



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**  
**ENERGÍA–ECONOMÍA DE LA ENERGÍA**

**ANÁLISIS DE LA INSERCIÓN DE LA INDUSTRIA PRIVADA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

**TESIS**  
**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE**  
**MAESTRA EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:**  
**MINERVA ARAIZA GONZÁLEZ**

**TUTOR PRINCIPAL**  
**TANYA MORENO CORONADO**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**MÉXICO, D. F. JUNIO DE 2013**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dra. Claudia Sheinbaum Pardo

Secretario: Dra. Tanya Moreno Coronado

Vocal: Dr. Arturo Reinking Cejudo

1<sup>er.</sup> Suplente: Dr. Gabriel León de los Santos

2<sup>d o.</sup> Suplente: Dr. Pablo Álvarez Watkins

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México D.F.

**TUTOR DE TESIS:**

Tanya Moreno Coronado

-----  
**FIRMA**

# Índice

<b>Definiciones</b>	<b>6</b>
<b>Resumen</b>	<b>10</b>
<b>Introducción</b>	<b>11</b>
<b>I. Breve historia de la estructura y normatividad del sector eléctrico en México</b>	<b>16</b>
<b>A. Historia del Sector Eléctrico (1879-1992)</b>	<b>16</b>
<b>B. Marco Histórico de la Privatización del Sector Eléctrico Mexicano-'</b>	<b>24</b>
<b>II. La Generación Privada desde la Planeación hasta la Entrada en Operación.</b>	<b>33</b>
<b>A. Marco legal</b>	<b>34</b>
1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	35
2. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento	35
<b>B. Planeación previo a 1992</b>	<b>38</b>
<b>C. Planeación posterior a la reforma de 1992</b>	<b>45</b>
1. Productores Independientes	45
a) Evaluaciones financieras	47
2. Autoabastecedores	49
3. Permisos ilegales de autoabastecedores y productores independientes, de acuerdo con la LSPEE.	51
<b>III. La Participación de la Generación Privada en la Energía Eléctrica en México</b>	<b>57</b>
<b>A. Producción Independiente (evolución histórica)</b>	<b>57</b>
1. Capacidad	60
2. Generación	62
3. Costos	66
a) Costos de Inversión	66
b) Costos Unitarios de Generación por Tecnología	69
c) Costos Totales de Corto Plazo	72

4. Precio medio de energía a raíz de la inserción de los PIEs _____	74
<b>B. Autoabastecedores remotos _____</b>	<b>78</b>
1. Capacidad _____	78
2. Generación _____	82
<b>IV. Conclusiones _____</b>	<b>85</b>
<b>Nomenclatura _____</b>	<b>93</b>
<b>Anexos _____</b>	<b>94</b>
A. Evaluación preliminar _____	95
B. Oficio de respuesta de la SENER a la CFE _____	105
C. Resolución RES/021/2012 en la que se muestra el desglose de socios de la empresa Iberdrola Energía Monterrey. _____	106
<b>Bibliografía _____</b>	<b>119</b>

## Índice de tablas

Tabla 1. Figuras incluidas en la reforma de 1992	29
Tabla 2. Esquema cronológico del proceso de planeación de un sistema eléctrico.	40
Tabla 3. Adiciones de capacidad para el área central	46
Tabla 4. Resumen de los Resultados de las Evaluaciones Preliminares Entregadas en 2011	48
Tabla 5. Ciclos Combinados de PIEs en Operación Comercial hasta 2011	58
Tabla 6. Centrales de Ciclo Combinado bajo el esquema PIE autorizadas por la SENER	59
Tabla 7. Centrales Eólicas de Productores Externos autorizadas por la SENER	59
Tabla 8. Participación de los PIEs la capacidad instalada para el Servicio Público	60
Tabla 9. Participación de los PIEs en los requerimientos de capacidad por Año	62
Tabla 10. Participación de los PIEs la capacidad instalada para el Servicio Público	63
Tabla 11. Tasa que representa para la CFE introducir una central PIE.	67
Tabla 12. Tasa que representa para la CFE introducir una central OPF.	68
Tabla 13. Costo de Explotación (\$/kWh)	69
Tabla 14. Desglose del costo de explotación de las turbogases y ciclos combinados de la CFE (\$/kWh)	70

*Tabla 15. Principales características de los proyectos Huinala II y Mérida III* \_\_\_\_ 73

*Tabla 16. Capacidad en proyectos de autoabastecimiento y cogeneración (MW)*  
\_\_\_\_\_ 79

*Tabla 17. Autoabastecimiento remoto.* \_\_\_\_\_ 80

*Tabla 18. Autoabastecimiento local y remoto* \_\_\_\_\_ 83

## ***Índice de imágenes***

Ilustración 1. Composición del parque de generación en 1992 _____	24
Ilustración 2. Proceso de Planeación del Sistema Eléctrico _____	34
Ilustración 3. Consumo de Energía Destinada al Servicio Público _____	52
Ilustración 4. Ventas de la Energía Eléctrica por sectores _____	53
Ilustración 5. Evolución de la generación y capacidad para servicio público ____	64
Ilustración 6. Participación por tipo de tecnología de 2000 a 2011 (GWh), incluyendo los ciclos combinados de los PIEs _____	65
Ilustración 7. Costo del despacho de las centrales Huinala II y Mérida III ____	73
Ilustración 8. Precio Medio de la Energía Eléctrica (\$2003/ MWh) _____	75
Ilustración 9. Precios de los combustibles en pesos de 2011 _____	76
Ilustración 10. Evolución de autoabastecimiento y cogeneración _____	81
Ilustración 11. Ubicación _____	82



## *Definiciones*

**Capacidad Instalada:** Potencial nominal o de placa de una unidad generadora.<sup>1/</sup>

**Cogenerador:** Es el que aprovecha el vapor u otro tipo de energía térmica secundaria obtenida en sus procesos para generar energía eléctrica). El objetivo es incrementar las eficiencias energética y económica.<sup>2/</sup>

**Costos Fijos:** Costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración; tales como: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.<sup>3/</sup>

**Costos variables:** Son los costos de materias primas y costos del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.

**Costo Total de Corto Plazo:** corresponde al costo unitario de la energía eléctrica proveniente de una planta, determinado durante el periodo de que se trate, incluyendo el costo de los energéticos utilizados y todos los costos variables de operación y mantenimiento en los que dicha planta incurra como resultado de las actividades de generación y

---

<sup>1/</sup> “Terminología de Comisión Federal de Electricidad”. Publicación interna de la CFE

<sup>2/</sup> Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

<sup>3/</sup> Backer Jacobsen & Ramirez Padilla. Contabilidad de costos un enfoque administrativo para la toma de decisiones. Edición 2º. Editorial Mc Graw-Hill.

transmisión de la energía hasta el punto de interconexión del permisionario.<sup>4/</sup>

**Despacho de carga:** Control operativo de un sistema eléctrico que comprende acciones como: a) Asignación del nivel de generación de unidades. b) Programación de intercambios entre áreas eléctricas propias o con sistemas vecinos. c) Control de flujo de potencia en línea de transmisión, subestaciones y equipo.<sup>1/</sup>

**Factor de Planta:** Es la relación entre la energía eléctrica producida por un generador o conjunto de generadores, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de generadores hubiese funcionado durante este intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible. Se expresa generalmente en porcentaje.<sup>1/</sup>

**Giga Watt-hora (GWh):** es una medida de energía eléctrica equivalente a la que desarrolla una potencia suministrada de mil millones de Watts durante una hora.

**Inversión:** Utilizar recursos para la puesta en marcha de algún proyecto, que dé como resultado la producción de algún bien o servicio.<sup>5/</sup>

**Precio Alzado:** Pago total que debe cubrirse a un contratista por la obra totalmente terminada, conforme al contrato y en el caso de la OPF incluye pruebas y puesta en marcha.<sup>6/</sup>

---

<sup>4/</sup> “Metodología para la determinación del costo total de corto plazo de la energía eléctrica”. DOF. 24 de septiembre.

<sup>5/</sup> Dario Ibarra Zabala, Daniel González Sesmas. “Macroeconomía para Mexico y América latina”. 2012

**Obra Pública Financiada (OPF)**<sup>6-/</sup>. La obra de infraestructura bajo un contrato público adjudicado al licitante que haya presentado una propuesta solvente y que ofrezca el precio alzado más bajo para la construcción de la central, líneas de transmisión o subestaciones, según sea el caso, a través de un proceso de licitación pública internacional realizado bajo la Ley de Obras Públicas y Servicios, relacionado con las mismas. El contratista tendrá que financiar las obras durante el periodo de construcción, por lo que el precio alzado ofertado deberá incluir los costos asociados a la ingeniería, suministro, construcción, prueba y puesta en servicio de las instalaciones, así como los costos financieros durante el periodo de construcción. La CFE no otorga anticipos ni pagos por el avance de las obras.

Al término del periodo constructivo, CFE adquiere la propiedad de la obra, al pagar al licitante ganador el costo del proyecto, incluyendo el costo financiero. Para ello recurre a un financiamiento ante alguna institución crediticia, y se obliga a pagar las amortizaciones y los intereses correspondientes al crédito contratado.

**Productor Independiente de Energía (PIE)**<sup>6-/</sup>. Bajo este esquema la central a construir, que necesariamente debe formar parte de la programación de CFE, es licitada y la Sociedad de Propósito Específico (SPE) constituida en México por el licitante ganador, celebra un contrato de compra-venta de capacidad instalada y energía con CFE, garantizando una capacidad mínima de generación. Antes de poner la capacidad a disposición de la CFE, la SPE tiene un plazo

---

<sup>6-/</sup> Documentos de Evaluación de la CFE.

determinado en el cual construye las instalaciones necesarias para realizar dicho suministro.

**Seguridad Energética.** Es la capacidad de un país para satisfacer la demanda nacional de energía con suficiencia, oportunidad, sustentabilidad y precios adecuados, en el presente y hacia un futuro, suele medirse por lustros y decenios más que por años.<sup>7/</sup>

Es la capacidad que se tiene como país para mantener un superávit energético que brinde la certidumbre de que las actividades productivas podrán seguir desarrollándose con continuidad y con insumos energéticos de calidad.<sup>8/</sup>

**Tasa Anual Equivalente (TAE).** Se conoce por tasa global de financiamiento o Tasa Anual Equivalente (TAE) a la tasa de descuento que iguala el valor presente de los pagos financieros con el propio de las inversiones.<sup>9/</sup>

---

<sup>7/</sup> Periódico la Jornada. 29 de mayo de 2008

<sup>8/</sup> Estrategia Nacional de energía. 2013-2027

<sup>9/</sup> Brealey, Myers Y Allen (2006), Principios de Finanzas Corporativas, 8ª Edición, Editorial Mc Graw Hill

## *Resumen*

La presente tesis tiene como **objetivo** analizar el proceso de integración de la iniciativa privada en el Sector Eléctrico Nacional, a partir de la modificación a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica en el año 1992. En la introducción se presentan los antecedentes de la privatización del sector eléctrico nacional. En el segundo capítulo se narra, la historia del sector energético y se da un panorama general de la tendencia del gobierno en cada momento. Se describen brevemente el marco regulatorio y los esquemas bajo los cuales opera el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En el tercer apartado se analiza el proceso de planeación previo y posterior a la privatización, se muestra como la SENER determina la inclusión de centrales privadas, contrario a lo que establece la LSPEE y aun cuando las evaluaciones preliminares basadas en el COPAR Generación, arrojan costos más altos para los productores independientes que los de la CFE. En la parte de autoabastecimiento se analiza la participación privada en la generación eléctrica, a partir de los ejemplos de permisos de la empresa Iberdrola en Monterrey, la Laguna y Tamazunchale y de la empresa Azteca. Se muestra cómo se han usado a las sociedades de autoabastecimiento para privatizar el servicio de energía eléctrica: desde la generación hasta la comercialización.

En el apartado cuarto se analiza la evolución de la generación privada en sus modalidades de productor independiente y sociedades de auto-abastecimiento, así mismo se compara el costo de la inversión de los esquemas OPF y PIE a través del cálculo de la tasa anual equivalente, también se hace un análisis de los estados financieros de la CFE; Concluye el capítulo con una comparación de costos totales de corto plazo del CC Huinala II de la CFE y Monterrey III de producción independiente.

## ***Introducción***

El sector eléctrico es uno de los factores principales para el desarrollo económico y social en cualquier país. En México, debe seguirse claramente la política que satisfaga la demanda de energía con base en los lineamientos establecidos primariamente en nuestra Constitución, cumpliendo con los requisitos sociales y económicos que ésta determina y que competen al Estado Mexicano, sin soslayar los aspectos de costos mínimos al mediano y largo plazos, considerando las diferentes fuentes primarias de energía disponibles ahora y en el futuro, transformables en energía eléctrica. No olvidando que el manejo integral de la energía es una función estratégica del Estado de la que depende la estabilidad y la fuerza del mismo. Esto no debe considerarse solo bajo principios de negocio o disponibilidad, su enfoque debe ser tan amplio como las responsabilidades a las que el gobierno está sujeto para el desarrollo integral del Estado.

En década de los ochenta, bajo la presión de la administración de Ronald Reagan, entonces presidente de los Estados Unidos, el Banco Mundial y el Fondo Monetario Internacional (FMI), utilizaron su creciente influencia sobre los países endeudados en desarrollo, para forzarlos a invertir recursos extranjeros en las áreas consideradas como de servicios públicos, incluyendo la electricidad.<sup>10/</sup>

En este contexto, México no ha quedado al margen de dicha tendencia. Como consecuencia del gran aumento que presento la deuda externa del país, el entonces presidente de México, Miguel de la Madrid (1982-1988), decidió firmar un acuerdo con el FMI con el fin de renegociar su deuda externa y reducir las tasas de interés, que dio como resultado la adopción de una política económica basada en medidas de corte neoliberal, dirigidas principalmente a la reducción del

---

<sup>10/</sup> Sharon Bender. "POWER PLAY". 2003

gasto público y con ello limitar la capacidad de inversión del Estado en infraestructura para el desarrollo.<sup>11\_/</sup>

La premisa principal del neoliberalismo es que el gobierno no debe participar directamente en la actividad económica y que debe convertirse en un mero regulador de la iniciativa privada. Se basa en la antigua idea sostenida por Adam Smith de que la libre competencia obligará a las empresas a elaborar y ofrecer productos competitivos en precio y calidad<sup>12\_/</sup>. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que existen otros factores que pueden mover el comportamiento del mercado ya que este no es libre, sino sujeto al control de los grandes capitales, quienes pueden artificialmente modificar los balances y comportamientos de precios, oferta, demanda y otros factores de la producción, desensibilizándose de los verdaderos requerimientos de los Estados, que se convierten en rehenes de quienes controlan los elementos estratégicos de tal manera que se beneficie a los principales participantes. En el caso de México, el aprovechamiento de la energía, comunicaciones y riquezas intrínsecas claramente establecidas en nuestra Carta Magna.

La política privatizadora, que se sigue actualmente en nuestro país, está basada en el programa neoliberal llamado “*Consenso de Washington*”<sup>13\_/</sup>, que data de 1990, integrado principalmente por los organismos internacionales como el Fondo Monetario Internacional y el Banco Mundial, el Congreso y la Reserva Federal de los Estados Unidos de América.

---

<sup>11\_/</sup> Publicación del Coloquio Internacional. “Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina”. Universidad Nacional Autónoma de México. 2003

<sup>12\_/</sup> Adam Smith. “La riqueza de las naciones”. 1776

<sup>13\_/</sup> Manuel Barlett Díaz. El debate sobre la Reforma Eléctrica.

Los resultados de las privatizaciones de empresas estratégicas en México, como la Banca y las comunicaciones (carreteras, ferrocarriles, telefonía) son claros y deberían hacernos reflexionar al respecto: al menos en un solo punto: los servicios prestados por las empresas privadas que se ocupan actualmente de esos rubros son de los más caros y deficientes en el mundo.

En países como España, donde se ha privatizado el sector eléctrico, se crean monopolios u oligopolios privados; Precisamente lo que estas reformas han querido eliminar. España, uno de los principales inversionistas en México, confronta un oligopolio privado<sup>14/</sup>, dominado por Endesa e Iberdrola con una capacidad instalada del 80% del total<sup>15/</sup>. Estas dos empresas controlan totalmente el mercado, no tienen competencia, presionan al gobierno, y manipulan el precio. La red de transmisión y distribución es obsoleta y da lugar a apagones, averías y baja calidad del suministro, debido al desinterés de las empresas eléctricas privadas por establecer redes eficientes.

Otro caso es el de Inglaterra<sup>16/</sup>, que a partir de la entrada en vigor de la privatización y liberalización del sector eléctrico, se produjeron algunos beneficios para la industria eléctrica, como la optimización del parque generador e infraestructura existente a través de la sustitución de plantas contaminantes como las carboeléctricas por ciclos combinados a base de gas natural, lo que impactó de manera positiva en aumento de eficiencia del parque generador, así como una disminución en el índice de emisiones contaminantes por la generación eléctrica.

---

<sup>14/</sup> Manuel Barlett Díaz. "El debate sobre la Reforma Eléctrica"

<sup>15/</sup> Ladislao Martínez López. "La liberalización de los mercados energéticos. Noviembre 2006"

<sup>16/</sup> Rudnick V Hugh. *El Mercado Eléctrico Inglés: Desde su Desregulación hasta Nuestros Días*, Pontificia Universidad Católica



Aunque los precios disminuyeron ligeramente, el decremento fue una fracción de la reducción en los costos implícitos en la producción y suministro de la electricidad. Las ventas al sector residencial siguen siendo de las más altas en Europa, así como de algunos países que todavía no han liberalizado su industria eléctrica. Usuarios residenciales, así como los grandes consumidores, se han beneficiado por los altos precios de falla. En cambio los pobres y el sector agrícola han experimentado incrementos en los precios.<sup>17/</sup>

La falta de regulación en el sector eléctrico demostró que al paso de los años, esto hacía inestables los precios de venta, por lo que se modificó, a la ley con la finalidad de tener mayor injerencia en los mismos.

Si bien el nuevo mercado permite la libre competencia, son las grandes empresas las que acaparan el mercado, con lo que se ha conformado un oligopolio con los correspondientes perjuicios a las compañías menores, los consumidores y al Estado en general.

Por otro lado, en países como China, India, Corea del Sur, Francia y Japón, en donde los gobiernos mantienen el control de la industria eléctrica, no existen deficiencias ni consecuencias inherentes a los mercados competitivos. Las compañías eléctricas en esos países están creciendo y operando exitosamente a pesar de los problemas causados por el rápido incremento en el consumo o por sus recursos energéticos limitados.<sup>18/</sup>

---

<sup>17/</sup> Sharon Bender. "POWER PLAY". 2003

<sup>18/</sup> Lev S. Belyaev. "Electricity Market Reforms". 2011

A pesar de que el mismo Banco Mundial reconoce que el modelo privatizador no funciona y genera grandes tensiones sociales, la presión continúa, el Fondo Monetario Internacional insiste en México<sup>19\_/</sup>.

Para Sharon Beder, la privatización y desregulación de los mercados eléctricos son una “estafa” a los consumidores, perpetrados por intereses creados.<sup>20\_/</sup>

---

<sup>19\_/</sup> Manuel Barlett Díaz. “El debate sobre la Reforma Eléctrica”

<sup>20\_/</sup> Sharon Bender. “POWER PLAY”. 2003

## I. Breve historia de la estructura y normatividad del sector eléctrico en México

Es muy importante la historia del sector eléctrico, ya que las empresas privadas desde su origen, tienen un enfoque financiero, como las zonas rurales no representan negocio para ellas, no tienen interés en invertir en ellas, en tanto que el enfoque de la CFE desde su creación es la de generar energía eléctrica a mínimo costo, y abastecer de energía eléctrica a todo el país, hasta finales de 2011 abastece al 98% de la población.

### A. *Historia del Sector Eléctrico (1879-1992)*

En México se instaló la primera planta de generación termoeléctrica en 1879, ubicada en León, Guanajuato con una capacidad de 1.8 kW, y era utilizada por la fábrica textil “La Americana”.<sup>21\_/\_</sup>

Para 1881 se creó la primera empresa denominada “Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica”. El crecimiento económico de México entre 1884 y 1900 fue de 8 por ciento anual, lo que contribuyó, en buena medida, a la consolidación del sector eléctrico.<sup>22\_/\_</sup>

Durante el porfiriato se otorgó el carácter de **servicio público** al sector eléctrico, y comenzó la electrificación de las principales avenidas de la Ciudad de México, las políticas del Presidente Porfirio Díaz dieron forma a la etapa de la evolución constitucional de la energía –según De Rosenzweig Mendialdua-.

---

<sup>21\_/\_</sup> De La Garza. E., “La industria eléctrica mexicana”, 1941. Tomo I y II

<sup>22\_/\_</sup> Francisco L. De Rosenzweig Mendialdua, “EL SECTOR ELECTRICO EN MÉXICO”. 2007

En esos primeros años, la energía eléctrica se utilizaba para la industria textil y minera.

La primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) entró en operación en 1889 y comenzó a cubrir las necesidades de la población con mayor capacidad económica.<sup>23/</sup>

El 10 de Septiembre de 1902, se constituyó en Toronto, Canadá la empresa “Mexican Light and Power Company Limited” (Mex-Light), la cual obtuvo en México, la concesión para explotar la caída de agua de Necaxa.<sup>24/</sup>

El 6 de diciembre de 1905, a las 15:00 horas se transmitió por primera ocasión, el fluido eléctrico de Necaxa a la Ciudad de México. The Mexican Light & Power Company, Ltd , se alzaba en el Valle de México como una entidad hegemónica de capital extranjero. El 80% de la energía eléctrica la generaba The Mexican Light and Power Company con las seis unidades de su planta hidroeléctrica Necaxa, con una capacidad de 31.5MW, ubicada en Puebla.<sup>21/</sup>

Al inicio del siglo XX la energía estaba prácticamente en manos de tres complejos financieros de intereses extranjeros: The Mexican Light and Power Company, el consorcio The American and Foreign Company y la Compañía Eléctrica de Chapala. La entrega de concesiones a estas compañías era anárquica y la legislación en la materia prácticamente inexistente.<sup>21/</sup>

---

<sup>23/</sup> De La Garza. E., “La industria eléctrica mexicana”, 1941.Tomo I y II

<sup>24/</sup> Autores varios. “Certamen de Ensayo Histórico del 50 Aniversario de C.F.E.” Centro editorial de la Dirección General de la Comisión Federal de Electricidad”.

El Código Nacional Eléctrico con fecha 30 de abril de 1926, se puede considerar como el primer documento con el que se intenta legislar el sector eléctrico, en él se consideró la electricidad como de jurisdicción federal, y se establecieron mecanismos para otorgar concesiones y para establecer las tarifas.

El 18 de enero de 1934 se reformó el artículo 73 de la Constitución y agregó en su fracción décima la facultad del Congreso “para legislar en toda la República sobre minería, comercio, instituciones de crédito y energía eléctrica.

La Ley de Aguas de Propiedad Nacional, se promulgó el 6 de agosto de 1929, en su artículo 29 consignaba el cobro de cuotas para el empleo de caídas con el fin de generar energía y ponía límites a las concesiones hasta por 75 años.

En los años treinta el crecimiento demográfico de la nación se aceleró. En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas, basada en hidroelectricidad con 83.13%, el resto se producía con Térmicas Convencionales.

En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que las empresas existentes se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin considerar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.<sup>25/</sup>

La crisis que afectaba a la minería y la metalurgia provocó un abatimiento considerable en la demanda de la energía en estos sectores, con lo que la venta de energía a los pequeños y medianos consumidores se volvió indispensable para

---

<sup>25/</sup> Documento de CFE. “CFE y la Historia de la Electricidad en México”

las compañías eléctricas. Esto generó tarifas muy altas que llevaron a una huelga de pagos. El conflicto entre los consumidores y las compañías obligó al gobierno del Presidente Abelardo L. Rodríguez a intervenir en la coordinación y regulación del sector eléctrico, por lo que el 2 de diciembre de 1933, envió al Congreso de la Unión, la iniciativa para la creación de la Comisión Federal de Electricidad, el día 29 del mismo mes y año, el Congreso de la Unión aprobó el proyecto de Decreto. Esta iniciativa puso las bases formales para que el Estado tuviera participación en esta actividad vital.

En el Decreto de creación de la Comisión Federal de Electricidad, Abelardo Rodríguez Luján expresó: ...”El ejecutivo cree, por lo mismo, que es su obligación inaplazable iniciar desde luego la creación de una Comisión Federal de Electricidad, Órgano del Estado, en cooperación con las actividades privadas, que bajo el control del propio Gobierno, pero con la libertad de acción indispensable, y dotada del patrimonio que posteriormente pueda señalársele, proceda desde luego a planear la electrificación necesaria en el país y pueda concurrir con la iniciativa y capitales privados a la formación de empresas de economía mixta, locales y regionales, generadoras de energía y cooperativas de consumidores”...

Sin embargo, la presión de las empresas transnacionales por mantener el control era tan fuerte que hasta 1937<sup>26</sup> se creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE, que tendría por objetivo:

*“organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, **sin propósitos de lucro** y con la finalidad de obtener con un **costo mínimo**, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales”.*

---

<sup>26</sup> / Diario Oficial de la Federación. 24 de agosto de 1937

Una de las funciones que se le atribuyó a la CFE fue la de la **planeación** de un sistema eléctrico nacional, para satisfacer la demanda que imponía el desarrollo industrial y la expansión de los medios de comunicación al ámbito doméstico, otra actividad no menos importante consistió en electrificar zonas rurales y colonias marginadas, dado que su carácter no lucrativo lo situaba en el contexto de **beneficio social**.

