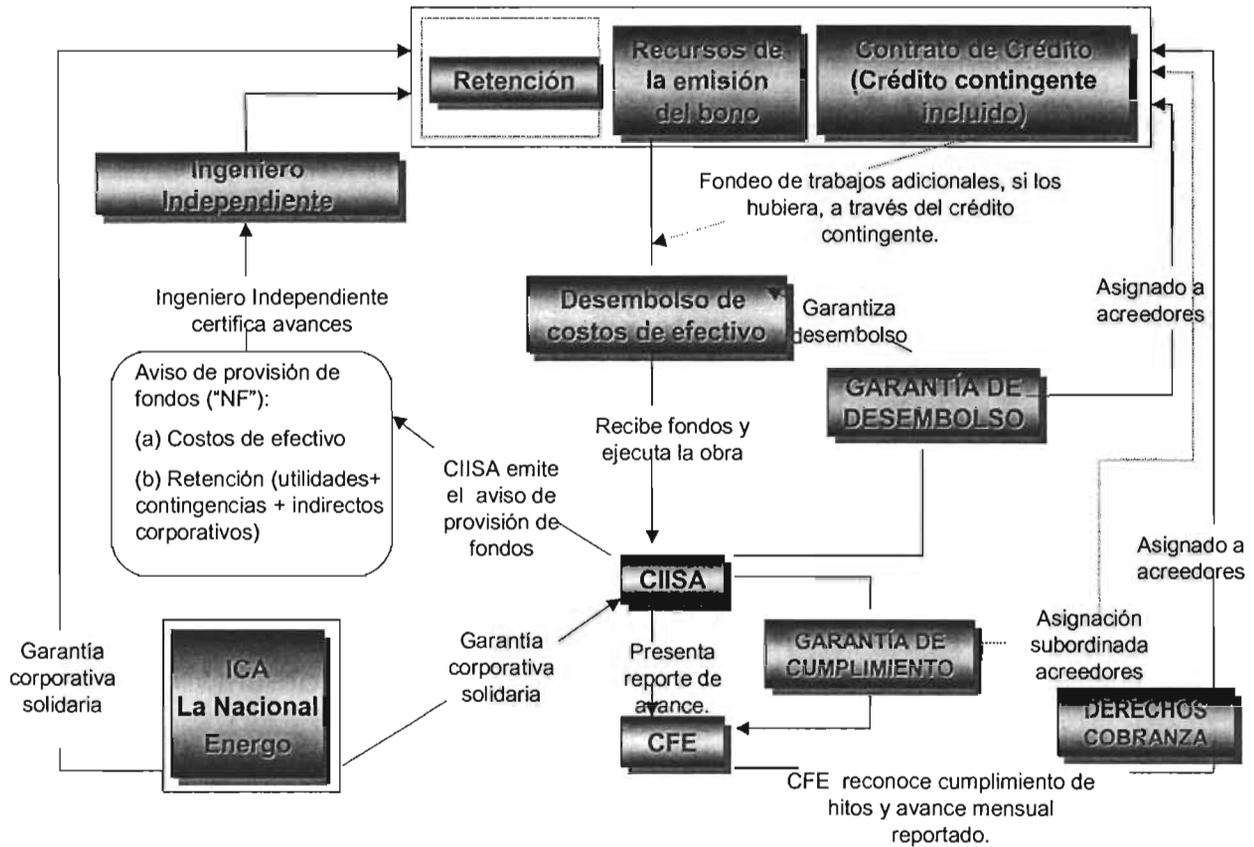
⑦ El contrato de arrendamiento por ciertos años entre la CFE y el Fideicomiso. Bancomext emite una garantía sobre la obligatoriedad del pago del contrato (la obligación de pago se cede a los acreedores vía el Indenture Trust)

6. Generación

- ⑧ Pago por concepto de rentas, para servicio de la deuda.
- ⑨ Transferencia de la propiedad de los activos a la CFE
- ⑩ Devolución al Consorcio del capital invertido



Obra Pública Financiada (OPF)
P.H. Hidroeléctrica "El Cajón"



6.2 PIE EN MÉXICO (CC RÍO BRAVO)

6.2.1 EL MERCADO DEL GAS EN MÉXICO

El consumo de gas natural ha mostrado un crecimiento importante en los últimos años a nivel mundial, esto se debe principalmente a que se ha convertido en una alternativa primordial para generar electricidad para uso industrial y residencial, este insumo genera energía limpia y tiene una mayor eficiencia en las tecnologías del ciclo combinado para las plantas eléctricas que otros combustibles, por ello se espera que la demanda de gas crezca de manera intensiva en los próximos años, lo que implica que se deberá ampliar los esfuerzos en la exploración y producción o en su defecto, compensar el déficit nacional que se tenga en el futuro con importaciones.

México, cuenta a diferencia de otros países, con la ventaja de yacimientos de gas natural para convertirse en un exportador de este hidrocarburo. El desabasto de gas natural ya se está viviendo, el problema de un colapso por la poca previsión de las autoridades gubernamentales, ha dado a PEMEX un desequilibrio entre su producción y el consumo de este combustible desde inicios del 2003. Para poder contrarrestarlo se podría restringir temporalmente la venta de este combustible, tanto para el sector público como para empresas privadas. Una de las empresas más perjudicadas será la CFE, debido a que se le reducirá el abastecimiento de este combustible y tendrá que recurrir al diesel para generar la electricidad y que no haya efectos colaterales como apagones. No obstante, esto provocará una mayor contaminación ambiental, debido a que las emisiones de este combustible son más contaminantes que las emitidas por el gas natural.

A pesar de la apertura realizada en el año de 1995 en la industria del gas natural, las siguientes actividades aún se encuentran destinada a favor del Estado donde la participación privada de índole nacional o extranjero se encuentran claramente prohibidas:

PEMEX mantiene el control sobre las actividades *río arriba* (exploración y producción) del gas natural.

- o PEMEX mantiene el control de la venta de primera mano del gas natural nacional.

- o PEMEX mantiene el control del metano cuando el mismo es utilizado para procesos industriales como petroquímico primario.
- o La infraestructura de ductos de PEMEX utilizados para la transportación del gas natural no puede ser vendida.
- o Contratos internacionales de energía como Contratos Riesgo, Concesiones, Contratos de Participación se encuentran prohibidos.

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogas y vapor. La combinación de estos dos tipos de generación, permiten el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, dando la mejor eficiencia térmica de todos los tipos de generación termoeléctrica.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas. La primera, turbogas, puede ser terminada en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

6.2.2 ESQUEMA PIE

Mediante la figura de productor independiente (PIE) los inversionistas se obligan a financiar, construir y operar las plantas generadoras de ciclo combinado y sus instalaciones durante 25 años.

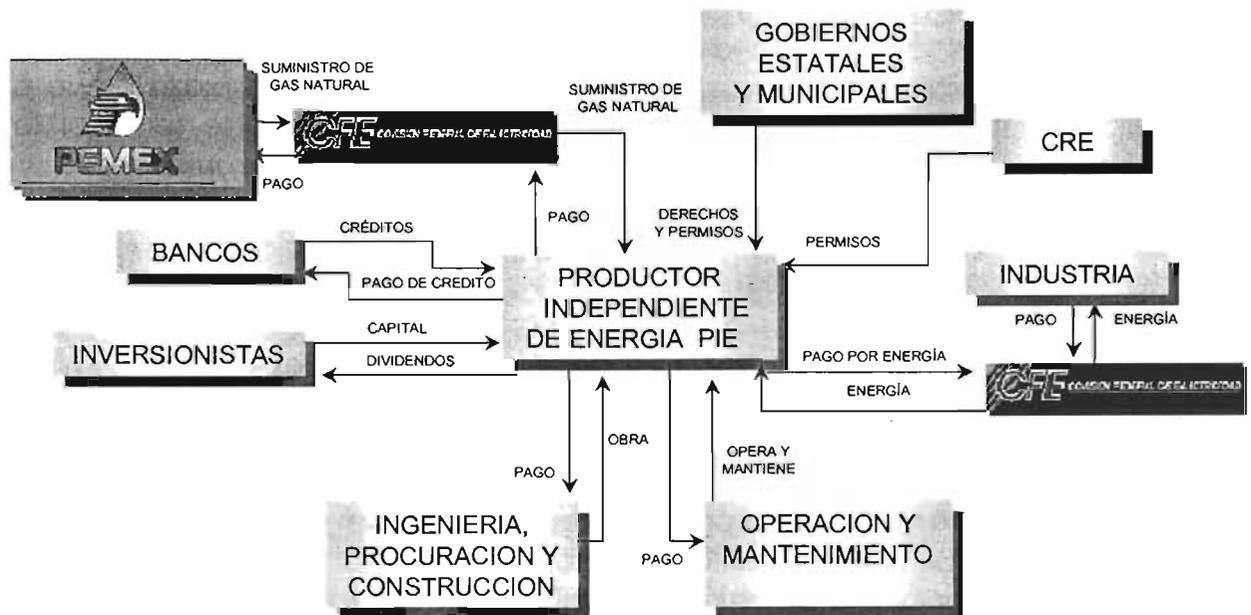
Bajo un Contrato de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica la electricidad que producen se la venden a Comisión Federal de Electricidad (CFE), aplicándole los costos actualizados de operación (gas natural y mantenimiento), y los costos de inversión, a partir de la entrada en operación comercial.

El Gobierno Federal ha adoptado la política de que casi la totalidad de las nuevas plantas generadoras correspondan a inversionistas privados extranjeros, mediante la licitación de la compra de capacidad y energía a los Productores Independientes de Electricidad (PIE). La justificación ha sido liberar a la CFE de las inversiones en generación, aunque esta paraestatal se

obliga a garantizar la compra de electricidad a largo plazo, con el respaldo del Gobierno.

El esquema de Productor Independiente de Electricidad (PIE), no representa una particularidad que se haya originado en México. Se ha aplicado en todo el mundo, especialmente en China, Indonesia, Filipinas, India, Pakistán y Tailandia; también se ha utilizado en América Latina. Con los PIE se inician los procesos de privatización de la infraestructura eléctrica mundial, a favor de las grandes transnacionales.

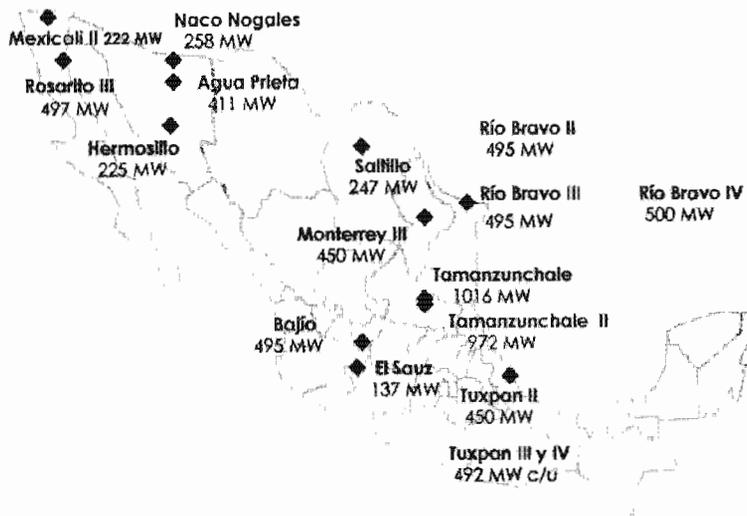
Para seleccionar un desarrollador de PIE, la CFE convoca a una licitación pública donde compiten los participantes. Una vez que se hayan aprobado las propuestas técnicas, el postor que ofrezca la menor tarifa nivelada gana la licitación.



6.2.3 PROGRAMA DE PIE'S PARA 2004

Según la CFE, hasta julio del 2004 se tiene contemplado licitar bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE) los siguientes proyectos:

CENTRAL	MW	Fecha publicación convocatoria	Fecha recepción ofertas	Fecha inicio construcción	Fecha operación comercial
CC Mexicali II	222.87 MW (+)	12-Mar-02	24-Sep-04	05-Ago-05	01-Sep-07
CC Tamazunchale II	972 MW	23-Nov-04	07-Jun-05	13-May-06	01-Abr-09
CC Agua Prieta	411 MW	12-Oct-04	29-Mar-05	03-Mar-06	01-Abr-08
CC NORTE	441 MW	27-Ene-05	08-Ago-05	14-Abr-06	01-Abr-08



6.2.4 PROYECTO CENTRAL CC RÍO BRAVO

Para este tipo de esquema analizaremos el proceso de licitación típico que se emplea en el caso de la Central de Ciclo Combinado del Río Bravo con capacidad de 450 MW, en Tamaulipas, donde se daban ciertas alternativas para el estudio de las propuestas:

A) Ubicación de la central



La CFE propone la utilización de un Sitio Opcional para la localización de la Central.

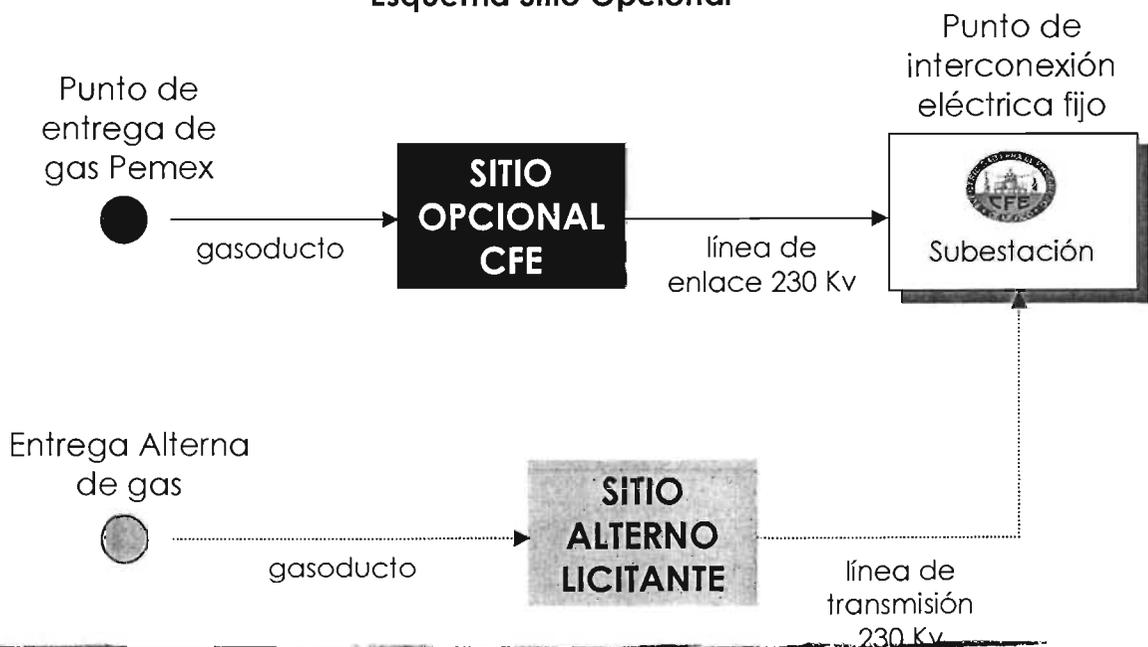
El Sitio Opcional es seleccionado por la CFE en base a:

- Distancia para la interconexión eléctrica.
- Distancia para el suministro de combustibles.
- Características del terreno (mecánica de suelos, disponibilidad de agua, etc.)
- Valor de adquisición.

El licitante tiene la opción de elegir el Sitio Opcional o de lo contrario es responsable de:

- Identificación del sitio.
- Realización de estudios preliminares.
 - Mecánica de suelos.
 - Impacto Ambiental.
 - Climatología.
 - Hidrología.
- Obtención de permisos.
 - Anuencia municipal.
 - Uso de suelo.
 - Compromiso de venta.

