

00821
161



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE ECONOMÍA

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE UNA CENTRAL
GENERADORA DE CICLO COMBINADO BAJO EL
ESQUEMA DE PRODUCTOR INDEPENDIENTE
DE ENERGÍA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
LICENCIADO EN ECONOMÍA

P R E S E N T A :

ARMANDO ELIAS SÁNCHEZ CRUZ

DIRECTOR DE TESIS: LIC. RAYMUNDO MORALES
MÉXICO, D. F. OCTUBRE DE 2003





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.

TESIS CON FALLA
DE
ORIGEN

DEDICATORIAS

A mi madre, padre y hermano.

Por la comprensión, la paciencia y el apoyo que me brindaron para culminar mi carrera profesional. Por haberme educado y fomentado valores como la responsabilidad y el respeto.

A mis amigos.

Que nos apoyamos mutuamente en todo momento y que hasta ahora seguimos siendo amigos: Alan, Alfredo, Cynthia, Diana, Fanny, Gabriela, Hugo, Jorge, Manuel, Michael, Omar, Oscar, Vania, Willy.

Al Ing. Adolfo Miranda.

Por el apoyo que me brindo en todo momento para la elaboración de esta tesis.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO	5
1.1 Reseña Histórica del Sector Eléctrico en México	5
1.2 Creación de la Comisión Federal de Electricidad	9
1.3 Nacionalización de la Industria Eléctrica	12
1.4 Expansión del Sector Eléctrico	14
1.5 Reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	18
CAPÍTULO 2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD	22
2.1 Consumo Nacional de Electricidad y Ventas del Sector Público	22
2.2 Esquemas de Generación de Energía Eléctrica	24
2.3 Descripción de Tecnologías para la Generación de Energía Eléctrica	29
2.4 Esquemas de Financiamiento para la Comisión Federal de Electricidad	35
2.5 Situación Financiera de la Comisión Federal de Electricidad	43
CAPÍTULO 3. EL CASO DE UN CICLO COMBINADO	47
3.1 Proceso de Licitación de un Productor Independiente de Energía	47
3.2 Especificaciones Básicas de una Licitación	49
3.3 Ventajas y Desventajas Tecnológicas	52
3.4 Descripción Técnica de una Central de Ciclo Combinado	54

3.5 Condiciones de Sitio	57
CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN FINANCIERA	60
4.1 Análisis de Costos de Inversión para el Productor Independiente de Energía en plantas de Ciclo Combinado	60
4.2 Cargos por Capacidad	63
4.3 Comparación con un financiamiento de la Comisión Federal de Electricidad	68
4.4 El Caso de otros Ciclos Combinados bajo el Esquema de Productor Independiente de Energía	71
CONCLUSIONES	73
BIBLIOGRAFÍA	76
ANEXO	80
GLOSARIO	80

INTRODUCCIÓN

La electricidad es un motor fundamental para el desarrollo nacional, sin ella sería imposible contar con toda la infraestructura capaz de fomentar el desenvolvimiento, tanto económico como social de México.

La electricidad es un insumo clave que afecta la productividad y viabilidad de toda la actividad industrial, comercial y de servicios, ya que su utilización soporta e impulsa la planta productiva nacional. De ahí la relevancia del sector eléctrico.

Bajo esta premisa, a partir de 1997, el gobierno federal ha promovido la inversión en el sector eléctrico de agentes privados bajo las siguientes modalidades:

- **Obra Pública Financiada (OPF):** en donde la Comisión Federal de Electricidad licita un proyecto de generación de energía eléctrica ante los inversionistas privados. El ganador de la licitación se va a encargar exclusivamente de construir dicha central; en contraparte, la Comisión Federal de Electricidad le pagará el costo actualizado al inicio de operación para lo cual recurrirá a un financiamiento con un plazo que generalmente es de 10 años.
- **Productor Independiente de Energía (PIE):** la Comisión Federal de Electricidad va a licitar un proyecto, donde el ganador de dicha licitación se va a encargar del financiamiento, de la construcción y "operación" de la central; en contraparte, la Comisión Federal de Electricidad llevará a cabo pagos por concepto de "Cargo por Capacidad" en un plazo que usualmente es de 25 años.

El objeto de estudio de este trabajo es llevar a cabo un análisis financiero para el Productor Independiente de Energía, donde se observen las condiciones de financiamiento y el rendimiento que obtiene el mismo con los pagos por "Cargo por Capacidad". Asimismo, se analiza la conveniencia financiera de este esquema para la Comisión Federal de Electricidad. La hipótesis que se plantea es que la generación de energía eléctrica bajo el esquema de Productor Independiente de Energía tiene un costo nivelado mayor que si la generación de energía eléctrica fuese por parte de la Comisión Federal de Electricidad.

Para alcanzar dicho objetivo, este trabajo está integrado por cuatro capítulos:

El primer capítulo sobre la Reseña Histórica del Sector Eléctrico comprende un estudio del sector eléctrico desde sus primeros indicios, que se remontan hasta 1879, con la instalación de una planta generadora para autoabastecimiento; pasando por un proceso de electrificación de los principales centros urbanos durante el Porfiriato; la existencia de un gran monopolio extranjero en la generación de energía eléctrica en el periodo posrevolucionario; la entrada en operación de la Comisión Federal de Electricidad en 1937, durante el mandato de Lázaro Cárdenas, como el inicio del proceso de nacionalización del sector eléctrico que culminó hasta 1960, con Adolfo López Mateos; y las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, donde se crean nuevos esquemas de generación de energía eléctrica, y lo más relevante: la entrada de capital privado a dicho sector.

En el segundo capítulo se evalúa la Situación Actual de la Comisión Federal de Electricidad, donde se realiza un análisis de la situación actual del sistema eléctrico nacional, es decir, como esta integrada la oferta y la demanda de este insumo; por otro lado se lleva a cabo un estudio de los esquemas de producción creados a partir de las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992, donde lo más relevante es la entrada de la inversión privada a este sector; a su vez se realiza una descripción general de los



diferentes tipos de tecnología que la Comisión Federal de Electricidad utiliza para la generación de energía eléctrica. Por otro lado se lleva a cabo un análisis de los esquemas de financiamiento de la Comisión Federal de Electricidad, así como de sus estados financieros para conocer la situación financiera del mismo.

En el tercer capítulo se describe El Caso de un Ciclo Combinado, donde se comentan sus diferentes etapas iniciando en el proceso de licitación de un proyecto de este tipo. Dicho proceso incluye un estudio por parte de la Comisión Federal de Electricidad donde determina la necesidad de ampliación de capacidad; de ahí pasa a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, siendo esta última la que la envía al Congreso de la Unión para la aprobación en el Presupuesto de Egresos de la Federación; finalmente la Comisión Federal de Electricidad elabora la convocatoria y las bases de licitación. En las especificaciones básicas de licitación se estipula y se especifica cuales son las obligaciones de ambas partes, es decir, del Productor Independiente de Energía y la Comisión Federal de Electricidad. Como elemento adicional en este capítulo se lleva a cabo una descripción analítica del proceso un ciclo combinado, así como de las condiciones de sitio que repercuten directamente en la capacidad de generación de dicha planta.

En el cuarto capítulo se lleva a cabo la Evaluación Financiera del proyecto. Se realiza un análisis de los costos de inversión en la central, como son los costos directo e indirecto. Partiendo de este costo de inversión se van a determinar los "Cargos por Capacidad", que son aquellos pagos que se deben efectuar a favor del Productor Independiente de Energía. Aquí se llevará a cabo un estudio de la rentabilidad del inversionista. A su vez se realizará un comparativo en cuanto a costos de inversión entre la Comisión Federal de Electricidad y el Productor Independiente de Energía para determinar la conveniencia financiera de cada uno de los esquemas. Como elemento final se llevará a cabo una comparación de algunos proyectos de generación de ciclo combinado bajo el esquema de

Productor Independiente contra los costos determinados previamente por la Comisión Federal de Electricidad.

El documento termina presentando las conclusiones de esta evaluación, biografía y un anexo, donde se presenta un glosario de los principales términos empleados.

Los alcances de esta tesis están plasmados en el objetivo, donde se menciona que se va a enfocar exclusivamente en el análisis de la conveniencia o inconveniencia financiera de un Productor Independiente de Energía para la Comisión Federal de Electricidad.

Finalmente un elemento a destacar son las limitaciones que se presentaron en la realización de este trabajo, particularmente en la obtención de cifras y datos numéricos relacionados con los Productores Independientes de Energía que operan y/o están en construcción. En concreto no se pudo obtener información de cada uno de los componentes del costo nivelado de generación: costo de combustible, costo de operación y mantenimiento, y costo de inversión. La carencia de esta información nos obligo a realizar algunos supuestos respecto de la rentabilidad esperada de los citados productores.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO

1.1 Reseña Histórica del Sector Eléctrico en México

La utilización de la energía eléctrica se inició en el país en 1879¹, en la Ciudad de León, Guanajuato, donde se instaló la primera planta termoeléctrica en la fábrica de textiles denominada "La Americana", con la finalidad de satisfacer necesidades de autoabastecimiento. Para 1881, entró en operación la compañía de Samuel B. Knight, siendo ésta la primera en dedicarse a la generación de energía eléctrica exclusivamente para su venta al público, dicha compañía había instalado al final de la década 300 lámparas incandescentes en la Ciudad de México².

Aprovechando las caídas de agua de los ríos de México como fuente primaria para la generación de electricidad, en 1889 se inauguró la primera planta hidroeléctrica, que fue diseñada exclusivamente para la satisfacción de necesidades mineras, con capacidad de generación de 22 kilowatts (kW) en Batopilas, Chihuahua. En 1895, el empresario francés Arnold Vaquié, representante de la empresa Société du Necaxa, adquirió una concesión gubernamental para aprovechar los recursos hidráulicos del río Necaxa en el Estado de Puebla³.

En 1900 se estimó en 22.3 megawatts (MW) la capacidad de generación de electricidad instalada. De este total, 44% correspondía a plantas construidas por fábricas textiles de las ciudades de Orizaba, Veracruz; Monterrey, Nuevo León; y Atlixco, Puebla⁴. De esta manera la industria nacional percibió las

¹ <http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=108>

² <http://200.15.46216/inveyana/ecoycom/dec-01/electr1.htm>

³ <http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=108>

⁴ <http://200.15.46216/inveyana/ecoycom/dec-01/electr1.htm>

ventajas de electrificar sus respectivos sistemas productivos, particularmente la industria textil y el sector minero.

Entre 1887 y 1911 se organizaron en México 199 empresas de luz y fuerza motriz. Así, al final de este periodo la capacidad de generación instalada se elevó a 112 MW. Los estados que destacaron en la generación de electricidad fueron Puebla, Hidalgo, Guanajuato, San Luis Potosí, Nuevo León, México, Querétaro, Aguascalientes, Michoacán, Campeche, Jalisco, Chiapas, Zacatecas y Tabasco⁵.

En este proceso de electrificación masiva surgieron tres empresas poderosas: la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz (Mexican Light and Power Company Limited), la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas y la Compañía Eléctrica de Chapala.

La primera fue creada en 1902 con capital anglocanadiense, operaba en el centro del país incluyendo la Ciudad de México. En 1905 instaló la primera unidad de generación eléctrica de 8.203 MW en el río Necaxa, con base en la concesión que le transfirió Arnold Vaquié en 1903. Entre 1910 y 1920, se afianzó como la principal empresa eléctrica del país al adquirir las siguientes compañías: Luz Eléctrica S.A.; Electricidad S.A.; Explotadora de las Fuerzas Hidroeléctricas de San Idelfonso S.A.; Mexicana de Gas y Luz Eléctrica Limitada; Eléctrica Roberts S.A.; e Impulsora de Luz y Fuerza del Estado de Hidalgo S.A.⁶.

La segunda, era subsidiaria de la "American and Foering Power Company", la cual fue a su vez subsidiaria del consorcio estadounidense Electric Bond and Share. Su área de operación se concentró en el norte y sur del país a través de las siguientes siete empresas: Compañía Eléctrica Mexicana de Norte S.A.; Compañía Eléctrica Mexicana de Centro S.A.; Compañía Eléctrica Mexicana del

⁵ <http://200.15.46216/inveyana/ecoycom/dec-01/electr11.htm>

Sureste S.A.; Compañía Eléctrica Nacional S.A.; Compañía de Electricidad de Tampico S.A.; Compañía Nacional de Bienes Raíces S.A. y Compañía Eléctrica de Mérida S.A.⁷

La Compañía Eléctrica de Chapala, cuyo origen data de 1893, se ubicó en el occidente del país, particularmente en la ciudad de Guadalajara, Jalisco, a la cual le suministraba energía eléctrica mediante el aprovechamiento de las cascadas de Juanacatlán, ubicadas en el río Santiago. Junto con sus filiales Compañía Eléctrica Morelia, S.A.; Compañía Eléctrica Guzmán, S.A.; Compañía Hidroeléctrica Occidental, S.A.; y Compañía Eléctrica Manzanillo, S.A.; controlaban toda el área occidental⁸.