Así, en 1937 la CFE, aunque se enfrentó de 1938 a 1943 a restricciones presupuestales, comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades.

Para obtener recursos, el gobierno promulgó el 16 de enero de 1939, la Ley del Impuesto sobre Consumo de Energía Eléctrica, lo que permitió que se incrementara el patrimonio de la CFE, y el 11 de febrero del mismo año, la Ley de la Industria Eléctrica publicada en el Diario Oficial de la Federación, que impuso una modalidad de concesiones para poder amortizar sus inversiones hasta por 50 años, esta última fue reglamentada el 16 de agosto de 1940.

Las empresas transnacionales al ver la posibilidad de una nacionalización frenaron sus inversiones. De las inversiones realizadas de 1942 a 1952, el 62% fue de origen público y el resto privado. El gobierno tenía la responsabilidad de invertir y las empresas privadas de obtener utilidad.

De 1955 a 1960 La CFE creció de forma importante, hasta llegar a tener aproximadamente la mitad de la capacidad instalada, este fenómeno obedeció principalmente a la elevada capitalización del sector público y a las restricciones impuestas al sector privado. La capacidad instalada en 1960 era de 2,308 GW, y se distribuía principalmente de la siguiente forma:

54%	CFE
25%	The Mexican Light and Power Company:
12%	The American and Foreign Power Company
9%	Otros

Sin embargo, el 64% de los mexicanos no contaban con energía eléctrica.

Fue por eso que el 27 de septiembre de 1960 el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, sus opciones eran expropiar o comprar las instalaciones a los consorcios extranjeros, por cuestiones políticas decidió negociar. La empresa American and Foreign Power Co. pactó con Nacional Financiera, la venta de todas sus filiales, con la condición de que el pago a 15 años, fuera invertido dentro del país.

En cambio la empresa canadiense “The Mexican Light and Power Company” tenía hipotecados todos sus bienes con la National Trust Company Limited de Canadá, además de haberse constituido bajo la legislación de ese país. A pesar de los grandes esfuerzos, quedó inconclusa la negociación. La nueva estructura fue una institución base (CFE), un consorcio que agrupó a la antigua American bajo el control de Nacional Financiera, una empresa autónoma (Compañía de Luz y Fuerza Motriz, adquirida parcialmente), una compañía de Guadalajara y alrededor de 25 pequeñas revendedoras. Este esquema dejaba alrededor de 168 tarifas diferentes.

Al tener un sistema desintegrado, representado por varias empresas, el 20 de octubre de 1960 el ejecutivo envió un proyecto de decreto al Congreso de la Unión para adicionar el párrafo VI del artículo 27 constitucional, con el siguiente texto: *“Corresponde exclusivamente a la Nación generar, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación*



*aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines*". En el segundo transitorio se mencionó "*La reglamentaria fijará las normas que deban sujetarse las concesiones otorgadas con anterioridad a la vigencia del presente decreto*".

El 23 de diciembre de 1960 se publicó en el diario oficial el decreto con un solo cambio a la fracción VI del artículo 27, incluir el concepto de "conducir" quedando como sigue:

"Corresponde exclusivamente a la Nación generar, **conducir**, transformar, distribuir..."

En la cámara de Senadores se cuestiono el artículo segundo transitorio, a un grupo le parecía incongruente el concepto de exclusividad con "*La reglamentaria fijará las normas que deban sujetarse las concesiones otorgadas con anterioridad a la vigencia del presente decreto*". La interpretación era que existiría una industria en poder del Estado pero a su vez tendrían vigencia las empresas particulares bajo cierta reglamentación.

En la cámara de Diputados no se aceptó que existiera capital extranjero en una industria constitucionalmente en poder de la nación.

Hasta este momento existían varias complicaciones para la nacionalización de la industria eléctrica, de 1965 a 1970 se logró la más importante integración de empresas a la CFE.

La CFE comenzó a interconectar las centrales en 1962, para obtener seis grandes sistemas aislados: El noroeste, el Norte, el Noreste, el Oriental, el Occidental y el Central.

En 1967 se dio la primera interconexión de sistemas al dejar integrado el Oriental y el Occidental denominado ORIOC. El CENACE se creó en 1977.

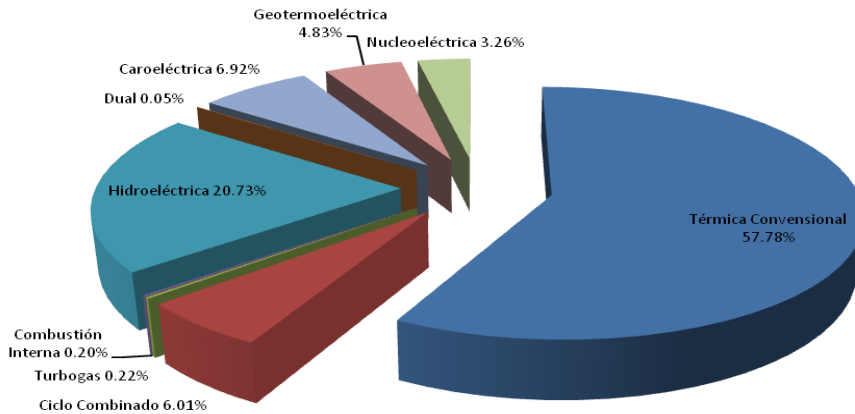
La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica apareció el 8 de diciembre de 1975 en el diario oficial, por primera ocasión el legislador apunta que *“Todos los aspectos técnicos relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica serán responsabilidad exclusiva de la Comisión Federal de Electricidad”*.

El Centro Nacional de Control de Energía se creó en agosto de 1977 y el proceso de interconexión concluyó el 8 de enero de 1979 al quedar unidos los sistemas Norte y Sur, los dos sistemas que continúan a la fecha aislados son los de Baja California y Baja California Sur.

Para lograr la interconexión en 1968 fue necesario unificar las frecuencias a 60 ciclos por segundo, con base en ordenamientos jurídicos que obligaban a producir e importar aparatos domésticos y componentes para la industria que operaran indistintamente a 50 o 60 ciclos por segundo, y el 10 de mayo de 1972 se promulgó el Decreto por el que se creó el Comité de Unificación de Frecuencias como organismo descentralizado, de servicio público, con personalidad jurídica y patrimonio propios.

La tasa media anual de crecimiento en generación ha sido de 7.7% de 1937 a 1992, al pasar de 2,092 GWh en 1937 a 121,697.28 GWh en 1992 y su composición se en Térmicas Convencionales (57.78%) e Hidroeléctricas (20.73%). El desglose se muestra en la ilustración 1.

**Ilustración 1. Composición del parque de generación en 1992**



Fuente: Elaboración propia con datos de la CFE.

## ***B. Marco Histórico de la Privatización del Sector Eléctrico Mexicano<sup>27\_1</sup>***

En los primeros años de la década de los ochenta, México entró en un periodo de crisis financieras, desde 1982 cada crisis financiera ha traído límites sobre la deuda pública.

Como consecuencia del aumento en las tasas de interés, la deuda externa del país tuvo un aumento sin precedentes, por lo que el entonces presidente Miguel de la Madrid decidió firma un acuerdo con el Fondo Monetario Internacional con el

---

<sup>27\_1</sup> Publicación conjunta de: Center for Energy Economics, Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin e Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. "Guide to Electricity Power in Mexico". 2006

María Teresa Sánchez Salazar, José María Casado Izquierdo y Eva Saavedra Silva. "La Inversión Privada en el Sector Eléctrico en México.

fin de renegociar la deuda externa y reducir las tasas de interés, lo que dio como resultado la adopción de una política económica basada en medidas neoliberales, dirigidas a la reducción del gasto público, lo cual limitaba al Estado a invertir en infraestructura para el desarrollo.

Como consecuencia a partir del gobierno de Carlos Salinas de Gortari (1992-1998), se limitaron las inversiones, con recursos propios, para proyectos del sector eléctrico encaminadas al incremento y modernización de la infraestructura. Se dieron entonces, las condiciones para iniciar una apertura silenciosa a la inversión privada nacional y extranjera del sector, favorecida, además, por la firma del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN).

Como lo vimos en el punto A. de este capítulo la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en su artículo 27 establece: *“Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de **servicio público**”* y puntualiza: *“En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares”*. No obstante, durante la administración de Carlos Salinas de Gortari se negoció la apertura de la petroquímica, la electricidad y las compras gubernamentales en el marco del TLCAN.

En 1992 se reforma el sector eléctrico, y se modifica la LSPEE, para incluir la participación de particulares en la industria eléctrica, se aprovecho el artículo 3° en el que se define lo que **no representa servicio público** para incluir nuevos actores.

*El **Artículo 3°** antes de la reforma de 1992 establecía: “No se considera servicio público el **autoabastecimiento** de energía eléctrica para satisfacer intereses particulares, individualmente considerados.”*

A partir de 1992 incluye:

*I.- La generación de energía eléctrica para **autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;***

*II.- La generación de energía eléctrica que realicen **los productores independientes** para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;*

*III.- La generación de energía eléctrica para su **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;** y*

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

En el artículo 36 de la LSPEE se define a quién y bajo qué condiciones se otorgarán permisos para generar energía eléctrica que no constituya servicio público.

La reforma incluyó un artículo denominado **36-bis** en el que se establece: *“Para la prestación del servicio público de energía eléctrica **deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología, y***

que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente:

*I. Con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional elaborada por la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría de Energía determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema;*

*II. Cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad informará de las características de los proyectos a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Con base en criterios comparativos de costos, dicha Dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la Comisión Federal de Electricidad o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria;*

*III.- Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualesquiera de las modalidades reconocidas en el artículo 36 de esta Ley;*

*IV.- Los términos y condiciones de los convenios por los que, en su caso, la Comisión Federal de Electricidad adquiera la energía eléctrica de los particulares, se ajustarán a lo que disponga el Reglamento, considerando la firmeza de las entregas; y*

*V. Las obras, instalaciones y demás componentes serán objeto de Normas Oficiales Mexicanas o autorizadas previamente por la Secretaría de Energía.*

Así mismo incluyó el **artículo 46** que estipula: “La Comisión Federal de Electricidad estará obligada al pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utiliza para prestar el servicio de energía eléctrica.

*El aprovechamiento a que se refiere este artículo se determinará anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para el ejercicio correspondiente a las entidades paraestatales. Dicha tasa se aplicará al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior reportado en los estados financieros dictaminados de la entidad y presentados ante la Secretaría de la Función Pública. Contra el aprovechamiento a que se refiere este artículo, se podrán bonificar los subsidios que el Gobierno Federal otorgue a través de la Comisión Federal de Electricidad, a los usuarios del servicio eléctrico.*

*El entero del aprovechamiento a que se refiere este precepto se efectuará en cuartas partes en los meses de abril, julio, octubre y enero del año siguiente.*

*Los montos que se deriven del pago del aprovechamiento mencionado se destinarán para complementar las aportaciones patrimoniales que efectúa el Gobierno Federal a la Comisión Federal de Electricidad para inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica hasta el monto asignado para tal efecto, conforme al Presupuesto de Egresos de la Federación y se aplicarán de acuerdo con los preceptos y lineamientos autorizados.”*

En resumen, la reforma de 1992 incluyó, además del autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, la existencia de productores externos, entendidos como titulares de un permiso para realizar actividades de **generación** que **no constituyan servicio público**, dichos ordenamientos establecen las figuras legales que se muestran en la tabla 1.

**Tabla 1. Figuras incluidas en la reforma de 1992**

Productor externo	Pueden generar energía eléctrica para:		
	Autoconsumo	Venta a CFE <sup>1/</sup>	Exportación
Autoabastecedor	Si	Si	Si
Cogenerador	Si	Si	Si
Pequeño productor	Si	< = 30MW	< = 30 MW
Productor independiente		> = 30MW	> = 30 MW

1\_/ En el caso de la energía destinada exclusivamente para venta a CFE, el proyecto respectivo deberá estar incluido previamente en la planeación y en el programa de dicho organismo, o ser equivalente.

Fuente: Elaboración propia con base en la información de la LSPEE.

Uno de los mandatos de la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992 fue la constitución de un órgano administrativo desconcentrado de la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, para resolver las cuestiones derivadas de la interacción entre el sector público y el privado producto de dicha reforma. En consecuencia, la Comisión Reguladora de Energía fue creada mediante Decreto Presidencial publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 4 de octubre de 1993, mismo que entró en vigor el 3 de enero de 1994.<sup>28/</sup>

El día 28 de diciembre de 1994, como resultado de la reforma a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal propuesta por el Ejecutivo Federal y aprobada por el H. Congreso de la Unión, la SEMIP se transforma en Secretaría de Energía (Sener), y se le confiere la facultad de conducir la política energética

<sup>28/</sup> Información de la página de la CRE



del país, *se dejó de considerar la inversión privada como un complemento a la inversión pública, en adelante sería mayoritaria.*<sup>29</sup>/

El 22 de mayo de 2001, el presidente Vicente Fox impulsó una reforma, que no se concretó, con la finalidad de eliminar restricciones a la producción de excedentes de electricidad por parte de los autoabastecedores y cogeneradores, así como permitir su venta sin licitación, a la CFE cuyos precios podrían ser muy elevados.

En resumen, pareciera ser que las políticas energéticas por parte del gobierno mexicano a través de la historia son cíclicas, ya que a finales del siglo XIX la energía era proporcionada por empresas privadas enfocadas a los mercados más redituables; las interrupciones en el suministro eran constantes y las tarifas muy elevadas, con el presidente Adolfo López Mateos se nacionalizó la industria eléctrica el 27 de septiembre de 1960 y en la actualidad como resultado del proceso de globalización económica, el TLCAN firmado con Estados Unidos y Canadá, así como el crecimiento de la deuda externa desde la década de los ochentas, el desarrollo del sector eléctrico mexicano ha sufrido cambios que desembocan en una participación cada vez mayor de inversión privada.

### **Cronología Breve de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro**

La empresa The Mexican Light & Power Company (MEXLIGHT) se fundó en 1902, la cual tuvo concesiones por el entonces presidente Porfirio Díaz, para participar en los procesos de generación hasta la comercialización, para abastecer de energía eléctrica al Valle de México.

En 1903 obtuvo las concesiones para explotar las caídas de agua de los ríos Tenango, Necaxa y Xaltepuxtle y en 1906 nuevas concesiones de los gobiernos

---

<sup>29</sup> / Manuel Barlett Díaz. El debate sobre la Reforma Eléctrica.

federales y locales, le permitieron extenderse a los estados de México, Puebla, Hidalgo y Michoacán.

Aunque la nacionalización de la industria eléctrica se dio en 1960, fue hasta 1963 que el gobierno compró el 90% de las acciones de MEXLIGHT y desde entonces comenzó a llamarse "Compañía Mexicana de Luz y Fuerza", seguida por la región o zona que ocupaban.

En 1974 Luis Echeverría autorizó la disolución de la "Compañía de Luz y Fuerza" para fusionarla con la CFE, en 1985, el presidente Miguel de la Madrid autoriza la firma del convenio: "Convenio de Delimitación de Zonas", en el que se restablece a la Compañía de Luz, aunque pierde el 50% de su extensión a favor de la CFE, principalmente en Michoacán y Guerrero.

En 1989 se reformó la Ley del Servicio Público de Energía, en la que se establecía: "Las empresas concesionarias, entrarán o continuarán en disolución y liquidación y prestarán el servicio hasta ser totalmente liquidadas. Concluida la liquidación de la Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca, S.A., el Ejecutivo Federal, dispondrá la constitución de un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonios propios, el cual tendrá a su cargo la prestación del servicio que ha venido proporcionando por dichas Compañías".

Fue hasta febrero de 1994 cuando se creó el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LyFC), con personalidad jurídica y patrimonio propio.

El 11 de octubre de 2009, por decreto presidencial, se dispuso su extinción.

De acuerdo con una publicación del periódico la Jornada, el 8 de octubre de 2012, el segundo tribunal colegiado en materia del trabajo del primer circuito publicó

oficialmente que no hubo causa para la terminación de las relaciones laborales con los trabajadores de LyFC.

*“El tribunal publicó el engrose y la resolución final de la demanda 1337/2010... Indica que la Junta responsable, indebidamente consideró procedente aprobar la terminación de las relaciones laborales, tanto colectivas como individuales, por existir supuestamente una causa de fuerza mayor o caso fortuito, sin advertir que la extinción de Luz y Fuerza del Centro, se sostuvo en la incosteabilidad financiera..”<sup>30</sup>\_/*

A la fecha no se han tomado acciones al respecto.

---

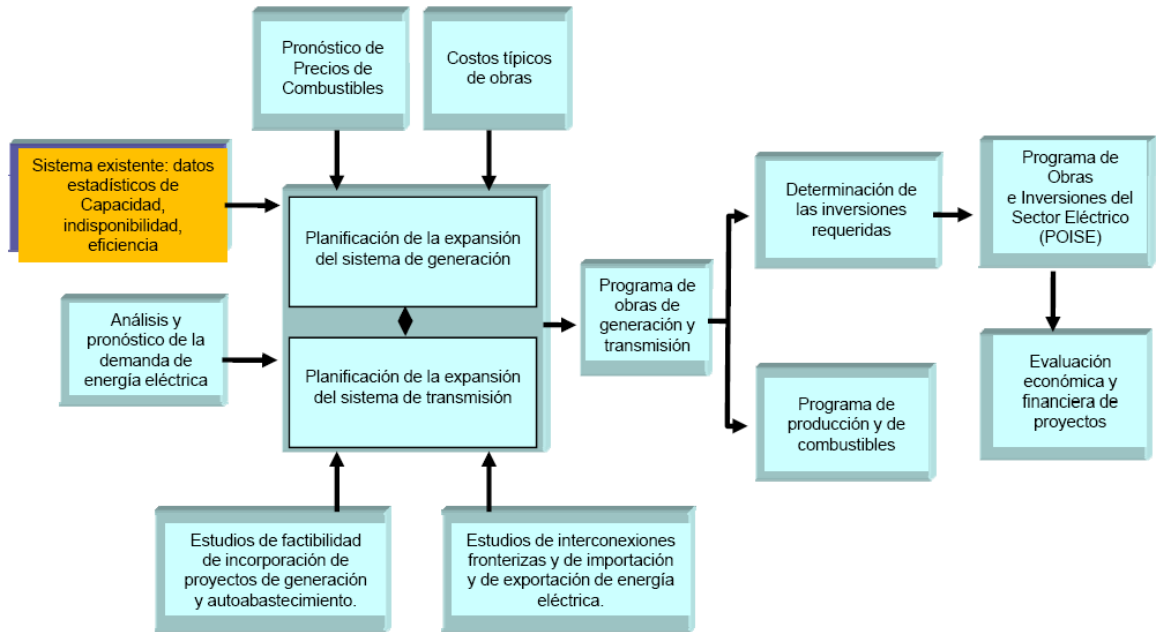
<sup>30</sup>\_/ Injustificada la extinción de Luz y Fuerza; la CFE es patrón sustituto de los trabajadores. Periódico la Jornada. 9 de octubre de 2012.

## **II. La Generación Privada desde la Planeación hasta la Entrada en Operación.**

La planeación del sector eléctrico es clave para el crecimiento del país, es por eso que este capítulo es de gran importancia, como se verá más adelante la planeación, tiene que realizarse a largo plazo, para garantizar el suministro, en la expansión del SEN se requiere analizar primero la evolución de la demanda, para determinar la capacidad a instalar, después la disponibilidad de energéticos, para establecer cuál o cuáles son las tecnologías viables, que garanticen la seguridad energética del país a largo plazo.

Una vez que la CFE ha realizado su planeación y ha concluido con el programa óptimo de expansión, y con apego a la LSPEE, la SENER es quien determina la manera en que será satisfecha la demanda de energía, es decir si la energía la generarán privados o la CFE. Para ello con base en las evaluaciones preliminares la SENER tomará la decisión, el proceso de la planeación se muestra en la ilustración 2.

## Ilustración 2. Proceso de Planeación del Sistema Eléctrico



Fuente: Subdirección de Programación de la CFE.

### A. *Marco legal*

Como lo vimos en el inciso A del Capítulo I, en el Decreto de creación de la Comisión Federal de Electricidad, Abelardo Rodríguez Luján expresó, la necesidad de crear a la CFE bajo el control del Gobierno, pero con la libertad de acción indispensable, **proceda desde luego a planear la electrificación necesaria en el país.**

En el inciso I del artículo 6º, de la Ley que crea a la CFE, publicado en el diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937, se establece que dentro de las facultades que se le asignan a la CFE se encuentra la de:

*“Estudiar la **planeación** del Sistema Nacional de Electrificación y las bases de su financiamiento”.*<sup>31\_/</sup>

## 1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

El Sector Eléctrico en México se reglamentó partiendo de la carta magna: **La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos** establece que: “...no constituye monopolio las funciones que el Estado ejerza en áreas estratégicas, ... tales como la de generación de energía nuclear y electricidad (Art. 28)... manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso establezcan (Art. 25)”.

En su artículo 27, determina que: “Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de **servicio público**” y puntualiza: “En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares”.

## 2. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento

De acuerdo con la LSPEE y su Reglamento, la CFE debe realizar anualmente las actividades requeridas para la planeación del sistema eléctrico nacional a fin de asegurar la prestación del servicio a costo mínimo.

El artículo 4º de la Ley señala que la prestación del servicio público de energía eléctrica comprende:

- La planeación del sistema eléctrico nacional;

---

<sup>31\_/</sup> Diario Oficial de la Federación, 24 de agosto de 1937.

- La generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica; y
- La realización de todas las obras, instalaciones y trabajos que requieran la planeación, ejecución, operación y mantenimiento del sistema eléctrico nacional.

El Artículo 6º de la ley indica que la SENER autorizará, en su caso, los programas que someta a su consideración la Comisión Federal de Electricidad en relación con los actos previstos en el Artículo 4º.

El Artículo 9º de la ley, fracciones II y V establece que la Comisión Federal de Electricidad tiene por objeto, proponer a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal los programas a que se refiere el artículo 6º, así como formular y proponer al Ejecutivo Federal los programas de operación, inversión y financiamiento que a corto, mediano o largo plazo requiera la prestación del servicio público de energía eléctrica.

El Artículo 36-bis de la ley, establece que la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente:

- Con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional elaborada por la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema;
- Cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad informará de las características de los proyectos a la Secretaría de

Energía, Minas e Industria Paraestatal. Con base en criterios comparativos de costos, dicha Dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la Comisión Federal de Electricidad o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria;

- Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualesquiera de las modalidades reconocidas en el artículo 36 de esta ley;

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica contiene un capítulo VIII denominado “De la Planeación y Prospectiva del Sector Eléctrico”.

El Artículo 66º del Reglamento señala que la Comisión deberá elaborar y remitir a la Secretaría para su aprobación, conforme a la Ley y a este Reglamento, cuando dicha dependencia lo determine, pero al menos una vez al año:

- Un documento de prospectiva sobre los tendencias del sector eléctrico del país; y
- Los programas para la realización de obras que el suministrador pretenda ejecutar para la prestación del servicio público.

El documento y los programas mencionados deberán elaborarse con rigor metodológico y a partir de la información más actualizada y confiable de que disponga la Comisión, incluyendo la proveniente de los particulares.

El Artículo 67º del Reglamento indica que el Documento de Prospectiva deberá describir y analizar, para un período que comprenderá hasta los diez años siguientes, las necesidades previsibles del país en materia de energía eléctrica, así como las posibles acciones a emprender por parte del suministrador y de los



particulares para enfrentar dichas necesidades. Este documento servirá como información oficial para todos los interesados, acerca de las tendencias del sector eléctrico del país y será el marco de referencia general para los programas de obras mencionados en el artículo anterior, sin perjuicio de que éstos podrán ser definidos, modificados o ajustados por la Comisión de acuerdo a las circunstancias que se presenten y con apego a lo dispuesto en la Ley y en este Reglamento.

### ***B. Planeación previo a 1992***

El objetivo principal de CFE es: satisfacer la demanda de energía eléctrica a costo mínimo y con un nivel dado de confiabilidad, tomando en cuenta la capacidad financiera y energética de la Nación.

El objetivo debe reflejarse en los criterios para llevar a cabo la planeación de la expansión del Sistema Eléctrico. Por lo que se consideraban cinco interrogantes fundamentales en el proceso de planeación:

1. ¿Cuál será la demanda a 15 años?
2. ¿Qué capacidad instalar para asegurar un nivel de confiabilidad?
3. ¿Cómo combinar mejor las diferentes tecnologías disponibles en el presente y en el futuro?
4. ¿Dónde localizar el nuevo equipo?
5. ¿Cuándo es el momento adecuado para incorporarlo al sistema?

En el ejercicio de planificación se desarrollan planes conjuntos de expansión para los sistemas de generación y transmisión con el fin de utilizar generación remota de otras áreas.

Los periodos de planeación consideran horizontes muy lejanos, debido a que los tiempos de construcción de las centrales generadoras van de los 3 a los 10 años y su vida útil es del orden de los 30 años o más.

El problema de la planeación es bastante complicado si se considera la multitud de factores que hay que tomar en cuenta, como son: horizontes de estudio muy largos, grandes espacios de solución, fuertes interacciones entre las variables de decisión en el tiempo, incertidumbre en la demanda futura, en precios de los combustibles y en los desarrollos tecnológicos, indisponibilidad de la capacidad instalada por salidas forzadas y mantenimientos, aleatoriedad e incertidumbre en la generación hidroeléctrica, etc.