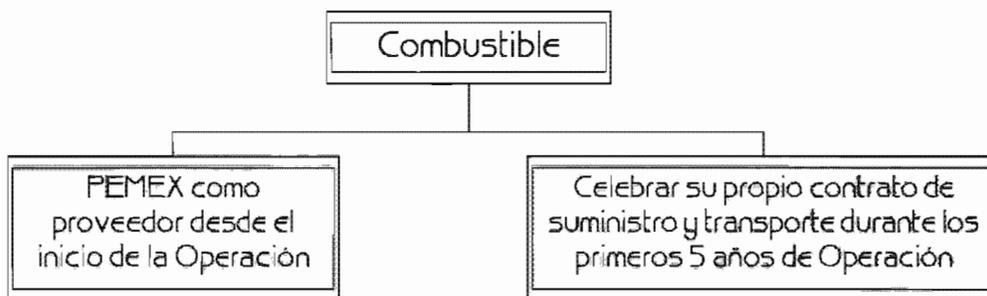
Esquema Sitio Opcional



En caso de que el licitante opte por el Sitio Opcional, este deberá bonificar a la CFE por el importe de:

- Adquisición del predio.
- Estudios realizados.
- Permisos obtenidos.

b) Abastecimiento de Combustibles



Para la central se deberán emplear combustibles:

- **Base:** GAS NATURAL
- **Alternativo:** DIESEL

El licitante tendrá la opción de firmar un Contrato de Combustible Comisión - Productor, a través del cual acepta el suministro de combustibles por parte de PEMEX desde el inicio de la entrada en operación. En dado caso:

- El licitante será responsable de la designación de las rutas de suministro de combustible.
- El licitante podrá proponer el poder calorífico inferior y superior del combustible base y alternativo, o bien, tomar el valor opcional proporcionado por la CFE.
- El Productor será responsable de transportar el combustible desde el punto de entrega hasta la Central.
- El precio pagado a PEMEX por el gas corresponderá al precio internacional del combustible.

- La falta de entrega por cualquier razón de Combustibles por parte de la CFE al Productor en cantidad y calidad, es considerada Caso Fortuito mientras esté vigente el Contrato de Combustible.

De lo contrario, el licitante tendrá la opción de celebrar sus propios contratos de suministro y transporte de combustibles durante los primeros 5 años a partir de la entrada en operación.

Se deberá tener en cuenta en el análisis que el Productor deberá almacenar combustible alterno suficiente para 10 días de operación, en caso de suspensión en el suministro de combustible base.

El proyecto de la central CC Río Bravo esta compuestas por:

- La Central

- Turbogeneradores de gas y/o vapor
- Generadores de vapor
- Subestación de alta tensión
- Equipos auxiliares

- Sistema de Transmisión

- Desde la Central hasta el Punto de Interconexión Eléctrica

- Sistema de Suministro de Combustible

- Base
- Alterno

- Instalaciones para el control ambiental

- Plantas de tratamiento
- Estaciones de monitoreo ambiental

Para la Comisión Federal de Electricidad la única fuente considerable de ingresos es la venta de la energía que genera. Las tarifas son ajustadas a lo largo del año por cambios en los costos de los combustibles y por inflación. A excepción de 1994 y 1995 los incrementos en las tarifas sobrepasaron el aumento inflacionario. Existen diferentes tipos de tarifas en base a tipo de usuario y región.

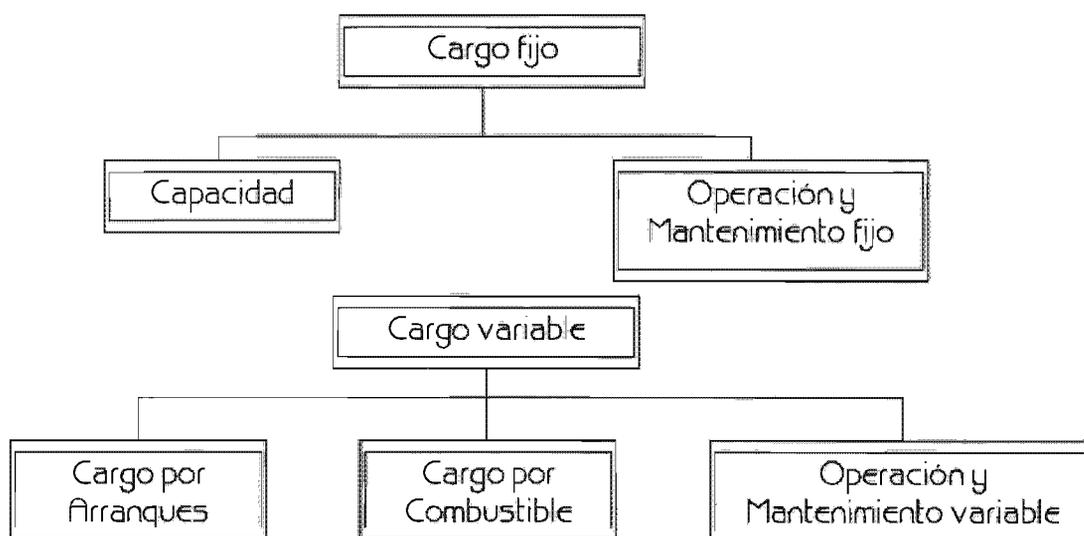
Históricamente las tarifas eléctricas no han reflejado el costo real del servicio eléctrico, por lo que el Gobierno Mexicano aporta subsidios a la CFE particularmente para los clientes residenciales y agricultores. Los subsidios son

otorgados a través de transferencias complementarias no en efectivo del Gobierno Federal para cubrir tarifas insuficientes.

La CFE mantiene su influencia en la industria de la energía de una forma importante, mientras no se de el acceso abierto, la CFE será el principal comprador, así como productor y distribuidor, aunque los costos de transmisión y distribución, de respaldo y de excedentes sean regulados por la CRE, la CFE es la única entidad que tiene la información para calcularlos.

Para la Venta de energía el Productor firmará un Contrato de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica durante 25 años con la CFE.

- El **PAGO MENSUAL** corresponderá a:



Los cargos fijos serán pagados en USD en Nueva York y Pesos en México, ajustados mensualmente por inflación en base a los índices de precios al productor en EUA y México respectivamente.

Los cargos fijos que comprendan mano de obra serán ajustados por el incremento salarial acordado con el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM).

Adicionalmente, el Productor tiene la opción de incrementar la capacidad de generación de la Central y vender energía a terceros, bajo ciertas reglas fijadas por la CFE.

6.2.5 LA PROPUESTA

Todos los procesos de licitación plantean sus reglas que son descritas en las Bases de Licitación y apoyadas en el proyecto de ingeniería, normas y especificaciones generales y particulares de construcción.

Generalmente la presentación de una propuesta se divide en dos:

OFERTA TÉCNICA:

- Documentos legales
- Condiciones financieras
- Comprobante de haber solicitado permiso de generación a la CRE
- Documentos que confirmen el cumplimiento de los requisitos de capacidad técnica y operativa, entre ellos:
 - Disponibilidad garantizada mayor al 90%.
 - Vida útil de las instalaciones de 25 años.
 - Plan General de Administración Ambiental y Manual de Administración Ambiental en base a ISO 14001, para fases de ingeniería, diseño, adquisiciones, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio incluidos en la propuesta.
 - Plan General de Aseguramiento de Calidad y Manual de Aseguramiento de Calidad para fases de ingeniería, diseño, adquisiciones, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio incluidos en la propuesta.
 - Arreglo general del sistema de suministro de combustible base, incluyendo gasoducto, estaciones de compresión, casetas de medición, etc.
 - En caso de no optar por el Sitio Opcional, permisos o promesa de los mismos del uso del suelo, estudios preliminares de

geología, geohidrología, oceanografía, hidrología, sismicidad, meteorología, banco de materiales y derechos de vía.

OFERTA ECONÓMICA

- Estructura financiera propuesta.
- Pagos propuestos: (Los cargos fijos deberán ser ofertados en USD corrientes. Los demás cargos en moneda constante).
 - Cargos por Capacidad
 - Cargos por Energía

Las Bases de licitación para cualquier proyecto están compuestas de requisitos mínimos a cumplir para demostrar que se es solvente técnicamente para realizar los trabajos objeto de la licitación, además de contar con una viabilidad financiera para enfrentar los trabajos.

Los requisitos mínimos son:

1. Experiencia técnica por sí mismo, matriz o subsidiaria que sea propiedad en forma mayoritaria de la misma matriz.
 - DISEÑO E INGENIERÍA de por lo menos 2 centrales de generación de 200 MW o más.
 - CONSTRUCCIÓN de por lo menos 2 centrales de generación de 200 MW o más.
 - DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN durante los últimos 10 años de por lo menos 3 estaciones de entrega similares y haber construido por lo menos 50 km de gasoductos de alta presión de 8" o mayor.
2. Experiencia operativa y de mantenimiento por sí mismo, matriz o subsidiaria.
 - OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO una central de 200 MW o más por más de 3 años.
3. Por lo menos el 25% del costo de total de la ingeniería, suministro y construcción deberá ser de origen mexicano.

4. Las relaciones laborales deberán convenirse con el SUTERM. Las negociaciones serán directas entre el Productor y el SUTERM y su estimación para efectos de la Propuesta será responsabilidad y riesgo exclusivo del licitante.
5. El capital contable debe ser mayor a 100 millones USD.
6. Garantía de Seriedad constituida por una carta de crédito incondicional e irrevocable por 10 millones de USD.
7. Consorcios:
 - Al menos uno de los integrantes del consorcio debe adquirir las bases.
 - La información financiera podrá ser presentada por un sólo miembro del consorcio siempre y cuando tenga al menos el 20% de la sociedad.
 - Los requisitos técnicos podrán ser cubiertos por un sólo miembro del consorcio siempre y cuando tenga al menos el 10% de la sociedad.
 - Si el consorcio no ha seleccionado fabricante del equipo principal, podrá presentar hasta 3 fabricantes posibles.
8. Los miembros cuya experiencia o capacidad fue utilizada para cumplir con algún requisito básico, no podrán tener menos del 20% del capital o la participación económica original del participante de acuerdo a la Propuesta Técnica.
9. La Participación Accionaria:
 - La estructura accionaria del productor se podrá modificar, excepto cuando el cambio sea sustancial para lo que se requerirá consentimiento previo y por escrito por parte de CFE.
 - Se entiende por cambio sustancial que se reduzca la participación económica de un miembro del consorcio a menos de 20% o de su participación original cuando sea menor a 20%.
 - Cesiones:
 - Se prohíbe que el productor ceda el contrato pactado con la CFE a un tercero.
 - El productor puede ceder su derecho de cobro de tarifas.
 - El productor tiene prohibida la enajenación de las instalaciones salvo bajo consentimiento de CFE.

Para la planeación de los trabajos se exige al contratista ser el responsable en la obtención de permisos relacionados con el objeto de la licitación, por ejemplo deberá:

- Gestionar el permiso de la CRE para generar energía como Productor Independiente de Energía
- Gestionar el permiso de explotación de aguas
- Gestionar el permiso para descarga de aguas
- Adquirir el predio
- Adquirir agua potable
- Manejo y disposición final de residuos peligrosos
- Designación de rutas de suministro de combustible, agua y transmisión eléctrica, asumiendo los gastos de adquisición de los derechos inmobiliarios.
- En caso no elegir el Sitio Opcional
 - Estudios y permisos relacionados con:
 - Impacto ambiental
 - Anuencia municipal
 - Uso del suelo
 - Suministro y descarga de agua

Cada propuesta entregada pasa por un procedimiento establecido en las bases con el cual se evalúa a la oferta, compuesta por:

1. Revisión de documentos.
2. Evaluación técnica y determinación de Solvencia Técnica.
3. Evaluación económica en base a viabilidad financiera y congruencia del plan de financiamiento con el Proyecto y la Propuesta.

Variables que se valúan

- Inversión
 - Costo Desarrollo
 - Costo Terreno
 - Costo IPC
 - Costo Gasoducto
 - Costo Líneas transmisión
- Financiamiento
 - Costo de Crédito

- Costo de Capital
- Operación y Mantenimiento
 - Eficiencia Operacional
 - Combustible
 - precio
 - calidad
 - Venta
 - apertura del mercado de energía en México
- Costo por interrupciones (paros)

4. Evaluación económica y adjudicación del Contrato al licitante cuya propuesta ofrezca el menor Precio Unitario Nivelado de Generación (PUNG), en base a Pesos constantes a la fecha de apertura de las ofertas.

• **Precio Unitario Nivelado de Generación (PUNG):**

$$PUNG = \frac{VP}{\sum_{i=1}^n \frac{G}{(1+t)^i}}$$

VP = suma del valor presente de cada cargo por capacidad y cargo de energía.

n = períodos hasta la fecha de terminación del contrato (271 meses).

G = generación neta del mes.

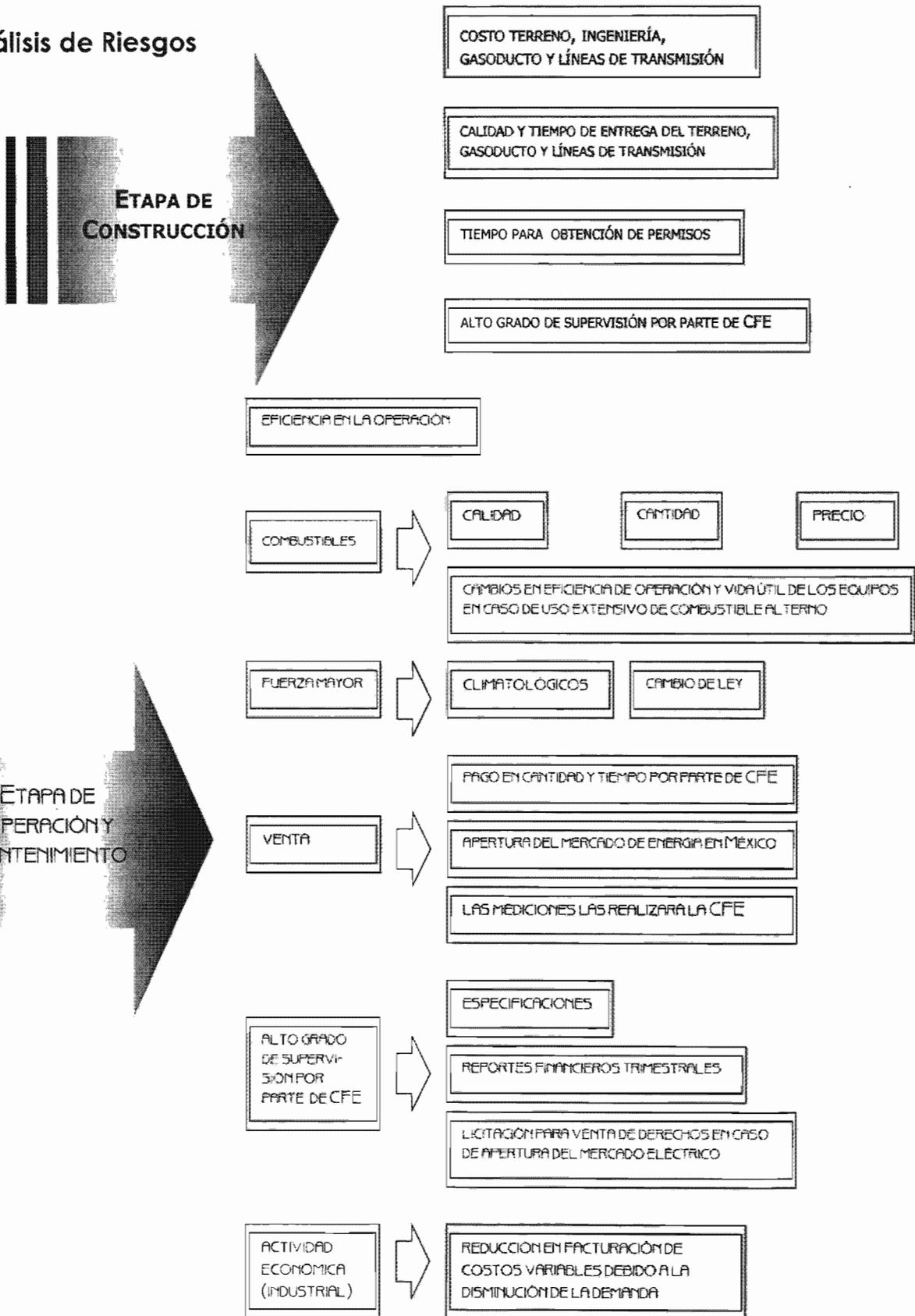
t = tasa de descuento real anual en pesos (12%).

i = de 1 hasta 271.