Dentro de este contexto se puede concebir que la industria eléctrica nacional, desde sus inicios, fue manejada por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz y la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas, que controlaban el 70% de la capacidad de generación eléctrica⁹, esto facilitó que dichas empresas se coludieran a tal punto que formaran un mercado monopolístico. Aunado a esto no existía una legislación específica en materia de energía eléctrica capaz de regular la producción, transmisión y distribución de electricidad, lo cual se reflejó en un suministro desigual de la electricidad al orientarse hacia un criterio de maximización del beneficio, ya que se concentraron primordialmente en los segmentos más redituables de la sociedad, es decir el sector industrial, desatendiendo del servicio a pequeñas ciudades y zonas rurales.

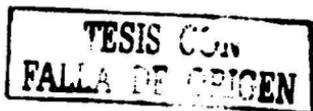
Fue hasta 1923 cuando el presidente Alvaro Obregón creó la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación de Fuerza (después llamada Comisión Nacional de Fuerza Motriz), cuyo objetivo era la de ejercer un control

⁶ Reséndiz Núñez, Daniel, "El sector eléctrico de México", Edit. Fondo de Cultura Económica - Comisión Federal de Electricidad, México 1994, p. 24.

⁷ <http://200.15.46216/inveyana/ecoycom/dec-01/electr1.htm>

⁸ Ibid, p. 27.

⁹ <http://www.energia.org.mx/bajar/doc/prd1.doc>



sobre la industria eléctrica, mediante la restricción de las ganancias excesivas y de las actividades monopólicas. A su vez llevó a cabo esfuerzos para disolver controversias entre las empresas y los consumidores, ya que el servicio proporcionado por dichas empresas era de mala calidad por las continuas y prolongadas interrupciones, así como por las variaciones que se presentaban en voltaje, y el alto precio de las tarifas, y propuso reformas a la legislación sobre aguas a fin de evitar el otorgamiento de títulos excesivamente generosos.

En 1926 se emitió el Código Nacional Eléctrico, primera obra legislativa en esta materia, donde se otorgaba al Gobierno Federal la facultad para reglamentar la generación, distribución y transmisión de la electricidad. Además se reformó la fracción X del artículo 73 de la constitución para otorgar al Congreso Federal la facultad de legislar en materia de electricidad.

El código previno como:

"exclusiva jurisdicción del poder federal, la reglamentación, regulación y vigilancia de la generación de energía eléctrica por medios industriales, así como el determinar los registros técnicos a que deben sujetarse la construcción, manejo y conservación de las instalaciones existentes o que se establezcan en la República para la generación, transformación, transmisión, distribución y utilización de dicha energía, a efecto de procurar el mejor aprovechamiento de ese elemento natural, proteger la vida de las personas y garantizar las propiedades¹⁰."

Para 1928, a través del Departamento de Control de la Industria Eléctrica (creado en sustitución de la Comisión Nacional de Fuerza Motriz), se declaró la industria eléctrica utilidad pública. Por otro lado se reguló con tarifas y se obligó a dichas empresas generadoras a firmar contratos de suministro con los consumidores.

¹⁰ Ibid, p. 19.

1.2 Creación de la Comisión Federal de Electricidad

A principios de la década de los treinta los diferentes tipos de usuarios llevaron a cabo manifestaciones de inconformidad contra las empresas eléctricas; particularmente en las ciudades de Saltillo y de San Luis Potosí se organizaron asociaciones de consumidores para demandar el mejoramiento del servicio y disminución del precio, llegando incluso a la suspensión de pagos¹¹. De esto se puede deducir que estos movimientos sociales fueron un factor determinante para que el Gobierno Federal jugara un papel más protagónico dentro de la industria eléctrica.

El 2 de diciembre de 1933, el Presidente sustituto, Abelardo L. Rodríguez, envió al Congreso de la Unión la iniciativa de Ley que decreta la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), pero dado el control monopólico que existía en la industria eléctrica por parte de dichas empresas (Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas y la Compañía Eléctrica de Chapala), se pospuso hasta el 14 de agosto 1937, durante el mandato de Lázaro Cárdenas del Río, la inauguración e inicio de operaciones de la CFE, cuya misión era la construcción de nueva infraestructura eléctrica y la adquisición de la existente¹².

El nacimiento de la CFE, aunado a la expropiación petrolera del 18 de marzo de 1938, así como el fomento de la banca de desarrollo, fueron los instrumentos principales en la política de cambio estructural, inducidas por el presidente Lázaro Cárdenas, con la finalidad de impulsar el programa de industrialización nacional.

¹¹ <http://www.energia.org.mx/bajar/doc/prd1.doc>

¹² Dicha Ley se promulgó en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937.

Durante la entrada en operación de la CFE, la capacidad instalada de electricidad en el país era de 629.98 MW¹³; dicha capacidad se suministraba a 7 millones de habitantes, es decir, el 38% de la población total, siendo esta la población urbana¹⁴, la cual podía pagar por el servicio.

En su inicio de operación la CFE se enfrentó serios problemas presupuestales, ya que no disponía con los recursos suficientes para emprender proyectos con gran capacidad de generación. Entre sus primeras obras se pueden mencionar: Teiloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xía, Oaxaca; y Ures y Altar, Sonora¹⁵.

Para 1939 promulgaron la Ley del Impuesto sobre Consumo de Energía Eléctrica¹⁶ y la Ley de la Industria Eléctrica¹⁷. Con respecto a la Ley del Impuesto sobre Consumo de Energía Eléctrica se estipulaba que a la CFE se le asignaría un ingreso derivado de un impuesto del 10% sobre el consumo de energía eléctrica¹⁸; en cambio, en la Ley de la Industria Eléctrica se estipulaba que:

"el abastecimiento de energía eléctrica es un servicio público que puede ser prestado por particulares mediante concesiones, obligando a los concesionarios a prestar el servicio en forma regular y continua para satisfacer las necesidades de los consumidores, quedando así establecida la atribución del poder público para controlar aquellos servicios prestados por particulares. Asimismo quedaron regulados el régimen de reversión al Estado de los bienes afectos a las concesiones; las causas de caducidad; las atribuciones de la autoridad en materia de inspecciones y supervisión; la vigilancia de la operación; el cumplimiento de las normas técnicas y legales aplicables; el régimen de sanciones; la limitación para

¹³ CD ROM "Introducción a CFE", versión 3.0, CFE - SUTERM, 1997

¹⁴ <http://www.ciepac.org/bulletins/200-300/bolec279.htm>

¹⁵ Ibid, CD ROM

¹⁶ En el Diario Oficial de la Federación del 16 de enero del mismo año.

¹⁷ En el Diario Oficial de la Federación del 11 de febrero del mismo año.

¹⁸ Ibid, CD ROM

que las concesiones sólo sean otorgadas a mexicanos o a sociedades mexicanas¹⁹.”

Con la promulgación de dichas leyes, el Gobierno Federal inició un proceso de nacionalización de la industria eléctrica. Dada esta circunstancia, las empresas privadas optaron por frenar sus inversiones, preocupándose exclusivamente por las actividades de mantenimiento y conservación de las instalaciones; esto se observó claramente en el casi nulo crecimiento de la capacidad instalada, el cual fue de 1% en el periodo de 1937 a 1943²⁰. Durante esta primera etapa de nacionalización de la industria eléctrica, el Gobierno Federal adquirió en el año de 1940 la Compañía Eléctrica de Chapala con todas sus filiales²¹.

Hacia 1946 la CFE tenía una capacidad instalada de 45.594 MW²², ello gracias a sus primeras obras de generación de energía eléctrica. Coyunturalmente en el ámbito internacional, culminaba la Segunda Guerra Mundial, siendo un factor más para que los grandes inversionistas privados dejaran a un segundo plano la inversión en la industria eléctrica nacional, por lo que la CFE emprendió una campaña de rescate a dichas empresas, en la cual ponía a disposición de estas la generación eléctrica con la finalidad de que la revendieran.

El 11 de enero de 1949, durante el mandato de Miguel Alemán, se expidió un decreto²³ a través del cual la CFE quedó constituida como un organismo público descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio; de esta manera amplió sus actividades, ya que incurriría en la planeación y ejecución de las obras, adquisición de instalaciones, participación en sociedades, organización

¹⁹ Reséndiz Núñez, Daniel, "El sector eléctrico de México", Edit. Fondo de Cultura Económica - Comisión Federal de Electricidad, México 1994, p. 20.

²⁰ Ibid, p. 21.

²¹ Ibid, p. 23.

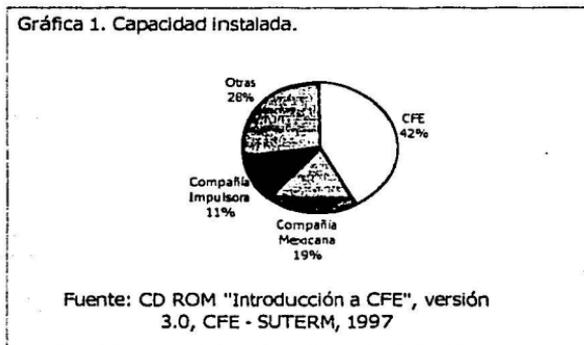
²² <http://www.ciepac.org/bulletins/200-300/bolec279.htm>

²³ Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación del 14 de enero de 1949.

de cooperativas de consumidores, intervención en actividades de electrificación y la posibilidad de firmar contratos y compromisos²⁴.

1.3 Nacionalización de la Industria Eléctrica

A principios de 1960 en el país existía una capacidad instalada de 3,021 MW, de los cuales la CFE aportaba 1,256 MW, la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz 585 MW, la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas 337, y el resto de las empresas 843 MW (dentro de estas empresas estaban consideradas las empresas privadas pequeñas con una aportación de 614 MW, empresas mixtas con 99 MW, y empresas públicas, que incluían la Nueva Compañía Eléctrica de Chapala, con 130 MW). En la Gráfica 1 se puede observar que la CFE se consolidó como una de las empresas más importantes para fines de la década de los cincuenta.



²⁴ CD ROM "Introducción a CFE", versión 3.0, CFE - SUTERM, 1997

Como se menciona anteriormente, el primer indicio de nacionalización de la industria eléctrica se presentó en 1940, con la adquisición de la Compañía Eléctrica de Chapala. No fue sino hasta 1960, durante el mandato de Adolfo López Mateos, cuando se llevaron a cabo las adquisiciones más importantes. El postulado bajo el cual López Mateos anunciaba la nacionalización de la industria eléctrica fue el siguiente: "tenemos que hacer de nuestra industria eléctrica un pilar en que se asiente el progreso y el desarrollo económico de México"²⁵.

De esta manera el 24 de abril de 1960 Nacional Financiera, S. A. Adquirió la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas en 70 millones de dólares mediante un pago inicial de 5 millones y un crédito a quince años²⁶. Sin embargo, el gobierno comprometió a dicha empresa a invertir ese dinero en México para evitar que todos esos dólares salieran del país²⁷.

El 27 de septiembre de 1960 el gobierno informó de la operación para adquirir el 95.62% de las acciones comunes y el 73.26% de las preferentes de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, por un precio de 52 millones de dólares²⁸. Con esta transacción el gobierno adquirió 19 plantas generadoras que servían al Distrito Federal y a los estados de Puebla, México, Michoacán, Morelos e Hidalgo; 16 plantas hidráulicas y 3 térmicas; 137 kilómetros de línea de transmisión de doble circuito trifásico en el sistema de 220 KW; dos subestaciones transformadoras de Cerro Gordo, México y El Salto, Puebla; 38 subestaciones receptoras conectadas a la red de transmisión de 85 y 60 KV; gran número de bancos transformadores; 4,500 kilómetros de líneas primarias de distribución de 6 KV; 11 mil transformadores de distribución con capacidad de 670 mil KVA; y 6,800 kilómetros de líneas de baja tensión. Entre las plantas hidroeléctricas se obtuvieron: Necaxa, Patla, Tezcapa, Lerma, Villada,

²⁵ Del Río Remus, Gabriel, "CONEXIÓN", Edit. Comisión Federal de Electricidad, Año 3, Número 10, Octubre 1997, México 1997.