Una característica de los estudios de planeación es que a medida que se analizan situaciones futuras más alejadas del presente la incertidumbre es mayor, la CFE para tener un análisis a detalle distingue tres periodos en el horizonte de planeación:

**Largo Plazo (de 10 a 30 años):** Es un período de gran incertidumbre en la evolución de la demanda, en las tecnologías disponibles, en los precios y disponibilidad de los energéticos primarios, etc.

Corresponde al período en el que la totalidad de las instalaciones previstas en el programa estarían en operación y se prolonga hasta completar la mayoría de su vida económica.

Mediano Plazo (de 5 a 10 años): El nivel de incertidumbre en la evolución de la demanda y la estructura del sistema es menor que en el largo plazo. Las instalaciones programadas para este período se encuentran en proceso de decisión, y se puede ajustar el programa.

Corto Plazo (hasta 5 años): La estructura del sistema eléctrico se encuentra muy definida, existiendo la posibilidad de ajustes menores al programa de obras. Durante este período iniciarán su operación las instalaciones de generación y transmisión que se encuentran en proceso de construcción. El esquema cronológico del proceso de planeación del SEN se muestra en la Tabla 2.

**Tabla 2. Esquema cronológico del proceso de planeación de un sistema eléctrico.**

Etapas	Estudios de Generación	Estudio de Red		
		Troncal	Subtransmisión	Distribución
Largo Plazo de N + 10 a N + 30	Lineamientos para la estructura del sistema de Generación.	Lineamientos para localización de centrales generadoras y transmisión en bloque.		
Mediano Plazo de N + 5 a N + 10	Programa tentativo de centrales generadoras.	Estudios simplificados del comportamiento de la red y programa de localización de subestaciones y líneas.		
Corto Plazo de N + 3 a N + 5	Ajuste de decisiones	Estudios detallados del comportamiento de la red y ajustes de decisiones	Programa de localización de subestaciones y líneas.	Programa de obras de distribución.
Corto Plazo de N a N + 30	Diagnóstico sobre cambios en fechas del POISE	Diagnósticos sobre cambios en Fechas del POISE	Estudios detallados del comportamiento de la red y ajuste de decines	Estudios detallados del comportamiento de la red y ajuste de decines.

Fuente: Criterios Para Planeación y Diseño de Sistemas Eléctricos, de CFE. 1985

Dentro de los estudios para llevar a cabo la planeación es importante tomar en cuenta diferentes criterios que se detallan a continuación:

Los **criterios económicos**, permiten elegir entre varias opciones que dan el mismo servicio (en cuanto a la calidad y confiabilidad). Deberá seleccionarse el proyecto cuyo **costo total sea el mínimo**, en valor presente, considerando todos los costos de inversión y operación efectuados a lo largo del horizonte de estudio.

Por otro lado los **criterios técnicos**, se utilizan para definir las características técnicas y de operación que deben reunir los equipos y el sistema. Este criterio es fundamental en los modelos de análisis electrotécnicos (problemas de flujos, de estabilidad, análisis de fallas, etc.), los cuales se enfocan a diversos aspectos técnicos operativos.

Es necesario que un sistema sea confiable, seguro y cuente con calidad, por lo que también se deben tomar en cuenta **criterios de confiabilidad y calidad**.

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

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

- La capacidad del sistema está sujeta a indisponibilidades como consecuencia de salidas programadas de unidades generadoras por mantenimiento, fallas, degradaciones y causas ajenas. Por tanto, en

todo sistema la capacidad de generación debe ser mayor que la demanda máxima anual, para alcanzar un nivel de confiabilidad.

- Cuando el sistema eléctrico dispone de un margen de reserva aceptable y se cuenta con los recursos necesarios para dar mantenimiento a las unidades generadoras, así como para atender las fallas que normalmente ocurren, aumentará la flexibilidad a fin de enfrentar eventos críticos o contingencias mayores, como son; desviaciones en el pronóstico de la demanda, bajas aportaciones a centrales hidroeléctricas, retrasos en la entrada en operación de nuevas unidades y fallas de larga duración en unidades térmicas.
- Dado que la energía eléctrica no puede almacenarse y se debe producir cuando se necesita, el margen de reserva depende de los tipos de centrales que lo conforman, de la capacidad y disponibilidad de las unidades generadoras y de la estructura del sistema de transmisión.

En los medios de generación, una primera solución para imponer cierto nivel de confiabilidad, es fijar un mínimo de capacidad instada para ciertos períodos difíciles de determinar en la operación del sistema. Los límites mínimos de capacidad instalada pueden establecerse con base en la demanda esperada en esos períodos. El criterio de **reserva mínima** es el indicador.

Otra forma de tomar en cuenta la confiabilidad del sistema es a través del concepto de “costo de falla”. Siempre existe la posibilidad de que un sistema, en determinado momento, no pueda entregar cierta cantidad de energía. Esto representa una pérdida económica para el país puesto que al faltar el suministro los usuarios tendrán una pérdida en su propia producción (consumidores

industriales) o en su satisfacción o bienestar (consumidores domésticos). Se puede así estimar un costo para el país de la demanda no suministrada.

Si al costo de cada alternativa de expansión del sistema se le incluye el costo atribuible a las fallas del suministro, las alternativas pueden compararse en un contexto económico más amplio, contemplando tanto los intereses del sector productor como los del sector consumidor. El nivel de seguridad de servicio quedará definido al seleccionar la alternativa óptima.

Todos los criterios antes mencionados son de gran utilidad en el proceso de planeación y su aplicación depende de los objetivos específicos de cada estudio.

Como resultado del proceso de planeación y en apego al marco de las obligaciones que fija la LSPEE y su reglamento, la CFE elabora un estudio sobre el desarrollo de mercado eléctrico en el corto y mediano plazo (quince años), denominado Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), que de acuerdo con lo establecido en diferentes versiones, su objetivo principal es definir las trayectorias futuras del consumo de electricidad a nivel nacional, sectorial y regional, con fundamento en las proyecciones económicas determinadas por la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

La planificación del SEN a largo plazo considera los siguientes aspectos:

- Las decisiones de inversión para la expansión del SEN se toman con varios años de anticipación, ya que los proyectos tienen periodos largos de maduración. Desde que se inicia la licitación para construcción de una nueva central generadora hasta su entrada en operación comercial transcurren aproximadamente cuatro años.

- Adicionalmente para llevar a cabo la formulación, evaluación y autorización de los mismos, se requiere de una anticipación mínima de un año.
- Las decisiones relacionadas con la expansión del SEN tienen repercusiones económicas de largo plazo, ya que la vida útil de las centrales generadoras es de 30 años o más.
- La planificación del sistema eléctrico requiere información actualizada sobre los proyectos de generación y transmisión factibles de ser incorporados al programa de expansión. Dicha información proviene de fuentes especializadas y de los estudios que realiza la CFE para la identificación y evaluación de proyectos y tecnología
- Con esos datos se integra el catálogo de proyectos factibles y el documento Costos y Parámetros de Referencia para la formulación de proyectos de inversión en el Sector eléctrico, que como su nombre lo indica, es el documento donde se incluyen los costos y parámetros de referencia para diversas tecnologías de generación y transmisión.
- La planificación del sistema requiere un análisis conjunto de la generación y la red troncal de transmisión a fin de encontrar la ubicación óptima de las centrales generadoras y las adecuaciones correspondientes en la red de transmisión. Los estudios se realizan para tres sistemas: Sistema Interconectado Nacional, Baja California Norte y Baja California Sur.
- El programa de expansión del SEN se determina seleccionando los proyectos de generación y transmisión que minimizan los costos actualizados de inversión, operación y energía no suministrada en el

periodo de planificación. Es decir, se elabora un proyecto de expansión óptimo basado en el análisis técnico económico de diversas alternativas mediante modelos de simulación y optimización del comportamiento del sistema ante diferentes condiciones de operación y contingencias.

### ***C. Planeación posterior a la reforma de 1992***

#### **1. Productores Independientes**

De acuerdo con el artículo 36, para que un productor independiente pueda construir una central es necesario que sus proyectos estén incluidos en la planeación y programas respectivos de la CFE, en la planeación no está determinado el esquema bajo el cual se deben construir las centrales, pero sí la ubicación. El esquema de una central que se construye en el predio de una en operación, es forzosamente el mismo que la existente.

Para satisfacer la creciente demanda de energía en el área central del sistema eléctrico nacional, el programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2009-2018 (POISE 2009-2018) planteó la inclusión de las centrales de ciclo combinado *Valle de México II* y *Valle de México III*, con capacidades de 601 MW cada una, con fechas de entrada en operación en 2013 y 2015 respectivamente, en la misma ubicación que la central Valle de México propiedad de la CFE, lo que obliga a construirlas como OPF. El POISE 2010-2024 incluyó una planta denominada *Centro*, con ubicación por definir, lo cual provocó que la central *Valle de México III*, se difiriera a 2018. El POISE 2011-2025 incluye las plantas de ciclo combinado *Centro* y *Centro II*, ambas con ubicación en Morelos, al cambiar la ubicación la SENER, es quién determinará el esquema. La central *Valle de México II* se difirió hasta 2017 (Ver tabla 3).



**Tabla 3. Adiciones de capacidad para el área central**

POISE	Central generadora	Entidad Federativa	Capacidad (MW)	Año de inicio de operación
2009-2018	Valle de México II	México	601	2013
	Valle de México II	México	601	2015
2010-2024	Valle de México II	México	601	2013
	Centro	Por definir	600	2015
	Valle de México II	México	601	2018
2011-2025	Centro	Morelos	660	2013
	Centro II	Morelos	660	2015
	Valle de México II	México	601	2017

Fuente: POISE 2009-2018, 2010-2024 y 2011- 2025.

La ubicación de las centrales *Valle de México II* y *Valle de México III* en el predio de la central *Valle de México*, propiedad de CFE, obligaba a que las nuevas centrales se licitaran bajo el esquema de OPF. Con el cambio de ubicación, existe la posibilidad de licitarse como PIE.

Para abastecer de gas a las plantas de CC Centro y Centro II se requiere de un nuevo gasoducto, por tener una ubicación diferente a la central Valle de México, lo que obviamente encarecerá su construcción.

En caso de decidir construir las plantas de CC Centro y Centro II se le dará prioridad al esquema PIE, **aunque su ubicación no sea la óptima.**

**a) Evaluaciones financieras**

La LSPEE en su artículo 36- bis establece que para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse **tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la CFE**. Es por eso que el presente inciso está enfocado a comparar financieramente ambos esquemas.

Año con año, la CFE elabora el POISE, donde se pretende presentar el programa óptimo de expansión, es decir, las obras que representan el mínimo costo, así mismo elabora las evaluaciones preliminares de las centrales contenidas en el programa óptimo, con la finalidad de que la SENER determine el esquema bajo el cual se deberán construir las centrales.

Las evaluaciones preliminares se elaboran con base en el COPAR Generación, la metodología consiste en comparar año con año el resultado neto (ingresos–costos) de operación del proyecto con los pagos financieros estimados por la CFE, amortizaciones e intereses en el caso de los proyectos bajo el esquema OPF y cargos por capacidad en el caso de realizarse como PIE, la opción cuyo valor presente del flujo neto sea mayor es la mejor opción para la CFE, otro indicador que se obtiene es la relación beneficio costo.

El resumen de los indicadores financieros, que ayudan a la toma de decisión, de las evaluaciones preliminares entregadas en 2011, se presenta en la tabla 4.

**Tabla 4. Resumen de los Resultados de las Evaluaciones Preliminares Entregadas en 2011**

Proyecto	Indicador		OPF	PIE
CC Centro	VPN	Millones dólares	609.9	518.2
	B/C		2.99	2.30
	Nivelado	dólares/ MWh	68.86	72.03
CI Baja California Sur V	VPN	Millones dólares	141.9	131.4
	B/C		4.15	3.37
	Nivelado	dólares/ MWh	142.20	150.10
CC Baja California II	VPN	Millones dólares	186.9	135.2
	B/C		1.73	1.45
	Nivelado	dólares/ MWh	70.98	74.42
CC Noreste	VPN	Millones dólares	1,341.8	1,109.1
	B/C		2.35	1.94
	Nivelado	dólares/ MWh	75.37	79.63
CC Noroeste	VPN	Millones dólares	762.1	594.1
	B/C		2.02	1.67
	Nivelado	dólares/ MWh	77.25	81.62
CE Rumorosa I y II	VPN	Millones dólares	-121.4	0.0
	B/C		0.67	1.00
	Nivelado	dólares/ MWh	111.43	89.46
CG Los Humeros III	VPN	Millones dólares	76.9	41.0
	B/C		1.79	1.32
	Nivelado	dólares/ MWh	66.70	79.27
CH Copainalá	VPN	Millones dólares	128.4	91.6
	B/C		1.33	1.22
	Nivelado	dólares/ MWh	46.27	53.40

Tasa de descuento real: 12%

Fuente: Oficio GPF-0159 de CFE a la SENER.

Como se puede observar en casi todos los casos el valor presente del flujo neto, así como la relación beneficio-costo son más altos en **el esquema OPF** de la CFE, es decir **representan el menor costo para la CFE**.

Esto se ve reflejado en el costo nivelado en dólares por MWh, que es la suma de los costos nivelados por concepto de: inversión, operación y mantenimiento y combustibles, la diferencia se deriva de la inversión más alta por parte de los PIEs.

Un punto a destacar es que en el caso de la central eólica la Rumorosa I y II, no se consideran cargos por capacidad, esto es para que sea rentable, pero en realidad sí efectuaron la inversión. Si se le incluyeran los costos por capacidad a las evaluaciones eólicas de los privados, darían inversiones mucho mayores y los indicadores, serían menos favorables que los obtenidos en el esquema OPF de la CFE.

Un ejemplo de las evaluaciones se muestra a detalle en el anexo A, así como en el anexo B el oficio de respuesta de la SENER a la CFE, en el que la SENER define los esquemas de construcción.

## **2. Autoabastecedores**

La planeación se ha complicado con la inserción de la industria privada en el Sector Eléctrico, ya que la inclusión de actores como los autoabastecedores y cogeneradores representa un riesgo adicional, como lo indica el siguiente párrafo incluido en el documento elaborado por la CFE: “Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016” (POISE):

*“En los últimos años ha cobrado especial importancia la participación de la iniciativa privada en la generación de energía eléctrica bajo las modalidades de autoabastecimiento y cogeneración. La instalación de sus nuevas centrales influirá de manera importante en el desarrollo del SEN, ya que se necesitará incrementar la capacidad de reserva y*

*adaptar la red eléctrica para proporcionar los servicios de transmisión y respaldo requeridos.*

***La incorporación de estos proyectos agrega un elemento adicional de incertidumbre en la planificación del SEN, pues si estos no se concretan, se reduciría la confiabilidad del suministro al no disponerse de los plazos necesarios para instalar otras centrales.”***

Esto genera distorsiones en el sistema, tales como excesos en las instalaciones de redes eléctricas y en la medida que la capacidad instalada por parte de los productores independientes y los autoabastecedores crezca, presionarán a la CFE para manipular el suministro. Al contar con una capacidad mayor a la reserva de CFE, tienen más control sobre el sistema.

Según la Ley, la sociedad permisionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas que no sean socios de la misma. Existen permisionarios que generan para satisfacer sus necesidades (autoabastecimiento local) y otros para su venta (autoabastecimiento remoto), en la que se satisfacen los intereses económicos de los grupos *generador-consumidor*.

Para el caso de autoabastecimiento remoto, los permisionarios requieren utilizar la red de transmisión, propiedad de CFE, por lo que es necesario que ambas partes celebren un contrato de interconexión y un contrato de transmisión, en tal caso se presenta un estudio de porteo en el que se determinan las pérdidas, incluidas en el costo.

Una vez que se cuenta con el contrato de interconexión se procede celebrar un contrato de respaldo para cuando la planta se encuentre en: a) mantenimiento, b) tenga alguna falla o c) esté en mantenimiento y tenga una falla, si hay excedentes, puede elaborarse un contrato de compra-venta de excedentes.

### **3. Contratos ilegales de autoabastecedores y productores independientes, de acuerdo con la LSPEE.**

De acuerdo con la LSPEE, los productores independientes están obligados a vender la totalidad de su energía a la CFE, sin embargo, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) ha otorgado permisos para que las centrales bajo el esquema PIE también puedan prestar el servicio bajo otras modalidades, como se muestra a continuación.

#### **Caso Iberdrola Energía Monterrey**

En agosto de 1999 la CRE otorgó el permiso E/152/PIE/99 a Iberdrola Energía Monterrey para desarrollar, construir, poseer, operar y mantener una central denominada Monterrey III, con interconexión al SEN en el estado de Nuevo León, cuya finalidad es la de generar energía eléctrica para su venta exclusiva a la CFE, con una capacidad de generación en condiciones ISO de 570 MW en dos unidades.

Así mismo en el 2002 bajo el permiso E/205/AUT/2002, la CRE autorizó a Iberdrola Energía Monterrey un permiso de autoabastecimiento que consistía en la construcción de otras tres unidades destinadas a abastecer de energía eléctrica a sus 44 socios, con una capacidad ISO total de 619.3 MW. En este mismo permiso se le autorizó la construcción de una red eléctrica de 115 kV, anillo interno, propiedad de Iberdrola, para la entrega de energía eléctrica a sus socios.

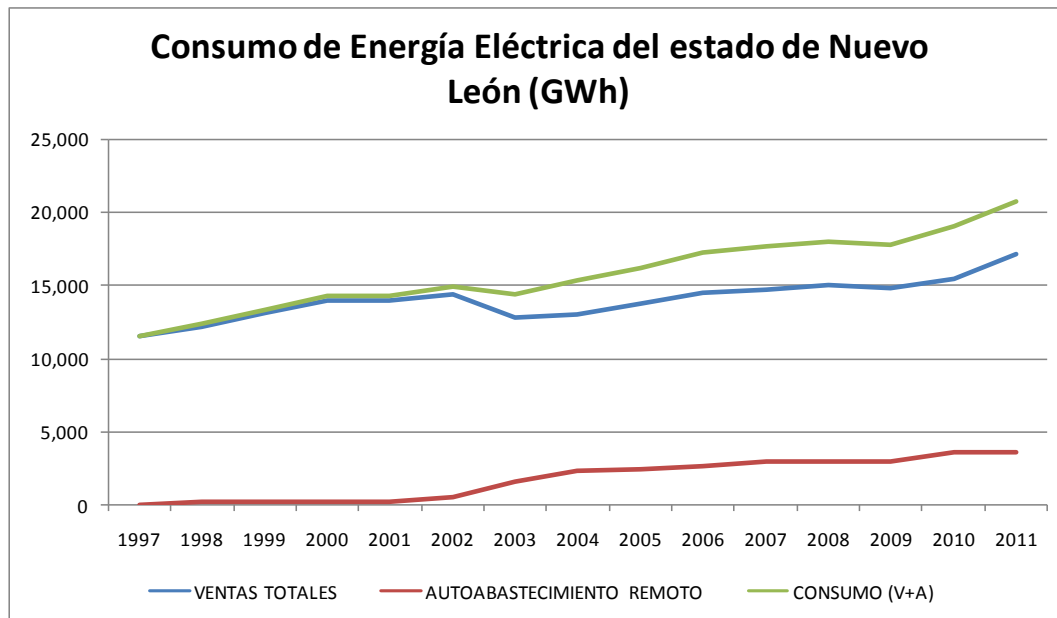
De 2002 a 2012, el número de socios ha crecido de 44 a 106, cuentan todavía con planes de expansión, la suma de las capacidades máximas mostrada en la resolución RES/021/2012 es de 2,560.988, esto quiere decir que el factor de coincidencia es del 29%, es decir la relación entre la demanda máxima del

sistema y la suma de las demandas máximas de cada socio es del 29%. En el anexo 1 se muestra el desglose de socios.

En el 2006, se le autorizó modificar las energías estipuladas en los permisos E/152/PIE/99 y E/205/AUT/2002, reduciendo la capacidad destinada para su venta a la CFE de 570MW a 445MW para aumentar la capacidad de autoabastecimiento en la misma cantidad.

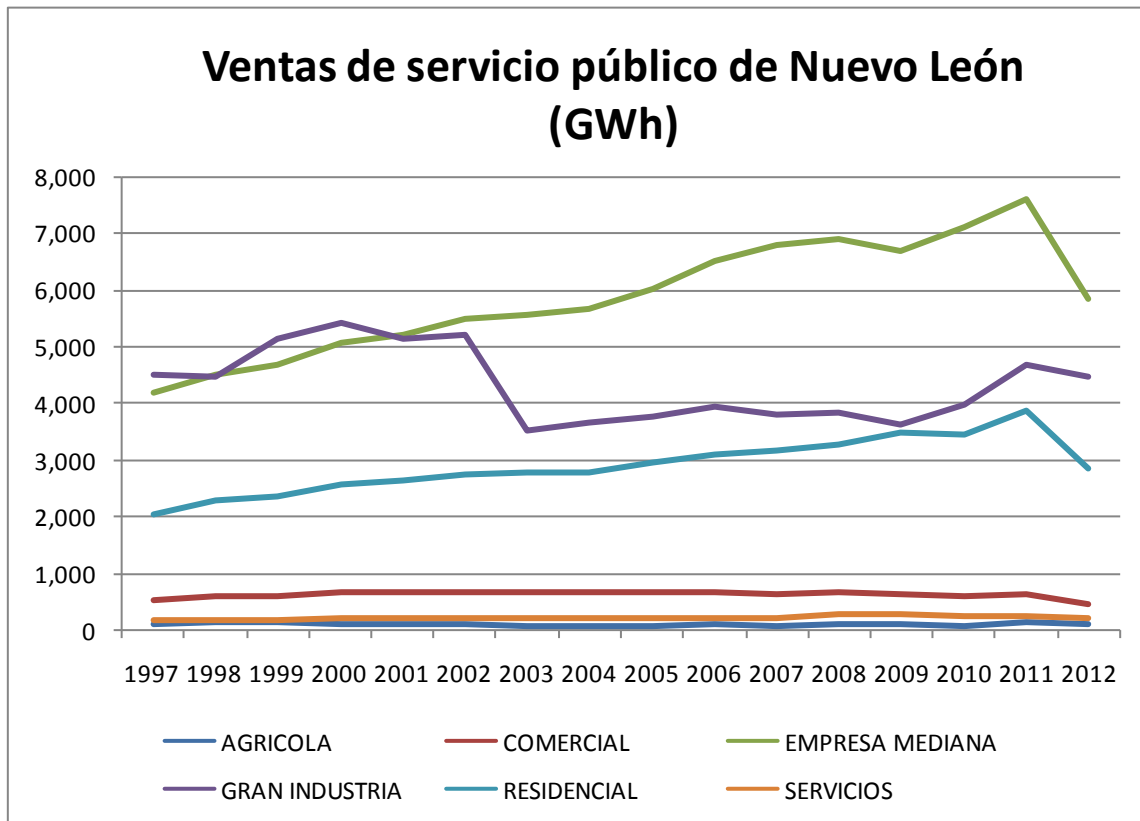
Para ejemplificar este caso, la ilustración 3, detalla el consumo de energía eléctrica destinada al servicio público, desglosada en ventas y autoabastecimiento remoto, y la ilustración 4 muestra las ventas sectoriales del estado de Nuevo León, ambas ilustraciones comprenden de 1997 a 2011.

**Ilustración 3. Consumo de Energía Destinada al Servicio Público**



Fuente: Elaboración propia con datos de la CFE.

Ilustración 4. Ventas de la Energía Eléctrica por sectores



Fuente: Elaboración propia con datos de la CFE.

Como se observa en las ilustraciones 3 y 4, la cantidad en la que disminuyen las ventas de energía del servicio público es la cantidad en que aumenta el autoabastecimiento remoto, el efecto se da casi en su totalidad en Gran Industria con 16 GWh en 1997, que es cuando inician los autoabastecedores a vender su energía a terceros, y alcanzan 3,605 GWh en 2011. Contrario a lo que determina la LSPEE en su artículo 36, reduce la capacidad comprometida para su venta “exclusiva” a la CFE, por otro lado, en la resolución RES-102-2006 de su contrato de autoabastecimiento, en la que solicitan disminuir la capacidad de producción independiente, para aumentar su capacidad de autoabastecimiento, dentro del considerando 5° determina que: “el productor **tendrá el derecho de comprometer la Capacidad Excedente** y suministrar la producción de energía



asociada a dicha Capacidad Excedente **a terceros...**”, lo cual resulta contradictorio, de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 inciso I b la LSPEE, en el que se establece que, el contrato de autoabastecimiento se otorga con la condición de que el solicitante ponga a disposición de la CFE sus excedentes de energía eléctrica.

Ser autoabastecedor con más de 100 socios y con planes de expansión es un mercado, que no está debidamente reglamentado en nuestro país.

Algo similar esta por suceder en los estados de Durango y San Luís Potosí, Iberdrola ya tiene autorización por parte de la CRE de utilizar la energía comprometida en su contrato de Producción Independiente para su venta a sus socios (autoabastecimiento), los casos también se muestran a continuación.

### **Caso Iberdrola Energía La Laguna**

La central La Laguna, propiedad de Iberdrola, se ubica en Durango, la CRE le otorgó el permiso E/216/PIE/2002 de producción independiente, para vender su energía eléctrica exclusivamente a la CFE, con una capacidad de 517.8 MW.