- En caso de que no se logre celebrar el contrato con el primer lugar, se procederá a invitar al segundo lugar siempre y cuando su PUNG sea igual o mayor en 10% del primer lugar.

La medición de riesgos se plantea como una necesidad para la valuación de un proyecto, ya que estos pueden ser determinantes para la participación de las empresas en los proyectos, debido a que su identificación y mitigación

Análisis de Riesgos



6.2.6 CONDICIONES DEL CONTRATO PIE

Para un análisis completo del proyecto, el contrato de PIE marca puntos que se deben de evaluar y considerar para integrar el monto del contrato entre las cuales destacaremos las siguientes:

A) Garantías

Garantía Preoperativa: constituida por una carta de crédito incondicional e irrevocable por 20 millones de USD a la firma del Contrato y hasta 40 millones de USD en la fecha de inicio (cierre financiero).

Garantía Operativa: constituida por una carta de crédito incondicional e irrevocable por 25 millones de USD válida a partir de la entrada en operación.

B) Seguros

En todos los seguros se deberá incluir una renuncia a la subrogación de los aseguradores contra la CFE. Todos los seguros deberán estar nominados y pagados en USD.

Seguro contra todo riesgo durante la construcción.

Seguro de responsabilidad civil hasta por 3 millones hasta la entrada en operación y por 5 millones de USD a partir de la misma.

Seguro contra todo riesgo durante la operación.

C) Penalidades

Límite de responsabilidad por indemnización por 80 millones de USD antes de la entrada en operación y 40 millones de USD después de la misma.

Incumplimiento de eventos críticos de construcción y montaje: Aumentos de garantías por 500,000 USD (hasta 1.5 millones USD).

Incumplimiento de eventos críticos de sincronización de turbogeneradores: Aumentos de garantías por 1 millón USD (hasta 3 millones USD).

Pena convencional por cada día de atraso en la entrada en operación comercial por:

- 1 - 29 días 50,000 USD hasta 1.5 millones USD
- 30 - 59 días 66,666 USD hasta 2.0 millones USD
- 60 - 89 días 83,333 USD hasta 2.5 millones USD
- 90 - 120 días 100,000 USD hasta 3.0 millones USD

D) En caso de terminación anticipada del Contrato debido a un evento de fuerza mayor gubernamental, caso fortuito o fuerza mayor de la CFE, o en un evento de incumplimiento de la CFE, el precio de adquisición estará compuesto por el valor de las obras realizadas más un rendimiento de 4% sobre los US T-Bonds a 10 años, más los costos incurridos por el Productor que surjan por la terminación anticipada del Contrato.

E) En caso de que debido a cambios en la ley se requieran inversiones de capital mayores al 20% del valor presente de los flujos restantes del Contrato, el productor tendrá la opción de terminar el Contrato.

F) En caso de que esté operando en México, por dos años, un mercado abierto de energía eléctrica, el productor tendrá la opción de comprar las obligaciones de la CFE y venderlas al mejor postor bajo un proceso de licitación.

G) No habrá garantía o aval por parte del Gobierno Federal de México ni de cualquier otra entidad pública de México, incluyendo la misma CFE.

7. TRANSMISIÓN

7.1 VISIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El sistema de transmisión y distribución del SEN lo integran diferentes redes eléctricas con objetivos funcionales bien definidos:

.Red de transmisión troncal.- formada por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (230 y 400 kV). Permite movilizar grandes cantidades de energía entre regiones aisladas, y se alimentan de las centrales generadoras, abasteciendo las redes de subtransmisión y las instalaciones de algunos usuarios industriales.

.Redes de subtransmisión.- tienen una cobertura regional y utilizan altas tensiones de transmisión (69 a 161 kV). Estas suministran la energía a redes de distribución en media tensión y a cargas de usuarios conectadas en alta tensión de subtransmisión.

.Redes de distribución en media tensión.- suministran la energía de 2.4 a 60 kV permiten distribuir la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y abastecen las redes de distribución en baja tensión e instalaciones de usuarios conectadas en media tensión de distribución.

Las funciones de las líneas de transmisión que componen a la red de transmisión troncal son dos:

- Ⓐ Transportar la electricidad de los centros de generación a las subestaciones de distribución al menor costo y con menores pérdidas, esto se realiza con líneas a muy alta tensión.
- Ⓑ Conectar los subsistemas de generación y distribución.

Los componentes de una línea de transmisión son tres: conductores, estructuras y aisladores. Los conductores son cables de cobre o de aleación de cobre con acero, los sistemas de corriente alterna que operan mundialmente son trifásicos: tres conductores y uno llamado tierra, en cada

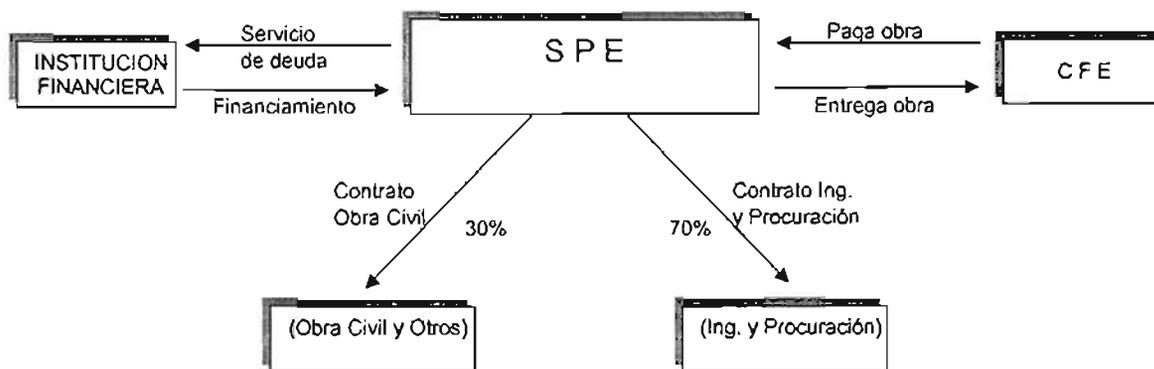
línea de transmisión se observan tres conductores y uno con menor aislamiento, denominado cable de guarda.

Las estructuras o torres, normalmente de acero estructural, se instalan cada 50 o 100 metros para soportar los conductores. Su diseño se adapta al peso de los conductores, al tipo de terreno y a las condiciones ambientales.

La tensión o voltaje del sistema de transmisión en México es de 230 y 400 kv. Para que puedan ser soportados por las estructuras se requiere de un elemento aislante entre los conductores y la estructura. Éstos son los aisladores de vidrio, porcelana o de un material sintético, que observamos entre los conductores y el cuerpo de las estructuras. El número de aisladores depende de la tensión, altitud sobre el nivel del mar, condiciones ambientales y grado de contaminación.

Se ha visto que la CFE en 1997 estuvo convocando las licitaciones donde el tipo de contrato era Ingeniería, Procuración y Construcción (IPC) y con derecho a explotarlas por 7 años, sin embargo en los años subsecuentes predominó el programa PIDREGAS bajo el esquema de OPF (Obra Pública Financiada), con el contrato a precio alzado y tipo IPC.

La tendencia actual de contratación para las próximas Líneas de Transmisión es la de continuar con la Obra Pública Financiada, bajo la modalidad de IPC, es decir la contratista es la responsable de conseguir todo el financiamiento del proyecto y cuando se realicen las entregas parciales, la CFE paga el costo del proyecto, ya sea al contratista o a quien financie el proyecto, el contratista tiene que realizar la Ingeniería, Procuración, Construcción y pruebas del proyecto.



7.2 LÍNEA DE TRANSMISIÓN 407 RED ASOCIADA ALTAMIRA 3ª FASE

Como parte integral del plan Gubernamental de Energización del País, la CFE pública en el DOF la Licitación Pública Internacional denominada "PROYECTO 28 LT 407 RED ASOCIADA A ALTAMIRA II, III Y IV (3ª FASE)". La CFE cuenta con la aprobación de la H. Cámara de Diputados en el Presupuesto de Egresos de la Federación para la realización de este Proyecto, así como con las autorizaciones de la SHCP, contenida en el oficio Núm. 340.AI.089, y de la Comisión Intersecretarial Gasto Financiamiento, mediante acuerdo 99-XLVII-2, para asumir los compromisos contemplados para el proyecto.

7.2.1 DESCRIPCIÓN L.T. 407 ALTAMIRA 3ª FASE

El Proyecto consiste en la ejecución de todas las Obras necesarias para la construcción e instalación de 3 Líneas de Transmisión con voltajes de 400 kV con longitud total de 172 km-L y 291 km-C, que se localizarán en los estados de San Luis Potosí, Zacatecas, Jalisco y Aguascalientes, incluyendo toda la Ingeniería, Procura, el suministro, la construcción, el montaje, las pruebas preoperativas y la participación en las pruebas operativas de las Líneas de Transmisión. El Contratista deberá obtener todo el financiamiento necesario para las Obras.

LT. EL POTOSI - PALO ALTO	119 km-L y 238 km-C,
SUBTRAMOS	
S.E. El Potosí - Taponá (0+000 AL 30+000)	30 km
La Taponá - Morelos (30+000 al 60+000)	30 km
Morelos - Buenavista (60+000 al 90+000)	30 km
Buenavista - Palo Alto (90+000 al 119+000)	29 km
Separación aproximada entre torres	500 m
Numero de torres	240 Torres
Puntos de inflexión	10 P.I.
Punto inicio	S.E. El Potosí (S.L.P)
Punto llegada	Palo Alto (Aguascalientes)

LT. PALO ALTO - AGUASCALIENTES POTENCIA	31 km-L y 31 km-C
SUBTRAMO	
Potencia - Palo Alto (0+000 al 31+000)	31 km
Separación aproximada entre torres	500 m
Numero de torres	63 Torres
Puntos de inflexión	9 P.I.
Punto inicio	Palo Alto Ags
Punto llegada	S.E. Aguascalientes Potencia

LT. PALO ALTO - CAÑADA	22 km-L y 22 km-C
SUBTRAMO	
Palo Alto – S.E. Cañada (0+000 al 22+000)	22 km
Separación aproximada entre torres	500 m
Numero de torres	43 Torres
Puntos de inflexión	2 P.I.
Punto inicio	Palo Alto AGS
Punto llegada	S.E. Cañada Aguascalientes



La CFE ha establecido que los Proyectos de Infraestructura Eléctrica que se desarrollen sean con capital privado, licitados bajo el esquema de OPF, que son mecanismos de inversión autorizados año con año por el Congreso, toda vez que son una combinación de recursos públicos y privados que han permitido desarrollar proyectos en los campos de los hidrocarburos y de la electricidad, "capaces de pagarse con los recursos que ellos mismos generan".

El Contrato del Proyecto es un CONTRATO DE OBRA PÚBLICA FINANCIADA A PRECIO ALZADO. En caso de tener que ejecutar obra Adicional se harán bajo un CONTRATO DE OBRA PÚBLICA A PRECIOS UNITARIOS y serán pagados a la fecha de la Aceptación Provisional de las Obras.

El plazo de ejecución del proyecto es de 15 meses (450 días calendario) hasta la fecha de Aceptación Provisional de la última obra donde se deberá garantizar que el contenido mínimo de integración nacional del Proyecto es del 35% del costo total (en equipos y suministros excluyendo la construcción).

La contraprestación para el Contratista será el Precio del Contrato ofertado por el licitante. La CFE pagara la porción del Precio del Contrato que corresponda a las Líneas respectivamente, en la fecha de Aceptación Provisional de las mismas.

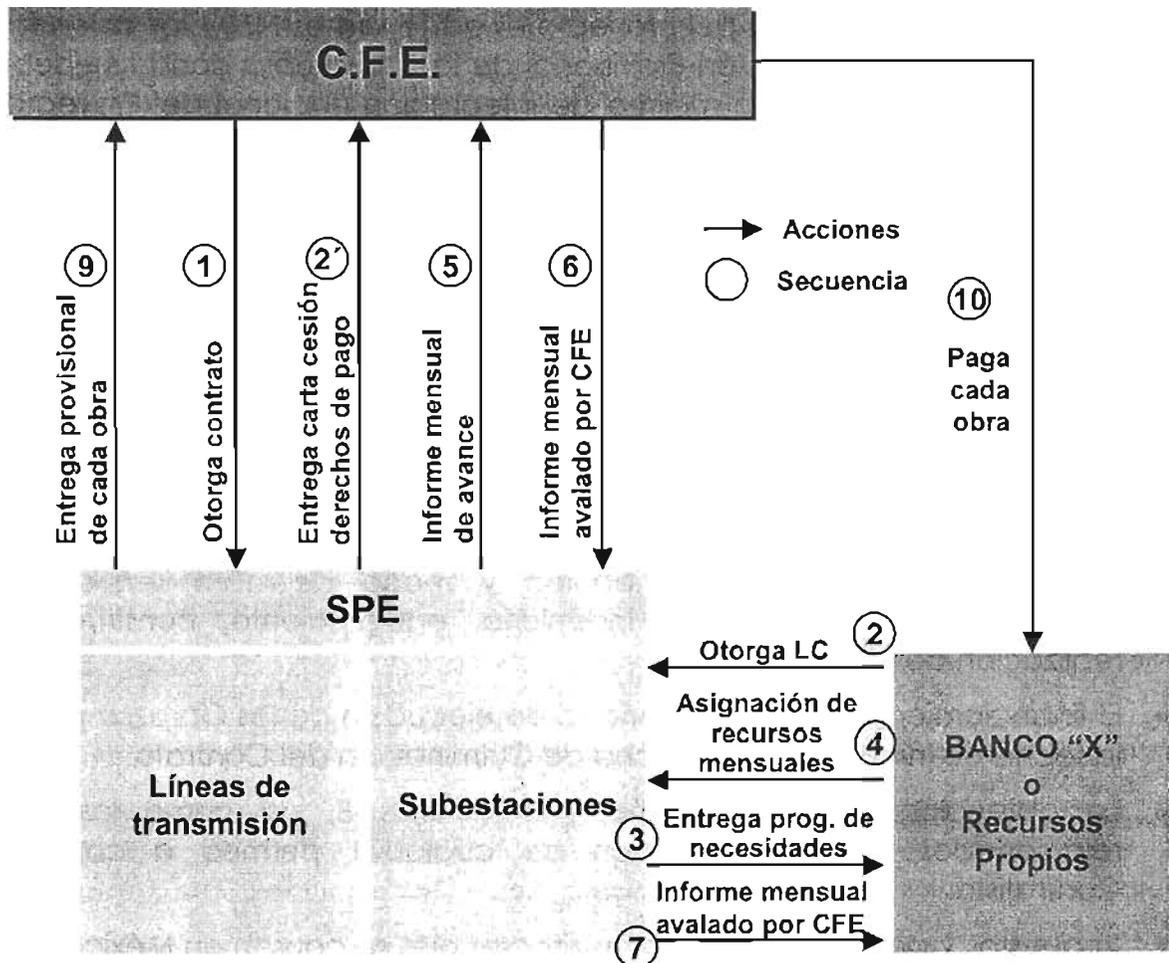
El precio del contratante incluye:

- El suministro de materiales, equipo y mano de obra requeridos o apropiados para el diseño, ingeniería, equipamiento, construcción y realización de pruebas.
- El financiamiento durante el período de ejecución de las Obras, a partir de la fecha de inicio y hasta la Fecha de Culminación del Contrato.
- La obtención de los Derechos Inmobiliarios B, así como los costos relacionados con la obtención de cualquier permiso a cargo del Contratista.
- Impuestos y demás contribuciones fiscales que se causen en México, en los tres niveles de Gobierno (Federal, Estatal y Municipal) a que estén sujetos

este tipo de proyectos, así como las cuotas de seguridad social y al sistema de ahorro para el retiro.