²⁶ CD ROM "Introducción a CFE", versión 3.0, CFE - SUTERM, 1997

²⁷ <http://www.ciepac.org/bulletins/200-300/bolec279.htm>

²⁸ *Ibid*, CD ROM

Fernández Leal, Tilián, Juandó, Cañada, Alameda, Las Fuentes, Temascaltepec, Zictepec, Zepayautia y San Simón. Entre las plantas termoeléctricas: Nonoalco, Tacubaya y Lechería²⁹.

El 20 de octubre de 1960³⁰, Adolfo López Mateos, envió una iniciativa para adicionar el siguiente texto³¹ al párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos:

“Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, 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 fines³².”

Así, en 1960, los activos propiedad del gobierno, incluyendo los de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza y Asociadas y los de las empresas eléctricas entonces propiedad de Nafinsa, representaban 94% del total de la capacidad instalada en el país, para la atención del servicio público de energía eléctrica.

1.4 Expansión del Sector Eléctrico

Los activos fijos y obra en proceso que en 1960 se incrementaron a 569 millones de dólares, generaron una importante elevación de los registros contables del sector. Durante toda la década de los sesenta, la industria eléctrica estuvo inmersa en un proceso de nacionalización e integración. Durante este periodo la inversión física del sector se incrementó hasta 2,091 millones de dólares, creciendo a un promedio anual cercano a 16%. Lo anterior

²⁹ <http://www.ciepac.org/bulletins/200-300/bolec279.htm>

³⁰ CD ROM “Introducción a CFE”, versión 3.0, CFE – SUTERM, 1997

³¹ Diario Oficial de la Federación del 23 de diciembre de 1960

³² “Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos”, Ed. Porrúa, México

permitió incrementar la capacidad instalada del sector eléctrico nacional de 2,308 MW a 5,517 MW, es decir, la capacidad se incrementó 139% durante el periodo 1960-1969.

El periodo de 1970-1977 se caracterizó por el fuerte crecimiento del volumen de ventas de energía eléctrica y porque el gasto correspondiente a los principales insumos mantuvo su participación respecto del total del productos obtenidos por la operación. La capacidad de generación instalada prácticamente se duplicó al pasar de 6,068 MW en 1970 a 12,092 MW en 1977, crecimiento que tuvo lugar en menor proporción, 46%, por el aumento en la capacidad de generación hidroeléctrica, y en la termoeléctrica en 159%; destaca en este periodo la utilización de las tecnologías de ciclo combinado, turbogás y geotermoeléctrica.³³

Entre las hidroeléctricas que sobresalieron durante la década de los años sesenta se encuentran algunas de las regiones Balsas-Santiago, Papaloapan, y Grijalva. Ahí están Mazatepec, en Puebla, con cuatro unidades de 55 MW; Infernillo, en Guerrero, y sus 1,000 MW en seis unidades, así como las cuatro primeras unidades de Malpaso, en Chiapas. En el decenio de los setenta comenzaron a generar centrales como José María Morelos (Villita), en Lázaro Cárdenas, Michoacán, con 304 MW, y la Belisario Domínguez (Angostura), en Chiapas, provista de 900 MW en cinco unidades. A lo largo de los años ochenta entraron en operación las hidroeléctricas Manuel Moreno Torres (Chicoasén), con 1,500 MW; Carlos Ramírez Ulloa (Caracol), en Guerrero, dotada de 600 MW en tres unidades; A. Albino Corzo (Peñitas), en Chiapas, con 420 MW en cuatro unidades. Durante la década de los noventa empezaron a trabajar las centrales Profesor Raúl J. Marsal (Comedero), en Sinaloa, con 100 MW; Valentín Gómez Farías, en Jalisco, con 240 MW; Aguamilpa, en Nayarit, con 960

³³ Reséndiz Núñez, Daniel, "El sector eléctrico de México", Edit. Fondo de Cultura Económica - Comisión Federal de Electricidad, México 1994, p. 258.

MW; Luis Donald Colosio Murrieta (Huites), en Sinaloa, con 422 MW, e Ingeniero Fernando Hiriart Valderrama (Zimapán), en Hidalgo, con 292 MW.

Por otro lado, las termoeléctricas también aumentaron su capacidad tanto en cantidad como en tecnología. Durante la década de los sesenta ya producían energía plantas como Monterrey, en sus primeras tres unidades; Poza Rica, con 117 MW; Presidente Juárez, tres unidades de 75 MW cada una. Una década después comenzaron a operar las termoeléctricas C. Rodríguez Rivero (Guaymas II), en Sonora, con 168 MW en sus primeras dos unidades; Salamanca, provista de 916 MW; Altamira con 800 MW, y Francisco Pérez Ríos (Tula), con 1,200 MW, por citar algunas. A lo largo de los años ochenta se sumaron la Manuel Álvarez Moreno, en Manzanillo, con 1,200 MW; Manzanillo II, con dos unidades de 350 MW; Puerto Libertad, en Sonora, con 632 MW, y Villa de Reyes, en San Luis Potosí, con 700 MW. Durante la década de los 90 entraron en operación la Adolfo López Mateos, en Tuxpan, Veracruz, con 2,100 MW, y la Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco), con la misma capacidad.

Las carboeléctricas tienen dos exponentes: José López Portillo (Río Escondido), con 1,200 MW, y Carbón II, con 1,400 MW, ambas localizadas en Coahuila. La primera empezó a producir en 1982 y la otra durante 1993.

En 1959, la CFE decidió emplear la geotermia. Empezó en Cerro Prieto, Baja California; continuó en Los Azufres, Michoacán, y prosiguió en Los Humeros, Puebla. El avance en este tipo de plantas ha sido significativo, ya que México ocupa el tercer lugar en capacidad instalada con 753 MW.

Con respecto a la energía nuclear, la CFE inició operaciones el 5 de septiembre de 1990 con la planta de Laguna Verde y su capacidad inicial de 654 MW. Actualmente cuenta con 1,300 MW. Con la central La Venta, en Juchitán, Oaxaca, la nación aprovecha la energía del viento para generar electricidad. El

10 de noviembre de 1994 puso en operación siete aerogeneradores dotados de una capacidad total de 1.5 MW.

A partir de 1975 se emplean las instalaciones de ciclo combinado en Dos Bocas, Veracruz, con 400 MW. Otras plantas de este tipo son Gómez Palacio, Huinalá, El Sauz, Felipe Carrillo Puerto. Mientras las plantas turbogás tuvieron su auge en los años setenta a mediados de la década de los noventa suman 1,682 MW.³⁴

En 1975 se emitió la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), mediante la cual se unificó el servicio en una sola entidad: la Comisión Federal de Electricidad. Se le asignó la responsabilidad de llevar a cabo todas las actividades relacionadas con la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica; prestar el servicio público en su totalidad; realizar la planeación integral del sistema eléctrico nacional; llevar a cabo las obras, instalaciones y trabajos que requieran la adecuada planeación, operación y mantenimiento del Sistema Eléctrico Nacional. Adicionalmente se amplió el objetivo de la empresa, facultándola para prestar servicios científicos, tecnológicos y de asesoramiento; así como la obligación de formular planes de operación, inversión y financiamiento a corto, mediano y largo plazos.³⁵

En 1983, el gobierno modificó dicha ley para facilitar el autoabastecimiento y permitir la cogeneración en establecimientos que aprovecharan la electricidad generada para satisfacer sus propias necesidades.

³⁴ Del Río Remus, Gabriel, "CONEXIÓN", Edit. Comisión Federal de Electricidad, Año 3, Número 10, Octubre 1997, México 1997, p. 29.

³⁵ Rodríguez Padilla, Víctor, "Impacto de la reforma económica sobre las inversiones de la industria eléctrica en México: el regreso del capital privado como palanca de desarrollo", Serie: Reformas Económicas 18, febrero de 1999, p. 11.

1.5 Reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

A principios de la década de los noventa, la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) y la Comisión Federal de Electricidad, se dieron a la tarea de diseñar esquemas para permitir a los particulares participar ampliamente en la generación de electricidad y en forma restringida en la transmisión y transformación del fluido eléctrico.

La negociación del Tratado de Libre Comercio del América del Norte (TLCAN) fue la oportunidad para iniciar la desregulación y liberalización en la industria eléctrica, hasta entonces cerrada y protegida. Las negociaciones iniciaron en 1991 y finalizaron en el tercer trimestre de 1992. Entre los acuerdos alcanzados se estableció que las empresas estadounidenses y canadienses podrían en México adquirir, establecer u operar plantas de generación de tres tipos: para autoabastecimiento, para aprovechar el calor de los procesos industriales (cogeneración) y para vender toda la electricidad generada a la Comisión Federal de Electricidad (producción independiente).

Debido a que en la Constitución se establece que el Estado posee derechos exclusivos en la generación, transformación y abastecimiento de energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, se procedió a redefinir este concepto, modificando la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica³⁶, por lo que quedó de la siguiente manera³⁷:

"No se considera servicio público:

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

³⁶ Diario Oficial de la Federación del 23 de diciembre de 1992.

³⁷ Artículo 3 de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica.



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

La reglamentación de dichas actividades están estipuladas en el Reglamento de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, en el cual se establece un régimen de permisos otorgados por la autoridad competente, siendo esta la Comisión Reguladora de Energía (CRE). En el capítulo 2 se estudiará cada una de los esquemas de generación de energía eléctrica.

A finales de 1993, el gobierno creó la Comisión Reguladora de Energía; sin embargo, sus actividades se limitaron a las de consulta en materia de electricidad. Entre las atribuciones actuales de la CRE se cuentan las siguientes:

- A nivel de energía eléctrica: aprobar metodologías para el cálculo de precios de la electricidad que CFE adquiera de productores externos y por el cargo por servicios de transmisión; participar en la determinación de tarifas; verificar que se adquiera la energía eléctrica de menor costo para la prestación del servicio público.

- A nivel de gas natural: determinar precios y aprobar términos y condiciones de la venta del gas producido por PEMEX, así como de las tarifas y prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución.³⁸

Por otro lado, la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal fue reestructurada en 1995. Por una parte fue liberada del papel de fungir como autoridad tutelar de la industria minera y del conjunto de empresas públicas; por otra parte, las actividades de regulación a su cargo fueron transferidas a la CRE. En adelante debía encargarse únicamente del diseño y puesta en marcha de la política energética y se cambió de nombre por el de Secretaría de Energía. A principios de 1996, se dotó de una Unidad de Promoción de Inversiones con la finalidad de fomentar y coordinar el proceso de participación de las empresas privadas nacionales y extranjeras en materia de energía eléctrica y gas natural.

La reforma a la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica no sólo abrió las puertas al sector privado para actuar como propietarios y operadores de infraestructura, sino que también le dio la posibilidad de participar en el financiamiento y en la realización de las obras a cargo de CFE. Antes de la reforma se contrataba en forma separada obras y actividades, para que al sumarlas se lograran los objetivos propuestos; los recursos financieros provenían de las tarifas, créditos externos contratados por el gobierno federal, especialmente proveniente de organismos financieros internacionales, contratación de deuda interna o de transferencias gubernamentales extraordinarias.

Con las reformas surgieron los contratos "llave en mano" para la construcción de centrales, subestaciones, líneas de transmisión y equipos adicionales. Dichos

³⁸ Rodríguez Padilla, Víctor, "Impacto de la reforma económica sobre las inversiones de la industria eléctrica en México: el regreso del capital privado como palanca de desarrollo", Serie: Reformas Económicas 18, febrero de 1999, p. 27.

contratos, también llamados Construcción-Arrendar-Transferir (CAT o BLT por sus siglas en Inglés Built-Lease-Transfert), surgieron inicialmente a través de una normatividad autorizada por la Comisión Intersecretarial de Gasto y Financiamiento denominada: Lineamientos para la Realización de Proyectos Termoeléctricos con Recursos Extrapresupuestales.

Este instrumento se perfeccionó, y en 1997 se empezó a utilizar el esquema de Proyectos de Inversión Diferida en el Registro del Gasto (PIDIREGAS), que incorpora dentro de las obligaciones de los interesados obtener los financiamientos necesarios para la realización del proyecto por el cual concursan, quedando el monto de tales financiamientos junto con sus accesorios financieros como costos indirectos dentro del valor de sus posturas.