En 2011 la CRE le otorga también el permiso de autoabastecimiento E/889/AUT/2011, la capacidad ya era de 555.08 MW de los cuales 41.269 MW se destinaron al autoabastecimiento para sus 13 socios, con un programa de expansión para 11 más.

### **Caso Iberdrola Energía Tamazunchale**

Con ubicación en San Luis Potosí, y con el permiso E/308/PIE/2004, la CRE le autoriza a Iberdrola una capacidad de 1,135 MW para la construcción de la

central Tamazunchale, con el objetivo de que ponga a disposición de la CFE el total de su producción de energía eléctrica.

En 2012 con el permiso de autoabastecimiento E/947/AUT/2012, la CRE le autoriza utilizar 80 MW de los 1,135 que estaban destinados a CFE, con 25 socios y con un plan de expansión.

### **Caso Energía Azteca X**

Otro caso de Productores Independientes que ejercen dos modalidades es el de Energía Azteca X, operadora de CC Rosarito 10 y CC Rosarito 11, cuya autorización es E/174/PIE/2000, con una capacidad de 892.87 MW, destinaba alrededor de 288.62 MW para su exportación a la empresa Coral Power L.L.C. de los Estados Unidos de América.

La resolución Res/140/2009, indica que Energía Azteca solicita reducir la capacidad destinada a la exportación, como bien lo señala el siguiente párrafo:

“Solicitó a esta Comisión **reducir la capacidad de generación** de energía eléctrica autorizada en el Permiso de Exportación, debido a que con fecha 9 de febrero de 2009, celebró un Contrato de Arrendamiento de las instalaciones de la Central de Exportación, para que EAX haga el uso de las mismas en términos del Permiso de Producción Independiente, implicando con esto, que durante el PMP de las instalaciones de EAX, la Central de Exportación, no generen energía eléctrica para la exportación, ni tengan consumo de combustibles para tal efecto.”

Como ya no tiene comprador en Estados Unidos, ahora quieren comprometer su energía con la CFE, caso contrario al de Iberdrola.

Es de destacar que las modificaciones a la LSPEE, realizadas a partir de la reforma de 1992, en la que se acepta la inserción de Autoabastecedores, Cogeneradores, Productores Independientes de Energía, pequeños productores, etc., es contrario a la constitución, ya que la electricidad debe organizarse como servicio público, no como negocio de estos nuevos actores.

Por otro lado los contratos, en particular los de autoabastecimiento, se han utilizado para privatizar el sector eléctrico, ya que en la práctica son mercados, maquillados como sociedades, no es posible que existan sociedades con miembros esparcidos por todo el país, con una gran variedad de giros, y con planes para seguir agrandando su sociedad.

### **III. La Participación de la Generación Privada en la Energía Eléctrica en México**

Como se vio en el capítulo II, la inserción de los nuevos actores privados en el sistema eléctrico, además de representar un riesgo en la confiabilidad del suministro de energía, también reducen capacidad de operación por parte de la CFE, todos estos riesgos y modificaciones pudiera estar justificado si en la parte financiera los estudios indicaran que realmente realizar un proyecto bajo el esquema de PIE fuera más económico.

Es por eso que el presente capítulo está enfocado a comparar financieramente, primero, si una central es más factible bajo uno u otro esquema, para que la SENER determine bajo cual esquema debería realizarse.

Una vez licitados los proyectos y se establecen los pagos, comparar que esquema representa la tasa anual equivalente (TAE) menor y por último ya en operación a que tipo de proyectos se le asigna el costo total de corto plazo menor, lo cual debería estar reflejado con claridad en los estados financieros de la CFE.

#### ***A. Producción Independiente (evolución histórica)***

Como se vio al inicio del capítulo, los productores independientes son titulares de un permiso para realizar las actividades de **generación**, los cuales incursionaron en la modalidad de Ciclo Combinado, por ser tecnologías con un periodo constructivo de 24 meses, menor a cualquier otra tecnología.

A partir de 2000 y hasta 2007 se introdujeron de forma espectacular, las centrales de ciclo combinado operadas por productores independientes, esto se muestra en la tabla 5.

**Tabla 5. Ciclos Combinados de PIEs en Operación Comercial hasta 2011**

Proyecto	Ubicación	Licitante ganador	Arreglo (TGxGVRcxTV)	Operación comercial	Capacidad Demostrada (MW)
Merida III	Mérida, Yucatán	AES	2x2x1	2000	484.00
Hermosillo	Hermosillo, Son.	Fuerza y Energía de Hermosillo (Unión Fenosa)	1x1x1	2001	228.93
Saltillo	Ramos Arizpe, Coah	EDF International	1x1x1	2001	247.50
TuxpanII	Tuxpan, Ver	Electricidad Sol de Tuxpan (Mitsubishi)	2x2x1	2001	495.00
Río Bravo II	Valle Hermoso, Tamaulipas	Central Valle Hermoso (EDF International)	2x2x1	2002	495.00
Bajío (El Sauz)	San Luis de la Paz, Guanajuato	Intergen	2x2x1	2002	591.70
Monterrey III	Pesquería, N.L.	Iberdrola Energía Monterrey	2x2x1	2002	449.00
Altamira II	Altamira, Tamaulipas	Electricidad Águila de Altamira	1x1x1	2002	495.00
Campeche	Palizada, Campeche	Trnsalta Campeche	2x2x1	2003	252.40
Naco Nogales	Agua Prieta, Sonora	Fuerza y Energía de Naco-Nogales (Unión Fenosa)	1x1x1	2003	258.00
Rosarito 10 y 11 (Mexicali)	Mexicali, B.C.	Energía Azteca X (Intergen)	1x1x1	2003	489.10
Tuxpan III y IV	Tuxpan, Ver	Fuerza y Energía de Tuxpan (Unión Fenosa)	3x3x1	2003	983.00
Altamira III y IV	Altamira, Tamaulipas	Energía Altamira (Iberdrola)	2x2x2	2003	1,036.00
Chihuahua III	Ciudad Juárez, Chihuahua	Transalta Chihuahua (transalta)	2x2x2	2003	259.00
Río Bravo III	Valle Hermoso, Tamaulipas	EDF International	2x2x1	2004	495.00
Río Bravo IV	Valle Hermoso, Tamaulipas	EDF International	2x2x1	2005	500.00
La Laguna II	Gómez Palacio, Durango	Iberdrola Energía la Laguna (Iberdrola)	2x2x1	2005	498.00
Valladolid III		Compañía de Generación Valladolid (Mitsu)	2x2x1	2006	525.00
Altamira V	Altamira, Tamaulipas	Iberdrola Energía Altamira (Iberdrola)	2x2x1	2006	1,121.00
Tuxpan V	Tuxpan, Ver	Electricidad Águila de Tuxpan (Mitsubishi)	2x2x1	2006	495.00
Tamazunchale	Tamazunchale, S.L.P.	Iberdrola Energía Tamazunchale (Iberdrola)	2x2x1	2007	1,135.00
Norte	Durango, Durango	Unión Fenosa	2x2x2	2010	450.00
<b>Total</b>					<b>11,982.63</b>

Fuente: Unidades Generadoras en Operación de los años 1999 a 2011, CFE.

A la fecha, adicional a la capacidad existente, la SENER, autorizó una serie de proyectos de plantas de los tipos ciclo combinado (véase tabla 6) y eólico (tabla 7), las cuales ya están consideradas en los Programas de Egresos de la Federación. Las centrales eólicas, La Venta III, Oaxaca I, Oaxaca II, Oaxaca III y Oaxaca IV se tenían proyectadas para entrar en operación en 2011, pero en el

documento de Unidades Generadoras en Operación, aún no se encuentran en operación.

**Tabla 6. Centrales de Ciclo Combinado bajo el esquema PIE autorizadas por la SENER**

Proyecto	Operación Comercial	Capacidad Neta Demostrada (MW)	PEF
BAJA CALIFORNIA III	2014	249.7	2008
NORTE III (JUÁREZ)	2015	789.25	2011
OCCIDENTAL I (BAJÍO)	2015	420.83	2011
NORESTE	2015	888.81	2012
NOROESTE	2016	786.02	2012
NORTE II		376.65	2005

Fuente: CFE, Unidades Generadoras en Operación, PEF.

**Tabla 7. Centrales Eólicas de Productores Externos autorizadas por la SENER**

Proyecto	Licitante ganador	Operación Comercial	Capacidad Neta Demostrada (MW)	PEF
La Venta III	Iberdrola	2011	102	2006
Oaxaca I	Accion de energía Mexico	2011	102	2007
Oaxaca II	Accion de energía Mexico	2011	102	2008
Oaxaca III	Accion de energía Mexico	2011	102	2008
Oaxaca IV	Accion de energía Mexico	2011	102	2008
SURESTE I		2013	304.2	2011
SURESTE II		2013	304.2	2011
LA RUMOROSA		2014	300	2012

Fuente: CFE, Unidades Generadoras en Operación, PEF.

## 1. Capacidad

El primer ciclo combinado bajo el esquema PIE fue AES *Mérida III S. de R.L. de C.V.*, con dos unidades de generación, la primera unidad entró en operación comercial el 9 de junio de 2000 y la segunda el 25 de julio de 2000, con una capacidad total de 484 MW.

Es de resaltar que la capacidad instalada por los PIEs tuvo las tasas de crecimiento anual más significativas en 2001, 2002 y 2003: 200.7, 139.5 y 94 por ciento, respectivamente, y una tasa media anual de crecimiento de 2000 a 2011 de 33.88%. En tanto que el crecimiento en la capacidad por parte de la CFE ha tenido decrementos, en la tabla 8 se muestran las tasas anuales y la tasa media de crecimiento, así como la participación de los productores independientes en el total de energía destinada a servicio público.

**Tabla 8. Participación de los PIEs la capacidad instalada para el Servicio Público**

Año	Capacidad				Total Servicio público	Participación de los PIEs en el total
	PIEs		CFE			
	(MW)	Crecimiento	Capacidad (MW)	Crecimiento		
2000	484.00		36,212.67		36,696.67	1.32%
2001	1,455.43	200.71%	37,063.34	2.35%	38,518.77	3.78%
2002	3,486.13	139.53%	37,691.14	1.69%	41,177.27	8.47%
2003	6,763.63	94.02%	37,790.44	0.26%	44,554.07	15.18%
2004	7,258.63	7.32%	39,292.96	3.98%	46,551.59	15.59%
2005	8,256.63	13.75%	38,276.87	-2.59%	46,533.50	17.74%
2006	10,397.63	25.93%	38,370.99	0.25%	48,768.62	21.32%
2007	11,532.63	10.92%	39,495.89	2.93%	51,028.52	22.60%
2008	11,532.63	0.00%	39,572.82	0.19%	51,105.45	22.57%
2009	11,532.63	0.00%	40,153.44	1.47%	51,686.07	22.31%
2010	11,982.63	3.90%	40,962.80	2.02%	52,945.43	22.63%
2011	11,982.63	0.00%	40,528.90	-1.06%	52,511.53	22.82%
TMC		33.88%		1.03%		16.36%

Fuente: Elaboración propia con datos oficiales de la CFE

De la tabla 8, también se puede apreciar que la participación de la capacidad instalada de los PIEs en el total de energía destinada al servicio público paso de 1.32% en 2000 a 22.82% en 2011.

De la capacidad que se ha requerido año con año, para la expansión del sistema eléctrico, los productores independientes han aportado el 59% en promedio, 2005 y 2006 son los años en que su participación es mayor, 87.07% para 2005 y del 94.5% en 2006, sin considerar los años 2008, 2009 y 2011 en los que los requerimiento de capacidad fueron muy bajos, su aportación mínima fue en 2004 con 25.22%(véase tabla 9).

Cabe destacar que en 2009 el 84% de la capacidad que se añadió al sistema se derivó de la conversión de las centrales *Presidente Juárez* y *San Lorenzo*, el resto (128 MW) son turbinas de gas de la extinta Luz y Fuerza del Centro, y en 2011 no se presentaron centrales nuevas. En la tabla 9 se muestran los requerimientos de capacidad de cada año.



**Tabla 9. Participación de los PIEs en los requerimientos de capacidad por Año**

		2000	2001	2002	2003	2004	2005
Capacidad							
(MW)	CFE	550.20	970.43	509.90	1,815.04	1,467.80	148.25
	PIE's	484.00	971.43	2,030.70	3,277.40	495.00	998.00
	Total	1,034.20	1,941.86	2,540.60	5,092.44	1,962.80	1,146.25
% de participación en la capacidad incremental de los PIE's		46.80%	50.03%	79.93%	64.36%	25.22%	87.07%
		2006	2007	2008	2009	2010	2011
Capacidad							
(MW)	CFE	124.53	1,348.72	38.00	787.12	710.36	1.50
	PIE's	2,141.00	1,135.00	0.00	0.00	450.00	0.00
	Total	2,265.53	2,483.72	38.00	787.12	1,160.36	1.50
% de participación en la capacidad incremental de los PIE's		94.50%	45.70%	0.00%	0.00%	38.78%	0.00%

Fuente: Elaboración propia con datos de la página de CFE.

## 2. Generación

El crecimiento en generación que han tenido los productores independientes ha sido espectacular, iniciaron en 2000 con una generación de 1,338 TWh, su tasa de crecimiento de 2000 a 2001 fue de 251%, de 2001 a 2002 crecieron 380%, aunque en los siguientes años crecieron de menor forma, su tasa media de crecimiento es del 45.93% de 2000 a 2011, véase el detalle en la tabla 10.

En lo que respecta a la tasa de crecimiento en la generación por parte de la CFE, en el mismo periodo, considerando todas sus tecnologías, de 2000 a 2001 creció 0.57%, de 2001 a 2002 creció -7.28%, y su tasa media de crecimiento de 2000 a 2011 fue de -0.88%.

**Tabla 10. Participación de los PIES la capacidad instalada para el Servicio Público**

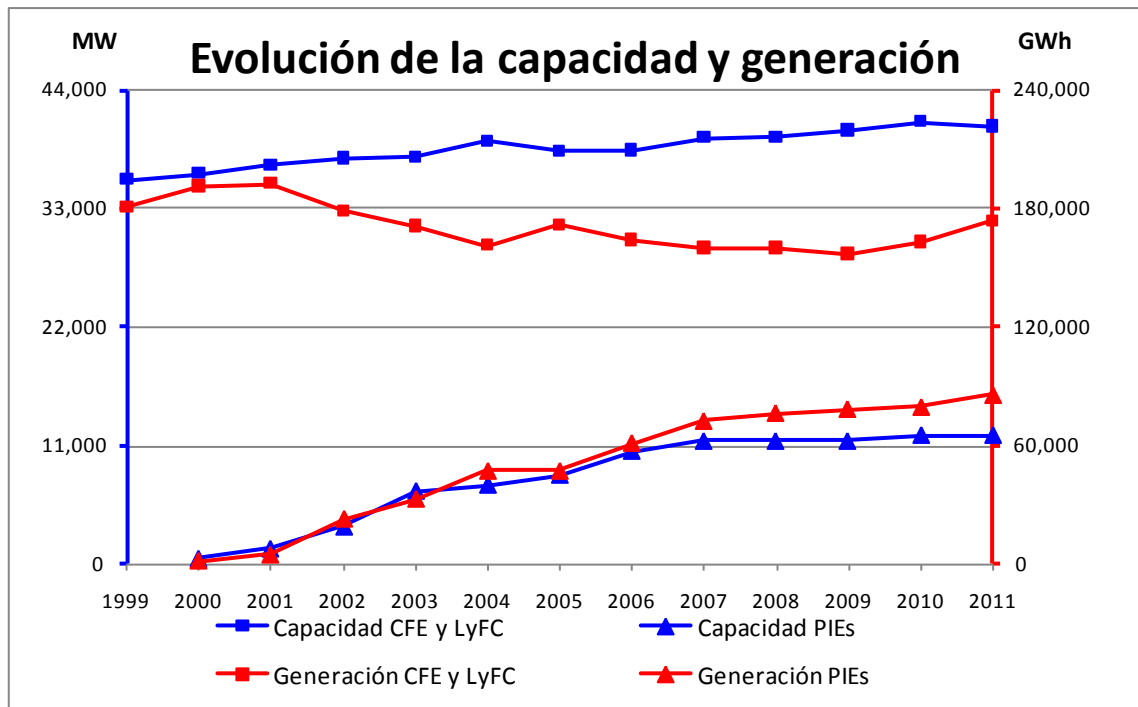
Año	Generación				Total Servicio público	Participación de los PIES en el total
	PIEs		CFE			
	Generación (TWh)	Crecimiento	Generación (TWh)	Crecimiento		
2000	1,337.77		191,426.09		192,763.86	0.69%
2001	4,694.02	250.88%	192,517.00	0.57%	197,211.02	2.38%
2002	22,548.78	380.37%	178,510.36	-7.28%	201,059.14	11.21%
2003	32,610.15	44.62%	170,945.31	-4.24%	203,555.46	16.02%
2004	47,470.36	45.57%	161,164.09	-5.72%	208,634.44	22.75%
2005	47,369.57	-0.21%	171,601.21	6.48%	218,970.78	21.63%
2006	60,943.67	28.66%	164,135.67	-4.35%	225,079.34	27.08%
2007	72,607.03	19.14%	159,944.96	-2.55%	232,551.99	31.22%
2008	76,006.74	4.68%	159,864.25	-0.05%	235,870.99	32.22%
2009	78,131.48	2.80%	156,975.33	-1.81%	235,106.81	33.23%
2010	79,488.99	1.74%	163,048.90	3.87%	242,537.89	32.77%
2011	85,529.06	7.60%	173,626.24	6.49%	259,155.30	33.00%
TMC		45.93%		-0.88%		22.02%

Fuente: Elaboración propia con datos oficiales de la CFE

La tabla 10, nos muestra que la participación el primer año de la producción independiente en el total de la generación destinada al servicio público fue de 1,337.77 GWh en el primer año, el cual representa 0.69% del total de la generación en ese año, para llegar a 85,529.06 GWh, aproximadamente 33.0% del total en el año 2011.

La ilustración 5 nos muestra que, el aumento en la capacidad y en especial en la generación de energía a través de producción independiente significa una disminución en la generación con plantas de la CFE, también se puede observar que se les da prioridad a los productores independiente en el despacho, ya que el crecimiento en la capacidad no es el mismo que el de la generación, es decir, su factor de planta es más alto que el de las centrales operadas por la CFE.

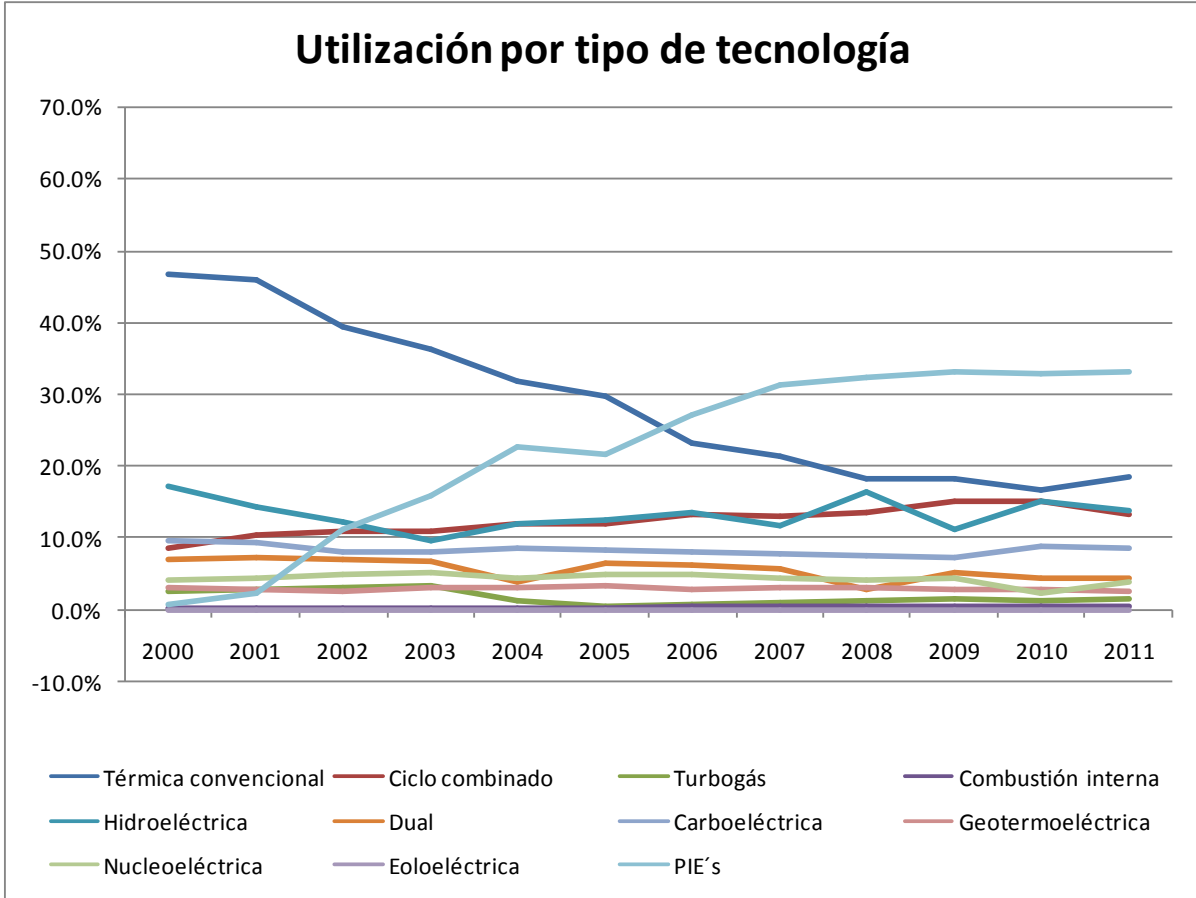
**Ilustración 5. Evolución de la generación y capacidad para servicio público**



Fuente: Elaboración propia con datos de la CFE.

Analizando la participación de las diferentes tecnologías en la generación para servicio público incluyendo los ciclos combinados de los productores independientes de 2000 a 2011 (ilustración 6), las centrales térmicas convencionales presentan una caída muy fuerte debido a que utilizan combustóleo, son poco eficientes y muy contaminantes; por otro lado, en los últimos seis años las plantas de ciclo combinado bajo el esquema PIE son las de mayor utilización.

**Ilustración 6. Participación por tipo de tecnología de 2000 a 2011 (GWh), incluyendo los ciclos combinados de los PIEs**



Fuente: Elaboración propia con datos de la CFE.

Cabe destacar que, a pesar de que la última planta de ciclo combinado, propiedad de CFE, entró en operación en 2001, este tipo de tecnología es la tercera más utilizada.

### **3. Costos**

Como se vio en el capítulo anterior, los costos nivelados de generación que representa construir una central bajo el esquema OPF son más bajos que el del esquema PIE, en este capítulo se analizan los costos de inversión de ambos esquemas, de centrales en operación, en segunda instancia se estudiarán los estados financieros de la CFE y concluiremos con los costos totales de corto plazo reportados por el CENACE de la CFE.

#### **a) Costos de Inversión**

Una vez que la SENER determina bajo que esquema se deben realizar las centrales generadoras, se establecen los pagos financieros para cubrir el costo de la inversión, que en el caso de realizarse la central bajo el esquema OPF se trata de amortizaciones e intereses y en el caso de PIE son cargos por capacidad, con la información contenida en las ofertas económicas de las licitaciones ganadoras para algunas centrales de ciclo combinado, se calcula la Tasa Anual Equivalente (TAE), que es un indicador financiero que revela el costo o rendimiento de un producto financiero, incluye tanto el interés nominal, como los gastos y comisiones bancarias durante el plazo de operación. La TAE iguala el valor presente de los ingresos con el de los egresos.

Cabe señalar que la inversión de una central construida bajo el esquema PIE en principio es más cara debido a que requiere de una subestación adicional, además los privados solo tienen un enfoque financiero, por lo que su tasa mínima esperada es mayor y la CFE realiza sus evaluaciones con un enfoque económico, además del financiero, es decir, mide la contribución del proyecto en beneficio económico del país.

En la tabla 11 se muestran las TAEs obtenidas con los cargos por capacidad y los costos de inversión, para los PIEs.

**Tabla 11. Tasa que representa para la CFE introducir una central PIE.**

CENTRAL	CONSORCIO GANADOR	ESTADO	FEO <sup>1/</sup>	CAPACIDAD (MW)	TAE
CC Altamira II	Mitsubishi	Tamaulipas	14-May-02	495.00	16.17%
CC Altamira III y IV	Iberdrola	Tamaulipas	24-Dic-03	1,036.00	15.27%
CC Altamira V	Iberdrola	Tamaulipas	22-Oct-06	1,121.00	18.56%
CC Bajío (el sauz)	Intergen Aztec E.	Guanajuato	09-Mar-02	495.00	11.81%
CC Campeche	Transalta E.C.	Campeche	28-Ago-03	252.40	18.02%
CC Chihuahua (CAT)	Mitsubishi	Chihuahua	09-May-01	258.75	17.98%
CC La laguna II	Iberdrola	Durango	15-Mar-05	498.00	16.73%
CC Mexicali (CC Rosarito IV)	Intergen Aztec E.	Baja California	20-Jul-03	489.00	13.78%
CC Naco Nogales	Unión Fenosa	Sonora	04-Oct-03	258.00	13.53%
CC Río Bravo II	EDF	Tamaulipas	18-Ene-02	495.00	13.17%
CC Río Bravo III	EDF	Tamaulipas	01-Abr-04	495.00	17.31%
CC Río Bravo IV	EDF	Tamaulipas	01-Abr-05	500.00	18.14%
CC Saltillo	EDF	Coahuila	19-Nov-01	247.50	14.61%
CC Tuxpan II	Mitsubishi	Veracruz	15-Dic-01	495.00	12.48%
CC Tuxpan III y IV	Unión Fenosa	Veracruz	23-May-03	983.00	16.87%
CC Tuxpan V	Mitsubishi	Veracruz	01-Sep-06	495.00	14.73%
CC Valladolid III	Mitsui		01-Sep-06	525.00	16.69%
CC Norte	Unión Fenosa	Durango	07-Ago-10	450.00	12.20%
CE La Venta III	Iberdrola	Oaxaca	05-Ene-07	101.40	17.07%
CE Oaxaca I			00-Ene-00	101.00	15.70%
CE Oaxaca II,III y IV			00-Ene-00	101.00	16.03%
					15.56%

1\_/ Fecha de Entrada en Operación

Fuente: Elaboración propia con datos de los Contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada de la CFE.