- Seguros y Garantías
- Otros costos y gastos en que incurra el Licitante al cumplir con sus obligaciones bajo el contrato.

El criterio de asignación de la obra indica que se adjudicará al Licitante que satisfaga todos los requisitos y oferte el Precio del Contrato que de conformidad con la metodología de evaluación resulte ser el más bajo.



7.2.2 REQUISITOS MÍNIMOS

- Se solicita se constituya formalmente una Sociedad de Propósito Específico (SPE) para la presentación de la Propuesta.
- Se solicita que se presente en la Propuesta el análisis de un solo Indirecto, una solo Organigrama, un solo cálculo de financiero.
- Se solicita Experiencia demostrable de 5 contratos donde en cada uno de ellos se haya construido cuando menos una Línea de Transmisión de 400 kv y un capital contable mínimo de 84 millones de pesos.

7.2.2.1 FINANCIAMIENTO

El Contratista tendrá la responsabilidad exclusiva de obtener y mantener en vigor, con base exclusivamente en sus propios medios y sin recurrir a la CFE todo el financiamiento necesario para las Obras. La Comisión no otorgará ningún anticipo ni pago por avance de las Obras relacionadas con cualquier Línea de Transmisión antes de su Fecha de Aceptación Provisional o de la fecha de terminación anticipada del Contrato. Las obligaciones del Contratista bajo el Contrato en ninguna forma serán o estarán sujetas a su habilidad de obtener dicho financiamiento.

7.2.2.2 DERECHOS INMOBILIARIOS B

El Contratista está obligado a obtener a su sola costa los Derechos Inmobiliarios B, que incluye la obtención de permisos, estudios de Impacto Ambiental, negociaciones, indemnizaciones etc. y la realización de todas las obras necesarias para poder acceder al Derecho de Vía liberado por la CFE (Derechos Inmobiliarios A).

DERECHOS INMOBILIARIOS TIPO "A" (el derecho de vía de la Línea a cargo de la CFE)

DERECHOS INMOBILIARIOS TIPO "B" (derecho de vía utilizado para llegar a la Línea de Transmisión).

7.2.3 CONDICIONES DEL CONTRATO

7.2.3.1 GARANTÍAS DE CUMPLIMIENTO Y DE CALIDAD

Se deberá entregar a la Comisión, después del Fallo, una Carta de Crédito Incondicional e Irrevocable a favor de la Comisión por un monto equivalente al 10% del Precio del Contrato a fin de garantizar el debido, propio y absoluto **CUMPLIMIENTO** del Contrato

Asimismo, se deberá entregar, antes de la Aceptación Provisional de la Obra, una Garantía de **CALIDAD** de acuerdo a cualquiera de las siguientes formas:

- a) Fianza emitida a favor de la Comisión. El monto de la Garantía de Calidad de cada Línea de Transmisión deberá ser igual al diez por ciento 10% del Precio de cada Línea.
- b) Carta de Crédito Irrevocable e Incondicional. El monto de la Garantía de Calidad de cada Línea de Transmisión deberá ser igual al cinco por ciento 5% del Precio de cada Línea.

No obstante la recepción formal de las Obras, el Contratista quedará obligado, a responder de los Defectos que resultaren de las mismas, por **VICIOS OCULTOS**, y de cualquier otra responsabilidad en que hubiere incurrido en los términos señalados en le presente Contrato y en el Código Civil Federal.

7.2.3.2 SEGUROS

El Contratista deberá obtener, antes de iniciar las actividades relacionadas con las Obras, una póliza de seguro contra todo riesgo que cubra:

- Riesgos de daños físicos causados a las Obras y los Materiales
- Riesgos derivados de montaje de maquinaria.
- Riesgo del transporte de los Materiales al Sitio.
- Riesgos derivados de las garantías de Obra (del Contratista, Subcontratistas y Proveedores)

- Riesgos derivados de todos los eventos de Caso Fortuito o Fuerza Mayor que constituyan riesgos asegurables.

Además, de obtener también una póliza de seguro que cubran la responsabilidad civil del contratista y de los Subcontratistas y Proveedores con respecto a daño, pérdida o lesión a terceros y/o a bienes que no formen parte de las Obras o del Equipo del Contratista.

El límite de responsabilidad contratado bajo la póliza de responsabilidad civil deberá ser por lo menos de \$100'000,000 USD (Cien Millones de Dólares Americanos).

Se cuidará que todos los Subcontratistas y Proveedores, en todo momento durante el período en que participen en la realización de trabajos o prestación de servicios en relación con las Líneas de Transmisión, suministren y mantengan en pleno vigor y efecto pólizas de seguro equivalentes a las exigidas al Contratista.

7.2.4 ANÁLISIS DE RIESGOS

↳ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Contrato con la Modalidad de Ingeniería, Procuración y Construcción (IPC)

⇨ **RIESGO:**

Que el Proyecto definitivo sea de mayor costo que la Pre-Ingeniería desarrollada para la Propuesta

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN:**

Revisar a detalle la Pre-Ingeniería y establecer con el Diseñador y se definir incentivos y penas por ahorros y/o sobrecostos de algún porcentaje del monto de su Contrato

▼ **PRINCIPALES CAUSAS:**

No entregar la Carta de Crédito Incondicional e Irrevocable por el 10% del precio del Contrato que exige CFE como Garantía de Cumplimiento, después de los 15 días de notificación de Fallo al Contratista

⇒ **RIESGO:**

Incumplir con los Requisitos de CFE y ser sancionados por la Comisión.

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN:**

- Realizar y acelerar las gestiones con los Bancos con los que se esta negociando la Carta de Crédito.
- Calcular el costo de una posible sanción por parte de Comisión e incluirlo en la Propuesta

▼ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Aplicación de Arancel para los materiales de las Torres que vienen del extranjero

⇒ **RIESGO:**

- Aplicar el Arancel y elevar el costo de la propuesta por la incertidumbre que existe en su aplicación.
- No aplicarlo y tener sobrecostos en la ejecución de la obra.

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN**

- Evaluar las posibles repercusiones de aplicar o no el Arancel en la Propuesta

ARANCEL DE IMPORTACIÓN DE TORRES

- Existe un Proceso Legal interpuesto por fabricantes nacionales acerca de la aplicación de un Arancel a las Torres que ingresan al País provenientes de países de Asia y Europa.
- A la introducción al País del material se debe aplicar un 7% sobre la diferencia entre el precio real de adquisición y el precio de \$1,170 usd/ton.
- Este importe se debe depositar en un Fondo de Depósito (Cuenta Aduanal), y si en seis meses no se ha resuelto el Proceso Legal se regresa el dinero al Contratista.

▼ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Retraso en la Obtención del Derecho de Vía por parte de CFE (Derechos Inmobiliarios Tipo "A").

⇒ **RIESGO:**

Tener un número mayor de Días Paro y kilómetros de Relocalización que los que CFE pide se consideren como costo en la Propuesta

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN**

- Manejo de Contrato
- Definir y analizar a detalle el costo de los días paro excedentes a los autorizados por CFE, para incluirlo en la negociación de pago con CFE.

Liberación de Bienes Inmuebles Tipo A

- CFE debe poner a disposición del Contratista los Derechos Inmobiliarios A.
- En caso de no haber liberación en un tramo el Contratista deberá moverse a donde sí este liberado.
- Comisión pide incluir en la Propuesta el costo de un número específico de Días de Paro y de kilómetros de Relocalización de Frentes.
- En caso de retraso en obtener los Derechos Inmobiliarios A, las partes se reunirán para adaptar el Programa de Ejecución y las Fechas de Eventos Críticos.

▼ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Obtención de accesos al Derecho de Vía (Inmobiliarios B) a cargo del Contratista

⇒ **RIESGO:**

Tener variaciones importantes en las negociaciones con los propietarios, entre lo estimado en la oferta y lo que se tenga en la realidad

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN**

- Se utilizarán los caminos públicos y dado que los terrenos de la trayectoria son planos, se harán los caminos de acceso por el Derecho de Vía y así minimizar pagos a los propietarios. Las trayectorias de estas Líneas van paralelas a Carreteras y Autopistas en un 70% de su longitud.

↳ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Contrato con la modalidad de Obra Pública Financiada

⇨ **RIESGO:**

- No obtener Financiamientos Competitivos
- No hay anticipo de obra y se tendrán sobrecostos por falta del derecho de vía de manera oportuna y ordenada.

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN**

- Evaluar los posibles costos Financieros y obtener las mejores condiciones en el mercado.
- De preferencia negociar líneas de crédito por proyecto.

↳ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Retraso en la asignación del crédito

⇨ **RIESGO:**

- No cumplir con los compromisos adquiridos y que se atrase la entrega de Obra.
- Que se haga efectiva la penalización por Atraso de Obra (hasta un 10% del importe de la LT en la que se presente el atraso).

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN**

- Adelantar en la etapa de Licitación la recopilación de los documentos necesarios y fijar fechas compromiso con el banco o entidad financiera..

↳ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Necesidad de efectivo desde el inicio de la obra.

⇨ **RIESGO:**

Que debido a que el período de asignación del crédito con el banco o entidad financiera puede ser en un lapso de 3 a 6 meses no se tenga dinero para iniciar la obra.

⇒ ACCIÓN DE MITIGACIÓN

-Posibilidad de conseguir un Crédito Puente para iniciar la obra. (incluir el sobrecosto que esto representa en la Propuesta).

-Negociar con Proveedores y Subcontratistas que los primeros pagos se efectúen a partir del séptimo mes de ejecución de la obra.

↘ PRINCIPALES CAUSAS:

Problemática Social, para caminos de acceso y tránsito fuera y dentro del derecho de vía.

⇨ RIESGO:

La problemática social dependerá de la región del país la cual va acompañada de la gestión que haya realizado CFE en la liberación del derecho de vía y la experiencia que tenga la comunidad en este tipo de negociaciones con otras paraestatales del tipo de PEMEX

⇒ ACCIÓN DE MITIGACIÓN

Se deberá establecer un equipo de trabajo con experiencia en avalúos y conocimiento del alcance contractual de alta confiabilidad ya que manejarán la posibilidad de negociación de pagos en efectivo o en especie.

↘ PRINCIPALES CAUSAS:

Integración Nacional

⇨ RIESGO:

Se debe de tener un 35% de integración nacional del costo total del proyecto en equipos y suministros excluyendo la construcción

⇒ ACCIÓN DE MITIGACIÓN

La empresa electromecánica deberá cumplir con los requisitos exigidos para la obra electromecánica

↘ PRINCIPALES CAUSAS:

Carencia de información geológica del terreno por donde va la trayectoria

⇒ **RIESGO:**

Es responsabilidad de la contratista obtenerla para poder formular la propuesta del diseño estructural

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN**

Solicitar la información a la CFE, y realizar un estudio geológico con una resonancia magnética y deducir con cartas geológicas el tipo de suelo y aplicar las consideraciones de diseño indicadas en la parte técnica del proyecto.

↘ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Carencia de información de la resistividad del terreno

⇒ **RIESGO:**

Es responsabilidad de la contratista obtenerla para poder formular la propuesta del diseño estructural

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN**

Se propondrá el diseño típico que maneja la CFE

↘ **PRINCIPALES CAUSAS:**

Diseño de torres

⇒ **RIESGO:**

Es responsabilidad del contratista el diseño de la ingeniería de torres si propone unas diferentes a las indicadas en las bases por CFE

⇒ **ACCIÓN DE MITIGACIÓN**

Considerar el tipo propuesto por CFE ya que este contrato esta elaborado para que se compren estructuras en el país, por la parte de la integración nacional.

El mercado de líneas de transmisión demandara mayor infraestructura como consecuencia de los proyectos de generación que actualmente se construyen en el país.

8. CONCLUSIONES

México es un país con aproximadamente 2 millones de kilómetros cuadrados con una población de más de 110 millones de habitantes, es uno de los países más grandes del mundo; por su producción, la economía mexicana se encuentra entre las quince más grandes en el ámbito internacional, aunque en materia de infraestructura México figura entre los países que menos planea y financia esta actividad.

Por ello, debemos empezar a tomar las medidas necesarias para la planeación del sector eléctrico como elemento fundamental, en lo que se refiere a su expansión en la generación, transmisión y distribución, incluyendo el desarrollo de sectores complementarios como ductos de transporte y suministro de combustibles.

Los cambios en un mundo globalizado hacen necesario modernizar y fortalecer la estructura de este sector, con la finalidad de que responda a las nuevas tendencias mundiales y a las exigencias de la sociedad para garantizar el servicio público de energía eléctrica.

La industria de la construcción ha sido de las más afectadas, debido a las crisis que hemos vivido, pese a su escaso crecimiento anual se han logrado avances significativos en la modernización en el sector, a través de la búsqueda de la participación privada, mediante la implementación de esquemas financieros para la construcción, operación y concesión, aún así, reporta un importante rezago que afecta seriamente el sano crecimiento del sector.

Para impulsar los proyectos de energía, el gobierno mexicano requiere de cuantiosas inversiones, que consideran el diseño, ingeniería, procuración y puesta en marcha de los proyectos, por ello, debemos considerar a la inversión privada no solo como un complemento necesario, sino como el actor fundamental para el desarrollo de estos proyectos.

En México es indispensable crear mecanismos que brinden certidumbre a los inversionistas para proteger y fomentar la inversión reflejándose en un nivel alto de confianza que pueda repercutir de manera directa en el costo del financiamiento y en los precios más competitivos que deben tener los proyectos de infraestructura de esta trascendencia para el país.

El incremento en la demanda de energía eléctrica rebasa la capacidad financiera del presupuesto federal para construir las obras que se requieren, por ello, es necesario estructurar soluciones que sean técnica, ambiental, económica y socialmente adecuadas, como fue el caso de la implementación de los PIDIREGAS como opción para resolver el problema de la falta de inversión en el sector eléctrico.

Este esquema financia la generación de electricidad con recursos privados, contando con el aval gubernamental, que le permite minimizar los riesgos que corre toda inversión. Estos proyectos son financiados a partir de recursos generados por la comercialización de los bienes y servicios de los propios proyectos.

En la legislación y normatividad se establece que para que un proyecto pueda recibir el tratamiento de PIDIREGAS debe ser estratégico, rentable, autofinanciable y contar con financiamiento de largo plazo.

Desde el punto de vista financiero de los 45 proyectos PIDIREGAS autorizados en el 2002, el Proyecto Hidroeléctrico El Cajón es sin duda, el más importante de este gobierno, además de ser la primera hidroeléctrica que se contrata bajo el esquema de OPF.

La creciente importancia de esquemas financieros novedosos, el uso de tecnología de punta y las asociaciones estratégicas para construir y operar empresas de infraestructura, innovan y enriquecen con nuevos recursos las oportunidades que se abren, aunque la mayor presencia en estos proyectos es de los grandes consorcios extranjeros que subcontratan a las empresas mexicanas en condiciones y precios muy desventajosos.

El notable apoyo que en los últimos años el gobierno le ha dado a empresas extranjeras en la participación de proyectos de infraestructura, ha llevado a una reducción significativa de la participación de la ingeniería mexicana, esto no quiere decir que el gobierno mexicano debe de incentivar una economía cerrada donde se proteja la ineficiencia y la incompetencia, todo lo contrario, el gobierno debe fomentar una sana competencia entre empresas locales para que estas alcancen altos estándares de eficiencia y calidad.