CAPÍTULO 2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

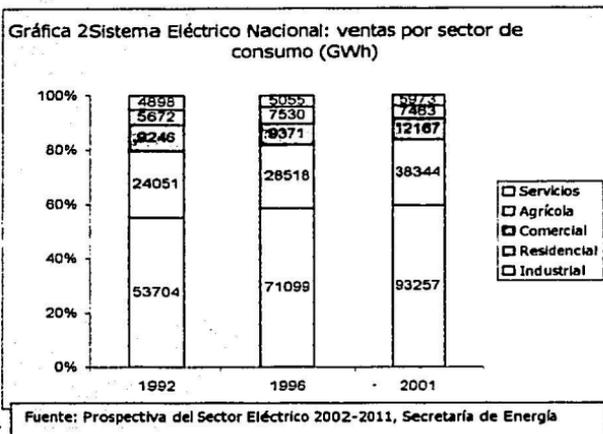
2.1 Consumo Nacional de Electricidad y Ventas del Sector Público

En el 2001, el sector público registró 24.8 millones de usuarios agrupados en cinco sectores, que demandaron en conjunto 157,204 gigawatts hora (GWh). Los sectores más dinámicos en las ventas de electricidad fueron el industrial y el residencial. Las ventas internas de electricidad durante los últimos 10 años crecieron a una tasa promedio anual de 5.2%, al pasar de 97,570 GWh a 157,204 GWh, cifra igual al crecimiento observado del consumo nacional en igual periodo. La evolución de las ventas en los sectores industrial y residencial fue muy similar, al registrar incrementos de 5.8% y 5.7% en promedio anual, respectivamente durante el periodo señalado, por encima de la media nacional. (Ver Gráfica 2.)

Los clientes residenciales representaron 88.0% del total, y demandaron 24.4% de las ventas totales de energía eléctrica; mientras que el sector industrial consumió casi 60% de la electricidad producida en 2001 con 0.5% de los usuarios. (Ver Cuadro 1.)

Las ventas de energía eléctrica de los sectores comercial y servicios registraron tasas de crecimiento inferiores a la media nacional, 3.6% y 2.4% respectivamente. El sector agrícola, obtuvo el menor crecimiento durante el periodo 1992-2001 con 1.4% promedio anual.³⁹

³⁹ "Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011", Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, p. 38.



Cuadro 1.
Usuarios, ventas e ingresos del sector público, 2001

Sector	Usuarios (miles)	Ventas (GWh)	Ingresos (millones de pesos)
Total	24,850	157,204	99,592.5
Residencial	21,872	38,344	23,289.2
Comercial	2,612	12,167	15,845.2
Servicios	141	7,463	6,772.1
Agrícola	96	5,973	2,338.0
Industrial	129	93,257	51,338.0

Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011, Secretaría de Energía

En la Figura 1 se puede observar como esta integrado el Sistema Eléctrico Nacional, así como la tasa de crecimiento media anual de cada una de las

regiones y la tasa de crecimiento media anual nacional de ventas de electricidad.



2.2 Esquemas de Generación de Energía Eléctrica

Dado el incremento en el consumo de energía eléctrica, en 1992 se llevaron a cabo reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, donde permitió que la inversión privada fuera participe en la generación de energía eléctrica. Entre los esquemas de generación que se pueden mencionar se encuentran:

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

1) Autoabastecimiento

Según el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Capítulo IX, referente a las Actividades que no constituyen Servicio Público, en la Sección Sexta Del Autoabastecimiento, se menciona que:

"De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36⁴⁰, fracción I, de la Ley, se entiende por autoabastecimiento la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo cuando:

- I. La energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios, y
- II. El permisionario se comprometa expresamente a utilizar la energía eléctrica exclusivamente dentro de los perímetros autorizados por la Secretaría.⁴¹"



⁴⁰ "La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso:

- I. De autoabastecimiento de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales, siempre que no resulte inconveniente para el país a juicio de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Para el otorgamiento del permiso, se estará a lo siguiente:
 - a) Cuando sean varios los solicitantes para fines de autoabastecimiento a partir de una central eléctrica, tendrán el carácter de copropietarios de la misma o constituirán al efecto una sociedad cuyo objeto sea la generación de energía eléctrica para la satisfacción del conjunto de las necesidades de autoabastecimiento de sus socios. La sociedad permisionaria no podrá entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales que no fueren socios de la misma al aprobarse el proyecto original que incluya planes de expansión, excepto cuando se autorice la cesión de derechos o la modificación de dichos planes;
 - b) Que el solicitante ponga a disposición de la Comisión Federal de Electricidad sus excedentes de producción de energía eléctrica, en lo terminos del artículo 36-Bis."

⁴¹ Artículo 101 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

2) Cogeneración

Según el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Capítulo IX, referente a las Actividades que no constituyen Servicio Público, en la Sección Séptima De la Cogeneración, se menciona que:

"De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 36, fracción II⁴², de la Ley, se entiende por cogeneración:

- I. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambas;
- II. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o
- III. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.⁴³"

3) Producción Independiente

Según el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Capítulo IX, referente a las Actividades que no constituyen Servicio Público, en la Sección Octava De la Producción Independiente, se menciona que:

⁴² II. De Cogeneración, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualesquiera de los casos:

- a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.
- b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del artículo 36-Bis."

⁴³ Artículo 103 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.



"Se considera producción independiente, la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la Comisión o a la exportación."⁴⁴

"En el caso de la energía destinada exclusivamente a la Comisión, el proyecto respectivo deberá estar incluido previamente en la planeación y en el programa correspondiente de dicho organismo, o ser equivalente."⁴⁵

4) Pequeña Producción

Según el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Capítulo IX, referente a las Actividades que no constituyen Servicio Público, en la Sección Novena De la Pequeña Producción, se menciona que:

"Se entiende por pequeña producción la generación de energía eléctrica destinada a:

- I. La venta a la Comisión de la totalidad de la electricidad generada, en cuyo caso los proyectos no podrán tener una capacidad total mayor de 30 MW en un área determinada por la Secretaría;
- II. El autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica, en cuyo caso los proyectos no podrán exceder de 1 MW, y
- III. La exportación, dentro del límite máximo de 30 MW."⁴⁶

5) Generación de energía eléctrica destinada a la exportación

Según el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Capítulo IX, referente a las Actividades que no constituyen Servicio Público, en la Sección Décima De la generación de energía eléctrica destinada a la exportación, se menciona que:

⁴⁴ Artículo 108 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

⁴⁵ Artículo 110 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

"La Secretaría podrá otorgar permisos de generación de energía eléctrica para destinarse a la exportación, a través de proyectos de cogeneración, producción independiente y pequeña producción, que cumplan con las disposiciones legales y reglamentarias aplicables según los casos.⁴⁷"

6) Utilización de energía eléctrica de importación

Según el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Capítulo IX, referente a las Actividades que no constituyen Servicio Público, en la Sección Undécima De la utilización de energía eléctrica de importación, se menciona que:

"La Secretaría podrá otorgar permisos para adquirir energía eléctrica proveniente de plantas generadoras establecidas en el extranjero mediante actos jurídicos celebrados directamente entre el abastecedor de la electricidad y el consumidor de la misma.⁴⁸"

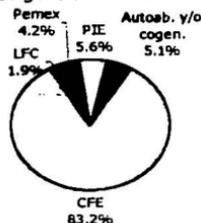
La provisión del servicio de energía eléctrica en gran escala consta de las siguientes actividades: generación, despacho, transmisión, distribución y comercialización. Estas actividades, por disposición de ley son competencia exclusiva de la CFE y de Luz y Fuerza del Centro (LFC), cuando tengan por objeto la prestación del servicio público. CFE tiene a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional, salvo en el Distrito Federal y parte de los estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla, áreas atendidas por LFC.

La capacidad actual de generación de energía eléctrica del sector en su conjunto es de 43,534 MW, de la cual, el 83.3% corresponde a la CFE, 2% a LFC, 4.2% a Petróleos Mexicanos, 5.6% a Productores Externos de Energía Eléctrica y 5% de cogeneración y autoabastecimiento. (Ver Gráfica 3.)

⁴⁶ Artículo 111 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

⁴⁷ Artículo 116 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Gráfica 3. Capacidad de generación actual



Fuente: Propuesta de modernización. Sector Eléctrico. 2002.

2.3 Descripción de Tecnologías para la Generación de Energía Eléctrica

Dada la fuerte dependencia por los hidrocarburos para la generación de energía eléctrica se opta por crear diferentes tipos de tecnologías para generar electricidad.

1) Centrales Termoeléctricas Convencionales

Este tipo de centrales utilizan como combustible primario el combustóleo para aquellas unidades que se localizan alejadas de las ciudades, y gas natural para aquellas unidades ubicadas cerca de las ciudades. El proceso de generación de energía eléctrica se describe a continuación: la caldera o generador de vapor transforma el poder calórico del combustible en energía térmica, la cual es aprovechada para llevar el agua a la fase de vapor. Este vapor, al ser sobrecalentado, se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en mecánica, que se transmite al generador para producir energía eléctrica. Para el sistema de enfriamiento, este tipo de centrales requieren de gran cantidad de agua.⁴⁹

⁴⁸ Artículo 120 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

⁴⁹ Reséndiz Núñez, Daniel, "El sector eléctrico de México", Edit. Fondo de Cultura Económica - Comisión Federal de Electricidad, México 1994, p. 76.

2) Centrales Turbogás

Estas unidades utilizan como combustible primario gas natural o diesel, y entre los modelos más avanzados pueden utilizar combustóleo o petróleo crudo. La generación de energía eléctrica en las unidades turbogás se logra aprovechando directamente, en los álabes de la turbina, la energía cinética que resulta de la expansión de aire y gases de combustión, comprimidos y a altas temperaturas. La turbina está acoplada al rotor del generador dando lugar a la producción de energía eléctrica.

Desde el punto de vista de operación, el breve tiempo de arranque y la versatilidad para seguir las variaciones de la demanda, hacen a las turbinas de gas ventajosas para satisfacer cargas de horas pico y proporcionar capacidad de respaldo al sistema eléctrico.⁵⁰

3) Centrales de Ciclo Combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez terminado el ciclo de generación en las unidades turbogás, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura. En las centrales de ciclo combinado, esta energía se utiliza para calentar agua llevándola a la fase de vapor, que se aprovecha para generar energía eléctrica adicional, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas térmicas convencionales.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construir las en dos etapas. La primera, turbogás, puede ser terminada en un plazo breve e

⁵⁰ Ibid, p. 77.

inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se puede terminar la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

4) Centrales Diesel

Este tipo de centrales utilizan como combustible una mezcla de combustóleo y diesel. De acuerdo con la información de los fabricantes de los equipos, hoy en día y dependiendo de la calidad del combustóleo, las unidades pueden consumir este combustible puro o mezclado con diesel.

La tecnología diesel sigue el principio de los motores de combustión interna: aprovecha la expansión de los gases de combustión para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador.⁵¹

5) Centrales Carboeléctricas

Las centrales carboeléctricas prácticamente no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso del carbón como combustible y que los residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que en el caso de las termoeléctricas convencionales, que utilizan combustibles líquidos o gaseosos.

En las centrales que utilizan carbón con alto contenido de azufre es necesario instalar equipos de control de emisiones (desulfuradores). Se definen tres centrales básicas:

- I. Carboeléctrica sin desulfurador y sin quemadores duales, utilizando carbón con alto contenido de cenizas.
- II. Carboeléctrica sin desulfurador y con quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón con un contenido de azufre de menos de 1 por ciento.

- III. Carboeléctrica con desulfurador y quemadores duales para carbón y combustóleo. El combustible primario es carbón con un contenido de azufre de menos de 2.6 por ciento.⁵²

6) Centrales Nucleoeléctricas

En una central nuclear, como en una central térmica convencional, la energía calorífica liberada por el combustible se transforma en energía mecánica y después en energía eléctrica. El calor producido hace que el agua se vaporice y el vapor formado es enviado a la turbina que hace funcionar un generador para obtener finalmente la energía eléctrica. Sin embargo, en una central térmica clásica, el calor proviene de la combustión con el oxígeno del aire de un combustible fósil como el carbón, combustóleo, gas, etc., dentro de la caldera, mientras que en una central nuclear, el calor proviene de la fisión de los núcleos de uranio dentro de un reactor nuclear. El calor producido dentro del reactor es recogido por un fluido que pasa alrededor del combustible y que se llama "refrigerante" o fluido "portador de calor".