Por no tener suficiente información, se excluyeron del estudio las centrales Hermosillo, Monterrey III y Tamazunchale.

En algunos casos las ofertas económicas no mostraban los intereses generados durante la construcción, por lo que se supuso una TAE de 9.5% de acuerdo con lo estipulado en el documento: Análisis Costo-Beneficio del Proyecto Altamira II.

Para las plantas eólicas, la TAE se calculó basándose en un factor de planta del 0.37.

En la tabla 12 se muestran las tasas anuales de los proyectos en operación bajo el esquema OPF, con pagos reales hasta abril de 2012.

**Tabla 12. Tasa que representa para la CFE introducir una central OPF.**

PROYECTOS COMO OBRA PÚBLICA FINANCIADA	TAE
OPF 107 CCI BAJA CALIFORNIA SUR II	5.51%
OPF 111 RM CG CERRO PRIETO (U5)	8.57%
OPF 147 CCC BAJA CALIFORNIA	5.50%
OPF 159 RM CT VALLE DE MEXICO UNIDADES 5, 6 Y 7	5.04%
OPF 167 CC SAN LORENZO CONVERSION DE TG A CC	4.70%
OPF 225 LT RED DE TRANSMISION ASOCIADA A LA CI GUERRERO NEGRO III	7.85%
OPF 003 CCI GUERRERO NEGRO II	8.10%
OPF 025 CG LOS AZUFRES II Y CAMPO GEOTERMICO	5.52%
OPF 026 CH MANUEL MORENO TORRES (2A. ETAPA)	5.64%
	<b>6.27%</b>

Fuente: Elaboración propia con datos internos de la CFE.

De las tablas 11 y 12 se deduce que el promedio de las TAEs para los proyectos construidos bajo el esquema de OPF es menos de la mitad de las tasas de los proyectos de PIE's, es decir el sobreprecio que paga la CFE por construir centrales bajo el esquema PIE es de más de 9 puntos porcentuales.

Las tasas de los créditos que obtiene la CFE con instituciones financieras son mucho más bajas que las que le representa la inclusión de un productor independiente.

**b) Costos Unitarios de Generación por Tecnología**

En los estados financieros de la CFE se presenta un cuadro de los costos unitarios por proceso, en el que se observan los costos por tecnología, sin embargo no podemos apreciar los costos de las centrales de ciclo combinado por estar junto con las turbinas de gas, la tabla 13 muestra un extracto de los Costos de Explotación de los estados financieros de la CFE, en el que se detallan los costos por proceso a diciembre de 2011 los datos se encuentran en pesos por KWh.

**Tabla 13. Costo de Explotación (\$/kWh)**

Tecnología	GWh vendidos	Servicios Personales	Energéticos	Mtto y serv gen	mat de mtto y cons	impuestos y derechos	costos de explotación
Turbo gas y CC	38,574.00	1,776.00 0.05	21,052.00 0.55	847.00 0.02	1,587.00 0.04	276.00 0.01	25,538.00 0.66
PI	83,740.00	40.00 0.00	50,845.00 0.61	4.00 0.00	0.00 0.00	5.00 0.00	50,894.00 0.61

Tecnología	obligaciones laborales	depreciación	ind ofnas nales	aprovechamiento	costo financiero	total
Turbo gas y CC	3,510.00 0.09	1,778.00 0.05	304.00 0.01	2,689.00 0.07	2,252.00 0.06	36,071.00 0.94
PI	64.00 0.00	0.00 0.00	7.00 0.00	0.00 0.00	-1,320.00 -0.02	49,645.00 0.59

Fuente: Extracto del cuadro de Costos de Explotación de los Estados Financieros de la CFE.

Con esta información no es posible comparar los costos de explotación de los ciclos combinados de CFE con los PIE´s. Es importante desglosar los costos de las turbinas de gas y de los ciclos combinados.

De acuerdo con el documento emitido por la CFE: “**Costos y Parámetros de Referencia 2011**”, la inversión de una turbogas es casi 5 veces más que la del ciclo combinado y esto repercute en los rubros de la depreciación, aprovechamiento y costo financiero. En el costo de los combustibles por ser las



turbogases menos eficientes (una turbogás es de 32.59% y la de un ciclo combinado es de 42.77%, de acuerdo con UGO), representan un costo mayor en casi 50%, y por último, el costo en la parte de operación y mantenimiento es 2.4 veces mayor que el del ciclo combinado.

A través de cálculos propios se obtiene un costo de explotación similar de los CC de la CFE y los de los PIEs, 0.62 \$/kWh y 0.61\$/kWh respectivamente (véase tabla 14). Además se puede observar en el rubro de energéticos y fuerza comprada, que los productores independientes representan un costo mayor en casi 17%.

**Tabla 14. Desglose del costo de explotación de las turbogases y ciclos combinados de la CFE (\$/kWh)**

Tecnología	GWh vendidos	Servicios Personales	Energéticos	Mantenimiento y serv gales	Materiales de mantenimiento	Impuestos y derechos	Costos de explotación
Ciclo combinado	34,448.79	1,380.13 0.04	17,902.61 0.52	658.20 0.02	1,233.26 0.04	214.48 0.01	21,388.68 0.62
Turbogás	4,125.52	395.87 0.10	3,149.39 0.76	188.80 0.05	353.74 0.09	61.52 0.01	4,149.32 1.01
Ciclo combinado y Turbogás	38,574.31	1,776.00 0.05	21,052.00 0.55	847.00 0.02	1,587.00 0.04	276.00 0.01	25,538.00 0.66
PI	83,740.00	40.00 0.00	50,845.00 0.61	4.00 0.00	0.00 0.00	5.00 0.00	50,894.00 0.61

Tecnología	Obligaciones laborales	Depreciación	Indirectos de oficinas nacionales	Aprovechamiento	Costo financiero	Total
Ciclo combinado	2,727.62 0.08	1,117.99 0.03	236.24 0.01	1,690.82 0.05	1,416.04 0.04	28,577.38 0.83
Turbogás	782.38 0.19	660.01 0.16	67.76 0.02	998.18 0.24	835.96 0.20	7,493.62 1.82
Ciclo combinado y Turbogás	3,510.00 0.09	1,778.00 0.05	304.00 0.01	2,689.00 0.07	2,252.00 0.06	36,071.00 0.94
PI	64.00 0.00	0.00 0.00	7.00 0.00	0.00 0.00	-1,320.00 -0.02	49,645.00 0.59

Fuente: Elaboración propia con información de CFE.

En la medida en que la generación por parte de la CFE vaya disminuyendo, el costo de explotación será mayor por kWh, esto es porque sus costos fijos en pesos no variarían y al dividirlos entre una generación cada vez menor, se irían incrementando. Al construir la CFE nuevos ciclos combinados no requeriría de más personal, entonces los costos fijos se reducirían, y la explotación incurriría prácticamente en los mismos costos.

Cabe mencionar que la CFE, además de generar energía eléctrica, realiza una labor social –con la que fue creada-, que es generar empleos, por lo que sus obligaciones laborales, siempre serán más altos que los de un productor privado.

Por otro lado a partir de la reforma de 1992 y de acuerdo con el artículo 46 de la LSPEE, la CFE está obligada a pagar aprovechamientos financieros, que actualmente son del 9%.

**Aun así, no es posible comparar las centrales que opera CFE con las de los productores independientes, por la misma razón que no se podían juntar los costos de las turbinas de gas con los ciclos combinados, simple y sencillamente, por qué las eficiencias son diferentes.**

La máquina más reciente de CFE es de 2001, que es la fecha de las más antiguas de los productores independientes.

El análisis más equitativo sería entonces, la comparación de ciclos combinados del mismo año.

### c) Costos Totales de Corto Plazo

En el capítulo anterior, en la parte de evaluaciones financieras, se muestra que una central operada por la CFE representa costos a largo plazo (durante la vida útil de las centrales, 25 años o más) más bajos que los de los productores independientes. En lo que respecta al corto plazo la CFE tendría que utilizar la energía que represente un costo total de corto plazo más bajo, dentro del despacho de carga destacan los productores independientes. En principio, sus plantas de ciclo combinado operando con gas natural serán despachadas dentro de los primeros sitios cuando el precio del gas natural es bajo; en cambio si el gas se encarece dichas centrales perderán competitividad y otras centrales podrán ocupar su lugar.

En parte esto es cierto, aunque no **depende** de quién las construyó, sino **de la tecnología**, no importa si la construyó un privado o la CFE, lo importante es que es un ciclo combinado a base de gas. Es de resaltar que la CFE es quien hace previsiones de gas, incluso para los privados, es decir, los privados no corren ningún riesgo en los aumentos de los combustibles.

Se comparan en este punto dos centrales de ciclo combinado del mismo año de entrada en operación comercial, Huinala II (450 MW) propiedad de CFE ubicada en el estado de Nuevo León, y Mérida III (484 MW) ubicada en Yucatán, ambas centrales con año de entrada en operación en 2000. De acuerdo con el documento Unidades Generadoras en Operación generación, eficiencia térmica y consumo de combustibles 2010, las características de los dos proyectos se detallan en el cuadro 15.

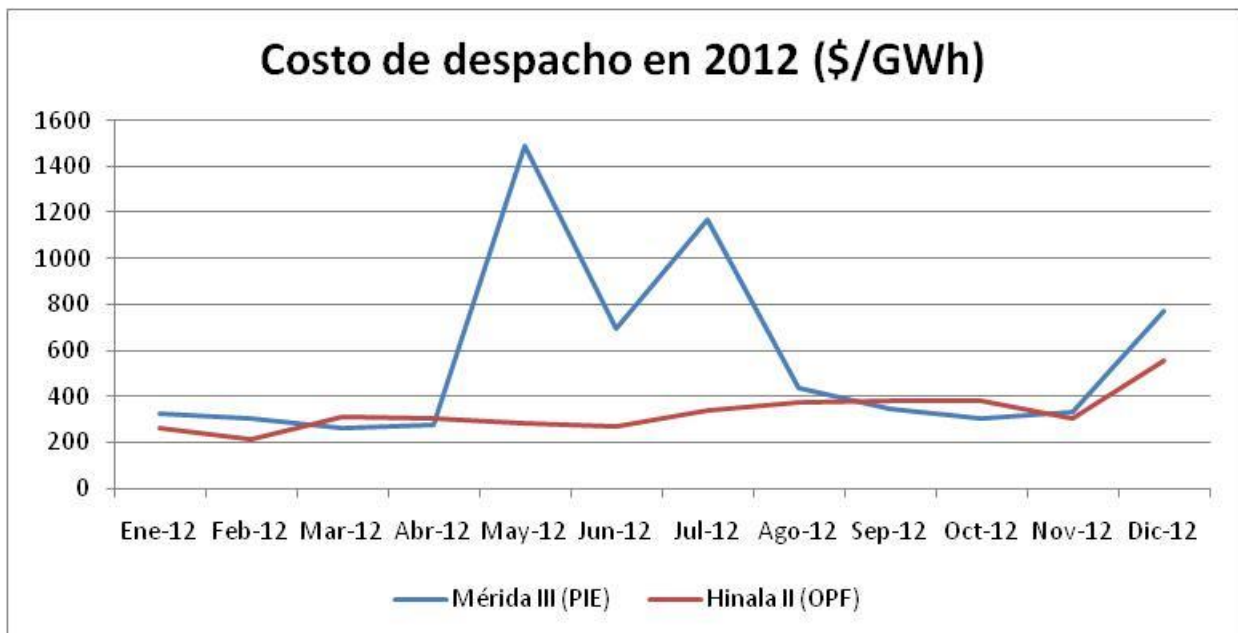
**Tabla 15. Principales características de los proyectos Huinala II y Mérida III**

	Huinala II	Mérida III
Capacidad	450	484
Generación	3,150	3,016
Eficiencia	45.29	45.68
Factor de Planta	79.86	71.13
Usos Propios	3.21%	2.85%

Fuente: Elaboración propia con información del documento Unidades Generadoras en Operación 2010 de la CFE.

Considerando los costos totales de corto plazo, proporcionados por el CENACE de la CFE, se observa en la ilustración 7, que la central Mérida III realizada bajo el esquema PIE tuvo un costo de despacho en promedio en 2012 de 558.75 pesos por GWh, mientras el proyecto Hinalá II construida bajo el esquema OPF con un costo de 331.75 pesos por GWh en promedio, es decir el PIE costo 68% más en el despacho.

**Ilustración 7. Costo del despacho de las centrales Huinala II y Mérida III**



Fuente: Elaboración propia con información enviada por correo electrónico por la CFE.

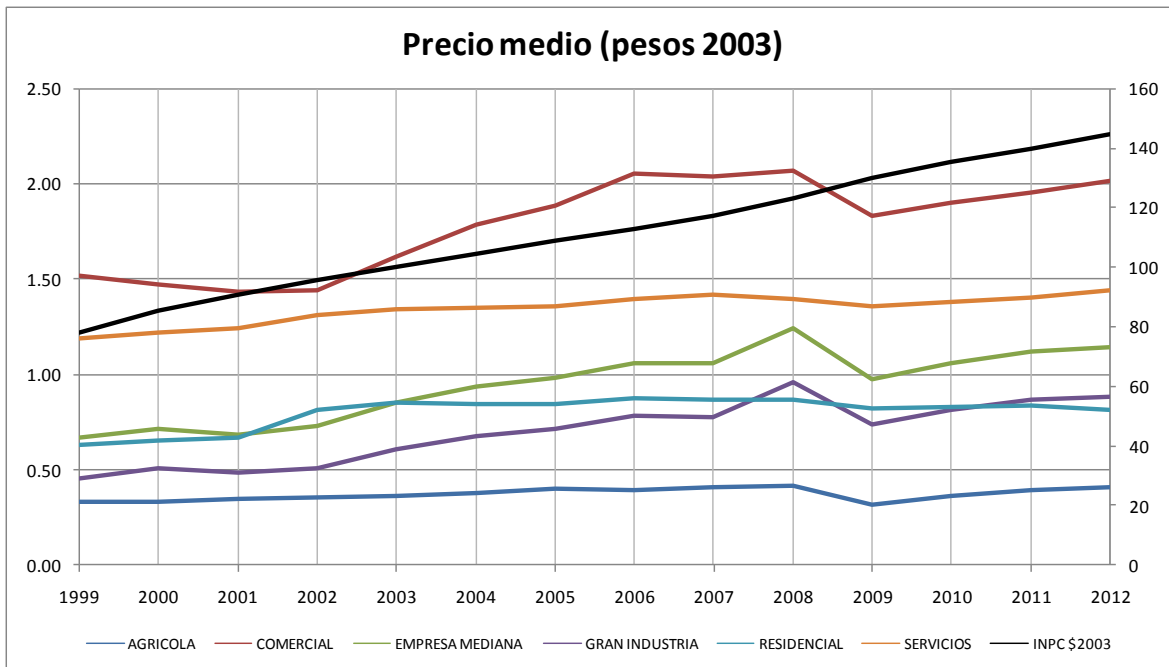
Financieramente, construir una central bajo el esquema OPF, es más conveniente para la CFE, como lo establece la LSPEE en su artículo 36-bis, en parte por requerir menor infraestructura, en la operación la tasa anual equivalente es menor, es decir, la tasa que tiene que pagar por el financiamiento de la inversión es menor, en cambio el esquema PIE requiere una subestación adicional.

La SENER, debería tomar el papel que se le asignó en la reforma de 1992, es decir determinar bajo que esquema construir las plantas de generación, considerando el menor costo para la CFE como lo establece la LSPEE en su artículo 36-bis.

#### **4. Precio medio de energía a raíz de la inserción de los PIEs**

Un aspecto importante por analizar es si la inserción de los productores independientes ha modificado los precios medios de energía eléctrica. Las variaciones de la inflación –Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC)- y las de los precios de los combustibles impactan en la fórmula de ajuste de precios, con un año de desfase. Como se puede observar en la ilustración 8, el INPC no muestra variaciones significativas, como para provocar un aumento en el precio medio.

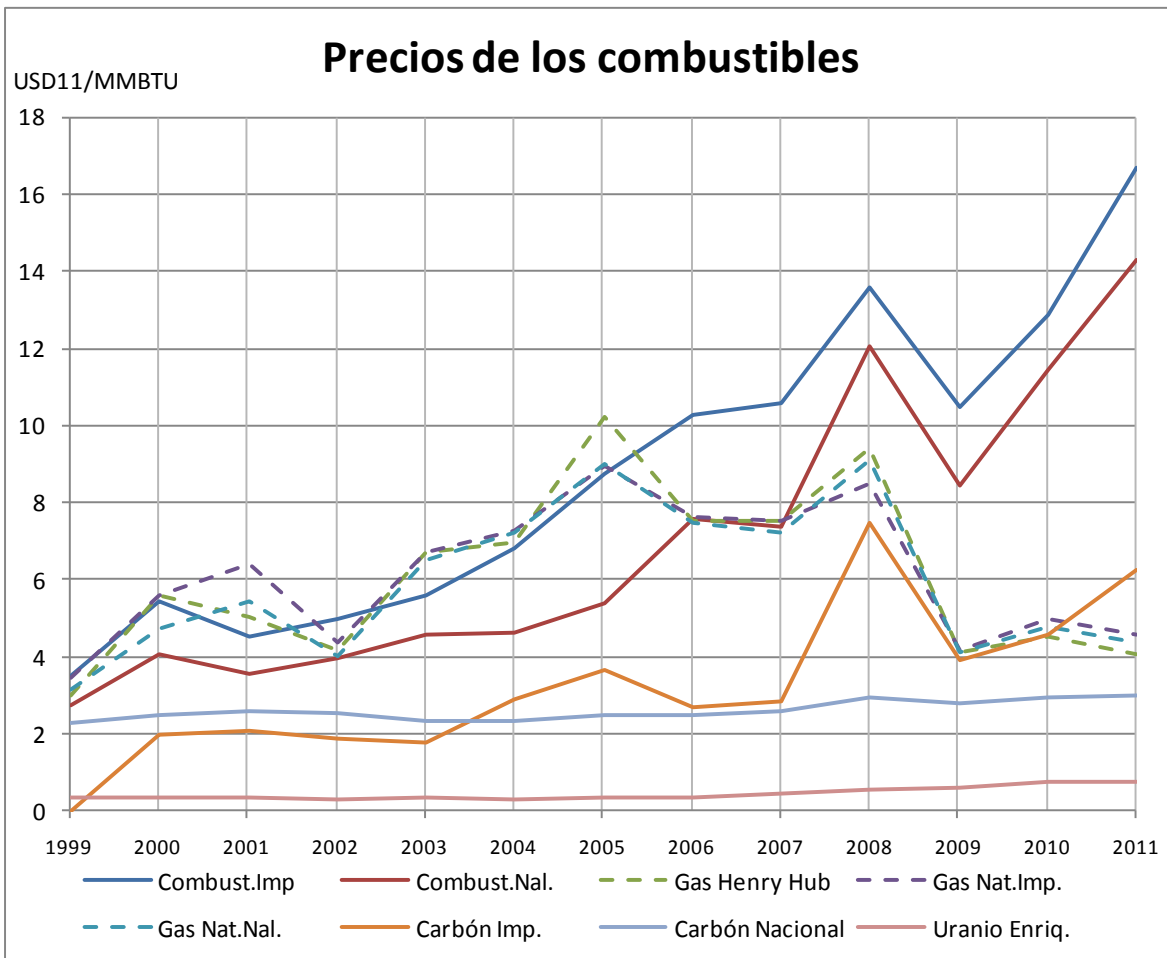
**Ilustración 8. Precio Medio de la Energía Eléctrica (\$2003/ MWh)**



Fuente: Elaboración propia con datos de la CFE.

Como vimos en la ilustración 8, la inflación (INPC) no es el factor por el que el precio medio aumentó, el otro punto por analizar es el comportamiento de los combustibles, el gas natural y el combustóleo fueron los combustibles con mayor crecimiento de 2002 a 2003 (50%aproximadamente), el carbón nacional creció en menor medida (8.38%). En el periodo comprendido entre 2000 y 2005 el gas natural tuvo las tasas de crecimiento más elevadas, comparadas con las del resto de los combustibles, véase la ilustración 9.

**Ilustración 9. Precios de los combustibles en pesos de 2011**



Fuente: POISE 2011-2026, CFE.

Los precios medios se modificaron por la forma en que se despachó y no por la introducción de los PIEs.

Una observación es entonces, por qué utilizar los ciclos combinados aunque el precio del gas fue el más alto de 2003 a 2005, el utilizar plantas operadas con gas natural, sí es un motivo para que el precio medio se haya incrementado. Incluso la jornada publicó una nota en la que decía:

*“Los PIE, ..., han invertido sólo en plantas de ciclo combinado, que tienen bajos costos de inversión pero que utilizan como combustible primario gas natural. Como el precio del gas natural se ha triplicado en los últimos tres años, es más barato generar electricidad con plantas de carbón y combustóleo nacionales, incluyendo los costos de inversión que tienden a duplicar lo requerido por las de ciclo combinado..”* <sup>32\_/</sup>

La falta de mantenimiento puede ser la razón por la que no se despacharon las centrales de la CFE, al no estar disponibles en tiempo y forma, se les da prioridad a las centrales de ciclo combinado de los productores independientes.

*“... desde 2000 comenzó a incrementarse la adquisición de energía a los productores independientes. “Esto se debe a que no hay inversiones en la CFE, las plantas son obsoletas, **no se les da mantenimiento**, y la empresa defiende la compra a los productores privados con el argumento de que el precio al que adquiere la electricidad es más barato que si la produjera”* <sup>33\_/</sup>

*“Durante los últimos años, debido a la reducción de los presupuestos anuales, la CFE no ha cumplido íntegramente con el **mantenimiento requerido**, consecuentemente, esta situación pudiera afectar la vida útil de ciertas plantas. No obstante lo anterior, las erogaciones efectuadas por este concepto durante 2011 y 2010*

---

<sup>32\_/</sup> “Los productores independientes han encarecido la electricidad”. Periódico la Jornada. 28 de marzo de 2005

<sup>33\_/</sup> “Firmas privadas generan más de la mitad de la electricidad producida por CFE”. Periódico La Jornada. 30 de marzo de 2012.



*se estiman suficientes para que las plantas, instalaciones y equipos continúen operando adecuadamente.”<sup>34\_/</sup>*

## **B. Autoabastecedores remotos**

La figura de autoabastecimiento remoto inició con la reforma de 1992, en la que a través de sociedades ya se autoriza la venta de energía a terceros, aunque empiezan a funcionar a partir de 1997. Las sociedades de autoabastecimiento se han utilizado para llevar a cabo una privatización silenciosa del servicio de energía eléctrica desde la generación hasta la comercialización.

### **1. Capacidad**

Los permisionarios en la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración tuvieron una participación en la capacidad del 11.86% (7,126 MW) en 2010 como se muestra en la tabla 16, de los cuales 3.6% (2,169 MW) corresponden al autoabastecimiento remoto (tabla 17), para venta a socios.

---

<sup>34\_/</sup> Estados financieros dictaminados de la CFE. 31 de diciembre de 2011 y 2010

**Tabla 16. Capacidad en proyectos de autoabastecimiento y cogeneración (MW)<sup>a/</sup>**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Proyectos existentes (sin PEMEX)	1,263	1,390	1,462	1,396	1,436	1,283	1,938	1,992	2,170	2,735	2,778	2,598
PEMEX	1,727	2,075	2,060	2,095	2,271	2,406	2,088	2,514	2,178	2,143	2,124	2,132
Arancia	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
ENERTEK	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
PEGI	177	177	177	177	177	0	0	0	0	0	0	0
MICSE		11	11	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Energía y Agua Pura de Cozumel			32	32	32	32	32	32	32	32	32	32
Iberdrola Energía Monterrey				285	619	619	619	619	619	619	619	529
Energía Azteca VIII				56	131	131	131	131	131	131	131	86
Tractebel (Enron)					284	284	284	284	284	284	284	284
Bioenergía de Nuevo León					7	7	7	7	8	13	13	17
Termoeléctrica del Golfo						250	250	250	250	250	250	290
Termoeléctrica Peñoles						260	260	260	260	260	260	290
Impulsora Mexicana de Energía						24	24	24	24	24	24	24
AGROGEN						10	10	10	12	12	12	12
Hidroeléctrica del Pacífico						8	8	8	9	9	9	9
Proveedora de Electricidad de Occidente							19	19	19	19	19	19
Italaise							4	4	5	5	5	5
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro									30	36	36	36
Generadora Pordercel									65	65	65	65
BSM Energía de Veracruz									13	13	13	13
Hidroeléctrica Cajón de Peña										1	1	1
Proenrermex										2	11	11
Procter and Gamble											45	45
Parques Ecológicos de México											80	80
Eurus											250	250
Hidrorizaba											6	6
Municipio de Mexicali												10
BII NEE STIPA Energía Eólica												26
Eléctrica del Valle de México												68
Tractebel Energía de Pánuco												28
<b>Total</b>	<b>3,316</b>	<b>3,802</b>	<b>3,891</b>	<b>4,201</b>	<b>5,117</b>	<b>5,474</b>	<b>5,834</b>	<b>6,314</b>	<b>6,269</b>	<b>6,813</b>	<b>7,227</b>	<b>7,126</b>

a\_/ Considera autoabastecimiento local y remoto, usos propios y excedentes

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026. CFE.