El gobierno no puede perder de vista que es la ingeniería mexicana la que verdaderamente tiene un compromiso a largo plazo con la sociedad y

por lo tanto se les debe dar preferencia, para que las empresas privadas mexicanas -grandes, medianas o pequeñas- participen activamente en la inversión en infraestructura.

La falta de participación de empresas mexicanas radica en la dificultad de acceder a financiamientos adecuados para estos proyectos, los créditos son escasos y muy caros tanto en la banca mexicana como en la extranjera, por lo que compiten en condiciones desventajosas, traduciéndose en un grave problema detectado en la aplicación de los esquemas financieros.

Actualmente, la generación eléctrica en México depende en más de un 67% de combustibles fósiles (petróleo, gas, carbón), lo que hace necesario el diversificar las fuentes energéticas primarias para la generación de electricidad. Además, México posee un potencial considerable de generación de electricidad a partir de energías renovables, las cuales debemos explotarlas con una visión clara hacia el futuro de manera consciente y equilibrada.

El consumo de hidrocarburos lejos de disminuir está aumentando y seguirá haciéndolo debido al incremento poblacional y al crecimiento económico de los países desarrollados y de aquellos en vías de desarrollo, esto hace que las reservas disminuyan, a fin de aumentarlas es necesario explorar más. La exploración se realiza en regiones cada vez más difíciles y la producción se realiza de tal manera que se busca obtener el máximo de hidrocarburos por pozo. El consumo de estos combustibles produce efectos ambientales locales, regionales y mundiales, que se podrán minimizar con la aplicación de mejores tecnologías.

Por ser México un país petrolero dependemos en gran medida de los combustibles fósiles debido a su menor costo en relación con otras fuentes energéticas y a la garantía de su suministro. La disponibilidad de reservas probadas y potenciales no permite prever que esta dependencia de los hidrocarburos sufra cambios radicales en un futuro inmediato.

Una importante fuente de insumos en la industria ha sido y será el gas natural que es usado y transformado en otros combustibles debido a sus propiedades menos contaminantes, no obstante, el desarrollo tecnológico será un factor crítico en la aplicación de energías renovables en el sector, así como en la capacidad de incorporar medidas ambientales adecuadas, además el gobierno debe garantizar la eliminación de plantas de generación

obsoletas, que sean sustituidas gradualmente por plantas de mayor eficiencia producto de nuevas inversiones, adaptándose a las nuevas tecnologías de punta.

La tendencia mundial apunta a que la generación de energía eléctrica se incremente a partir de productores independientes utilizando fuentes energéticas en forma más eficiente, limpia y productiva, México no será la excepción y posiblemente las instalaciones de refinación y petroquímica no sólo cogenerarán sino trigenerarán; es decir, producirán conjuntamente vapor, electricidad y aire acondicionado.

La mejor solución para lograr un desarrollo es hacer uso de diferentes fuentes generadoras de energía, incluyendo entre ellas la eólica y sus manifestaciones indirectas como oleajes y mareas, la misma energía solar, la geotermia, el vasto recurso hidráulico aún disponible y la energía nuclear; la participación de ingenieros mexicanos, la oportunidad de hacer crecer las empresas mexicanas, maximizar la inversión privada en el territorio nacional, asegurar que los proyectos de inversión sean productivos, planeados y rentables.

La energía nuclear continuará ocupando un papel secundario en muchas naciones, debido a las fuertes inversiones que se requieren para su desarrollo y a los problemas de seguridad que afronta, deberá tener un importante impulso en la implementación de nuevas tecnologías para el procesamiento de los residuos nucleares, ya que puede ser una potente herramienta para reducir la participación carbonífera en la economía.

Sin embargo, en el largo plazo los problemas de disponibilidad de hidrocarburos podrían presionar a los gobiernos para emplear la energía nuclear y otros energéticos como fuente de generación.

Las energías solar y eólica, deberán ser usadas con mayor frecuencia, el ritmo de incorporación de estas fuentes de generación de energía estará en relación directa con su competitividad, en cuanto al costo, frente a las fuentes tradicionales.

En el país las centrales hidroeléctricas solo generan el 21% del total de la energía eléctrica y por lo general, la energía que se genera se utiliza para cubrir consumos en horas pico, con lo cual el costo de la energía

hidroeléctrica se eleva, porque sólo se aprovecha parcialmente su capacidad de generación.

Tomando en cuenta que la conciencia ecologista en el mundo va en aumento, las políticas de preservación el medio ambiente las debemos enfocar a emplear insumos menos contaminantes o con bajas emisiones y fuentes alternas de energía, además requerimos una regulación ambiental con normas más estrictas lo más apegadas a los países que respetan y cuidan del medio ambiente y mantienen el equilibrio ecológico.

Un área prioritaria que se debe empezar a explotar es la aplicación de programas intensos de ahorro de energía y uso eficiente de la energía, como en el residencial y de servicios.

La introducción de medidas para que la población ahorre y conserve la energía, la tendencia hacia la construcción de viviendas inteligentes, las cuales utilizarán bajos consumos de energía nos hará lograr mejores niveles de eficiencia en el consumo de energía.

El servicio eléctrico debe tender a ser inteligente, el desarrollo de tecnología de punta requiere científicos y tecnólogos del más alto nivel; equipo de cómputo y experimental, así como un ambiente propicio para la innovación tecnológica.

La evolución de la Ingeniería, dependerá de la velocidad con que las nuevas técnicas puedan ser incorporadas a la práctica profesional y a su capacidad para generar, adaptar y utilizar los conocimientos científicos y técnicos mediante la aplicación de tecnologías de punta propias o importadas.

Es imprescindible tener conocimientos en otras disciplinas necesarias para la concepción integral de los proyectos, como administración, leyes y finanzas. Las empresas constructoras necesitan impulsar las áreas encargadas del desarrollo y promoción de los proyectos, así como de la evaluación y del financiamiento de los mismos, para poder asumir la responsabilidad de los proyectos.

La situación actual ha demandado un desarrollo en el marco jurídico claro, transparente y predecible que brinde seguridad jurídica a todos los participantes y permita a la CRE, como autoridad independiente, regular la

transmisión, distribución, suministro y venta de energía eléctrica en cuanto a precio y calidad de los servicios, en beneficio de los usuarios finales.

El reto del nuevo marco regulatorio no es sólo el conseguir la participación de los particulares en esta industria, sino el crear las condiciones de un mercado competitivo, adecuar marco regulatorio transparente y preciso tomando en cuenta las condiciones actuales del país y a sus necesidades más apremiantes.

Los requerimientos de infraestructura hacen absolutamente necesaria la participación del gobierno y de la iniciativa privada, al gobierno le corresponde la planeación estratégica del desarrollo de obras, invertir en áreas prioritarias, así como la expedición de las normas de los procesos, las licitaciones y los proyectos, la cual debe reflejar siempre la realidad de la competencia internacional.

La responsabilidad del sector privado es invertir y desarrollar recursos para la creación de una infraestructura moderna y eficiente. Gobierno e iniciativa privada deben compartir los riesgos económicos, en los casos en que la magnitud y complejidad de los proyectos así lo demande.

Las 3 principales empresas del sector: CFE, LFC y PEMEX, junto con las empresas privadas y con las oportunidades crecientes de desarrollo de proveedores nacionales son, en la nueva estrategia de desarrollo nacional integral y estratégico, los elementos de mayor importancia.

En el futuro, antes de formular concursos y dar a la publicidad las solicitudes de equipos y servicios para las licitaciones de ley, será necesario identificar que partes o elementos pueden o deben producirse por empresas nacionales para que se concursen en ese contexto, con la idea de que se genere valor agregado nacional, que esas oportunidades produzcan mayor capacidad profesional e intelectual, que los recursos se reinviertan en la economía nacional, que ayuden a desarrollar los mercados internos con miras en los externos, y se fomenten las oportunidades para tener empresas líderes en el abasto de la energía.

La infraestructura es una necesidad fundamental para la construcción de una economía eficiente y competitiva, así como para elevar la calidad de vida de la población, siempre bajo el estricto respeto al medio ambiente.

9. BIBLIOGRAFÍAS

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2003-2012

Dirección general de formulación de política energética
Secretaría de Energía, México, 2003.

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2002-2011

Dirección general de formulación de política energética
Secretaría de Energía, México, 2002.

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2001-2010

Secretaría de Energía, México, 2001.

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2000-2009

Secretaría de Energía, México, 2000.

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 1997-2006,

Secretaría de Energía, México, 1997.

PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 1995-2004

Secretaría de Energía, México, 1995.

OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE MÉXICO

Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2003 – 2012.
Secretaría de Energía, México, 2003.

OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO DE MÉXICO

Electricidad para el Desarrollo
Secretaría de Energía, México, Febrero, 2004.

PROGRAMA DE DESARROLLO Y RESTRUCTURACIÓN DEL SECTOR DE LA ENERGÍA 2000-2009

Secretaría de Energía, México, 2000.

PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Secretaría de Energía, México, 2002.

PROGRAMA DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL SECTOR ENERGÍA 2002-2006

Secretaría de Energía, México, 2002.

EL SECTOR ENERGÍA EN MÉXICO. ANÁLISIS Y PROSPECTIVA

Secretaría de Energía, México, 2000.

PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2003-2012

Dirección General, Subdirección de Programación
Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos
Comisión Federal Electricidad, México, Noviembre, 2003.

PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIONES DEL SECTOR ELÉCTRICO 2002 – 2011.

Dirección General, Subdirección de Programación
Gerencia de Programación de Sistemas Eléctricos
Comisión Federal Electricidad, México, 2002.

DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO 1996-2010

Comisión Federal de Electricidad, México, 1996.

9. Bibliografías

DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO

Comisión Federal de Electricidad, México, 2001.

NECESIDADES DEL SECTOR ELÉCTRICO

Comisión Federal de Electricidad, México, Noviembre de 2003

P.H. EL CAJÓN, NAYARIT.

Gerencia Técnica de Proyectos Hidroeléctricos
Comisión Federal Electricidad, México, Enero, 2002.

DESARROLLO DEL MERCADO ELÉCTRICO 1995-2009.

Comisión Federal de Electricidad, México, 2000.

COSTOS Y PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS EN EL SECTOR ELÉCTRICO "COPAR" (TOMOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN).

Comisión Federal de Electricidad, México, 1999.

PRECIOS Y FINANCIAMIENTO EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Comisión Federal de Electricidad, México, JUNIO 2001.

INFORME ANUAL 2002

Comisión Federal de Electricidad, México, 2002.

GUÍA DE GESTIONES PARA IMPLEMENTAR UNA PLANTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA QUE UTILIZA ENERGÍAS RENOVABLES EN MÉXICO.

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), México, 2004.

GUÍA DE GESTIONES PARA IMPLEMENTAR UNA PLANTA DE COGENERACIÓN EN MÉXICO.

Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), México, 2004.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL EN PROYECTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Alejandro López-Velarde
Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), México, Abril, 2002.

EL DOGMA DE LA PRIVATIZACIÓN ELÉCTRICA

José Antonio Almazán González
Sindicato Mexicano de Electricistas, México, 1999.

EL FINANCIAMIENTO PRIVADO DE ELECTRICIDAD A TRAVÉS DE LOS ESQUEMAS PIDIREGAS.

Cámara de Diputados, Dirección General de Bibliotecas
Servicio de Investigación y Análisis, México, 2003.

HACIA UNA REFORMA ELÉCTRICA CON VISIÓN DE ESTADO. LA REFORMA QUE CONVIENE A MÉXICO: LOS PRIMEROS PASOS.

Jorge A. Chávez Presa
Fundación Colosio, México, Marzo, 2003.

CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES: ¿NUEVO ESQUEMA FINANCIERO?

Jorge A. Chávez Presa
México, Junio, 2002.

PROSPECTIVA DE LA INVESTIGACIÓN Y EL DESARROLLO TECNOLÓGICO DEL SECTOR PETROLERO AL AÑO 2025

Instituto Mexicano del Petróleo, México, Junio, 2001.

MÉXICO: EFICIENCIA Y RENTABILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Josué H. Suárez Villaseñor, Alberto I. Pierdant Rodríguez
Departamento de Política y Cultura, Universidad Autónoma Metropolitana, Unidad Xochimilco, México.

LA INVERSIÓN PRIVADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO EN MÉXICO: ANTECEDENTES, CARACTERÍSTICAS Y ESTRUCTURA TERRITORIAL.

María Teresa Sánchez Salazar, José María Casado Izquierdo, Eva Saavedra Silva.
Instituto de Geografía UNAM, México, Noviembre, 2003.

VERSIÓN ESTENOGRÁFICA DE LA REUNIÓN DE TRABAJO DE LA COMISIÓN DE ENERGÍA, PRESIDIDA POR EL C. SENADOR JUAN JOSÉ RODRÍGUEZ PRATS

Congreso de la Unión, Comisión de Energía. México, 29 Agosto 2001.

INGENIERÍA FINANCIERA ANTE LA GLOBALIZACIÓN: ESQUEMAS DE FINANCIAMIENTO PARA LA FORMACIÓN DE CONSORCIOS.

Saturnino Suárez Reynoso, Luis Zárate Rocha.
XXIII Convención Panamericana de Ingenieros, México, 1994.

OPORTUNIDADES PARA LA INVERSIÓN PRIVADA EN ENERGÍA

Luis Zárate Rocha.
Foro de la Comisión Reguladora de Energía, México, Febrero 1996.

LA PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO.

José Luis Apodaca Villareal.
Análisis y Opinión, México, Agosto, 2004.

EVOLUCIÓN CONSTITUCIONAL DE LA REGULACIÓN DE LA ENERGÍA.

Jorge Espinosa Fernández.
Seminario de Actualización en Regulación del Sector Energético, UNAM-SENER, México, 1997.

LA REGULACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA Y DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD.

Francisco J. Treviño M.
Seminario de Actualización en Regulación del Sector Energético, UNAM-SENER, México, 1997.

LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA.

Marcelo Páramo Fernández.
Seminario de Actualización en Regulación del Sector Energético, UNAM-SENER, México, 1997.

LA PRIVATIZACIÓN Y EL SECTOR PARAESTATAL EN MÉXICO (UN ENFOQUE JURÍDICO-INSTITUCIONAL).

Manuel Barquín Álvarez.
Seminario de Actualización en Regulación del Sector Energético, UNAM-SENER, México, 1997.

CONTROL Y EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DEL SECTOR ENERGÍA.

Gonzalo Moctezuma Barragán.
Seminario de Actualización en Regulación del Sector Energético, UNAM-SENER, México, 1997.

EL RÉGIMEN DE PRECIOS Y TARIFAS EN EL SECTOR PÚBLICO DE LA ENERGÍA.

Ismael Gómez Gordillo.
Seminario de Actualización en Regulación del Sector Energético, UNAM-SENER, México, 1997.

REGULACIÓN ECOLÓGICA PARA EL SECTOR DE LA ENERGÍA.

María del Carmen Carmona Lara.
Seminario de Actualización en Regulación del Sector Energético, UNAM-SENER, México, 1997.

SECTOR ELÉCTRICO: ALGUNOS ENFOQUES RELACIONADOS CON LA ENTRADA DE INVERSIÓN PRIVADA AL SECTOR ELÉCTRICO Y LA PROSPECTIVA DE INVERSIÓN, GENERACIÓN Y CONSUMO DE ELECTRICIDAD EN MÉXICO PARA EL PERIODO 2000-2009.

Cámara de Diputados, H Congreso de la Unión.
Dirección General de Bibliotecas, México 2003.

SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO.

Cintia Angulo.
Directora General para México, Electricité de France, México, Mayo, 2004.

9. Bibliografías

EL SECTOR ELÉCTRICO Y SU TRANSFORMACIÓN.