El vapor que alimenta la turbina puede ser producido directamente dentro del reactor o mediante el uso de un intercambiador, pero en todos los casos ese vapor, después de entrar a la turbina, pasa por un condensador donde se enfría al entrar en contacto con los tubos dentro de los cuales pasa el agua de enfriamiento que se toma del mar, de un río o bien de los acuíferos subterráneos. El circuito agua-vapor es un circuito cerrado, completamente independiente del circuito de enfriamiento del mar, río o pozos.

El núcleo del reactor es la región donde tiene lugar la reacción nuclear exotérmica y es comparable al hogar de una caldera, ya que allí se produce el calor. Los principales elementos que constituyen el núcleo son el combustible,

⁵¹ Ibid, p. 80.

⁵² Idem.

el moderador y el refrigerante. Las variantes que se presentan en estos tres elementos dan lugar a distintos tipos de reactores.

- I. Reactores de agua ligera. Utilizan precisamente el agua como moderador y refrigerante, y como combustible el uranio enriquecido.
- II. Reactores de agua pesada. Utilizan como combustible uranio natural y como moderador y refrigerante el agua pesada: D_2O , donde la D corresponde al isótopo deuterio del hidrógeno.⁵³

7) Centrales Geotermoelectricas

La energía geotérmica, como su nombre lo indica, es energía calorífica proveniente del núcleo de la tierra, la cual se desplaza hacia arriba en el magma que fluye a través de las fisuras existentes en las rocas sólidas y semisólidas del interior de la tierra, alcanzando niveles cercanos a la superficie, donde, si se encuentran las condiciones geológicas favorables para su acumulación, se mantiene y se transmite a los mantos acuíferos del subsuelo.

Por medio de pozos específicamente perforados, esta agua subterránea, que poseen una gran cantidad de energía térmica almacenada, se extraen a la superficie transformándose en vapor que se utiliza para la generación de energía eléctrica.

Este tipo de central opera con principios análogos a los de una termoelectrica convencional, excepto en la producción de vapor, que en este caso se extrae del subsuelo. La mezcla de agua-vapor que se obtiene del pozo se envía a un separador; el vapor ya seco se dirige a la turbina donde se transforma su energía cinética en mecánica y esta, a su vez, se transforma en electricidad en el generador.⁵⁴

⁵³ Ibid, p. 81.

⁵⁴ Ibid, p. 84.

8) Centrales Hidroeléctricas

La energía hidráulica es la energía potencial de las masas de agua de los ríos y lagos. En los cursos naturales del agua, la energía hidráulica se disipa en remolinos, erosión de las riveras y causes, choques y arranque de material de las rocas sueltas y en los ruidos del torrente. Para extraer esta energía y convertirla en energía mecánica utilizable, es preciso eliminar las pérdidas naturales creando un cauce artificial donde el agua fluya con pérdidas mínimas y, finalmente, convertir la energía potencial disponible en energía mecánica por medio de máquinas apropiadas como turbinas o ruedas hidráulicas. Debido a esto, los aprovechamientos hidroeléctricos se realizan en sitios específicos que reúnen las características técnicas, económicas, ambientales y sociales para la construcción y operación de la central.

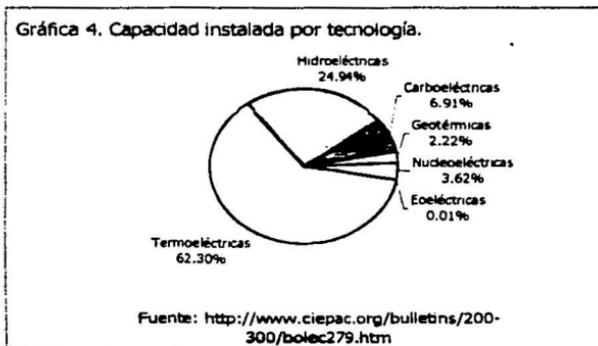
En el aprovechamiento por derivación, las aguas se desvían en un punto determinado del río y se conducen por medio de un canal o túnel con una pequeña pendiente para que el agua pueda circular; al final del canal se instala una cámara de presión que sirve de arranque a la tubería forzada y esta conducción lleva el agua siguiendo el flanco del valle hasta las turbinas hidráulicas situadas en el extremo inferior donde se restituye el cauce del río.

En el aprovechamiento por retención, el agua se almacena en una presa creando un desnivel o carga hidráulica desde la superficie del agua hasta la base de la cortina. El agua se conduce a través de la tubería de presión hasta las turbinas localizadas a pie de la presa.

A lo largo de un río se suelen instalar varias centrales en cascada, con el fin de aprovechar el salto disponible; cada una de ellas recibe directamente el agua

turbinada por la central superior así como eventualmente las aportaciones de los afluentes intermedios.⁵⁵

Al iniciar el año 2002, en México existían 159 centrales generadoras de energía en el país, en las cuales se incluyen los Productores Independientes de Energía. Todas estas centrales tenían una capacidad instalada de 37,650 MW. De esta capacidad instalada el 62.3% proviene de las termoeléctricas, el 24.94% proviene de hidroeléctricas, el 6.91% de centrales carboeléctricas, el 2.22% de geotérmicas, el 3.62% de la nucleoelectrica de Laguna Verde, y el 0.01% de eolésctrica. Esto se puede observar en la Gráfica 4.



2.4 Esquemas de Financiamiento para la Comisión Federal de Electricidad

En el año de 1997 empezó a operar un esquema de financiamiento para los agentes privados que invierten en el sector energético, incluido el eléctrico, llamado "Proyecto de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el

⁵⁵ Ibid, p. 74.

Programa de Gasto" también conocido como "Proyecto de Infraestructura Productiva de Largo Plazo" o PIDIREGAS, los cuales se definen como: aquellas inversiones que realizan algunas entidades del sector paraestatal bajo control presupuestario directo, con financiamiento privado de largo plazo, para construir activos generadores de ingreso cuyo impacto presupuestario se difiere en los subsiguientes ejercicios fiscales.

El diseño de los PIDIREGAS se inició a raíz de la crisis financiera de 1994-1995, con el objeto de hacer participar a la iniciativa privada en proyectos de infraestructura productiva, para que el Gobierno Federal pudiera liberar recursos presupuestarios destinados a fortalecer el gasto para el desarrollo social. Para su puesta en práctica, el poder ejecutivo promovió una serie de reformas legales y reglamentarias. En 1995 fueron reformadas la Ley General de Deuda Pública, en su artículo 18; y la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, en su artículo 30. En 1996 se modificó el Reglamento de la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal, en su artículo 38-B. Ese mismo año se emitió la circular NIF-09, que es la Norma para el Tratamiento Contable de las Inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva con Impacto Presupuestal Diferido en las Entidades Paraestatales de la Administración Pública Federal.

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

Los proyectos se pagan con los ingresos de su propia operación; para ser financiables requieren la firma de un contrato en el que está de por medio el

producto o la obra. El estado asume el riesgo de la inversión porque CFE firma el contrato como aval, mientras que los inversionistas recuperarán su inversión en el plazo pactado.

En el esquema PIDIREGAS existen dos modalidades⁵⁶:

I. Los de inversión directa. Se ejecutan a través de contratos:

- **Construir-Arrendar-Transferir (CAT):** En este esquema el contratista financia, construye y conserva la propiedad de la planta o instalación, entregándola a CFE para su operación mediante un contrato de arrendamiento de largo plazo y transfiriendo la propiedad al término del periodo pactado. Esta modalidad ha sido utilizada por la CFE para construir centrales de generación y líneas de transmisión y subestaciones de transformación. Por sus características, esta modalidad requiere un vehículo financiero, generalmente un fideicomiso constituido por el contratista para contraer el financiamiento requerido, de manera que dicho vehículo es quien se obliga ante la institución financiera y retiene la propiedad de las instalaciones. En el curso de 1998 la CFE dejó de aplicar este esquema que venía utilizando desde el inicio de la década pasada, para reemplazarlo por el de Obra Pública Financiada, con el fin de limitar el financiamiento del contratista a la etapa de construcción, pues se consideraba que el organismo podía ya obtener términos más favorables en la contratación de los financiamientos de largo plazo.
- **Construcción-Operación-Transferencia (COT):** En este esquema el contratista construye y opera las instalaciones, pero transfiere la propiedad de las mismas al término del contrato. El contratista asume

⁵⁶ CEPAL, "Retos y posibles soluciones para el sector energético mexicano", 20 de diciembre de 2001.

la responsabilidad de la operación de las instalaciones a través de un contrato de prestación de servicios de largo plazo. La transferencia final de los bienes se realiza a título gratuito y no se considera inversión pública. La terminal de carbón de la CFE (que comprende la recepción, descarga, manejo, almacenamiento, mezcla, transporte y entrega de carbón a la central de Petacalco).

- **Construcción-Operación:** Es similar al contrato COT. La diferencia estriba en que al término del contrato no se transfieren las instalaciones al organismo. En esta modalidad se construyó el gasoducto que surte a la central de Samalayuca, así como el gasoducto Ciudad PEMEX-Valladolid (Mayacan) que alimenta las centrales de la península de Yucatán. La CFE firmó un contrato de largo plazo con los dueños de las tuberías para el transporte del combustible.

II. Los de inversión condicionada. Esta modalidad presenta dos esquemas de inversión:

- **Productores Independientes de Energía (PIE):** Bajo este esquema el contratista construye, opera y mantiene la propiedad de las instalaciones. El proyecto es financiable porque se firma un contrato de largo plazo mediante el cual la CFE se compromete a abonar al contratista pagos fijos por tener a su disposición la capacidad de generación, así como pagos variables por la energía entregada a la red de acuerdo con el despacho de carga. El pago por capacidad es del tipo toma o paga (*take or pay*), es decir, el organismo se compromete a pagar por la capacidad de generación disponible, independiente de si es o no es despachado. La CFE está utilizando este esquema para el desarrollo de nuevos proyectos de generación.

Con este esquema se han realizado 19 proyectos en el periodo 1996-2000.

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

La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) ha hecho estimaciones sobre la inversión financiada directa y condicionada de los PIDIREGAS para el periodo 1996-2040, la cual ascenderá a 210,481.9 millones de pesos de 2003, donde el 56.6%, es decir, 119,202.5 millones de pesos de 2003, corresponde a inversión directa, y el 43.4% restante corresponde a la inversión condicionada. (Véase Cuadro 2).

Cuadro 2.

Flujos anuales estimados de inversión financiada directa y condicionada de los Pidiregas de CFE, 1996-2040. (millones de pesos del 2003)

	1996 - 2040		1996 - 2003 ^{1/}		2003		2004 - 2040 ^{2/}	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Inversión financiada total	210,481.90	100%	119,960.90	100%	25,247.80	100%	90,521.00	100%
Inversión directa	119,202.50	56.6%	66,507.70	55.4%	21,661.50	85.8%	52,694.80	58.2%
Inversión condicionada	91,279.40	43.4%	53,453.20	44.6%	3,586.30	14.2%	37,826.20	41.8%

Fuente: Elaborado por la División de Economía y Comercio del Servicio de Investigación y Análisis de la Cámara de Diputados con información de la SHCP, Tomo IV del Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2003.

^{1/} Los montos para el periodo 1996-2002 son los aprobados en el Presupuesto de Egresos de la Federación para cada uno de estos ejercicios fiscales. Para el caso del 2003 se tomó del Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2003.

^{2/} Para los años 2004-2040 los montos fueron estimados por la SHCP.

Con respecto a la inversión directa, la SHCP tomó en cuenta las inversiones realizadas durante 1996-2002 para determinar el monto de amortización y de intereses durante dicho periodo. Se puede observar que el pago por concepto de intereses es mayor al concepto por amortización en un 40.71%, lo que

implica un alto costo por concepto de inversión directa vía PIDIREGAS. En cambio, en la estimación realizada para el periodo 2004-2040 se maneja un monto por concepto de intereses del 38.5% sobre el monto total. (Véase Cuadro 3).

Cuadro 3.
Estimaciones de pago de amortización e intereses de inversión financiada directa de los Pidiregas de CFE, 1996-2040. (millones de pesos)

	1996 - 2040		1996 - 2003 ¹⁷		2004 - 2040 ²¹	
	Monto	%	Monto	%	Monto	%
Total	199,736.00	100%	17,885.00	100%	181,851.00	100%
Amortización	119,202.50	59.7%	7,430.20	41.5%	111,772.30	61.5%
Intereses	80,533.50	40.3%	10,454.80	58.5%	70,078.70	38.5%

Fuente: Elaborado por la División de Economía y Comercio del Servicio de Investigación y Análisis de la Cámara de Diputados con información de la SHCP, Tomo IV del Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2003.
¹⁷ Los montos para el periodo 1996-2002 son los aprobados en el Presupuesto de Egresos de la Federación para cada uno de estos ejercicios fiscales. Para el caso del 2003 se tomó del Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2003.
²¹ Para los años 2004-2040 los montos fueron estimados por la SHCP.