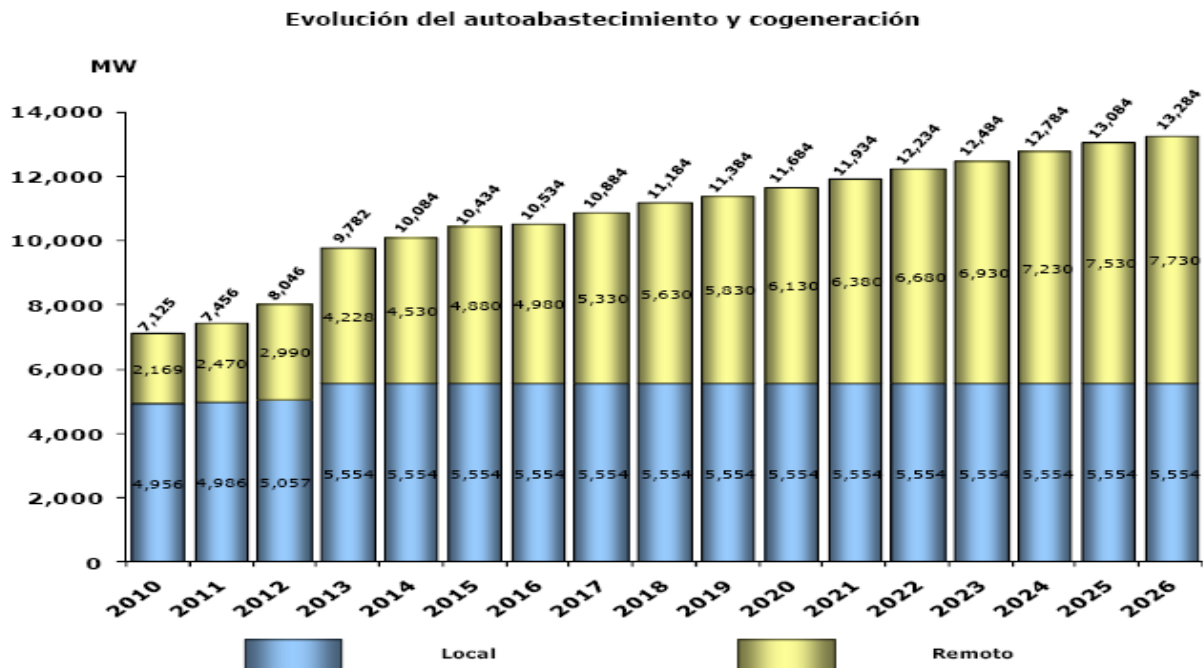
**Tabla 17. Autoabastecimiento remoto.**

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Arancia	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
ENERTEK	67	75	69	87	79	72	75	75	75	75	75	75
PEGI	40	40	40	47	0	0	0	0	0	0	0	0
MICSE		4	4	4	4	5	7	7	7	7	7	0
Iberdrola Energía Monterrey				277	474	450	439	527	530	530	530	529
Energía Azteca VIII				52	15	21	15	20	77	77	77	77
Tractebel (Enron)					270	255	208	229	229	229	229	229
Bioenergía de Nuevo León					7	3	5	7	7	12	12	16
PEMEX					222	79	132	158	156	210	210	210
Energía y Agua Pura de Cozumel					12	12	11	12	12	12	12	12
Termoeléctrica del Golfo						166	230	230	230	230	230	230
Termoeléctrica Peñoles						198	230	230	230	230	230	230
Impulsora Mexicana de Energía						8	12	10	15	15	15	15
AGROGEN						2	6	6	6	6	6	6
Hidroeléctrica del Pacífico						8	8	9	8	17	17	17
Proveedora de Electricidad de Occidente							13	18	19	29	29	19
Italaise							1	1	1	1	1	1
Mexicana de Hidroelectricidad Mexhidro									30	53	53	36
Generadora Pordercel									15	15	15	15
BSM Energía de Veracruz									3	2	2	2
Hidroeléctrica Cajón de Peña										1	1	1
Proenrmax										2	6	9
Procter and Gamble											11	43
Parques Ecológicos de México											50	50
Eurus											250	250
Hidrorizaba											1	1
Municipio de Mexicali												6
BII NEE STIPA Energía Eólica												12
Eléctrica del Valle de México												46
Tractebel Energía de Pánuco												23
<b>Total</b>	<b>116</b>	<b>128</b>	<b>122</b>	<b>476</b>	<b>1,092</b>	<b>1,288</b>	<b>1,401</b>	<b>1,548</b>	<b>1,659</b>	<b>1,762</b>	<b>2,078</b>	<b>2,169</b>

Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026. CFE

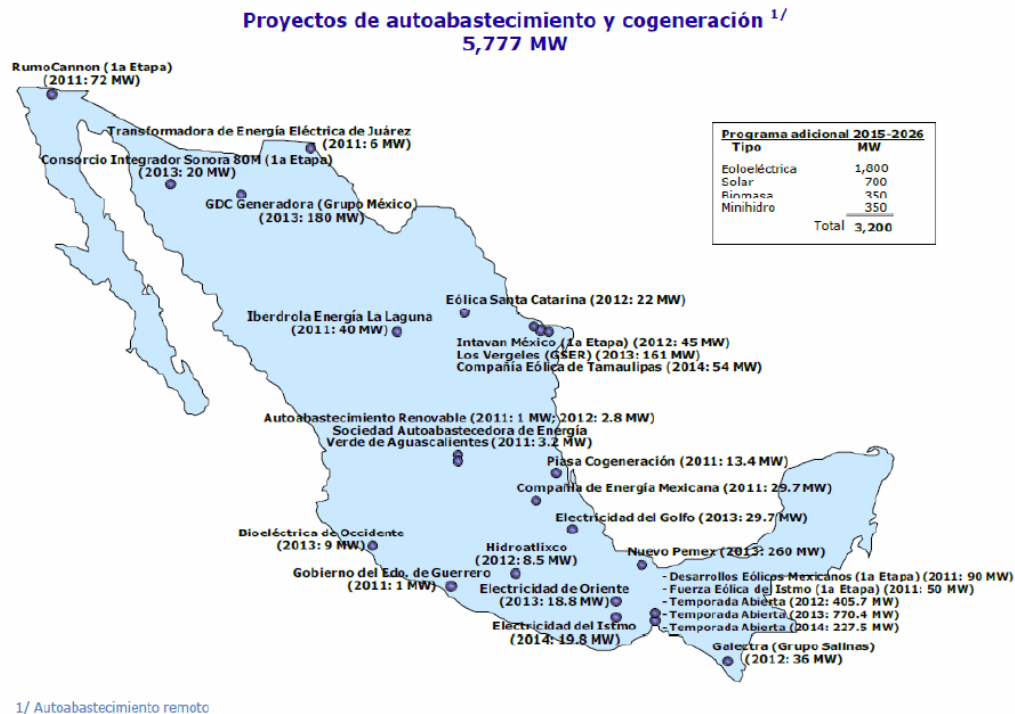
Con información proporcionada por la SENER, la CFE elabora una proyección (véase ilustración 10) de lo que supone serán las adiciones de capacidad para la modalidad de autoabastecimiento y cogeneración en un horizonte de 15 años, la ubicación de los proyectos de autoabastecimiento y cogeneración, se muestra en la ilustración 11.

**Ilustración 10. Evolución de autoabastecimiento y cogeneración**



Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026. CFE

### Ilustración 11. Ubicación



Fuente: Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2026. CFE

El POISE 2011-2026 estableció que el consumo autoabastecido en 2010 fue de 26.2 TWh (12.2%) de las ventas más autoabastecimiento de electricidad, de los cuales 14.3 TWh (6.6%) fueron de autoabastecimiento local en la que la mayor parte es de PEMEX, y el resto 11.9 TWh (5.4%) de autoabastecimiento remoto.

Con información preliminar del POISE 2012-2027 se tiene que el consumo autoabastecido para 2011 fue de 27 TWh, como se puede apreciar en la tabla 18, representa aproximadamente el 12% de las ventas más autoabastecimiento de electricidad, de los cuales 15.2 TWh (6.6%) de autoabastecimiento local y 11.9 TWh (5.2%) de autoabastecimiento remoto.

**Tabla 18. Autoabastecimiento local y remoto**

Año	Consumo nacional sin exportación	Autoabastecimiento (TWh)			
		Total	Local Alta tensión	Remoto	
				Media tensión	Alta Tensión
1996	129,834	8,261	8,261		
1997	139,024	8,769	8,715		54
1998	146,289	9,079	8,419		660
1999	155,860	10,864	10,070		794
2000	166,379	11,027	10,272	68	687
2001	169,270	12,066	11,207	74	785
2002	172,566	12,363	10,536	67	1,760
2003	176,992	16,608	11,434	399	4,775
2004	183,973	20,463	12,918	971	6,574
2005	191,339	21,582	13,390	1,052	7,140
2006	197,435	22,064	13,127	1,091	7,846
2007	203,637	23,168	13,322	1,258	8,588
2008	207,859	23,946	14,115	1,179	8,652
2009	206,282	23,745	13,959	1,066	8,720
2010	214,107	26,155	14,256	1,397	10,502
2011	229,221	27,092	15,220	1,394	10,477

Fuente: Elaboración propia con información de la CFE.

Cabe destacar que Iberdrola es el permisionario que representa alrededor del 30% de la energía generada en el rubro de autoabastecimiento remoto, seguida por Termoeléctrica Peñoles con casi un 20% y Termoeléctrica del Golfo con 12%. Estas tres compañías generan alrededor del 60% del total de autoabastecimiento remoto.

De los dos puntos anteriores (B y C) se obtiene que en 2011, la participación de los productores independientes en la generación es del 32.77%; La participación de los autoabastecedores representa un 5.54% de ventas al público. Entre estas

dos modalidades generan el 38.21% del total de la energía destinada para servicio público.

En lo que respecta a la capacidad, en la modalidad de productor independiente para 2010, su participación fue de 22.63% y en la parte de autoabastecimiento remoto de 3.61%. En total suman 26.24%.

Para 2011 la participación en la generación de energía eléctrica por parte de los PIEs fue del 33% y de autoabastecimiento remoto de 5.2%, es decir, la suma de ambos es casi igual que en 2010.

La CFE ha incumplido su objetivo que es el de satisfacer la demanda de energía eléctrica a **costo mínimo** y con un nivel dado de confiabilidad, tomando en cuenta la capacidad financiera y energética de la Nación, por razones exógenas a su proceso, como es el de reducción de presupuesto para el mantenimiento de sus centrales, y tener que despachar centrales más caras de los productores independientes por estar disponibles y tener un costo implícito.

Con el ritmo exagerado de crecimiento que presentan los productores independientes en la parte de generación y sin inversiones en redes, utilizando la infraestructura de la CFE, pareciera ser que lo más importante no es el abastecimiento de energía eléctrica sino el desmantelamiento de la CFE.

## IV. Conclusiones

Los ordenamientos de la Constitución no permitían la apertura del mercado eléctrico a los capitales privados, por lo que se recurrió a un método intermedio que contravino a lo establecido en la Carta Magna: En 1992 se modificó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), en la que se admite la inserción de los actores denominados: *Productor independiente de energía* (PIE), *autoabastecedor*, *cogenerador*, *pequeño productor* y *exportador*.

Los productores independientes y los autoabastecedores son los que más han contribuido a la privatización del sector eléctrico. Los productores independientes se han enfocado principalmente a la generación de energía eléctrica para su venta “exclusiva” a la CFE, bajo esta modalidad se genera para satisfacer indirectamente las necesidades de servicio público. Los autoabastecedores existen desde 1937 y su finalidad era generar para cubrir sus necesidades. Con los cambios a la ley en su artículo 36, se han beneficiado al tener acceso a los procesos de generación, conducción, transformación y venta de energía eléctrica, a través de sociedades en las que el generador puede tener infinidad de socios, con diferentes actividades económicas y áreas geográficas distintas. Al crear sociedades y no estar bien establecidas las características de las mismas, también están generando mercados. La LSPEE debería establecer que las sociedades autoabastecedoras pertenezcan a la misma industria, ya que así como se maneja **las sociedades sustituyen al servicio público pervirtiendo el sentido de autoabastecimiento.**

Los privados, como Iberdrola, están aprovechando el gran negocio que les resultó la venta directa de energía eléctrica a grandes consumidores más que la venta a la CFE



De acuerdo con el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016 (POISE 2007-2016), la incorporación de autoabastecedores y cogeneradores representa un elemento adicional de incertidumbre, dentro de la planificación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), porque la CFE requiere incrementar la capacidad de reserva y adaptar la red eléctrica para proporcionar los servicios de transmisión y respaldo.

El artículo 36-Bis de la LSPEE establece que la Secretaria de Energía (SENER) debe determinar las necesidades de crecimiento o sustitución de capacidad de generación con base en la planeación del SEN elaborada por la CFE. Con base en el artículo 36-Bis de la LSPEE, deberá **aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo a la Comisión Federal de Electricidad**, para la prestación del servicio público de energía eléctrica, bajo este principio, la CFE es responsable de la planeación del SEN y elabora el POISE, donde se presenta el programa óptimo de expansión, es decir, las obras que representan el mínimo costo.

A partir de la reforma a la LSPEE, la expansión del sistema eléctrico se ha basado principalmente en la inclusión de Ciclos Combinados a cargo de productores independientes, porque su periodo constructivo es corto y el combustible base es gas natural, cuyo precio es actualmente más bajo, esta es una visión a corto plazo, ya que el precio de los combustibles es muy volátil y existe gran incertidumbre en la evolución de los precios, los costos y la confiabilidad en las tecnologías. La definición del tipo de combustibles convenientes a usarse al mediano y largo plazo y por ende el tipo de plantas generadoras convenientes para un despacho económico de carga no gravita en estudios técnico-económicos que también consideren el desarrollo del país sino en el beneficio comercial al corto plazo de los productores independientes y autoabastecedores involucrados.

Es necesario realizar la planeación también al largo plazo, una planeación que incluya fuentes ya probadas y viables como las plantas hidroeléctricas y nucleares, que por su magnitud y costos de construcción obligadamente serían realizadas prioritariamente por la CFE, lo que además le brindaría un fortalecimiento en su infraestructura por sus costos operativos bajos considerando la durabilidad de este tipo de plantas (existen hidroeléctricas con más de un siglo en operación), así como mayor margen de maniobra en la estabilidad y en los periodos pico del sistema eléctrico. En el caso de las plantas hidroeléctricas, el manejo de energías limpias resulta incuestionable, además de permitir otras ventajas como el aprovechamiento de los recursos hidráulicos para la agricultura y el turismo entre otros y que han sido motor de desarrollo en diversas partes de México y en el mundo, esto daría certeza y garantía en el suministro de energía eléctrica a las siguientes generaciones.

Como parte de la planeación, la CFE elabora las evaluaciones preliminares de cada una de las obras, presenta a la SENER un comparativo, bajo los esquemas OPF y PIE, para que determine bajo cual se deberán construir las centrales.

De acuerdo con los resultados de las evaluaciones preliminares elaboradas por la CFE, en todos los casos los proyectos bajo el esquema de OPF, operados por la CFE, son más convenientes, ya que los indicadores financieros, como el Valor Presente y la Relación Beneficio-Costo son más altos. Esto es en parte porque, de realizarse por un particular, se requiere una subestación adicional, y la tasa de rendimiento mínima esperada es mayor. Con los datos de las evaluaciones se obtiene el costo nivelado por concepto de inversión más alto para los PIEs que para los OPFs, lo que hace que el costo nivelado de generación sea mayor para los PIEs.

De acuerdo al artículo 36 de la LSPEE, la SENER debe considerar los criterios y lineamientos de la política energética nacional y otorgar permisos de

autoabastecimiento, cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, oyendo la opinión de la CFE, pero de acuerdo con el presente estudio, aunque bajo el esquema PIE las centrales incurren en un mayor costo en inversión, la SENER incluye en la expansión este tipo de proyectos.

Una vez que la SENER establece bajo que esquema operar, se elaboran los contratos para definir los pagos a largo plazo destinados a cubrir la inversión, de acuerdo con la información contenida en estos contratos, al construir una central bajo el esquema OPF, para la CFE representa una Tasa Anual Equivalente (TAE) de 6.27%, en tanto que si se construye como PIE, la CFE paga Cargos por Capacidad a los privados con una tasa implícita del 15.56%. Es decir, el crédito que puede conseguir la CFE con una institución financiera es más blando que el que se obtiene con una central construida por privados.

En lo que respecta al corto plazo la CFE tendría que utilizar la energía que represente un costo total de corto plazo más bajo, dentro del despacho de carga destacan los productores independientes. En principio, sus plantas de ciclo combinado operando con gas natural serán despachadas dentro de los primeros sitios cuando el precio del gas natural es bajo; en cambio si el gas se encarece dichas centrales perderán competitividad y otras centrales podrán ocupar su lugar.

En parte esto es cierto, aunque no depende de quién las construyó, sino de la tecnología, no importa si la construyó un privado o la CFE, lo importante es que es un ciclo combinado a base de gas.

En la realidad, con información proporcionada por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la CFE, el costo total de corto plazo (ctcp) en 2012 para la central de Ciclo Combinado Huinala II (450 MW) operado por la CFE es más

bajo que el costo total de corto plazo del CC Mérida III (484 MW) propiedad de privados (331.87 y 558.75 dólares por GWh respectivamente), esto contradice lo que se establece en el artículo 36-Bis de la LSPEE, de aprovechar la energía más barata.

Aunque los CC propiedad de la CFE, representan un costo menor en el corto y largo plazos, los productores independientes han tenido un crecimiento en generación espectacular de 2000 a 2011, -tomando como base el año 2000 en el que inició la operación comercial de Mérida III, su primer ciclo combinado-, De 2000 a 2001 crecieron 251%, de 2001 a 2002 crecieron 380%, aunque en los siguientes años su tasa de crecimiento anual fue menor, la tasa media de crecimiento de 2000 a 2011 es del 45.93%

En cambio el crecimiento en generación que ha tenido la CFE, considerando todas sus tecnologías, en el mismo periodo ha sido negativo. De 2000 a 2001 creció 0.57%, de 2001 a 2002 creció **-7.28%**, y su tasa media de crecimiento de 2000 a 2011 fue de **-0.88%**.

En el crecimiento del sector eléctrico nacional a partir de la inserción de los PIEs ha disminuido la participación de CFE, no solamente por el desmantelamiento de las plantas que se encuentran en operación sino también en la puesta en marcha de nuevas centrales.

Los estados financieros de la CFE deberían separar los costos de los ciclos combinados, aunque la comparación más equitativa es la comparación de dos ciclos combinados de las mismas características.

Comparar en pesos por kWh, pone en desventaja a la CFE, ya que sus costos fijos en pesos, son los mismos genere o no, es decir entre menos genere la CFE sus costos por kWh se incrementaran, al construir la CFE nuevos ciclos

combinados no requerirá de más personal, entonces los costos fijos prorrateados por kWh se reducirían, y los costos de explotación para las centrales de la CFE serán prácticamente los mismos que los reportados en los estados financieros de la CFE para los privados. En la medida en que proliferen centrales construidas bajo el esquema PIE la capacidad técnica de CFE para operar plantas generadoras se irá perdiendo gradualmente.

Analizando proyectos aislados, con características similares, resulta que es más económica una central operada por la CFE (OPF), que una bajo el esquema PIE. Cabe agregar que el esquema PIE presenta otras desventajas, además de implicar mayores costos. Entre estas desventajas podemos mencionar las siguientes.

- Una central PIE, propiedad de un inversionista privado, ofrece menor flexibilidad de operación, ya que tienden a ser despachadas prioritariamente por las presiones de dichos privados, y para justificar su presencia en el sector eléctrico.
- En una central PIE debe instalarse una subestación adicional afuera del predio de la planta, ya que CFE no puede tener instalaciones dentro del mismo.
- Se corre el riesgo de concentrar en manos privadas el suministro de energía, lo que implica estar sujeto a presiones de los propietarios para obtener ventajas adicionales.
- El plazo entre el fallo del concurso y el inicio de construcción es mayor en el caso del PIE, por requerir de unos 6 meses para el cierre financiero.

- Aunque los cargos por capacidad pagados durante los 25 años del contrato con un PIE cubren la totalidad de los costos de inversión, la central continua siendo propiedad del productor independiente hasta el fin de su vida útil , que puede ser de 30 años o más.

En este momento debe resultar evidente que las políticas que se siguen en el Sector Eléctrico corresponden prioritariamente a los intereses económicos de los grupos autoabastecedor-productor independiente-socios consumidores, donde la situación de la empresa paraestatal involucrada no ha sido estudiada con la cautela suficiente para garantizar su permanencia sólida y la viabilidad de sus objetivos. El gobierno federal, empresa y participantes se encuentran ya comprometidos en garantizar el negocio rápido sin considerar las estrategias adecuadas para que la cuestión energética no salga del control estatal, con los riesgos que conlleva permitir que las operaciones del SEN sean resultado de la fuerza de los grandes productores-consumidores quienes determinarán las acciones que SENER, CFE y gobierno federal deberán continuar para satisfacer sus actuales y futuras necesidades no basadas en el espíritu de nación sino en su limitada y muy particular estrategia de mercado, pero que arriesga la estabilidad no solo energética sino social de este país.

Al basar el crecimiento en ciclos combinados propiedad de privados, además de complicar la operación y encarecer el proceso, nos está llevando a la pérdida de ingeniería mexicana, que como dice el Ingeniero Javier Jiménez Espriú: en su artículo México sin ingeniería mexicana.

*“Sin ingeniería propia, no habrá opción diferente –azares de la globalización- a ser compradores sin nada que vender, aún cuando compremos y nos compren lo <<Hecho en México>> porque aunque geográficamente y paradójicamente se ponga aquí ese sello, la*

*mayor parte de las veces lo esencial y lo intangible, es decir, lo de mayor valor, está hecho fuera y hacia fuera se irán los beneficios”<sup>35</sup>/*

En el área de generación eléctrica, la tendencia actual se desvía de los principios fundamentales de los cuales el Estado es responsable; La construcción de plantas de generación pensada al corto plazo y como negocios que privilegian a los grandes consumidores y productores privados, soslayando a las necesidades básicas de la población en general y sin considerar de manera seria lo que estas desviaciones afectan a la empresa paraestatal responsable de la energía eléctrica en el país, ponen en riesgo la viabilidad de la misma como empresa estratégica para el desarrollo del país, además de que limita la fuerza del Estado en el manejo de los energéticos y puede convertirse en rehén de intereses privados, situación que ha ocurrido en países con esquemas de generación privada, donde son éstos grandes productores y consumidores privados quienes definen y fuerzan las operaciones y precios de la electricidad conforme sus particulares razonamientos.

Si se quiere privatizar, que existan reglas claras y en igualdad de circunstancias, ya que se ha favorecido a los consorcios extranjeros a costa de los recursos de la Nación.

En otro caso, para garantizar la seguridad pública, es muy difícil acabar anticipadamente con los contratos actuales, pero si es posible ya no incluir producción privada hasta que se agote la existente.

---

<sup>35</sup> / Javier Jiménez Espriú. “México sin ingeniería mexicana”


## Nomenclatura

CENACE:	Centro Nacional de Control de Energía
CFE:	Comisión Federal de Electricidad
COPAR:	Costos y Parámetros de Referencia
CRE:	Comisión Reguladora de Energía
GWh	Giga Watts hora
LSPEE:	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
MW:	Mega Watts
OPF:	Obra Pública Financiada
PIE:	Productor Independiente de Energía
POISE:	Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico
SEN:	Sistema Eléctrico Nacional
SENER:	Secretaría de Energía
SPE:	Sociedad de Propósito Específico
UGO:	Unidades Generadoras en operación



# Anexos

## A. Evaluación preliminar

	Memoria de cálculo de la evaluación del proyecto:			Noreste (Escobedo)	
	Versión preliminar				
	Autor:	EIH	FEO	Central	Abr-16
Fecha:	febrero de 2011		Red		

El proyecto Noreste (Escobedo) es una central de ciclo combinado

El PRC del 24 de noviembre de 2010 marca como FEO de la Noreste (Escobedo)

Abr-16

Año de análisis 2010

En la evaluación se parte de información en moneda de 2010 y se expresa en moneda corriente considerando

una inflación anual en dólares de 2.20% y un tipo de cambio de 12.9 pesos por dólar.