Lic. Dionosio Pérez-Jacomé Friscione.
Presidente de la Comisión Reguladora de Energía.
Reunión Nacional de Energía CMIC, México, Abril, 2004.

PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA PRODUCTIVA DE LARGO PLAZO.

Ing. Eugenio Laris Alanís.
Director de Proyectos de Inversión Financiada, Comisión Federal de Electricidad.
Reunión Nacional de Energía CMIC, México, Abril, 2004.

FINANCIAMIENTO DEL SECTOR ELÉCTRICO.

Lic. Francisco J. Santoyo Vargas.
Director de Finanzas Comisión Federal de Electricidad.
Reunión Nacional de Energía CMIC, México, Abril, 2004.

REQUERIMIENTOS DE INFRAESTRUCTURA Y LA DEMANDA DE SERVICIOS DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

Ing. Kenneth S. Smith, Subdirector de Producción, Luz y Fuerza del Centro.
Reunión Nacional de Energía CMIC, México, Abril, 2004.

PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS EN MÉXICO.

Dr. Humberto Marengo, Presentación CIV- Tema el Cajón.
Reunión Nacional de Energía CMIC, México, Abril, 2004.

SECTOR ELÉCTRICO RETOS Y PERSPECTIVAS.

Juan Camilo Mouriño.
Subsecretario de Electricidad (SENER).
Reunión Nacional de Energía CMIC, México, Abril, 2004.

EL REGULADOR EN EL MARCO DE UNA INDUSTRIA ELÉCTRICA COMPETITIVA.

Francisco de Rosenzweig.
Asociación Mexicana de Derecho Energético, México, Octubre, 2002

CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (LSPEE)

REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MATERIA DE APORTACIONES

LEY DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y PROTECCIÓN AL AMBIENTE

LEY DE PRESUPUESTO, CONTABILIDAD Y GASTO PÚBLICO FEDERAL

REGLAMENTO DE LA LEY DE PRESUPUESTO, CONTABILIDAD Y GASTO PÚBLICO FEDERAL

LEY GENERAL DE DEUDA PÚBLICA

LEY DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS

REGLAMENTO DE LA LEY DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS

PAGINAS INTERNET

<http://www.energia.gob.mx>

<http://www.cfe.gob.mx>

<http://www.lfc.gob.mx>

<http://www.pemex.gob.mx>

<http://www.conae.gob.mx>

<http://www.cre.gob.mx>

<http://www.fide.org.mx>

<http://www.iie.org.mx>

<http://www.imp.mx>

<http://www.inin.mx>

<http://www.cnsns.gob.mx>

<http://www.cddhcu.gob.mx>

<http://www.cmic.org>

<http://www.compranet.gob.mx>

Secretaría de Energía.

Comisión Federal de Electricidad.

Luz y Fuerza del Centro.

Petróleos Mexicanos.

Comisión Nacional para el Ahorro de la Energía.

Comisión Reguladora de Energía.

Fideicomiso para el Ahorro de Energía.

Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Instituto Mexicano del Petróleo.

Instituto de Investigaciones Nucleares.

Comisión Nacional de Seguridad Nacional y Salvaguardas.

Cámara de Diputados, Congreso de la Unión.

Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción.

Sistema electrónico de Contrataciones Gubernamentales

ANEXOS

ANEXO A

REGIONES OPERATIVAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Área	Nombre de la región	Principales localidades	Área	Nombre de la región	Principales localidades
Noroeste	Sonora norte	Puerto Peñasco Nogales Cananea Nacozari Hermosillo	Central	Central	Cd.de México Toluca Cuernavaca Tula Pachuca
	Sonora sur	Guaymas Cd. Obregón Navojoa			
	Mochis	El Fuerte Los Mochis Guasave Culliacán	Oriental	Oriental	Poza Rica Mazatepec Tlaxcala Orizaba Puebla Tehuacán Veracruz Tuxpan Jalapa Acatlán
	Mazatlán	Mazatlán			
Norte	Juárez	Cd. Juárez Nuevo Casas Grandes	Acapulco	Acapulco	Acapulco Chilpancingo Zihuatanejo Mezcala
	Chihuahua	Chihuahua Cauhtémoc Delicias Moctezuma Camargo			
	Laguna	Durango Torreón Gómez Palacio			
Noreste	Río Escondido	Piedras Negras Nueva Rosita Río Escondido Nuevo Laredo	Temascal	Temascal	Temascal Oaxaca Huatulco Puerto Escondido
	Monterrey	Monterrey Saltillo Monclova Cerralvo			
	Reynosa	Reynosa Matamoros Río Bravo	Minatitlán	Minatitlán	Los Tuxtlas Minatitlán Coatzacoalcos Juchitán SalinaCruz
	Huasteca	Altamira Tampico Cd. Valles Cd. Victoria			
Occidental	Guadalajara	Guadalajara Tepic Puerto Vallarta Mazamitla	Grijalva	Grijalva	San Cristobal Tuxtla Gutiérrez Tapachula Villahermosa Cárdenas
	Manzanillo	Manzanillo Colima			
	Ags.-SLP	San Luis Potosí Zacatecas Matehuala Aguascalientes	Peninsular	Lerma	Escárcega Champotón Campeche Cd. del Carmen
	Bajío	León Irapuato Celaya Guanajuato Carapan Uruapan Salamanca Morelia Querétaro			
	Lázaro Cárdenas	Lázaro Cárdenas Infiernillo	Mérida	Mérida	Mérida Motul Ticul
				Cancún	Cancún
			Baja California	Mexicali	Mexicali San Luis Río Colorado
			Baja California Sur	Tijuana	Tijuana Tecate
			Ensenada	Ensenada	Ensenada
			Baja California Sur	Cd. Constitución	Cd. Constitución
			La Paz	La Paz	La Paz
			Cabo San Lucas	Cabo San Lucas	Los Cabos

Fuente: Comisión Federal de Electricidad.

ANEXO B

Centrales termoeléctricas ordenadas por su capacidad efectiva instalada.

CENTRALES GENERADORAS EN OPERACIÓN

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.T. PLUTARCO ELIAS CALLES (PETACALCO)	1	8 de Noviembre de 1993	350	GUERRERO	LA UNION
	2	14 de Diciembre de 1993	350		
	3	16 de Octubre de 1993	350		
	4	21 de Diciembre de 1993	350		
	5	27 de Julio de 1994	350		
	6	6 de Noviembre de 1994	350		
			2,100.00		
C.T. PDTE. ADOLFO LOPEZ MATEOS (TUXPAN)	1	30 de Junio de 1991	350	VERACRUZ	TUXPAN
	2	1 de Agosto de 1991	350		
	3	18 de Julio de 1994	350		
	4	6 de Agosto de 1994	350		
	5	27 de Mayo de 1996	350		
	6	29 de Julio de 1996	350		
	7	2 de Enero de 2004	163		
			2,263.00		
C.T. FRANCISCO PEREZ RIOS (TULA)	1	29 de Junio de 1976	300	HIDALGO	TULA
	2	27 de Septiembre de 1975	300		
	3	14 de Septiembre de 1977	300		
	4	12 de Abril de 1978	300		
	5	22 de Julio de 1982	300		
			1,500.00		
C.T. CARBON II	1	2 de Noviembre de 1993	350	COAHUILA	NAVA
	2	24 de Diciembre de 1993	350		
	3	22 de Diciembre de 1995	350		
	4	26 de Junio de 1996	350		
			1,400.00		
C.N. LAGUNA VERDE	1	29 de Julio de 1990	682.44	VERACRUZ	ALTO LUCERO
	2	10 de Abril de 1995	682.44		
			1,364.88		
C.T. JOSE LOPEZ PORTILLO (RIO ESCONDIDO)	1	21 de Septiembre de 1982	300	COAHUILA	RIO ESCONDIDO
	2	1 de Mayo de 1983	300		
	3	1 de Marzo de 1985	300		
	4	31 de Octubre de 1987	300		
			1,200.00		
C.T. GRAL. MANUEL ALVAREZ MORENO (MANZANILLO I)	1	1 de Septiembre de 1982	300	COLIMA	MANZANILLO
	2	1 de Enero de 1982	300		
	3	1 de Septiembre de 1983	300		
	4	23 de Abril de 1984	300		
			1,200.00		
C.C. ALTAMIRA III Y IV**	1	24 de Diciembre de 2003	1,036.00	TAMAULIPAS	ALTAMIRA
	2	24 de Diciembre de 2003			
	3	24 de Diciembre de 2003			
	4	24 de Diciembre de 2003			
	5	24 de Diciembre de 2003			
	6	24 de Diciembre de 2003			
			1,036.00		
C.T. VALLE DE MEXICO	1	1 de Abril de 1963	150	MEXICO	ACOLMAN
	2	1 de Diciembre de 1970	150		
	3	1 de Diciembre de 1970	150		
	4	16 de Mayo de 1974	300		
	5	27 de Abril de 2002	83.1		
	6	27 de Mayo de 2002	83.1		
	7	27 de Mayo de 2002	83.1		
			999.3		
C.C. TUXPAN III Y IV**	1	23 de Mayo de 2003	983	VERACRUZ	TUXPAN
	2	23 de Mayo de 2003			
	3	23 de Mayo de 2003			
	4	23 de Mayo de 2003			
	5	23 de Mayo de 2003			
	6	23 de Mayo de 2003			
			983		

Anexo B

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.T. SALAMANCA	1	19 de Junio de 1971	158	GUANAJUATO	SALAMANCA
	2	27 de Noviembre de 1970	158		
	3	1 de Febrero de 1977	300		
	4	8 de Agosto de 1978	250		
			866		
C.T. ALTAMIRA	1	23 de Diciembre de 1975	150	TAMAULIPAS	ALTAMIRA
	2	1 de Abril de 1976	150		
	3	27 de Septiembre de 1978	250		
	4	27 de Septiembre de 1978	250		
			800		
C.T. MANZANILLO II	1	24 de Julio de 1989	350	COLIMA	MANZANILLO
	2	22 de Mayo de 1989	350		
			700		
C.T. VILLA DE REYES	1	1 de Noviembre de 1986	350	SAN LUIS POTOSI	VILLA DE REYES
	2	1 de Octubre de 1987	350		
			700		
C.T. PUERTO LIBERTAD	1	1 de Agosto de 1985	158	SONORA	PITIQUITO
	2	1 de Marzo de 1986	158		
	3	1 de Septiembre de 1988	158		
	4	16 de Septiembre de 1989	158		
			632		
C.T. PRESIDENTE JUAREZ (ROSARITO)	1	6 de Marzo de 1964	75	BAJA CALIFORNIA NORTE	ROSARITO
	2	11 de Diciembre de 1964	75		
	3	31 de Agosto de 1963	75		
	4	18 de Marzo de 1969	75		
	5	1 de Agosto de 1991	160		
	6	30 de Junio de 1992	160		
			620		
C.T. JOSE ACEVEZ POZOS (MAZATLAN II)	1	13 de Noviembre de 1976	158	SINALOA	MAZATLAN
	2	1 de Octubre de 1976	158		
	3	1 de Diciembre de 1980	300		
			616		
C.C. BAJIO (EL SAUZ)**	1	9 de Marzo de 2002	577	QUERETARO	SAN LUIS DE LA PAZ
	2	9 de Marzo de 2002			
	3	9 de Marzo de 2002			
	4	9 de Marzo de 2002			
			577		
C. C. SAMALAYUCA II	1	12 de Mayo de 1998	114.4	CHIHUAHUA	CD. JUAREZ
	2	12 de Mayo de 1998	59.52		
	3	21 de Septiembre de 1998	114.4		
	4	21 de Septiembre de 1998	59.52		
	5	6 de Mayo de 1998	114.4		
	6	6 de Mayo de 1998	59.52		
			521.76		
C.T. PDTE. EMILIO PORTES GIL (RIO BRAVO)	1	1 de Julio de 1999	145.12	TAMAULIPAS	RIO BRAVO
	1	11 de Julio de 1964	37.5		
	2	27 de Abril de 1964	37.5		
	3	1 de Diciembre de 1982	300		
			520.12		
C.C.C. HUINALA	1	10 de Julio de 1981	62.34	NUEVO LEON	PESQUERIA
	2	21 de Mayo de 1981	62.34		
	3	27 de Mayo de 1981	62.34		
	4	5 de Junio de 1981	62.34		
	5	5 de Junio de 1985	128.3		
	6	2 de Marzo de 1999	139.69		
			517.35		
C.C.C. PRESIDENTE JUAREZ	1	6 de Julio de 2001	248	BAJA CALIFORNIA	ROSARITO
	2	6 de Julio de 2001	248		
			496		
C.C. RIO BRAVO II (ANAHUAC)**	1	18 de enero de 2002	495	TAMAULIPAS	VALLE HERMOSO
	2	18 de enero de 2002			
	3	18 de enero de 2002			
			495		
TUXPAN II**	1	15 de Diciembre de 2001	495	VERACRUZ	TUXPAN
	2	15 de Diciembre de 2001			
	3	15 de Diciembre de 2001			
			495		

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.C. ALTAMIRA II**	1	1o. de Mayo de 2002	495	TAMAULIPAS	PUERTO INDUSTRIAL ALTAMIRA
	2	1o. de Mayo de 2002			
	3	1o. de Mayo de 2002			
			495		
C.C. MEXICALI**	1	1 de Julio de 2003	489	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI
	2	1 de Julio de 2003			
	3	1 de Julio de 2003			
	4	20 de Julio de 2003			
			489		
C.T. CARLOS RODRIGUEZ RIVERO (GUAYMAS II)	1	6 de Diciembre de 1973	84	SONORA	GUAYMAS
	2	18 de Julio de 1973	84		
	3	16 de Mayo de 1980	158		
	4	16 de Mayo de 1980	158		
			484		
C.C. MERIDA III**	1	9 de Junio de 2000	484	YUCATAN	MERIDA
	2	14 de octubre de 2000			
	3	9 de Junio de 2000			
			484		
C.T. MONTERREY	1	15 de Julio de 1965	75	NUEVO LEON	S.N. GARZA
	2	11 de Febrero de 1964	75		
	3	22 de Julio de 1963	75		
	4	1 de Abril de 1973	80		
	5	1 de Agosto de 1973	80		
	6	25 de Abril de 1974	80		
			465		
C.C.C. DOS BOCAS	1	1 de Agosto de 1975	63	VERACRUZ	MEDELLIN
	2	1 de Septiembre de 1975	63		
	3	30 de Mayo de 1975	63		
	4	6 de Junio de 1975	63		
	5	6 de Mayo de 1975	100		
	6	3 de Noviembre de 1976	100		
			452		
C.C.C. HUINALA II (MONTERREY II)	7	17 de Septiembre de 2000	225.1	NUEVO LEON	PESQUERIA
	8	17 de Septiembre de 2000	225.1		
			450.2		
C.C. MONTERREY III**	1	27 de Marzo de 2002	449	NUEVO LEON	MONTERREY
	2	27 de Marzo de 2002			
			449		
C.C.C. CHIHUAHUA II (EL ENCINO)	1	9 de Mayo de 2001	138.15	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA
	2	9 de Mayo de 2001	138.15		
	3	9 de Mayo de 2001	147		
	4	7 de Junio de 2001	130.8		
			554.1		
C.T. FRANCISCO VILLA	1	22 de Noviembre de 1964	33	CHIHUAHUA	DELICIAS
	2	10 de Enero de 1964	33		
	3	22 de Marzo de 1964	33		
	4	10 de Diciembre de 1980	150		
	5	15 de Enero de 1982	150		
			399		
C.C.C. TULA	1	8 de Mayo de 1981	69	HIDALGO	TULA
	2	28 de Mayo de 1981	69		
	3	1 de Octubre de 1981	100		
	4	6 de Diciembre de 1981	72		
	5	1 de Mayo de 1984	72		
	6	1 de Septiembre de 1984	107		
			489		
C.C.C EL SAUZ	1	29 de Julio de 1981	50	QUERETARO	PEDRO ESCOBEDO
	2	2 de Julio de 1981	50		
	3	15 de Junio de 1981	50		
	4	29 de Abril de 1986	68		
	5	7 de Diciembre de 1998	122		
	6	5 de Junio de 2002	129		
			469		
C.T. JUAN DE DIOS BATIZ P. (TOPOLOBAMPO)	1	12 de Junio de 1995	160	SINALOA	AHOME
	2	12 de Junio de 1995	160		
	3	23 de Octubre de 1968	40		
			360		