De las estimaciones realizadas por la SHCP se puede observar que el concepto por amortización hasta 2003, ha sido financiado a tasas de interés muy elevadas, con lo que a largo plazo no podría vislumbrarse una estimación donde los intereses sean menores con respecto a la amortización.

Para que un proyecto PIDIREGAS sea presentado ante la Cámara de Diputados para su aprobación, es necesario que genere los recursos necesarios para que sea autofinanciable⁵⁷, de lo contrario no es presentado.

En el Cuadro 4 se presenta la relación ingreso-gasto para el esquema PIDIREGAS, por lo que es necesario definir los conceptos mencionados:

⁵⁷ Artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública.

- **Ingresos totales de la inversión financiada directa.** Son los recursos brutos obtenidos como producto de los bienes y los servicios de las plantas construidas bajo el esquema PIDIREGAS.
- **Obligaciones financieras de la inversión financiada directa.** Son los pagos anuales con recursos presupuestales por concepto de amortizaciones e intereses de los proyectos de inversión financiada.
- **Gastos totales de la inversión financiada directa.** Incluye gasto programables y no programable para inversión física y otros gastos de operación de la entidad pública generados a partir de la implementación de la inversión financiada directa por parte de las empresas privadas.
- **Valor contingente de la inversión condicionada.** Son los montos que están contemplados en los contratos de inversión condicionada celebrados entre las empresas privadas y la entidad pública, en los cuales se especifica que, en caso de que existieran condiciones adversas para las empresas que construyen y operan las plantas de inversión condicionada, ya sean financieras o por incumplimiento de pagos; la entidad pública tendría que adquirir dichas plantas, para los cual se tienen calculados los montos del valor de dichas plantas que se garantizarían con recursos propios presupuestales.
- **Saldo.** Es el resultado de restarle a los ingresos totales de la inversión financiada directa, las obligaciones financieras, los gastos totales de la inversión financiada directa y el valor contingente de la inversión condicionada.

Cuadro 4.

Ingresos y gastos totales asociados a los Pídregas de inversión directa y condicionada 1996-2040. (millones de pesos)

	1996-2040	1996-2006	2007-2040
Ingresos totales ^{1/}	2,555,777.7	157,186.5	2,398,591.0
Obligaciones financieras ^{2/}	199,736.0	53,914.4	145,821.6
Gastos totales ^{3/}	578,475.9	83,875.7	494,600.2
Valor contingente de la inversión condicionada ^{4/}	1,222,388.8	347,223.0	875,165.8
Saldo ^{5/}	555,177.0	-327,826.6	883,003.4

Fuente: Elaborado por la División de Economía y Comercio del Servicio de Investigación y Análisis de la Cámara de Diputados con información de la SCHP, Tomo IV del Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2003.

De acuerdo con lo anterior, las estimaciones que hace la SHPC sobre estos proyectos es obtener un saldo positivo durante el periodo 1996-2040. Durante el periodo 1996-2006, donde los montos son reales, se puede observar que el saldo es negativo y los ingresos percibidos por los proyectos de inversión financiada directa no son suficientes para solventar el monto de la deuda para ambos tipos de proyectos (directa y condicionada).

Para este tipo de análisis es necesario limitar los ingresos de los proyectos de inversión financiada con sus respectivos gastos, ya que para éstos, como se mencionó anteriormente, su viabilidad depende directamente de que sean autofinanciables o de lo contrario no se autorizarían para su inclusión en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF). Para el caso de los proyectos de inversión condicionada, el valor contingente se va a determinar para cada proyecto en particular, el cual se pagaría en caso de que la CFE no cumpliera con el pago de los Cargos por Capacidad.

Uno de los aspectos determinantes para este tipo de proyectos es conocer el monto que representan con respecto al Producto Interno Bruto (PIB). En este caso solo se mencionan los compromisos de pago para la inversión financiada directa en el ejercicio 2003 (Véase Cuadro 5).

TESIS C...
FALLA DE ORIGEN

Cuadro 5.

Erogaciones presupuestarias por concepto de
Pidiregas de CFE para el ejercicio fiscal 2003.
(%del PIB y del gasto social,millones de pesos)

	Monto	% de las erogaciones presupuestales para Pidiregas respecto del:
Erogación destinada a Pidiregas ^{1/}	17726.4	
Gasto Social	657571.9	2.70
PIB	6573500.0	0.27

Fuente: Elaborado por la División de Economía y Comercio del Servicio de Investigación y Análisis de la Cámara de Diputados con información de la SCHP, Tomo IV del Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2003.
1/ Incluye obligaciones financieras (amortizaciones e intereses pagados a los inversionistas privados) y gastos programable y no programable asociados a proyectos Pidiregas de CFE.

2.5 Situación Financiera de la Comisión Federal de Electricidad

Uno de los factores determinantes para conocer la situación financiera de una empresa es a través del análisis de sus estados financieros. Para tener una idea de la situación de la CFE en el ámbito general se analizará el Balance General, en cambio para un análisis del área operativa se estudiará el Estado de Resultados.

En el Cuadro 6 se presenta el Balance General de la CFE para el periodo de 1994 a 2001. Como primer punto a destacar, y de primordial relevancia, es hacer notar que la relación entre Pasivo y Patrimonio, donde se puede observar que esta relación ha pasado de un 18.1% en el pasivo y de 81.9% de patrimonio en 1997 (año en que se iniciaron los proyectos PIDIREGAS), a

26.4% y 73.6% respectivamente. Con ello se puede identificar que la CFE ha estado perdiendo terreno en cuanto a patrimonio, cediendo la inversión en este sector al sector privado.

Cuadro 6

Balanza General (Millones de pesos)

Concepto	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Activo Total	154,649.0	282,802.0	296,136.0	324,295.0	408,636.1	465,246.5	499,648.0	519,694.3
Activo Circulante	9,207.0	12,743.0	17,342.0	20,675.0	26,637.1	36,986.2	40,899.0	42,554.1
Activo Fijo	144,810.0	269,075.0	277,831.0	302,646.0	374,677.0	421,025.9	446,277.7	466,751.9
Activo Diferido	632.0	984.0	963.0	974.0	7,322.0	7,234.4	12,471.3	10,388.3
Pasivo Total	19,849.0	58,638.0	60,388.0	58,842.0	106,624.2	115,561.1	120,529.2	137,398.6
Pasivo a corto plazo	7,215.0	11,321.0	15,591.0	19,050.0	21,982.5	25,034.5	27,457.5	28,151.1
Pasivo a largo plazo	11,630.0	46,527.0	43,818.0	38,427.0	43,745.3	39,042.9	33,345.0	27,866.3
Pasivo Diferido	1,004.0	790.0	979.0	1,365.0	40,896.4	51,483.7	69,726.7	81,381.3
Patrimonio	134,800.0	224,164.0	235,748.0	265,453.0	302,011.9	349,685.4	369,118.8	382,295.7
Total de pasivo y patrimonio	154,649.0	282,802.0	296,136.0	324,295.0	408,636.1	465,246.5	499,648.0	519,694.3

Fuente: <http://www.energia.gob.mx/web/distribuidor.jsp?seccion=684>

Dentro de los rubros del pasivo el que más se hace notar es el de pasivo diferido, ya que éste en 1997 representaba solo el 2.32% del pasivo total y para 2001 se incrementó a 59.23% del mismo. Lo más preocupante de esto es que la deuda contratada durante el periodo de 1997-2001 se ha reflejado en un incremento de 10.63% de la Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional, mientras que durante el periodo de 1994-1997 dicho incremento fue de 10%, con esto se pretende decir que la aplicación del mecanismo de los PIDIREGAS no ha sido una solución viable para lograr un incremento significativo de la Capacidad Instalada (Véase Cuadro 7).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Cuadro 7.

Capacidad instalada en Sistema Eléctrico Nacional (MW)

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

Fuente: <http://www.energia.gov.mx/wb/distribuidor.jsp?tacon=684>

Con lo que respecta a la operación de la CFE se va a analizar el Estado de Resultados (Cuadro 8), donde se puede destacar que para los dos últimos años la CFE ha obtenido un resultado de operación negativo, esto puede atribuirse principalmente a que el incremento de las tarifas del sector eléctrico (se tomó el promedio de todos los tipos de tarifa) es menor al observado en los precios del gas natural industrial (Véanse Cuadros 9 y 10).

Cuadro 8.

Estado de Resultados de Comisión Federal de Electricidad
(millones de pesos)

Concepto	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Productos de Explotación	22,322.6	29,734.1	42,955.5	57,227.6	72,983.0	82,046.6	96,953.0	101,313.3
Costo de Explotación	14,284.8	19,942.5	29,081.3	38,612.3	45,602.3	50,422.7	71,481.5	73,349.3
Depreciación	3,502.1	6,240.6	8,549.7	9,928.1	12,877.2	15,016.8	16,034.9	16,966.5
Gastos Administrativos	1,007.4	1,106.2	1,468.8	1,538.8	2,069.1	2,322.0	2,664.5	2,342.7
Obligaciones Laborales	-	975.9	1,374.5	1,706.3	5,045.8	7,105.9	8,648.9	9,253.8
Agrigaciones al Activo	(731.1)	(491.3)	(277.6)	(477.7)	(536.6)	(514.0)	(760.4)	-
Remanente Neto de Explotación	4,239.4	2,060.2	2,758.8	5,919.8	7,925.2	7,692.2	(1,116.4)	(599.0)
Costo Financiero (neto)	1,567.9	(4,060.0)	(6,204.5)	2,955.2	4,854.2	(4,822.7)	(3,122.5)	322.9
Aprocheamiento	7,759.6	10,672.4	19,392.1	23,746.2	28,159.8	33,826.3	36,990.8	38,516.4
Otros Gastos (Productos) Neto	(188.6)	(246.5)	(277.7)	(616.5)	(677.9)	836.1	(1,102.9)	(1,466.8)
Intereses Gob. Federal (CLFC)	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado antes de Subsidios	(4,895.5)	(4,308.7)	(10,151.1)	(20,165.1)	(24,410.9)	(22,347.5)	(35,861.8)	(37,971.5)
Subsidios en efectivo	-	4,576.4	379.3	-	-	-	-	-
Subsidios virtuales	5,469.0	6,547.7	17,791.5	20,511.5	23,708.5	31,805.6	42,056.5	44,121.6
Pérdidas extraordinarias	(871.6)	(104.7)	-	-	-	-	-	-
I.S.R. Remanente distribuable	-	6.0	111.3	127.9	178.8	304.4	444.5	-
Resultado Neto	(302.1)	6,617.7	7,908.4	223.5	(881.2)	9,153.7	5,730.2	6,150.1

Fuente: <http://www.energia.gov.mx/wb/distribuidor.jsp?tacon=684>

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Cuadro 9.

Precios promedio de energía eléctrica (Centavos / kilowatt-hora)

Año	Industrial	Agrícola	Doméstica	Comercial	Servicio Público	Promedio	Variación
1980	0.076	0.040	0.108	0.131	0.075	0.086	
1981	0.090	0.040	0.131	0.160	0.086	0.101	17.91%
1982	0.128	0.022	0.177	0.223	0.112	0.132	30.57%
1983	0.210	0.020	0.270	0.360	0.180	0.208	57.10%
1984	0.491	0.112	0.602	0.810	0.462	0.495	138.17%
1985	0.764	0.188	0.866	1.280	0.727	0.765	54.42%
1986	1.616	0.335	1.811	2.820	1.610	1.638	114.17%
1987	3.530	0.702	3.265	6.300	3.610	3.481	112.49%
1988	7.920	2.204	7.180	14.940	8.620	8.173	134.76%
1989	10.150	2.252	8.330	20.690	12.580	10.800	32.15%
1990	12.390	3.164	11.660	26.290	18.840	14.469	33.97%
1991	15.610	6.820	16.010	34.410	24.250	19.420	34.22%
1992	17.560	9.886	19.370	41.830	29.760	23.681	21.94%
1993	17.730	12.537	20.240	44.960	32.260	25.545	7.87%
1994	16.930	12.761	21.390	47.930	33.750	26.552	3.94%
1995	19.930	13.466	25.270	61.590	41.545	32.360	21.87%
1996	27.790	16.770	31.890	77.752	55.030	41.846	29.31%
1997	35.780	19.630	37.470	92.430	65.500	50.162	19.87%
1998	38.590	22.600	43.740	105.070	82.430	58.486	16.59%
1999	43.970	25.740	49.240	120.140	94.690	66.756	14.14%
2000	52.501	28.690	55.894	127.679	105.487	74.050	10.93%
2001	53.970	31.327	60.784	131.826	113.554	78.292	5.73%

Fuente: <http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=684>

Cuadro 10.