### 1.- Capacidad de la central

1.1.- Condiciones de sitio. Se consultaron diversas fuentes

Temperatura media anual	22.20 °C
Altitud	380 msnm

1.2.- Potencia bruta por módulo.- El PRC del 24 de noviembre señala como potencia bruta media anual 1034.30 MW

Capacidad (MW)	ISO	Verano	Media
Bruta	565.45		517.15
Neta			503.97
1.3.- Usos propios	2.55%		
1.4.- Número de Módulos	2		
1.5.- Número de unidades	2	2TG "F" x 1 TV	
1.6.- Vida útil	30	años para OPF	25 años para PIE
1.7.- Eficiencia bruta	51.30%		
No. de meses de operación del 1er. año		9	

## Análisis Inserción de la Industria Privada en el Sector Eléctrico

### 2.- Costo por concepto de combustible

Factores de planta

COPAR 2010

Se adoptó el escenario de precios de combustibles 2010-2025 en (Monterrey, N.L. (Ry./Mty./Zona Golfo))

Se considera una vida útil de 25 años en el caso del esquema PIE y de 30 años en el de OPF

Año	Factor de planta	RT bruto (BTU/kWh)	Generación Bruta (GWh)	Consumo combustible 10 <sup>12</sup> BTU	Precio del combustible dólar/MBTU	Costo combustible M dólar 2010	Usos propios
2016	0.80	6,653	5,436.30	36.17	5.80	209.752	2.55%
2017	0.80	6,653	7,248.40	48.22	6.08	293.278	2.55%
2018	0.80	6,653	7,248.40	48.22	6.30	303.955	2.55%
2019	0.80	6,653	7,248.40	48.22	6.64	320.301	2.55%
2020	0.80	6,653	7,248.40	48.22	6.85	330.232	2.55%
2021	0.80	6,653	7,248.40	48.22	7.05	340.143	2.55%
2022	0.80	6,653	7,248.40	48.22	7.34	353.789	2.55%
2023	0.80	6,653	7,248.40	48.22	7.62	367.473	2.55%
2024	0.80	6,653	7,248.40	48.22	7.90	381.193	2.55%
2025	0.80	6,653	7,248.40	48.22	8.19	394.945	2.55%
2026	0.80	6,653	7,248.40	48.22	8.37	403.651	2.55%
2027	0.80	6,653	7,248.40	48.22	8.55	412.358	2.55%
2028	0.80	6,653	7,248.40	48.22	8.73	421.065	2.55%
2029	0.80	6,653	7,248.40	48.22	8.91	429.772	2.55%
2030	0.80	6,653	7,248.40	48.22	9.09	438.478	2.55%
2031	0.80	6,653	7,248.40	48.22	9.26	446.728	2.55%
2032	0.80	6,653	7,248.40	48.22	9.44	454.978	2.55%
2033	0.80	6,653	7,248.40	48.22	9.61	463.227	2.55%
2034	0.80	6,653	7,248.40	48.22	9.78	471.477	2.55%
2035	0.80	6,653	7,248.40	48.22	9.95	479.727	2.55%
2036	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.14	488.827	2.55%
2037	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.33	497.927	2.55%
2038	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.51	507.028	2.55%
2039	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.70	516.128	2.55%
2040	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.89	525.228	2.55%
2041	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.89	525.228	2.55%
2042	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.89	525.228	2.55%
2043	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.89	525.228	2.55%
2044	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.89	525.228	2.55%
2045	0.80	6,653	7,248.40	48.22	10.89	525.228	2.55%
2046	0.80	6,653	1,812.10	12.06	10.89	131.307	2.55%
2047							
2048							
2049							
2050							
2051							
VP 2010			32,243.05			1,627.402	
Promedio		6,653					2.55%

## Análisis Inserción de la Industria Privada en el Sector Eléctrico

### 3.- Costos de O&M y de agua

3.1.- Para los costos de O&M (fijo y variable) se adoptaron los valores propuestos por COPAR<sub>2010</sub>

Costos de O&M		
Fijo	27,992.84	Dólares de 2010 / MW-año
Variable	0.30	Dólares de 2010 / MWh

Se supone un sistema de enfriamiento cerrado

Cuota por derecho de uso del agua. En el municipio de Escobedo, Zona de disp. 3,  
con una cuota de 12.1924 \$ 2010 / 10<sup>3</sup> m<sup>3</sup>

Se adopta una paridad de 12.9 pesos por dólar

Consumo unitario	713,281	m <sup>3</sup> /año
Costo del agua	0.945	Dólares de 2010 / m <sup>3</sup>

Costo de O&M de la red

de la inversión de la red

Año	Costos en M dol de 2010			
	O&M central		Agua	O&M red
	Fijo	Variable		
2016	23.743	1.631	0.506	
2017	31.657	2.175	0.674	
2018	31.657	2.175	0.674	
2019	31.657	2.175	0.674	
2020	31.657	2.175	0.674	
2021	31.657	2.175	0.674	
2022	31.657	2.175	0.674	
2023	31.657	2.175	0.674	
2024	31.657	2.175	0.674	
2025	31.657	2.175	0.674	
2026	31.657	2.175	0.674	
2027	31.657	2.175	0.674	
2028	31.657	2.175	0.674	
2029	31.657	2.175	0.674	
2030	31.657	2.175	0.674	
2031	31.657	2.175	0.674	
2032	31.657	2.175	0.674	
2033	31.657	2.175	0.674	
2034	31.657	2.175	0.674	
2035	31.657	2.175	0.674	
2036	31.657	2.175	0.674	
2037	31.657	2.175	0.674	
2038	31.657	2.175	0.674	
2039	31.657	2.175	0.674	
2040	31.657	2.175	0.674	
2041	31.657	2.175	0.674	
2042	31.657	2.175	0.674	
2043	31.657	2.175	0.674	
2044	31.657	2.175	0.674	
2045	31.657	2.175	0.674	
2046	7.914	0.544	0.169	
VP en 2010	140.820	9.673	2.999	

**4.- Costos marginales**

**Costo marginal de capacidad**

Central marginal	Ciclo combinado (2x1 F) 565.45 MW
Costo instantáneo (dól <sub>2010</sub> /kW)	803.98
Factor de derrateo por condiciones de sitio	1.24
Factor de valor presente	1.17995473
usos propios	2.2%
vida útil	30
tasa real	12%
factor de recuperación	0.12414
anualidad (dól <sub>2010</sub> /kW)	149.32
costo fijo de O&M (dól <sub>2010</sub> /kW)	27.99
Costo marginal de capacidad (dól <sub>2010</sub> /kW)	177.31

Factor de disponibilidad 93.00%

**Costo marginal de energía**

Se adoptan los Costos Marginales calculados por la Coordinación de Planificación en 2010 para Monterrey

Factor de actualización de costos marginales 84.40%

## Análisis Inserción de la Industria Privada en el Sector Eléctrico

### 5.- Ingresos

Año	Generación neta (GWh-año)	Costo marginal de energía dol 2010 / MWh	Ingreso por energía (M dol 2010)	Ingreso por capacidad (M dol 2010)	Ingreso de la central (M dol 2010)	Ingreso de la red (M dol 2010)	Ingresos totales (M dol 2010)
2016	5297.77	56.49	299.268	124.658	423.927		423.927
2017	7063.69	59.42	419.710	166.211	585.922		585.922
2018	7063.69	60.49	427.309	166.211	593.520		593.520
2019	7063.69	63.20	446.422	166.211	612.634		612.634
2020	7063.69	63.73	450.190	166.211	616.402		616.402
2021	7063.69	64.31	454.258	166.211	620.470		620.470
2022	7063.69	63.57	449.030	166.211	615.242		615.242
2023	7063.69	64.37	454.660	166.211	620.871		620.871
2024	7063.69	64.04	452.367	166.211	618.579		618.579
2025	7063.69	66.46	469.453	166.211	635.664		635.664
2026	7063.69	67.79	478.870	166.211	645.081		645.081
2027	7063.69	69.13	488.281	166.211	654.493		654.493
2028	7063.69	70.46	497.688	166.211	663.900		663.900
2029	7063.69	71.79	507.091	166.211	673.302		673.302
2030	7063.69	73.12	516.488	166.211	682.700		682.700
2031	7063.69	74.39	525.489	166.211	691.700		691.700
2032	7063.69	75.67	534.486	166.211	700.698		700.698
2033	7063.69	76.94	543.482	166.211	709.693		709.693
2034	7063.69	78.21	552.475	166.211	718.686		718.686
2035	7063.69	79.49	561.465	166.211	727.677		727.677
2036	7063.69	81.01	572.216	166.211	738.428		738.428
2037	7063.69	82.53	582.963	166.211	749.174		749.174
2038	7063.69	84.05	593.704	166.211	759.916		759.916
2039	7063.69	85.57	604.441	166.211	770.653		770.653
2040	7063.69	87.09	615.174	166.211	781.386		781.386
2041	7063.69	87.09	615.174	166.211	781.386		781.386
2042	7063.69	87.09	615.174	166.211	781.386		781.386
2043	7063.69	87.09	615.174	166.211	781.386		781.386
2044	7063.69	87.09	615.174	166.211	781.386		781.386
2045	7063.69	87.09	615.174	166.211	781.386		781.386
2046	1765.92	87.090	153.794	41.553	195.346		195.346
Nivelado	12.0%	65.96					

## Análisis Inserción de la Industria Privada en el Sector Eléctrico

---

### 6.- Resultado neto de operación

Año	(millones de dólares de 2010)		
	Ingreso	Costo	Neto
2016	423.927	235.632	188.295
2017	585.922	327.784	258.138
2018	593.520	338.461	255.060
2019	612.634	354.806	257.827
2020	616.402	364.738	251.664
2021	620.470	374.649	245.821
2022	615.242	388.295	226.947
2023	620.871	401.979	218.892
2024	618.579	415.699	202.880
2025	635.664	429.450	206.213
2026	645.081	438.157	206.924
2027	654.493	446.864	207.629
2028	663.900	455.571	208.329
2029	673.302	464.277	209.024
2030	682.700	472.984	209.715
2031	691.700	481.234	210.466
2032	700.698	489.484	211.214
2033	709.693	497.733	211.960
2034	718.686	505.983	212.703
2035	727.677	514.233	213.444
2036	738.428	523.333	215.095
2037	749.174	532.433	216.741
2038	759.916	541.533	218.382
2039	770.653	550.634	220.019
2040	781.386	559.734	221.652
2041	781.386	559.734	221.652
2042	781.386	559.734	221.652
2043	781.386	559.734	221.652
2044	781.386	559.734	221.652
2045	781.386	559.734	221.652
2046	195.346	139.933	55.413

## Análisis Inserción de la Industria Privada en el Sector Eléctrico

### 7.- Costo de la central generadora

	Esquema		
	PIE	OPF	
Se adopta el costo directo más indirecto propuesto por COPAR <sub>2010</sub>	803.98	803.98	dól / kW
Costo de la central	909.221	909.221	M dól 2010
Costo de infraestructura	9.843	-	M dól 2010
<b>Costo total</b>	<b>919.064</b>	<b>909.221</b>	<b>M dól 2010</b>

Periodo constructivo		36	meses		Esquema	
					PIE	OPF
mes		x	Acumulado	mensual	M dól 2010	M dól 2010
1	Abr-13	2.8%	1.15%	1.15%	10.557	10.444
2	May-13	5.6%	2.34%	1.19%	10.982	10.865
3	Jun-13	8.3%	3.80%	1.45%	13.346	13.203
4	Jul-13	11.1%	5.59%	1.79%	16.453	16.277
5	Ago-13	13.9%	7.78%	2.19%	20.169	19.953
6	Sep-13	16.7%	10.44%	2.66%	24.419	24.158
7	Oct-13	19.4%	13.60%	3.17%	29.100	28.789
8	Nov-13	22.2%	17.31%	3.70%	34.051	33.686
9	Dic-13	25.0%	21.56%	4.25%	39.044	38.626
10	Ene-14	27.8%	26.32%	4.76%	43.791	43.322
11	Feb-14	30.6%	31.54%	5.22%	47.969	47.455
12	Mar-14	33.3%	37.12%	5.58%	51.256	50.707
13	Abr-14	36.1%	42.93%	5.81%	53.383	52.811
14	May-14	38.9%	48.82%	5.90%	54.181	53.601
15	Jun-14	41.7%	54.65%	5.83%	53.608	53.034
16	Jul-14	44.4%	60.29%	5.63%	51.754	51.199
17	Ago-14	47.2%	65.60%	5.31%	48.822	48.299
18	Sep-14	50.0%	70.50%	4.91%	45.085	44.602
19	Oct-14	52.8%	74.95%	4.44%	40.843	40.405
20	Nov-14	55.6%	78.91%	3.96%	36.377	35.988
21	Dic-14	58.3%	82.38%	3.47%	31.926	31.584
22	Ene-15	61.1%	85.39%	3.01%	27.669	27.373
23	Feb-15	63.9%	87.97%	2.58%	23.728	23.474
24	Mar-15	66.7%	90.17%	2.19%	20.171	19.955
25	Abr-15	69.4%	92.02%	1.85%	17.025	16.843
26	May-15	72.2%	93.57%	1.55%	14.287	14.134
27	Jun-15	75.0%	94.87%	1.30%	11.934	11.806
28	Jul-15	77.8%	95.95%	1.08%	9.933	9.827
29	Ago-15	80.6%	96.85%	0.90%	8.245	8.156
30	Sep-15	83.3%	97.59%	0.74%	6.829	6.756
31	Oct-15	86.1%	98.21%	0.61%	5.647	5.587
32	Nov-15	88.9%	98.71%	0.51%	4.665	4.615
33	Dic-15	91.7%	99.13%	0.42%	3.851	3.810
34	Ene-16	94.4%	99.48%	0.35%	3.178	3.144
35	Feb-16	97.2%	99.76%	0.29%	2.622	2.594
36	Mar-16	100.0%	100.0%	0.24%	2.163	2.140
FEO	Abr-16			100.00%	919.064	909.221

OPF

Millones de dólares de 2010						
Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
Inv. presup.						
Supervisión	3.198	4.264	4.264	1.066		12.791
Total presup.	3.198	4.264	4.264	1.066		12.791



**9.- Estimación de pagos financieros**

Central generadora

Año	Pagos por capacidad	Amortización	Interés
2015			
2016	73.773	56.478	67.391
2017	148.631	112.956	88.521
2018	150.847	112.956	78.951
2019	153.163	112.956	69.381
2020	155.584	112.956	59.812
2021	158.113	112.956	50.242
2022	160.757	112.956	40.672
2023	163.522	112.956	31.102
2024	166.411	112.956	21.532
2025	169.428	112.956	11.962
2026	172.580	56.478	2.392
2027	175.871		
2028	179.306		
2029	182.889		
2030	186.625		
2031	191.027		
2032	195.651		
2033	199.956		
2034	204.355		
2035	208.850		
2036	213.693		
2037	218.643		
2038	223.453		
2039	228.369		
2040	233.393		
2041	117.966		
2042			
2043			
2044			
2045			
2046			

## Análisis Inserción de la Industria Privada en el Sector Eléctrico

### 10.- Evaluación financiera PIE

Se considera un horizonte de análisis de 36 meses de construcción y 25 años de operación.

Se emplea una tasa nominal de descuento del 14.46% anual, que corresponde al 12% real anual, al suponer una inflación de 2.20%

Año	Resultado neto	Cargo fijo por capacidad	Red asociada		Inversión presupuestaria	Flujo neto
			Amortización	Interés		
millones de dólares corrientes						
2013	-	-				
2014	-	-				
2015	-	-				
2016	214.558	73.773				140.785
2017	300.613	148.631				151.982
2018	303.563	150.847				152.716
2019	313.608	153.163				160.445
2020	312.845	155.584				157.262
2021	312.305	158.113				154.191
2022	294.669	160.757				133.912
2023	290.463	163.522				126.941
2024	275.139	166.411				108.728
2025	285.812	169.428				116.384
2026	293.106	172.580				120.526
2027	300.575	175.871				124.703
2028	308.223	179.306				128.918
2029	316.056	182.889				133.167
2030	324.077	186.625				137.452
2031	332.392	191.027				141.365
2032	340.912	195.651				145.261
2033	349.642	199.956				149.687
2034	358.588	204.355				154.233
2035	367.753	208.850				158.903
2036	378.751	213.693				165.057
2037	390.045	218.643				171.402
2038	401.645	223.453				178.192
2039	413.558	228.369				185.189
2040	425.792	233.393				192.399
2041	435.160	117.966				317.194
2042						
2043						
2044						
2045						
2046						
<b>SUMA</b>	<b>8639.850</b>	<b>4632.856</b>				<b>4006.995</b>
VP en 2013	1524.493	784.917				739.576
VP en 2016	2286.295	1177.146				1109.149
Inflación media	2.20%					
Tasa real	12.00%					
Tasa nominal	14.46%					
					<b>VP en 2016</b>	<b>1,109.149</b>
					<b>B/C</b>	<b>1.94</b>

## Análisis Inserción de la Industria Privada en el Sector Eléctrico

### 11.- Evaluación financiera OPF

Se considera un horizonte de análisis de 36 meses de construcción y 30 años de operación que es la vida útil promedio de centrales de esta tecnología

Se emplea una tasa nominal de descuento del 14.46% anual, que corresponde al 12% real anual, al suponer una inflación de 2.20%

Año	Resultado neto	Central generadora		Red asociada		Inversión presupuestaria	Flujo neto
		Amortización	Interés	Amortización	Interés		
millones de dólares corrientes							
2013		-	-			3.413	-3.413
2014		-	-			4.651	-4.651
2015		-	-			4.754	-4.754
2016	214.558	56.478	67.391			1.215	89.475
2017	300.613	112.956	88.521				99.136
2018	303.563	112.956	78.951				111.656
2019	313.608	112.956	69.381				131.271
2020	312.845	112.956	59.812				140.078
2021	312.305	112.956	50.242				149.107
2022	294.669	112.956	40.672				141.042
2023	290.463	112.956	31.102				146.405
2024	275.139	112.956	21.532				140.651
2025	285.812	112.956	11.962				160.894
2026	293.106	56.478	2.392				234.236
2027	300.575						300.575
2028	308.223						308.223
2029	316.056						316.056
2030	324.077						324.077
2031	332.392						332.392
2032	340.912						340.912
2033	349.642						349.642
2034	358.588						358.588
2035	367.753						367.753
2036	378.751						378.751
2037	390.045						390.045
2038	401.645						401.645
2039	413.558						413.558
2040	425.792						425.792
2041	435.160						435.160
2042	444.733						444.733
2043	454.517						454.517
2044	464.517						464.517
2045	474.736						474.736
2046	121.295						121.295
<b>SUMA</b>	<b>10599.649</b>	<b>1129.556</b>	<b>521.959</b>			<b>14.033</b>	<b>8934.102</b>
VP en 2013	1555.988	413.763	235.578			11.915	894.732
VP en 2016	2333.527	620.523	353.298			17.869	1341.837
	Inflación media	2.20%					
	Tasa real	12.00%					
	Tasa nominal	14.46%					
						<b>VP en 2016</b>	<b>1,341.837</b>
						<b>B/C</b>	<b>2.35</b>

**B. Oficio de respuesta de la SENER a la CFE**

OFICIALÍA MAYOR  
DIRECCIÓN GENERAL DE  
PROGRAMACIÓN Y PRESUPUESTO



SECRETARÍA  
DE ENERGÍA



Oficio No. 411.-0724/2011

México, D.F., a 1 de Junio de 2011

"2011, Año del Turismo en México"

**LIC. FRANCISCO JAVIER SANTOYO VARGAS**  
Director de Finanzas  
Comisión Federal de Electricidad  
Presente

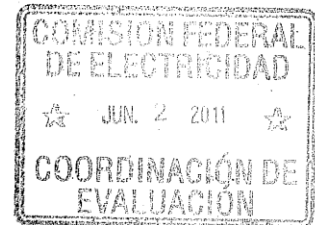
10723

Hago referencia al oficio GPF-0159 de fecha 2 de marzo de 2011, mediante el cual menciona que la Coordinación de Evaluación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) mediante diversos G3001-000015/11 y G3001-00060/11, solicita realizar las gestiones ante esta Coordinadora Sectorial, para la definición de la modalidad financiera de los proyectos de generación de electricidad que esa entidad pretende inscribir en su cartera de inversión del Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio 2012.

s/c

Al respecto, me permito comunicar a usted que la Dirección General de Generación, Conducción y Transformación de Energía Eléctrica de esta Secretaría, mediante Oficio No. 311.-103 del día 31 del mayo del año en curso, se anexa copia para pronta referencia, informa que conforme a lo señalado en los Artículos 36-bis, fracción II de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE); 124 y 125, fracciones I, II y III del Reglamento de la Ley, y 18, fracción XI del Reglamento Interior de la Secretaría de Energía (SENER), derivado del análisis practicado para cada uno de los proyectos indicados por CFE y de la información proporcionada por la entidad, y en relación al proceso por el cual la SENER debe determinar si los proyectos de generación que Dicha Comisión tiene previsto incluir en el PEF 2012, serán ejecutados bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF) o si los desarrollarán empresas privadas bajo la figura de Productor Independiente de Energía (PIE); ha determinado que los proyectos se ejecuten en las modalidades que se mencionan a continuación:

Nombre del proyecto	Modalidad
Baja California II (Mexicali)	PIE
Rumorosa I	PIE
Rumorosa II	PIE
Rumorosa III	PIE
Baja California Sur V (Coromuel)	OPF
Húmeros III	OPF
Centro II	OPF
Noreste (Escobedo)	PIE
Noroeste (El Fresnal)	PIE
Copainalá	OPF



.../



***C. Resolución RES/021/2012 en la que se muestra el desglose de socios de la empresa Iberdrola Energía Monterrey.***



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

**RESOLUCIÓN Núm. RES/021/2012**

**RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA AUTORIZA LA MODIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN TERCERA DEL PERMISO PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA BAJO LA MODALIDAD DE AUTOABASTECIMIENTO E/205/AUT/2002, OTORGADO A IBERDROLA ENERGÍA MONTERREY, S. A. DE C. V.**

**RESULTANDO**

**PRIMERO.** Que, mediante Resolución RES/001/2002 de fecha 10 de enero de 2002, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) otorgó a Iberdrola Energía Monterrey, S. A. de C. V., (la Permissionaria) el Permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento E/205/AUT/2002 (el Permiso), con una capacidad autorizada de 659.20 MW y una generación estimada anual de energía eléctrica de 4883.00 GWh, a partir de una central con capacidad de 1189.30 MW constituida por 5 unidades de generación.

Las unidades 1 a 4 se encuentran ubicadas en el sitio denominado "La Camisa", aproximadamente a 30 km de la Ciudad de Monterrey, en Pesquería, Nuevo León, y la unidad 5 en Miguel Barragán Pte. 702, Colonia Industrial, Monterrey, Nuevo León.