Anexo B

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.T. GUADALUPE VICTORIA (LERDO)	1	18 de Junio de 1991	160	DURANGO	LERDO
	2	5 de Agosto de 1991	160		
			320		
C.T. BENITO JUAREZ (SAMALAYUCA)	1	2 de Abril de 1985	158	CHIHUAHUA	CD. JUAREZ
	2	12 de Diciembre de 1985	158		
			316		
C.C. SAN LORENZO POTENCIA	3	1 de enero de 2004	133	PUEBLA	CUAUTLANCINGO
	4	1 de enero de 2004	133.00		
			266		
C.C. CHIHUAHUA III **	1	2 de Septiembre de 2003	259	CHIHUAHUA	JUAREZ
	2	2 de Septiembre de 2003			
	3	9 de Septiembre de 2003			
C.C. NACO NOGALES **	1	4 de Octubre de 2003	258	SONORA	AGUA PRIETA
	2	4 de Octubre de 2003			
C.C. CAMPECHE **	1	28 de Mayo de 2003	252.4	CAMPECHE	PALIZADA
	2	28 de Mayo de 2003			
C.C. SALTILLO **	1	19 de Noviembre de 2001	247.5	COAHUILA	RAMOS ARISPE
	2	19 de Noviembre de 2001			
C.C. HERMOSILLO **	1	1 de Octubre de 2001	237.83	SONORA	HERMOSILLO
	2	1 de Octubre de 2001			
C.G CERRO PRIETO II	6	1 de Febrero de 1984	110	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI
	7	5 de Junio de 1987	110		
			220		
C.G CERRO PRIETO III	8	24 de Julio de 1985	110	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI
	9	18 de Abril de 1986	110		
			220		
C.T. FELIPE CARRILO PUERTO (VALLADOLID)	3	30 de Junio de 1994	80	YUCATAN	VALLADOLID
	4	28 de Junio de 1994	70		
	5	7 de Octubre de 1991	70		
			220		
T.G. TIJUANA	1	1 de Julio de 1982	30	BAJA CALIFORNIA	TIJUANA
	2	5 de Agosto de 1982	30		
	3	8 de Junio de 1999	150		
			210		
C.C.C. GOMEZ PALACIO	1	5 de Enero de 1976	59	DURANGO	GOMEZ PALACIO
	2	5 de Enero de 1976	59		
	3	5 de Enero de 1976	82		
			200		
C.G. CERRO PRIETO I	1	12 de Octubre de 1973	37.5	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI
	2	9 de Mayo de 1973	37.5		
	3	31 de Enero de 1979	37.5		
	4	31 de Marzo de 1979	37.5		
	5	23 de Noviembre de 1981	30		
		180			
C.T. MERIDA II	1	13 de Diciembre de 1981	84	YUCATAN	MERIDA
	2	30 de Octubre de 1982	84		
			168		
C.T. LERMA (CAMPECHE)	1	9 de Septiembre de 1976	37.5	CAMPECHE	CAMPECHE
	2	27 de Agosto de 1976	37.5		
	3	19 de Febrero de 1976	37.5		
	4	1 de Noviembre de 1979	37.5		
		150			
T.G. HERMOSILLO	1	21 de Diciembre de 1998	131.89	SONORA	HERMOSILLO
			131.89		
C.T. POZA RICA	1	1 de Febrero de 1963	39	VERACRUZ	TIHUATLÁN
	2	6 de Abril de 1963	39		
	3	7 de Junio de 1963	39		
			117		
C.T. PUNTA PRIETA II	1	1 de Agosto de 1979	37.5	BAJA CALIFORNIA SUR	LA PAZ
	2	1 de Noviembre de 1979	37.5		
	3	1 de Abril de 1985	37.5		
			112.5		

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
T.G. CANCUN	1	1 de Enero de 1974	14	QUINTANA ROO	CANCUN
	2	1 de Abril de 1975	14		
	3	1 de Abril de 1981	30		
	5	1 de Agosto de 1981	44		
			102		
C.G. CERRO PRIETO IV	10	26 de Julio de 2000	25	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI
	11	26 de Julio de 2000	25		
	12	26 de Julio de 2000	25		
	13	26 de Julio de 2000	25		
			100		
C.G. LOS AZUFRES	1	30 de Julio de 1982	0	MICHOACAN	CD. HIDALGO
	2	4 de Agosto de 1982	5		
	3	10 de Agosto de 1982	5		
	4	17 de Agosto de 1982	5		
	5	26 de Agosto de 1982	5		
	6	15 de Octubre de 1987	5		
	7	27 de Junio de 1989	50		
	8	01 de Enero de 2003	0		
	9	11 de Septiembre de 1991	5		
	10	1 de Febrero de 1994	5		
	11	1 de Febrero de 1994	1.45		
	12	1 de Febrero de 1994	1.45		
	13	1 de Noviembre 2003	26.8		
	14	1 de Noviembre 2003	26.6		
	15	1 de Noviembre 2003	26.6		
			194.5		
T.G. NIZUC	1	1 de Abril de 1980	44	QUINTANA ROO	CANCUN
	2	1 de Abril de 1980	44		
			88		
T.G. PARQUE JUAREZ	1	1 de Octubre de 1974	0	CHIHUAHUA	CD. JUAREZ
	2	5 de Octubre de 1977	18		
	3	6 de Octubre de 1980	13		
	4	9 de Octubre de 1980	28		
	5	18 de Agosto de 1980	28		
			87		
C.T. SAN JERONIMO	3	30 de Septiembre de 1960	37.5	NUEVO LEON	MONTERREY
	4	23 de Febrero de 1961	37.5		
			75		
C.T. FELIPE CARRILO PUERTO (VALLADOLID)	1	5 de Abril de 1992	37.5	YUCATAN	VALLADOLID
	2	3 de Octubre de 1992	37.5		
			75		
C.T. GUAYMAS I	3	10 de Agosto de 1962	30	SONORA	GUAYMAS
	4	13 de Abril de 1970	40		
			70		
T.G. CHIHUAHUA	1	1 de Abril de 1972	14	CHIHUAHUA	CHIHUAHUA
	2	30 de Agosto de 1972	14		
	3	23 de Febrero de 1980	18		
	4	9 de Abril de 1980	18		
			64		
C.D.E. AGUSTIN OLACHEA AVILEZ (PTO. SAN CARLOS)	1	16 de Agosto de 1991	31.5	BAJA CALIFORNIA SUR	SAN CARLOS
	2	16 de Enero de 1992	31.5		
	3	23 de Diciembre de 2001	41.13		
			104.13		
T.G. MEXICALI	1	1 de Octubre de 1974	26	BAJA CALIFORNIA	MEXICALI
	2	1 de Agosto de 1977	18		
	3	1 de Agosto de 1977	18		
			62		
T.G. LA LAGUNA	1	5 de Mayo de 1970	14	DURANGO	GOMEZ PALACIO
	2	5 de Mayo de 1970	14		
	3	6 de Junio de 1973	14		
	4	6 de Junio de 1976	14		
			56		
T.G. CIPRES	1	12 de Diciembre de 1981	27.43	BAJA CALIFORNIA	ENSENADA
	2	12 de Febrero de 1982	27.43		
			54.86		

Anexo B

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
T.G. CHANKANAAB (COZUMEL)	1	1 de Marzo de 1968	14	QUINTANA ROO	COZUMEL
	2	30 de Noviembre de 1968	12.5		
	4	7 de Enero de 1997	25		
			51.5		
C.T. NACHI-COCOM	1	21 de Febrero de 1972	24.5	YUCATAN	MERIDA
	2	21 de Diciembre de 1971	24.5		
			49		
T.G. MONCLOVA	1	1 de Diciembre de 1975	18	COAHUILA	MONCLOVA
	2	9 de Diciembre de 1980	30		
	3	23 de Septiembre de 1980	0		
			48		
T.G. LA PAZ	1	1 de Junio de 1977	18	BAJA CALIFORNIA SUR	LA PAZ
	2	1 de Junio de 1977	25		
			43		
T.G. LAS CRUCES	1	1 de Enero de 1969	14	GUERRERO	ACAPULCO
	2	6 de Julio de 1970	14		
	3	1 de Febrero de 1973	15		
			43		
T.G. CABORCA	1	3 de Noviembre de 1970	12	SONORA	CABORCA
	2	3 de Noviembre de 1981	30		
			42		
C.T. LA LAGUNA	4	1 de Diciembre de 1967	39	DURANGO	GOMEZ PALACIO
			39		
T.G. CIUDAD CONSTITUCION	1	26 de Octubre de 1984	33.22	BAJA CALIFORNIA SUR	CD. CONSTITUCION
T.G. LOS CABOS	1	30 de Noviembre de 1983	30	BAJA CALIFORNIA SUR	SAN CARLOS
T.G. CULIACAN	3	1 de Enero de 1990	30	SINALOA	CULIACAN
T.G. MERIDA II	3	1 de Abril de 1981	30	YUCATAN	MERIDA
T.G. NACHI-COCOM	3	16 de Marzo de 1987	30	YUCATAN	MERIDA
T.G. CHAVEZ	1	7 de Julio de 1971	14	COAHUILA	FCO. I. MADERO
	2	7 de Septiembre de 1971	14		
			28		
T.G. CIUDAD OBREGON	1	1 de Julio de 1972	14	SONORA	CAJEME
	2	1 de Noviembre de 1972	14		
			28		
T.G. TECNOLÓGICO.	1	1 de Febrero de 1974	26	NUEVO LEON	MONTERREY
T.G. EL VERDE	1	1 de Febrero de 1973	24	JALISCO	EL SALTO
T.G. LEONA	1	1 de Marzo de 1972	12	NUEVO LEON	MONTERREY
	2	1 de Junio de 1972	12		
			24		
T.G. UNIVERSIDAD	1	31 de Octubre de 1970	12	NUEVO LEON	MONTERREY
	2	23 de Octubre de 1971	12		
			24		
T.G. NUEVO LAREDO (ARROYO DEL COYOTE)	1	10 de Diciembre de 1980	12	TAMAULIPAS	NUEVO LAREDO
	2	10 de Diciembre de 1980	12		
			24		
T.G. INDUSTRIAL	1	1 de Marzo de 1977	18	CHIHUAHUA	CD. JUAREZ
C.G. LOS HUMEROS	1	31 de Mayo de 1991	5	PUEBLA	HUMEROS
	2	1 de Septiembre de 1991	5		
	3	1 de Enero de 2003	5		
	4	1 de Julio de 2003	5		
	5	1 de Febrero de 1993	5		
	6	1 de Junio de 1994	5		
	7	1 de Enero de 2003	5		
		35			
T.G. CIUDAD EL CARMEN	1	28 de Julio de 1986	14	CAMPECHE	CD. DEL CARMEN
T.G. XUL-HA	1	5 de Noviembre de 1980	14	QUINTANA ROO	XUL-HA
	4	3 de Febrero de 1969	0		
			14		
T.G. ESPERANZAS	1	16 de Noviembre de 1971	12	COAHUILA	MUZQUIZ
T.G. FUNDIDORA	1	5 de Abril de 1971	12	NUEVO LEON	MONTERREY
C.D.E. GUERRERO NEGRO	1	2 de Abril de 1982	0.6	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGE
	2	3 de Abril de 1982	0.45		
	3	1 de Enero de 2003	0		
	4	1 de Octubre de 2001	0.7		
	5	1 de Enero de 2001	1		
	6	1 de Octubre de 2001	2		
	7	1 de Octubre de 2001	2		

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
	8	1 de Octubre de 2001	2		
	9	1 de Octubre de 2001	0.5		
	10	23 de Mayo de 2001	1		
	11	1 de Marzo de 2004			
			10.25		
C.D.E. SANTA ROSALIA	1	10 de Junio de 1975	0.8	BAJA CALIFORNIA SUR	CD. CONSTITUCION
	2	19 de Febrero de 1982	0.6		
	3	12 de Marzo de 1975	1.2		
	4	10 de Junio de 1975	1.2		
	5	10 de Junio de 1975	2.8		
	6	1 de Octubre de 2001	2		
	7	1 de Enero de 1997	1		
	8	1 de Enero de 1997	1		
			10.6		
C.G. TRES VIRGENES	1	2 de Julio de 2001	5	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGE
	2	2 de Julio de 2001	5		
			10		
C.D.E. VILLA CONSTITUCION	4	22 de Octubre de 1971	2	BAJA CALIFORNIA SUR	CD. CONSTITUCION
	5	26 de Abril de 1972	2.5		
	6	7 de Agosto de 1976	2.5		
	7	23 de Diciembre de 1976	2.5		
			9.5		
C.D.E. HOLBOX	1	1 de Enero de 1985	0.32	QUINTANA ROO	LAZARO CARDENAS
	2	2 de Enero de 1985	0.25		
	3	3 de Enero de 1985	0.2		
	4	1 de Junio de 2003	0.5		
	5	1 de Junio de 2003	0.5		
	6	1 de Abril de 2002	0.8		
			2.57		
C.D.E. HUICOT	1	1 de Enero de 1973	0.05	JALISCO	SAN ANDRES COBAMIATA
	2	1 de Junio de 1975	0.05	NAYARIT	EL TRAPICHE
	3	1 de Junio de 1971	0.06	NAYARIT	SAN ANDRES PEYOTAN
	4	1 de Diciembre de 1969	0.25	NAYARIT	SANTA TERESA
	5	1 de Junio de 1963	0.25	NAYARIT	MESA DEL NAYAR
	6	1 de Diciembre de 1974	0.05	NAYARIT	LA YESCA
	7	1 de Mayo de 1973	0.03	NAYARIT	LA MANGA
	8	1 de Junio de 1971	0.05	NAYARIT	HUAYNAMOTA
	9	1 de Noviembre de 1974	0.05	NAYARIT	JESUS MARIA
	10	5 de Mayo de 1982	0.03	NAYARIT	HUAJIMIC
	11	5 de Mayo de 1967	0.03	NAYARIT	HUAJIMIC
	12	1 de Junio de 1971	0.05	NAYARIT	GUADALUPE OCOTAN
	13	1 de Junio de 1973	0.1	NAYARIT	AMATLAN DE JORA
	14	1 de Diciembre de 1969	0.05	NAYARIT	APOZOLCO
	15	1 de Enero de 1973	0.03	NAYARIT	EL TRAPICHE
	16	1 de Enero de 1973	0.05	JALISCO	TUXPAN DE BOLAÑOS
			1.18		
C.D.E. YECORA	1	3 de Junio de 1977	0.25	SONORA	YECORA
	2	18 de Julio de 1987	0.25		
	3	15 de Mayo de 1982	0.6		
			1.1		

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
UNIDADES MOVILES TURBOGAS					
T.G MOVIL T-25000-1 (CIPRES)	1	1 de Junio de 1987	19		
T.G MOVIL T-25000-2 (LOS CABOS)	2	28 de Enero de 1988	19		
T.G MOVIL T-25000-3 (PUEBLO NUEVO)	3	26 de Enero de 1977	20		
T.G MOVIL T-25000-4 (NUEVO NOGALES)	4	1 de Junio de 1987	17		
T.G MOVIL T-18000-1 (CHANKANAAB)	5	1 de Julio de 1987	12.5		
T.G MOVIL T-14000-1 (CIPRES)	6	7 de Enero de 1970	12.5		
T.G MOVIL T-14000-2 (PUEBLO NUEVO)	7	13 de Febrero de 1972	12.5		
T.G MOVIL T-5000-1 (SANTA ROSALIA)	8	2 de Octubre de 1984	2.9		
			115.4		