Precio del Gas natural
(pesos / mil pies cúbicos)

Año	Industrial	Variación
1990	21.31	
1991	17.17	-19.43%
1992	18.99	10.59%
1993	22.02	15.96%
1994	19.59	-11.01%
1995	14.85	-24.23%
1996	22.32	50.34%
1997	24.64	10.41%
1998	20.71	-15.98%
1999	22.02	6.34%
2000	36.87	67.43%
2001	39.90	8.22%

Fuente: <http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=684>

TESIS
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 3. EL CASO DE UN CICLO COMBINADO

3.1 Proceso de Licitación de un Productor Independiente de Energía

Para licitar estos contratos se sigue el procedimiento establecido en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en su sección duodécima, que se refiere a los procedimientos para la adición o sustitución de la capacidad de generación, conforme a lo siguiente:

- 1) "La Secretaría de Energía determina sobre la necesidad de ampliación o sustitución de capacidad. Para tal efecto estudia las soluciones técnicas y el costo total a largo plazo de la energía eléctrica proveniente de los proyectos recomendados por CFE.
- 2) En el caso de la licitación de los proyectos la Secretaría de Energía ha instruido a CFE para que elabore la convocatoria y las bases de licitación.
- 3) La CFE convocará públicamente a los postores que ofrezcan poner a disposición de dicha entidad la capacidad solicitada o parte de ésta. El procedimiento de licitación establecido tendrá como finalidad asegurar el menor costo total, así como óptima estabilidad, calidad, y seguridad en el servicio público.
- 4) Estas convocatorias se publicarán en el Diario Oficial de la Federación y en algún periódico de mayor circulación de la entidad federativa donde se requiere la capacidad de generación, sin perjuicio de su difusión en el extranjero.

- 5) Las convocatorias y las bases de licitación deben plantearse de tal forma que permitan a los interesados expresar con flexibilidad el contenido técnico de sus propuestas.⁵⁸
- 6) "Los particulares que participen en las propuestas y que no cuentan con los permisos de generación, deben acompañar a sus propuestas los documentos que acrediten que cuentan con los requisitos para ser permisionarios.⁵⁹"
- 7) "Entre la fecha de publicación de la convocatoria y la de apertura de ofertas técnicas debe de mediar un plazo suficiente (no menos de cuarenta días) para que los interesados integren sus propuestas.
- 8) El proceso de licitación se divide en dos etapas:
- i. Evaluación técnica, en la que se aseguran del cumplimiento de las especificaciones técnicas contempladas. Asimismo, se verifica que esté completa la documentación exigida a los licitantes.
 - ii. Evaluación económica, en la que se procede a la apertura de la propuesta económica de los licitantes cuyas propuestas técnicas no hubieran sido desechadas. Se procede a evaluar quien ofrece el costo más bajo por kWh.

Los licitantes deben de incluir en sus propuestas, para el conocimiento de la SHCP una descripción breve del esquema financiero del proyecto incluyendo la porción deuda/capital, y si dicha dependencia lo requiere, deberá entregar asimismo los acuerdos financieros inherentes al financiamiento del proyecto.⁶⁰

⁵⁸ Artículo 125 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

⁵⁹ Artículo 130 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

9) "La evaluación de la licitación se lleva a cabo conforme a los criterios establecidos en las bases de licitación.

10) La CFE debe dictar el fallo en la fecha señalada en las bases de licitación, adjudicando el convenio en favor de quien presente la oferta más solvente y que cumpla con las condiciones establecidas en las bases de licitación y garantice satisfactoriamente el cumplimiento de sus obligaciones respectivas. En el convenio se pactarán compromisos de capacidad y de compra de energía y se exigirá la constitución de las garantías, consistentes en cartas de crédito, según se mencionó anteriormente.

11) El ganador de la licitación además debe otorgar una garantía para asegurar el cumplimiento de su oferta. Asimismo tiene la obligación de contratar un seguro para cubrir todos los riesgos que puedan surgir durante la construcción y operación de la planta.⁶¹

La sección decimotercera del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece cuales son los requisitos que deben reunir los convenios para la adquisición de energía eléctrica. Recalcando que la duración de los convenios no podrá exceder la vigencia del permiso de generación.

3.2 Especificaciones Básicas de una Licitación⁶²

El productor independiente contribuye a satisfacer los requerimientos de energía del Sistema Eléctrico Nacional. Con esta finalidad CFE convoca a una licitación pública internacional para celebrar un contrato de compromiso de

⁶⁰ Artículo 131 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

⁶¹ Artículo 132 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

⁶² "Prospectiva del Sector Eléctrico 2002-2011", Secretaría de Energía, Dirección General de Formulación de Política Energética, página 33.

capacidad de generación y compraventa de energía eléctrica por un lapso de 25 años.

- El productor entregará la solicitud técnica para el Permiso de Productor Independiente de Energía, el cual entregará a la Comisión Reguladora de Energía. Dentro de los 30 días hábiles siguientes a que la CRE reciba de la CFE copia del contrato, se expedirá el permiso correspondiente.
- El productor esta obligado a realizar todos los trabajos necesarios para diseñar, construir, equipar, probar, poner en servicio, operar y mantener las instalaciones, las cuales son de su propiedad. Estará en libertad de construir una central con la capacidad requerida por la CFE o construir capacidad excedente para destinarla al autoabastecimiento, cogeneración u otra modalidad.
- El precio de la energía eléctrica de todas las propuestas a la CFE, será entregado en un sobre sellado rubricado por los participantes en el proceso de licitación, así como los servidores públicos que intervienen y el notario público que da fe de los hechos. La CFE adjudicará el contrato al licitante cuya propuesta económica ofrezca el menor precio unitario nivelado de generación.
- Cada licitante entregará una Garantía de la Propuesta, con valor de USD \$10,000,000 y con vigencia de 180 días a partir de la entrega de la propuesta.
- La CFE pagará al productor los cargos por:
 - Capacidad, divididos en fijo de capacidad, fijo de operación y mantenimiento, y fijo por reserva de capacidad de transporte y suministro de combustible.

- Energía, establecidos como cargo variable de operación y mantenimiento, cargo por combustible y cargo por arranques de la planta.
- El licitante tiene la libertad de elegir el sitio para la construcción de las instalaciones, la ruta y los derechos de vía necesarios (siendo responsable de estos estudios).
- También es libre de seleccionar la tecnología del proyecto, así como celebrar sus propios acuerdos contractuales para el suministro y transporte de combustible. Alternativamente podrán optar por un contrato de combustible CFE-PIE (La Comisión Reguladora de Energía publicó en el DOF el 30 de abril del 2002, la autorización a PEMEX Gas y Petroquímica Básica para entregar y enajenar gas natural a todos aquellos Productores Independientes de Energía que han firmado contratos de conformidad a la Resolución RES/100/2001⁶³). Dicha resolución consiste en que los adquirentes a quienes se hayan adjudicado o se adjudiquen contratos de compromiso de capacidad de generación de energía eléctrica y compraventa de energía eléctrica asociada en las licitaciones convocadas por la Comisión Federal de Electricidad puedan celebrar los contratos de venta de primera mano de gas natural.
- El productor proporcionará el personal necesario para la realización de las pruebas de arranque. La CFE tienen derecho a que sus representantes estén presentes durante las mismas y supervisar el protocolo.

⁶³ Diario Oficial de la Federación del 5 de julio de 2001.

- La CFE pagará mensualmente al Productor por concepto de cargos (costos) por capacidad, cargos por energía y costos adicionales asociados al suministro de emergencias.
- El productor celebrará todos los contratos de trabajo que requiera para la realización del proyecto con el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM), y en su caso, requerirá a los contratistas y al operador que celebren sus contratos de trabajo con dicho sindicato.
- El productor reconoce que por lo menos el 25% del costo total de ingeniería, suministro y construcción de las instalaciones deberá ser de origen mexicano.

3.3 Ventajas y Desventajas Tecnológicas

Energético	Ventajas	Desventajas
Hidrocarburos	Tecnología madura Baja inversión Recursos nacionales y mundiales medios	Dependencia excesiva de este energético Contaminación ambiental
Hidráulica	Recurso renovable Vida económica larga Costo de operación bajo Régimen de carga variable	Localizada Potencial limitado Disponibilidad aleatoria y escasa Inversión generalmente alta Repercusiones sociales
Carbón	Tecnología madura	Contaminación ambiental

	Recursos mundiales abundantes Proceso tecnológico promisorio (gasificación y licuefacción)	Complejidad de transporte y manejo Uso intensivo de divisas
Geotermia	Altos niveles de utilización	Localizada Potencial limitado Contaminación ambiental Inversión elevada
Nuclear	Energético concentrado Éxito económico en países con organización adecuada	Percepciones de riesgos: Financieros Radiactivos Manejo de desechos Manejo de combustible Alta inversión
Solar (pura)	Renovable Bajo impacto ambiental	Generación no firme Dispersa Tecnología incipiente Confiability baja Bajo nivel de utilización Muy alta inversión
Eólica	Renovable Bajo impacto ambiental	Generación no firme Dispersa Tecnología incipiente Confiability baja Bajo nivel de utilización Muy alta inversión

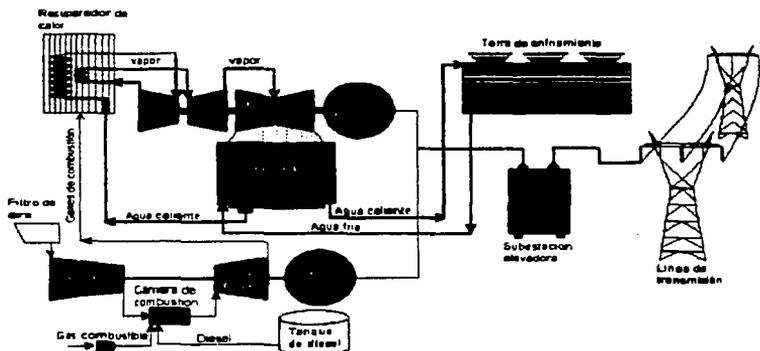
Fuente: Seminario de planeación del sistema eléctrico nacional, "Evaluación económica de proyectos", Ing. Juan J. Miranda Torres, septiembre de 1997

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.4 Descripción Técnica de una Central de Ciclo Combinado

Las centrales de ciclo combinado están integradas por dos tipos diferentes de unidades generadoras: turbogás y vapor. Una vez terminado el ciclo térmico de la unidad turbogás, los gases desechados poseen un importante contenido energético, el cual se manifiesta en su alta temperatura (hasta 640 grados Centígrados en las turbinas de mayor capacidad). Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y llevarla a fase de vapor, donde es aprovechada para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas termoelectricas convencionales (Véase Figura 2).

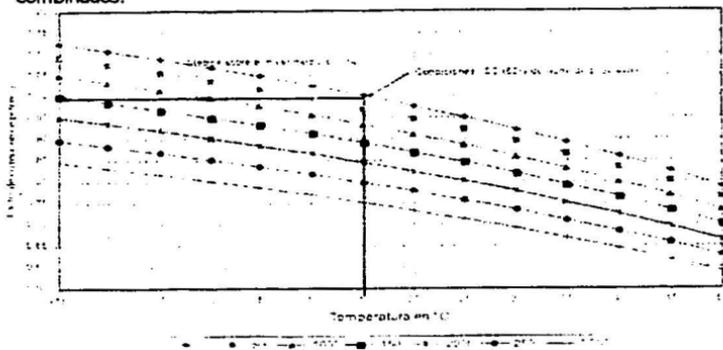
Figura 2. Central de Ciclo Combinado.



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico", Edit. Subdirección de Programación, C.F.E., México 2002

Como este tipo de central también utiliza turbinas de gas, la potencia en sitio está influida por la altitud y la temperatura (Ver figura 3).

Figura 3. Efectos de la temperatura y la altitud en la potencia de salida de ciclos combinados.