**SEGUNDO.** Que, mediante las Resoluciones RES/009/2003, RES/179/2003, RES/145/2004, RES/325/2004, RES/096/2005, RES/286/2005, RES/180/2006, RES/235/2006, RES/032/2007, RES/324/2007, RES/134/2008, RES/058/2009, RES/222/2009, RES/035/2010 y RES/271/2010 de fechas 27 de enero y 28 de agosto de 2003, 17 de junio y 26 de noviembre de 2004, 9 de junio y 11 de octubre de 2005, 15 de junio y 17 de agosto de 2006, 22 de febrero y 19 de septiembre de 2007, 29 de mayo de 2008, 6 de abril y 1 de octubre de 2009, y 11 de febrero y 26 de agosto de 2010, respectivamente, esta Comisión aprobó la modificación, entre otras, de la Condición Tercera del Permiso, quedando establecida en los términos siguientes:

**"TERCERA. Aprovechamiento de la energía eléctrica generada.** La energía eléctrica que genere la permissionaria deberá destinarse exclusivamente a la satisfacción de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios, de acuerdo con la siguiente distribución:



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Núm.	Socio	Demanda Máxima MW
1.	Acerex, S. A. de C. V.	3.000
2.	Agua Industrial de Monterrey, S. de U.	2.000
3.	Agua Industrial del Poniente, S. A. de C. V.	1.000
4.	Akra Polyester, S. A. de C. V.	56.920
5.	Alestra, S. de R. L. de C. V.	
	Planta Monterrey	5.000
	Planta Guadalajara	2.000
	Planta México	2.500
	Planta Ciudad Juárez	2.000
6.	Alimentos Finos de Occidente, S. A. de C. V., Planta Guadalajara	3.000
7.	Aluprint, S. de R. L. de C. V., Planta San Luis Potosí	5.300
8.	Amecom, S. A. de C. V.	3.696
9.	Arteva Specialties, S. de R. L. de C. V.	
	Planta Fielmex	6.000
	Planta Dupek	40.000
10.	Autotek Industrial de México, S. A. de C. V., Planta Autotek-Puebla	2.896
11.	BASF Mexicana, S. A. de C. V.	19.400
12.	Biofilm, S. A.	4.000
13.	British American Tobacco México, S. A. de C. V.	
	Planta Monterrey	12.000
	Planta Monterrey Exports	5.000
14.	Cadena Comercial Oxxo, S. A. de C. V.	
	Planta Edificio Oficinas de Servicio	1.068
	Planta Edificio Impulso	0.146
15.	Casa Ley, S. A. de C. V.	
	Bodega F y V	0.785
	Cedis 80	0.624
	Ley Abastos	0.854
	Ley Aviación	0.747
	Ley Boulevard	0.656
	Ley Caborca	0.924
	Ley Cajeme	1.177
	Ley Centro	0.890
	Ley Colimán	0.842
	Ley Plaza del Valle	0.950
	Ley El Conchi	0.732
	Ley El Greco	0.837
	Ley Plaza El Mar	0.851
	Ley Plaza del Mayo	0.824
	Ley Palmito	0.891

*[Handwritten signature]*



COMISION REGULADORA DE ENERGIA

<b>Núm.</b>	<b>Socio</b>	<b>Demanda Máxima MW</b>
	Ley Sahuaro	0.986
	Ley Vigía	1.202
	Ley Escuinapa	0.488
	Ley Plaza del Évora	0.898
	Ley Henequen	0.887
	Ley Huatabampo	0.794
	Ley Humaya	0.780
	Ley Jabonera	1.100
	Ley Jiquilpan	1.400
	Ley Juventud	0.855
	Ley Kino	0.874
	Ley Lázaro Cárdenas	0.802
	Ley La Plaza	0.648
	Ley Plaza Fiesta Las Palmas	0.672
	Ley Saltillo	0.900
	Ley Miguel Alemán	0.855
	Plaza Ley Mazatlán	0.912
	Ley Milenium	0.743
	Ley Plaza Guasave	0.846
	Ley Obregón	1.070
	Ley Palo Verde	0.750
	Ley Plaza del Río	0.900
	Ley Plaza Fiesta	0.798
	Ley El Ranchito	1.100
	Ley El Rodeo	0.855
	Ley Rubí	0.577
	Ley Saulo	1.050
	Ley Tabachines	0.860
	Ley Tres Ríos	1.152
	Ley del Río	1.416
	Ley Pto. Vallarta	0.637
	Oficinas Corporativas	0.864
	Ley Plaza Alicia	0.814
16.	Cementos Apasco, S. A. de C. V.	
	Planta Apaxco	40.000
	Planta Orizaba	33.000
	Planta Ramos Arizpe	35.000
	Planta Tecomán	35.000
	Planta Macuspana	17.000
	Planta Acapulco	8.000
	Planta Hermosillo	5.500





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

<b>Núm.</b>	<b>Socio</b>	<b>Demanda Máxima MW</b>
17.	Centro de Servicio Diesel, S. A. de C. V.	0.341
18.	Cervecería Cuauhtémoc Moctezuma, S. A. de C. V.	
	Planta Monterrey	14.366
	Fábrica de Hielo Apodaca	4.500
	Planta Orizaba	15.750
	Planta Guadalajara	4.377
	Planta Toluca	4.400
	Planta Reciba Pachuca	0.780
	Planta Navojoa	0.355
	Planta Navojoa (Pozo de Agua)	0.450
19.	Cervezas Cuauhtémoc Moctezuma, S. A. de C. V.	
	Agencia Apodaca	0.249
	Agencia Norte	0.180
	Hielo Gómez Palacio	0.450
	Distribuidora Chihuahua	0.150
20.	Cifunsa del Bajío, S. A. de C. V., Planta Irapuato	30.000
21.	Cifunsa Diesel, S. A. de C. V.	46.000
22.	CINSA, S. A de C. V.	
	Planta Saltillo	2.500
	Planta Santa Anita	2.500
23.	Conductores Monterrey, S. A. de C. V.	
	Planta Monterrey	9.731
	Planta San Luis	5.297
24.	CPW México, S. de R. L. de C. V., Planta Lagos de Moreno	2.800
25.	Crisa Libbey de México, S. de R. L. de C. V.	
	Planta C	9.500
	Planta M	14.800
26.	Corporación Durango, S. A. B. de C. V.	
	División Fábrica de Cajas	1.250
	Planta Apodaca	0.820
	Planta San Nicolás	0.570
	Planta Monterrey	9.000
	Planta Durango	36.000
27.	Crisoba Industrial, S. A. de C. V.	
	Planta Texmelucan	3.000
	Planta Ecatepec	38.200
	Planta Morelia	20.538
28.	DAK Resinas Américas México, S. de R. L. de C. V., Planta Cosoleacaque	6.000
29.	Dal-Tile México, S. A. de C. V.	14.850
30.	Descero, S. A. de C. V.	





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

Núm.	Socio	Demanda Máxima MW
	Planta Sta. Catarina Alambres	3.250
	Planta Sta. Catarina Clavos	2.580
31.	Decofinmex, S. A. de C. V., Planta Litetek-Ramos Arizpe	3.324
32.	Dolorey, S. A. de C. V.	1.100
33.	Empaques Moldeados de América Tecnologías, S. de R. L. de C. V.	3.000
34.	Emprex Servicios, S. A. de C. V.	1.200
35.	Enertec Exports, S. de R. L. de C. V., Planta Óptima	2.700
36.	Enertec México, S. de R. L. de C. V.	
	Planta Celaya	5.500
	Planta Escobedo	3.616
	Planta García	12.00
	Planta Monterrey	5.000
	Planta Power Frame	1.936
37.	Estampados Magna, S. A. de C. V., Planta Estampados Magna-Ramos Arizpe	9.000
38.	Fabricas Monterrey, S. A. de C. V.	
	Planta Monterrey	5.000
	Planta Toluca	4.900
39.	Fabricas Orión, S. A. de C. V.	4.600
40.	Fersinsa Gb, S. A. de C. V.	
	Planta Síntesis	1.972
	Planta Fermentación	16.106
41.	Formex México, S. A. de C. V.	15.000
42.	Frisa Aerospace, S. A. de C. V.	2.500
43.	Frisa Forjados, S. A. de C. V.	5.500
44.	GE Plastics, S. A. de C. V.	5.000
45.	Graftech México, S. A. de C. V.	49.600
46.	Grafo Regia, S. A. de C. V.	3.300
47.	Grupo Celanese, S. A.	2.000
48.	Grupo Papelero Scribe, S. A. de C. V.	
	Planta Morelia	20.538
	Planta Orizaba	32.840
	Planta San Juan	35.700
	Planta Naucalpan	5.800
	Planta San Rafael	10.954
49.	Indelpro, S. A. de C. V., Sitio Industrial Petrocel	12.000
50.	Inmuebles del Golfo, S. A. de C. V.	
	Planta San Cristóbal de las Casas 584	1.215
	Planta San Cristóbal de las Casas 350	0.720
	Planta Juchitán	0.900



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Núm.	Socio	Demanda Máxima MW
51.	Industria Química del Istmo, S. A. de C. V.	
	Planta Monterrey	15.000
	Planta Coatzacoalcos	40.000
52.	Industrias John Deere, S. A. de C. V.	2.700
53.	Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey Campus Monterrey	5.700
54.	Internacional de Cerámica, S. A. B. de C. V.	14.360
55.	Kimberly Clark de México, S. A. B. de C. V.	
	Planta Orizaba	32.840
	Planta San Juan	35.700
	Planta Ramos Arizpe	24.300
	Planta Tlaxcala	7.791
56.	Lácteos Finos de Calidad, S. A. de C. V., Planta Tlaquepaque	1.000
57.	Magna Donnelly Monterrey, S.A. de C.V., Planta Magna Donelli- Monterrey	1.529
58.	Magnekon, S. A de C. V.	6.906
59.	Manantiales la Asunción, S. A. P. I. de C. V., Planta Tlahuapan	1.880
60.	Manufacturas Vitromex, S. A. de C. V.	11.000
61.	Metalsa, S. A. de C. V., Planta Apodaca	18.000
62.	Nemak, S. A.	
	Planta Monclova	10.000
	Planta Monterrey	35.000
	Planta Saltillo	10.000
63.	Nestlé México, S. A. de C. V.	
	Planta Cafés	5.040
	Planta Chocolates	2.170
	Planta Coatepec	3.379
	Planta Helados	4.100
	Planta Lagos Lácteos	5.790
	Planta Nutrition	2.900
	Planta Ocotlán	4.620
	Planta Querétaro	3.133
	Planta Tlaxcala	3.300
64.	Nissan Mexicana, S. A. de C. V.	
	Planta Aguascalientes	40.000
	Planta Jiutepec	10.294
65.	NovoCast, S. A. de C. V.	25.500
66.	Nylon de México, S. A. de C. V.	20.000
67.	Panamco Bajío, S. A. de C. V.	3.100
68.	Panamco Golfo, S. A. de C. V.	
	Planta Coatepec	2.900



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Núm.	Socio	Demanda Máxima MW
	Planta Apizaco Ciel	1.350
69.	Panel Rey, S. A.	4.500
70.	Policyd, S. A. de C. V., Planta Altamira	9.500
71.	Polioles, S. A. de C. V., Planta Lerma	6.000
72.	Polykron, S. A. de C. V.	6.000
73.	Porcelanite Lamosa, S. A. de C. V.	
	Planta Gres	4.700
	Planta Italgres I	3.900
	Planta Italgres II	7.700
	Planta Keramika	4.658
	Planta Monterrey	5.200
	Planta Pavillion	3.410
	Planta Porcel	8.800
	Planta Porcela	4.650
	Planta San Luis Potosí	5.500
74.	Praxair México, S. de R. L. de C. V.	
	Planta Altamira	3.000
	Planta Monterrey	42.000
75.	Procesos Servicio y Desarrollo, S. A. de C. V.	8.784
76.	Productora de Papel, S. A. de C. V., Planta San Nicolás	11.000
77.	Prolec-Ge Internacional, S. de R. L. de C. V.	7.142
78.	Propimex, S. A. de C. V.	
	Planta Toluca	9.500
	Planta Reyes	1.500
	Planta Cuautitlán PET	1.500
79.	Qualtia Alimentos Operaciones, S. de R. L. de C. V.	3.470
80.	Quimobásicos, S. A. de C. V.	2.500
81.	Rassini, S. A. de C. V.	11.000
82.	Ralston Purina México, S. A. de C. V., Planta Cuautitlán	2.900
83.	Rea Magnet Wire Trading Company de México, S. A. de C. V.	10.750
84.	Rot Química, S. A. de C. V.	6.500
85.	Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, I. P. D.	
	Planta Norte	4.337
	Planta Noreste	2.430
	Planta Dulces Nombres	7.500
86.	Sigma Alimentos Congelados, S. A. de C. V., Planta Linares	2.500
87.	Sigma Alimentos del Noreste, S. A. de C. V., Planta Chihuahua	2.000
88.	Sigma Alimentos Lácteos, S. A. de C. V., Planta Lagos	5.000
89.	Sigma Alimentos Noreste, S. A. de C. V.	3.500
90.	Slices de Veracruz, S. A. de C. V.	13.000
91.	Sistema Ambiental Industrial, S. A. de C. V.	1.000



COMISION REGULADORA DE ENERGIA

Núm.	Socio	Demanda Máxima MW
92.	Sonora Forming Technologies, S.A. de C.V., Planta Forming Tech-Hermosillo	4.846
93.	Talleres Industriales, S. A. de C. V.	3.000
94.	Tereftalatos Mexicanos, S. A. de C. V.	5.500
95.	Technocast, S. A. de C. V., Planta Ramos Arizpe	45.000
96.	Temium México, S. A. de C. V.	
	Planta Galvak	20.000
	Planta Monterrey	90.000
	Planta Monterrey (400 KV)	252.000
	Planta Norte	72.000
	Planta Puebla	140.000
97.	Terza, S. A. de C. V.	
	Planta del Carmen	6.000
	Planta Santa Rosa	3.300
98.	Tiendas Chedraui, S. A. de C. V.	
	Sucursal Ajusco	0.895
	Sucursal Américas	1.275
	Sucursal Animas	0.800
	Sucursal Brisas	1.100
	Sucursal Cárdenas	0.855
	Sucursal Carrizal	1.500
	Sucursal Ciudad Madero	0.850
	Sucursal Ciudad Valles	0.702
	Sucursal Centro	0.719
	Sucursal Coatzacoahuila 1	0.876
	Sucursal Coatzacoahuila 2	1.275
	Sucursal Córdoba 1	0.920
	Sucursal Coyol	0.900
	Sucursal Crystal	0.711
	Sucursal Cuemavaca	0.720
	Sucursal Floresta	1.111
	Sucursal Matamoros II	0.940
	Sucursal Minatitlán	0.900
	Sucursal Mundo E	1.100
	Sucursal Norte	1.765
	Sucursal Nuevo Laredo	0.950
	Sucursal Polanco	1.100
	Sucursal Poza Rica I	1.275
	Sucursal Tampico I	1.175
	Sucursal Tampico II	0.800
	Sucursal Tapachula	0.833



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

<b>Núm.</b>	<b>Socio</b>	<b>Demanda Máxima MW</b>
	Sucursal Tuxtepec	0.702
	Sucursal Tuxtla	1.043
	Sucursal Universidad	0.840
	Sucursal Villa Américas	0.950
<b>99.</b>	<b>Tiendas Soriana, S. A. de C. V.</b>	
	Sucursal 20 de noviembre	0.880
	Sucursal Abastos	1.197
	Sucursal Acuña	1.400
	Sucursal Aeropuerto	1.450
	Sucursal Altamira	0.891
	Sucursal Ampliación	0.977
	Sucursal Bachoco	1.550
	Sucursal Barancos	1.280
	Sucursal Bella Vista Coahuila	0.900
	Sucursal Bella Vista Sonora	1.585
	Sucursal Benito Juárez	0.900
	Sucursal Cárdenas	0.891
	Sucursal Carrera	0.850
	Sucursal Carrizo	1.450
	Sucursal Centenario	0.855
	Sucursal Centro	0.690
	Sucursal Chihuahua 2000	1.080
	Sucursal Cimatarío	1.250
	Sucursal City Club San Jerónimo	0.900
	Sucursal Ciudad Valles	0.891
	Sucursal Club de Precios (Chihuahua)	1.125
	Sucursal Club de Precios (Culiacán)	0.963
	Sucursal Club de Precios (Gómez Palacio)	0.900
	Sucursal Club de Precios (Hermosillo)	0.945
	Sucursal Club de Precios (Lincoln)	1.850
	Sucursal Club de Precios (Monclova)	1.350
	Sucursal Club de Precios (Nuevo Laredo)	1.035
	Sucursal Club de Precios (Reynosa)	1.080
	Sucursal Club de Precios (Saltillo)	0.849
	Sucursal Club de Precios (Tampico)	0.792
	Sucursal Club de Precios (Torreón)	1.125
	Sucursal Club de Precios (Villahermosa)	1.039
	Sucursal Colón	0.874
	Sucursal Colosio	1.050
	Sucursal Comalcalco	0.896
	Sucursal Constitución	1.464

*[Handwritten signature]*



COMISION REGULADORA DE ENERGIA

<b>Núm.</b>	<b>Socio</b>	<b>Demanda Máxima MW</b>
	<i>Sucursal Contry</i>	1.618
	<i>Sucursal Cuauhtémoc</i>	0.522
	<i>Sucursal Culiacán</i>	1.450
	<i>Sucursal Cumbres</i>	1.116
	<i>Sucursal Del Río</i>	1.630
	<i>Sucursal Delicias</i>	0.660
	<i>Sucursal Durango</i>	0.880
	<i>Sucursal Echeverría</i>	0.890
	<i>Sucursal Ejército</i>	1.278
	<i>Sucursal El Palmar</i>	1.450
	<i>Sucursal El Paseo</i>	1.277
	<i>Sucursal Encinas</i>	1.680
	<i>Sucursal Escobedo</i>	1.350
	<i>Sucursal Estanzuela</i>	1.485
	<i>Sucursal Félix U. Gómez</i>	1.296
	<i>Sucursal Francisco Coss</i>	0.950
	<i>Sucursal Fresnos</i>	1.163
	<i>Sucursal Fuentes Mares</i>	1.485
	<i>Sucursal Fundadores</i>	1.332
	<i>Sucursal Galerías</i>	1.200
	<i>Sucursal Gómez Palacio</i>	1.100
	<i>Sucursal Guadalupe</i>	1.400
	<i>Sucursal Guaymas</i>	0.900
	<i>Sucursal Hamburgo</i>	1.467
	<i>Sucursal Henequén</i>	1.170
	<i>Sucursal Hermosillo</i>	1.062
	<i>Sucursal Hidalgo</i>	1.450
	<i>Sucursal Huinalá</i>	1.440
	<i>Sucursal Iglesias</i>	1.500
	<i>Sucursal Independencia</i>	2.109
	<i>Sucursal Jardines</i>	0.810
	<i>Sucursal Juventud</i>	1.485
	<i>Sucursal La Cuesta</i>	1.080
	<i>Sucursal La Fe</i>	1.350
	<i>Sucursal La Pastora</i>	1.016
	<i>Sucursal La Puerta</i>	1.215
	<i>Sucursal Laguneta</i>	1.500
	<i>Sucursal Las Fuentes</i>	0.660
	<i>Sucursal Las Palmas</i>	1.170
	<i>Sucursal Las Quintas</i>	1.485
	<i>Sucursal Las Rosas</i>	1.200



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

<b>Núm.</b>	<b>Socio</b>	<b>Demanda Máxima MW</b>
	<i>Sucursal Las Torres</i>	1.179
	<i>Sucursal Las Torres C. J.</i>	1.530
	<i>Sucursal Lauro Villar</i>	1.305
	<i>Sucursal Libramiento</i>	1.350
	<i>Sucursal Linares</i>	0.895
	<i>Sucursal Lincoln</i>	1.850
	<i>Sucursal Linda Vista</i>	1.376
	<i>Sucursal López Mateos</i>	1.102
	<i>Sucursal Los Ángeles</i>	1.115
	<i>Sucursal Los Girasoles</i>	1.185
	<i>Sucursal Lourdes</i>	1.100
	<i>Sucursal Madero</i>	0.570
	<i>Sucursal Mante</i>	1.498
	<i>Sucursal Maravillas</i>	1.450
	<i>Sucursal Matamoros</i>	1.409
	<i>Sucursal Minatitlán</i>	1.395
	<i>Sucursal Mirador</i>	0.805
	<i>Sucursal Mitras</i>	0.957
	<i>Sucursal Mochis</i>	1.550
	<i>Sucursal Monclava</i>	1.500
	<i>Sucursal Navojoa</i>	0.990
	<i>Sucursal Niños Héroes</i>	1.000
	<i>Sucursal Nogales</i>	1.305
	<i>Sucursal Nueva Rosita</i>	0.891
	<i>Sucursal Oriente</i>	1.087
	<i>Sucursal Pape</i>	0.900
	<i>Sucursal Parral</i>	0.468
	<i>Sucursal Periférico</i>	1.530
	<i>Sucursal Piedras Negras</i>	1.050
	<i>Sucursal Plaza Juárez</i>	1.450
	<i>Sucursal Porvenir</i>	1.390
	<i>Sucursal Progreso</i>	1.485
	<i>Sucursal Querétaro</i>	1.000
	<i>Sucursal Ramos Arizpe</i>	0.864
	<i>Sucursal Reforma</i>	1.485
	<i>Sucursal Ribereña</i>	1.485
	<i>Sucursal Río Bravo</i>	1.417
	<i>Sucursal Río Mayo</i>	1.080
	<i>Sucursal Río Sonora</i>	1.215
	<i>Sucursal Roble</i>	1.008
	<i>Sucursal Rosales</i>	1.080





COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

<b>Núm.</b>	<b>Socio</b>	<b>Demanda Máxima MW</b>
	Sucursal San Agustín	0.965
	Sucursal San Andrés Tuxtla	0.900
	Sucursal San Isidro	1.450
	Sucursal San Jerónimo	1.080
	Sucursal San Joaquín	1.530
	Sucursal San Juan del Río	0.900
	Sucursal San Lorenzo	1.800
	Sucursal San Luis Potosí	1.100
	Sucursal San Miguel	0.900
	Sucursal San Nicolás	1.532
	Sucursal San Pedro	1.700
	Sucursal San Roque	1.100
	Sucursal Sanders	1.300
	Sucursal Santa Catarina	1.450
	Sucursal Santa Cecilia	1.323
	Sucursal Santa Cruz	1.500
	Sucursal Santa María	1.337
	Sucursal Santo Domingo	1.418
	Sucursal Satélite	1.485
	Sucursal Saucito	1.497
	Sucursal Sendero	1.460
	Sucursal Sendero Apodaca	0.950
	Sucursal Sendero Juárez	1.201
	Sucursal Sendero Lincoln	1.000
	Sucursal Sendero Saltillo	0.954
	Sucursal Solidaridad	1.476
	Sucursal Subestación II de San Nicolás	0.810
	Sucursal Tamatan	1.450
	Sucursal Tecnológico	0.900
	Sucursal Topochico	1.278
	Sucursal Tres Ríos	1.215
	Sucursal Triana	1.080
	Sucursal Universidad	1.430
	Sucursal Vallarta	1.250
	Sucursal Valle Soleado	1.170
	Sucursal Villahermosa	1.485
	Sucursal Zaragoza	1.485
100.	Tisamatic, S. de R. L. de C. V.	14.434
101.	Tubacero, S. A. de C. V., Planta Monterrey	5.216
102.	Univex, S. A. de C. V.	21.000
103.	Vidriera Monterrey, S. A. de C. V.	16.000





COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Núm.	Socio	Demanda Máxima MW
104.	Vitro Flotado Cubiertas, S. A. de C. V.	2.500
105.	Yesera Monterrey, S. A.	1.100
106.	Zinc Nacional, S. A.	11.700
<b>Total</b>		<b>2560.988*</b>

\*Este valor es meramente indicativo de la suma de las demandas máximas de los socios con derecho a recibir energía eléctrica, no de la capacidad de generación autorizada a la Permisionaria.\*

**TERCERO.** Que, con fecha 19 de julio de 2011, la Permisionaria presentó ante esta Comisión una solicitud para modificar las condiciones del Permiso en los términos siguientes:

- a) Excluir del aprovechamiento de la energía eléctrica generada por la Permisionaria a los siguientes socios autorizados en el Permiso:

Núm.	Socio	Demanda Máxima (MW) Hasta
1.	Arteva Specialties, S. de R. L. de C. V.	46.000
2.	Casa Ley, S. A. de C. V.	42.069
3.	Nestlé México, S. A. de C. V.	34.432
4.	Fersinsa Gb, S. A. de C. V.	18.078
5.	Policyd, S. A. de C. V.	9.500
6.	GE Plastics, S. A. de C. V.	5.000
7.	Panamco Golfo, S. A. de C. V.	4.250
8.	Panamco Bajío, S. A. de C. V.	3.100
9.	Acerex, S. A. de C. V.	3.000
10.	Talleres Industriales, S. A. de C. V.	3.000
11.	Ralston Purina México, S. A. de C. V.	2.900
12.	CPW México, S. de R. L. de C. V.	2.800
13.	Manantiales la Asunción, S. A. P. I. de C. V.	1.880
14.	Dolorey, S. A. de C. V.	1.100
15.	Agua Industrial del Poniente, S. A. de C. V.	1.000
<b>Total</b>		<b>178.109</b>

- b) Incluir en los Planes de Expansión autorizados en el Permiso, a las siguientes personas:

## Bibliografía

1. El debate sobre la Reforma Eléctrica. Manuel Bartlett Díaz
2. Martínez López Ladislao. La liberación de los mercados energéticos, Viento Sur, España Núm 86,2006.
3. Rudnick V Hugh. El Mercado Eléctrico Inglés: Desde su Desregulación hasta Nuestros Días, Pontificia Universidad Católica.
4. Sharon Beder. "Power Play". 2003
5. Lev S. Belyaev. "Electricity Market Reforms". 2011
6. María Teresa Sánchez Salazar, José María Casado Izquierdo y Eva Saavedra Silva. "La Inversión Privada en el Sector Eléctrico en México.
7. Publicación conjunta de: Center for Energy Economics, Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin e Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. "Guide to Electricity Power in Mexico". 2006
8. Publicación del Coloquio Internacional. "Energía, Reformas Institucionales y Desarrollo en América Latina". Universidad Nacional Autónoma de México. 2003
9. Backer Jacobsen & Ramirez Padilla. Contabilidad de costos un enfoque administrativo para la toma de decisiones. Edición 2º. Editorial Mc Graw-Hill.

10. Brealey, Myers Y Allen (2006), Principios de Finanzas Corporativas, 8ª Edición, Editorial Mc Graw Hill
11. Terminología de Comisión Federal de Electricidad.
12. Dario Ibarra Zabala, Daniel González Sesmas. "Macroeconomía para Mexico y América latina". 2012
13. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
14. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
15. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
16. Estrategia Nacional de Energía. 2013-2027
17. <http://www.cfe.gob.mx>
18. Costos y parámetros de Referencia, para la evaluación de proyectos de Generación COPAR 2011
19. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2007-2016.
20. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2009-2018.
21. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024.
22. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2011-2025.
23. Estados Financieros Dictaminados de la CFE. 31 de diciembre de 2011 y 2010.

24. Unidades Generadoras en Operación 2010
25. Precios de electricidad, elaborados por la GEE de la CFE.
26. Evaluaciones de proyectos de generación y transmisión, elaborados por la Coordinación de Evaluación de la CFE.
27. Criterios de Planeación y Diseños de Sistemas Eléctricos. 1985
28. <http://cre.gob.mx/permisose.aspx>
29. Diario Oficial. 24 de agosto 1937
30. Diario Oficial. 24 de septiembre 2002.
31. “Los productores independientes han encarecido la electricidad”. Periódico la Jornada. 28 de marzo de 2005.
32. “Injustificada la extinción de Luz y Fuerza; la CFE es patrón sustituto de los trabajadores”. Periódico la Jornada. 9 de octubre de 2012.
33. “Seguridad Energética, ¿para quién? Periódico la Jornada. 29 de mayo 2008.
34. “Firmas privadas generan más de la mitad de la electricidad producida por CFE”. Periódico La Jornada. 30 de marzo de 2012.
35. Javier Jiménez Espriú. “México sin ingeniería mexicana”.