Anexo B

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
UNIDADES MOVILES DE COMBUSTION INTERNA					
C.I.M T-500-3 (PENAL ISLAS MARIAS)	25	15 de Julio de 1958	0.4		
C.I.M T-500-4 (PENAL ISLAS MARIAS)	26	23 de Marzo de 1960	0		
C.I.M T-500-5 (PENAL ISLAS MARIAS)	27	15 de Agosto de 1958	0.4		
C.I.M XX-6200-1 (CALERA)	28	1 de Septiembre de 1983	0		
C.I.M XX-6200-2 (CALERA)	29	1 de Septiembre de 1983	0		
C.I.M XX-6200-4 (CALERA)	30	20 de Diciembre de 1983	0		
C.I.M T-1000-6 (ENGLISH ELECTRIC)	31	1 de Enero de 1901	0		
C.I.M T-1000-1 (ENGLISH ELECTRIC)	32	1 de Enero de 1901	0		
C.I.M S-800-1 (LOS PINOS)	33	1 de Enero de 1901	0.4		
C.I.M S-300-1 (RODANO)	34	1 de Enero de 1901	0.3		
C.I.M T-300-2 (TALLER PLANTAS MOVILES)	35	1 de Enero de 1901	0.3		
C.I.M S-150-1 (TALLER PLANTAS MOVILES)	36	1 de Enero de 1901	0.15		
C.I.M S-150-4 (CABO SAN LUCAS)	37	1 de Enero de 1901	0.15		
C.I.M S-150-5 (ALMACEN TENAYUCA)	38	1 de Enero de 1901	0.15		
C.I.M S-150-6 (P.H. EL CAJON)	39	1 de Enero de 1901	0.15		
C.I.M S-150-7 (MUSEO TECNOLOGICO)	40	1 de Enero de 1901	0.15		
C.I.M S-150-9 (P.H. EL CAJON)	41	1 de Enero de 1901	0.15		
C.I.M S-150-10 (TALLER PLANTAS MOVILES)	42	1 de Enero de 1901	0.15		
C.I.M T-150-3 (XUL-HA)	43	1 de Enero de 1901	0.15		
C.I.M S-55-1 (CHANKANAAB)	44	1 de Enero de 1901	0.04		
C.I.M T-50-6 (COZUMEL)	45	1 de Enero de 1901	0.04		
C.I.M T-50-7 (CANCUN)	46	1 de Enero de 1901	0.03		
			3.11		

** Productor independiente de energía

Centrales hidroeléctricas ordenadas por su capacidad efectiva instalada.

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.H. MANUEL MORENO TORRES (CHICOASÉN)	1	29 de Mayo de 1981	300	CHIAPAS	CHICOASEN
	2	25 de Febrero de 1981	300		
	3	2 de Octubre de 1981	300		
	4	26 de Julio de 1980	300		
	5	22 de Agosto de 1980	300		
			1,500.00		
C.H. MALPASO	1	26 de Enero de 1969	180	CHIAPAS	TECPATAN
	2	6 de Febrero de 1969	180		
	3	7 de Abril de 1969	180		
	4	24 de Julio de 1969	180		
	5	1 de Febrero de 1978	180		
	6	14 de Octubre de 1977	180		
			1,080.00		
C.H. INFIERNILLO	1	28 de Enero de 1965	160	GUERRERO	LA UNION
	2	5 de Junio de 1965	160		
	3	28 de Febrero de 1966	160		
	4	22 de Marzo de 1966	160		
	5	13 de Mayo de 1975	180		
	6	14 de Junio de 1975	180		
			1,000.00		
C.H. AGUAMILPA	1	15 de Septiembre de 1994	320	NAYARIT	TEPIC
	2	11 de Noviembre de 1994	320		
	3	25 de Diciembre de 1994	320		
			960		

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.H. BELISARIO DOMINGUEZ (ANGOSTURA)	1	14 de Julio de 1976	180	CHIAPAS	V. CARRANZA
	2	27 de Mayo de 1976	180		
	3	22 de Noviembre de 1975	180		
	4	1 de Marzo de 1978	180		
	5	15 de Junio de 1978	180		
			900		
C.H. CARLOS RAMIREZ ULLOA (EL CARACOL)	1	16 de Diciembre de 1986	200	GUERRERO	APAXTLA
	2	7 de Marzo de 1987	200		
	3	23 de Septiembre de 1987	200		
			600		
C.H. LUIS DONALDO COLOSIO MURRIETA (HUITES)	1	15 de Septiembre de 1996	211	SINALOA	CHOIX
	2	12 de Septiembre de 1995	211		
			422		
C.H. ANGEL ALBINO CORSO (PEÑITAS)	1	15 de Septiembre de 1987	105	CHIAPAS	OSTUACAN
	2	20 de Mayo de 1987	105		
	3	1 de Marzo de 1987	105		
	4	12 de Enero de 1987	105		
			420		
C.H. TEMASCAL	1	18 de Junio de 1959	38.5	OAXACA	SAN MIGUEL
	2	8 de Agosto de 1959	38.5		
	3	29 de Noviembre de 1959	38.5		
	4	16 de Enero de 1960	38.5		
	5	9 de Octubre de 1996	100		
	6	9 de Octubre de 1996	100		
			354		
C.H. VILLITA	1	1 de enero de 2004	70.00	MICHOACAN	L. CARDENAS
	2	1 de enero de 2004	70.00		
	3	1 de enero de 2004	70.00		
	4	1 de enero de 2004	70.00		
			280		
C.H. ING. FERNANDO HIRIART B. (ZIMAPAN)	1	27 de Septiembre de 1996	146	HIDALGO	ZIMAPAN
	2	27 de Septiembre de 1996	146		
			292		
C.H. VALENTIN GOMEZ FARIAS (AGUAPRIETA)	1	15 de Septiembre de 1993	120	JALISCO	ZAPOPAN
	2	15 de Septiembre de 1993	120		
			240		
C.H. MAZATEPEC	1	6 de Junio de 1962	55	PUEBLA	TLATLAUQUE
	2	18 de Septiembre de 1962	55		
	3	13 de Abril de 1963	55		
	4	18 de Septiembre de 1964	55		
			220		
C.H. PLUTARCO ELIAS CALLES (EL NOVILLO)	1	12 de Noviembre de 1964	45	SONORA	SOYOPA
	2	12 de Noviembre de 1964	45		
	3	20 de Enero de 1977	45		
			135		
C.H. RAUL J. MARSAL (COMEDERO)	1	13 de Agosto de 1991	50	SINALOA	COSALA
	2	11 de Diciembre de 1991	50		
			100		
C.H. BACURATO	1	16 de Julio de 1987	46	SINALOA	SINALOA DE LEYVA
	2	13 de Noviembre de 1987	46		
			92		
C.H. HUMAYA	1	27 de Noviembre de 1976	45	SINALOA	BADIRAGUATO
	2	27 de Noviembre de 1976	45		
			90		
C.H. CUPATITZIO	1	14 de Agosto de 1962	36.23	MICHOACAN	URUAPAN
	2	14 de Agosto de 1962	36.23		
			72.45		
C.H. LA AMISTAD	1	1 de Mayo de 1987	33	COAHUILA	ACUÑA
	2	19 de Septiembre de 1987	33		
			66		
C.H. MANUEL M. DIEGUEZ (SANTA ROSA)	1	2 de Septiembre de 1964	30.6	JALISCO	AMATITLAN
	2	4 de Agosto de 1964	30.6		
			61.2		
C.H. 27 DE SEPTIEMBRE (EL FUERTE)	1	25 de Agosto de 1960	19.8	SINALOA	EL FUERTE
	2	24 de Noviembre de 1960	19.8		
	3	3 de Agosto de 1964	19.8		
			59.4		

Anexo B

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.H. EL COBANO	1	25 de Abril de 1955	26.01	MICOACAN	G. ZAMORA
	2	10 de Noviembre de 1955	26.01		
			52.02		
C.H. COLIMILLA	1	1 de Enero de 1950	12.8	JALISCO	TONALA
	2	1 de Enero de 1950	12.8		
	3	1 de Enero de 1950	12.8		
	4	1 de Enero de 1950	12.8		
			51.2		
C.H. FALCON	1	15 de Noviembre de 1954	10.5	TAMAULIPAS	NVA. CD. GUERRERO
	2	15 de Noviembre de 1954	10.5		
	3	8 de Enero de 1955	10.5		
			31.5		
C.H. AMBROSIO FIGUEROA (LA VENTA)	1	31 de Mayo de 1965	6	GUERRERO	LA VENTA
	2	30 de Abril de 1965	6		
	3	1 de Marzo de 1965	6		
	4	26 de Octubre de 1965	6		
	5	24 de Octubre de 1964	6		
			30		
C.H. CHILAPAN	1	1 de Septiembre de 1960	4	VERACRUZ	CATEMACO
	2	1 de Septiembre de 1960	4		
	3	27 de Julio de 1965	9		
	4	23 de Septiembre de 1965	9		
			26		
C.H. BOQUILLA	1	1 de Enero de 1915	6.25	CHIHUAHUA	S.FCO. CONCHOS
	2	1 de Enero de 1915	6.25		
	3	1 de Enero de 1915	6.25		
	4	1 de Enero de 1915	6.25		
			25		
C.H. JOSÉ CECILIO DEL VALLE (EL RETIRO)	2	26 de Abril de 1967	7	CHIAPAS	TAPACHULA
	3	25 de Marzo de 1968	7		
	4	13 de Mayo de 1967	7		
			21		
C.H. OVIACHI	1	28 de Agosto de 1957	9.6	SONORA	CAJEME
	2	21 de Diciembre de 1957	9.6		
			19.2		
C.H. CAMILO ARRIAGA	1	26 de Julio de 1966	9	SAN LUIS POTOSI	CD. MAIZ
	2	4 de Agosto de 1966	9		
			18		
C.H. PUENTE GRANDE	1	1 de Enero de 1912	2.8	JALISCO	TONALA
	2	1 de Enero de 1912	2.8		
	3	1 de Enero de 1912	2.8		
	5	1 de Enero de 1946	9		
			17.4		
C.H. JUNTAS	1	1 de Enero de 1923	6	JALISCO	GUADALAJARA
	2	1 de Enero de 1942	5		
	3	1 de Enero de 1957	4		
			15		
C.H. MINAS	1	10 de Marzo de 1951	5	VERACRUZ	LAS MINAS
	2	10 de Marzo de 1951	5		
	3	8 de Julio de 1954	5		
			15		
C.H. SALVADOR ALVARADO (SINALOA)	1	8 de Mayo de 1963	7	SINALOA	CULIACAN
	2	25 de Octubre de 1964	7		
			14		
C.H. ENCANTO	1	19 de Octubre de 1951	5	VERACRUZ	TLAPACOYAN
	2	19 de Octubre de 1951	5		
			10		
C.H. MOCUZARI	1	3 de Marzo de 1959	9.6	SONORA	ALAMOS
			9.6		
C.H. EL PLATANAL	1	21 de Octubre de 1954	5.6	MICOACAN	JACONA
	2	21 de Octubre de 1954	3.6		
			9.2		
C.H. BOTELLO	1	1 de Enero de 1910	4.05	MICOACAN	PANINDICUARO
	2	1 de Enero de 1910	4.05		
			8.1		

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operación comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.H. COLOTLIPA	1	21 de Noviembre de 1946	2	GUERRERO	QUECHULTENANGO
	2	1 de Junio de 1948	2		
	3	1 de Agosto de 1949	2		
	4	23 de Mayo de 1957	2		
			8		
C.H. ZUMPIMITO	1	1 de Octubre de 1944	0.8	MICHOACAN	URUAPAN
	2	18 de Febrero de 1948	0.8		
	3	28 de Septiembre de 1948	2.4		
	4	12 de Noviembre de 1949	2.4		
			6.4		
C.H. LUIS M. ROJAS	1	1 de Enero de 1963	5.32	JALISCO	TONALA
			5.32		
C.H. BOMBANA	1	20 de Marzo de 1961	1.32	CHIAPAS	SOYALO
	2	20 de Marzo de 1961	1.32		
	3	27 de Marzo de 1951	1.3		
	4	18 de Mayo de 1951	1.3		
			5.24		
C.H. COLINA	1	1 de Septiembre de 1996	3	CHIHUAHUA	S.FCO. CONCHOS
			3		
C.H. SAN PEDRO PORUAS	1	1 de Enero de 1958	1.6	MICHOACAN	VILLA MADERO
	3	1 de Enero de 1928	0.96		
			2.56		
C.H. TAMAZULAPAN	1	12 de Diciembre de 1962	1.24	OAXACA	TEPOSOLULA
	2	12 de Diciembre de 1962	1.24		
			2.48		
C.H. SCHPOINA (LAS ROSAS)	1	7 de Mayo de 1953	0.6	CHIAPAS	SOYATITAN
	2	7 de Mayo de 1953	0.6		
	3	1 de Febrero de 1963	1.04		
			2.24		
C.H. JIMATAN	1	17 de Julio de 1941	0.22	NAYARIT	TEPIC
	2	4 de Agosto de 1945	0.22		
	3	1 de Marzo de 1957	0.5		
	4	18 de Mayo de 1961	1.24		
			2.18		
C.H. PORTEZUELOS I	1	4 de Mayo de 1998	0.6	PUEBLA	ATLIXCO
	2	4 de Mayo de 1998	0.8		
	3	6 de Octubre de 1998	0.6		
	4	1 de Enero de 1901	0		
			2		
C.H. TEXOLO	1	1 de Noviembre de 1951	0.8	VERACRUZ	TEOCELO
	2	1 de Noviembre de 1951	0.8		
			1.6		
C.H. ELECTROQUIMICA	1	1 de Octubre de 1952	1.44	SAN LUIS POTOSI	CD. VALLES
			1.44		
C.H. TIRIO	2	1 de Enero de 1905	0.22	MICHOACAN	MORELIA
	3	1 de Enero de 1928	0.24		
	4	1 de Enero de 1930	0.64		
			1.1		
C.H. PORTEZUELOS II	1	1 de Enero de 1908	0	PUEBLA	ATLIXCO
	2	1 de Enero de 1908	1.06		
			1.06		
C.H. IXTACZOQUITLAN	3	1 de Enero de 1902	0.43	VERACRUZ	IXTACZOQUITLAN
	4	1 de Enero de 1908	0.36		
			0.79		
C.H. BARTOLINAS	1	20 de Noviembre de 1940	0.4	MICHOACAN	TACAMBARO
	2	18 de Octubre de 1941	0.35		
			0.75		
C.H. ITZICUARO	1	1 de Enero de 1929	0.39	MICHOACAN	PERIBAN LOS REYES
	2	1 de Enero de 1999	0.31		
			0.7		
C.H. MICOS	2	1 de Mayo de 1945	0.29	SAN LUIS POTOSI	CD. VALLES
	3	1 de Diciembre de 1946	0.4		
			0.69		

* Centrales no disponibles por falta de agua en su cuenca hidrológica.

Centrales eoloelectricas ordenadas por su capacidad instalada

Nombre de la central	Unidad	Fecha de entrada en operaci3n comercial	Cap.efectiva instalada MW	Estado	Municipio
C.E. LA VENTA	1	10 de Noviembre de 1994	0.225	OAXACA	JUCHITAN
	2	10 Noviembre de 1994	0.225		
	3	10 de Noviembre de 1994	0.225		
	4	10 de Noviembre de 1994	0.225		
	5	10 de Noviembre de 1994	0.225		
	6	10 de Noviembre de 1994	0.225		
	7	10 de Noviembre de 1994	0.225		
			1.575		
C.E GUERRERO NEGRO	1	1 de Enero de 1999	0.6	BAJA CALIFORNIA SUR	MULEGE