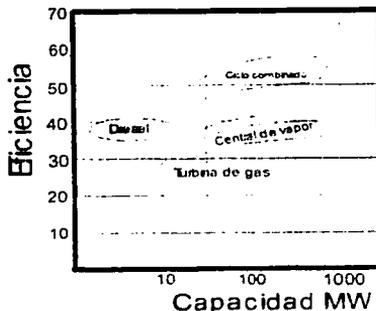


FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, "Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico", Edit. Subdirección de Programación, C.F.E., México 2002

La eficiencia térmica de las plantas de ciclo combinado se incrementa conjuntamente. Las mejoras de eficiencia en el ciclo combinado se logran por avances en el funcionamiento de las turbinas de gas, debido a las altas temperaturas de quemado de combustible que puede ser del orden de 1,350 y 1,600 grados Centígrados. Los ciclos combinados con alta temperatura de quemado en las turbinas de gas con recuperados de calor, son los más eficientes en los sistemas de generación de energía disponibles actualmente. Este tipo de plantas está operando con eficiencias cerca del 75%⁶⁴, medidas a partir del poder calorífico superior del combustible (Véase Figura 4).

⁶⁴ Canales Ruiz, Roberto, "Tecnologías con Combustibles Fósiles", Instituto de Investigaciones Eléctricas, 8 de abril de 2003.

Figura 4. Eficiencias y tamaños de las distintas máquinas.



FUENTE: Canales Ruiz, Roberto, "Tecnologías con combustibles fósiles", Instituto de Investigaciones Electricas, 8 de abril de 2003.

El arreglo general de una planta de ciclo combinado se puede esquematizar de acuerdo con diversas posibilidades. El número de unidades turbogás por unidad de vapor varía desde uno a uno hasta cuatro a uno. Sin embargo, la integración de la potencia total es en general en una proporción de dos tercios de gas y un tercio de vapor. En cuanto al criterio de diseño de la fase de vapor existen tres configuraciones básicas:

- ❖ recuperador de calor sin combustible adicional,
- ❖ recuperador de calor con combustible adicional, y
- ❖ generador de vapor convencional.

Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construir las en dos etapas. La primera parte corresponde a las unidades turbogás, la cual puede ser terminada en un plazo breve e inmediatamente iniciar su operación; posteriormente, se terminaría la construcción de la unidad de vapor, y completarse así el ciclo combinado.

Las unidades turbogás que operan en el ciclo abierto, al integrarse al ciclo combinado sufren una reducción de potencia. También es posible operar en ciclo abierto una unidad integrada en un ciclo combinado si así se desea. En estas unidades el cambio de combustible también afecta a la potencia y la eficiencia.

3.5 Condiciones de Sitio

Para el análisis de una central de ciclo combinado, se va a partir de los siguientes supuestos: condiciones de sitio determinadas y una capacidad de generación dada. Como primer punto se llevará a cabo un estudio y cálculo de los factores que van a determinar la capacidad de generación de dicha central.

- 1) Potencia ISO. Capacidad garantizada por el fabricante en condiciones ISO (al nivel del mar y a 15 °C de temperatura).
- 2) Condiciones de sitio. Son factores que van a repercutir sobre la capacidad de generación de la central, como son la altitud sobre el nivel del mar y la temperatura media anual en sitio.
- 3) Usos propios. Fracción de la energía generada que se consume en la propia central, en equipos auxiliares e iluminación.
- 4) Factor de planta. Fracción de utilización de la unidad generadora.
- 5) Eficiencia bruta en condiciones ISO. Eficiencia garantizada por el fabricante en condiciones ISO.

Una vez mencionados los factores que van a determinar la generación de energía eléctrica, se indicará de que manera se llevará a cabo el cálculo de dichos factores.

Potencia bruta en condiciones de sitio

$$= \text{Potencia ISO MW} * (-2 \times 10^{-7} * \text{temperatura}^3 - 2 \times 10^{-1} * \text{temperatura}^2 - 0.0041 * \text{temperatura} + 1.0647) * (3 \times 10^{-12} * \text{altitud}^3 - 2 \times 10^{-9} * \text{altitud}^2 - 5 \times 10^{-1} * \text{altitud} + 1)$$

Potencia neta en sitio

$$= \text{Potencia bruta MW} * (1 - \text{usos propios \%})$$

Generación media neta anual

$$= \text{Potencia neta media anual MW} * 8.76 * \text{factor de planta \%} * (1 - \text{usos propios \%})$$

Eficiencia bruta en sitio

$$= \frac{\text{Eficiencia bruta ISO MW}}{\left(\frac{0.0000003 * \text{temperatura}^3 + 0.0000146 * \text{temperatura}^2}{-0.000377 * \text{temperatura} + 1.001641} \right)}$$

Eficiencia neta en sitio

$$= \text{Eficiencia bruta en sitio MW} * (1 - \text{usos propios \%})$$

Régimen térmico neto

$$= \frac{3413}{\text{Eficiencia neta en sitio (unidad térmica/kwh)}}$$

En una central de ciclo combinado, dos de los factores determinantes en la potencia y eficiencia van a ser la temperatura y la altitud en sitio. Debido a que se van a partir de determinados supuestos, se considerará una temperatura media anual en sitio de 27° centígrados y una altura de 4 metros sobre el nivel del mar. Los demás componentes como son la potencia ISO, la eficiencia bruta ISO, el factor de planta y los usos propios, se pueden observar en el cuadro 11.

Cuadro 11.

PÁRAMETROS BÁSICOS DEL COSTO DE GENERACIÓN

Central	Potencia bruta (MW)	Eficiencia bruta (%)	Vida útil (años)	Factor de planta	Usos propios (%)
Ciclo	1 x 1 "F" 1 x 283	50.95	30	0.800	3.1
combinado	2 x 1 "F" 1 x 568	51.12	30	0.800	3.2
gas	1 x 1 "G" 1 x 372	51.28	30	0.800	3.2
	2 x 1 "G" 1 x 744	51.39	30	0.800	3.2

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia de Generación", México 2002

Al llevar a cabo las operaciones se obtienen los siguientes resultados:

Potencia bruta ISO: 568 MW

Potencia bruta en condiciones de sitio: 531.25 MW

Potencia neta en sitio: 514.25 MW

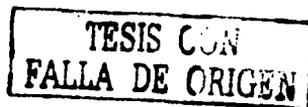
Generación media neta anual: 3,853.17 GWh - año

Eficiencia bruta ISO: 51.12%

Eficiencia bruta en sitio: 50.71%

Eficiencia neta en sitio: 49.09%

Régimen térmico neto: 6,952 BTU/kWh



CAPÍTULO 4. EVALUACIÓN FINANCIERA

El objetivo de este capítulo es llevar a cabo, en primer lugar, un análisis financiero de un Productor Independiente de Energía bajo determinadas condiciones financieras, y en segundo lugar, llevar a cabo una comparación y evaluación del costo nivelado de generación, particularmente en el costo nivelado de inversión, donde se va a demostrar que a largo plazo los cargos fijos por capacidad elevan de manera considerable el costo nivelado de generación real, siendo este diferente al costo nivelado de generación de licitación.

4.1 Análisis de Costos de Inversión para el Productor Independiente de Energía en plantas de Ciclo Combinado

Se pueden distinguir tres elementos del costo unitario de Inversión: Costo Directo, Costo Directo más Indirecto y Costo Actualizado al Inicio de Operación.

El Costo Directo es la suma, en moneda constante, de las erogaciones correspondientes en una central dividida entre la capacidad de la misma. Este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, entre otros, incorporadas a la central y mide el costo de Inversión como si todas las erogaciones tuvieran lugar en el mismo año.

El Costo Directo más Indirecto es el resultado de añadir al Costo Directo los costos originados por: estudios previos, administración del proyecto, Ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra, los cuales pertenecen a las oficinas centrales y unidades foráneas de la CFE. Cuadro 12.

Cuadro 12.

COSTO UNITARIO DE INVERSIÓN
(precios medios de 2002)

Central	Potencia bruta (MW)	Directo	Directo más Indirecto
		(dól/kW)	(dól/kW)
Ciclo	1 x 1 "F" 1 x 283	451.14	475.05
combinado	2 x 1 "F" 1 x 568	418.89	441.09
gas	1 x 1 "G" 1 x 372	411.19	432.98
	2 x 1 "G" 1 x 744	384.35	404.72

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia de Generación", México 2002

La estimación del Costo Indirecto, para cada una de las tecnologías de generación, se presenta en el cuadro 13:

Cuadro 13.

COSTOS INDIRECTOS

Tipo de central	% de Indirectos con respecto al Directo
Termoeléctrica	9.9
Ciclo combinado	5.3
Turbogás	2.5
Diesel	5.3
Carboeléctrica	12.5
Nucleoeléctrica	5.3
Geotermoeléctrica	25.5
Hidroeléctrica	12.4

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia de Generación", México 2002

El Costo Actualizado al Inicio de la Operación, es el resultado de asignar un valor al dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento, es decir, son tomados en cuenta el plazo de construcción y el cronograma de inversiones. Este concepto incorpora el costo de los intereses devengados durante la

construcción de la obra. Este concepto es muy importante para determinar los cargos por capacidad que la Comisión Federal de Electricidad deberá pagar al Productor Independiente de Energía.

Los programas de inversión son estimados a partir de los cronogramas de construcción y de pago de equipos de cada tecnología. El perfil en porcentaje para cada año es la suma de los cocientes de la erogación mensual entre la suma total de las erogaciones. Cuadro 14.

Cuadro 14.

PROGRAMA DE INVERSIÓN

Central	Potencia bruta (MW)		Programa de inversión (%)				No. de meses
			Años de construcción				
			-4	-3	-2	-1	
Ciclo	1 x 1 "F"	1 x 283			73.8	26.2	24
combinado	2 x 1 "F"	1 x 568			62.0	38.0	24
gas	1 x 1 "G"	1 x 372			73.8	26.2	24
	2 x 1 "G"	1 x 744			62.0	38.0	24

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia de Generación", México 2002

El costo de inversión puede desglosarse en los siguientes componentes: mano de obra, equipos nacionales, equipos importados, materiales y otros (servicios y gastos diversos). Esta clasificación representa los recursos que el Sector Eléctrico aplica a sus obras. El renglón de servicios comprende a su vez una parte de mano de obra y una pequeña fracción de equipo y materiales, los cuales no es posible identificar por separado.

Los equipos nacionales incluyen importaciones indirectas cuya estimación preliminar se incorporada en el rubro de equipos importados. Sin embargo, los rubros de "materiales" y de "otros" pueden incluir componentes de importación

no identificados. Para algunas tecnologías es posible distinguir dos procesos genéricos, la obra civil y la obra electromecánica. (Véase Cuadro 15).

Cuadro 15.

COMPOSICIÓN DEL COSTO DE INVERSIÓN POR TIPO DE RECURSO Y PROCESO

Central	Tipo de recurso %						Tipo de proceso (obra) %			
	Mano de obra	Equipo nacional	Equipo importado		Materiales	Otros	Total	Civil	Electro - mecánica	Total
			directo	indirecto						
Ciclo combinado 332	12.9	9.9	71.5		5.6	0.1	100	ND	ND	100

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia de Generación", México 2002

4.2 Cargos por Capacidad

Los cargos por capacidad son aquellos ingresos que percibe el Productor Independiente de Energía como resultado de dicha inversión. Un concepto determinante para el cálculo de dichos pagos es costo actualizado al inicio de operación, siendo este la suma del costo de inversión más los intereses generados durante el periodo de construcción.

Para determinar dicho concepto, se tomarán en cuenta las siguientes condiciones financieras durante el periodo de construcción:

- El 25% de la inversión física es considerada como capital de riesgo, es decir, la inversión que debe desembolsar el inversionista; en cambio, el 75% restante se va a financiar mediante un crédito bancario en el extranjero.
- La tasa de interés es del 7.25%, la comisión de apertura de 1.75% y la comisión de compromiso de 0.5%.

El costo de inversión en la central se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{\text{costo unitario de inversión} * \text{potencia bruta ISO}}{1000}$$

donde el costo unitario de inversión es la suma del costo directo más indirecto y la potencia bruta ISO, para esta central, es de 568 MW; por lo que el costo de inversión es de 250.54 millones de dólares de 2002.

Con los datos anteriores se obtiene que: el costo del financiamiento de dicho crédito es de 19.15 millones de dólares de 2002, por lo que el Costo Actualizado al Inicio de Operación es de 269.68 millones de dólares de 2002; siendo el 75% de este costo al inicio de operación, la deuda contraída, mientras el 25% restante es el capital de riesgo.

Durante la etapa operativa se obtiene otro financiamiento, el cual se describe de la siguiente manera:

- La deuda contraída por 202.26 millones de dólares se va saldar en un plazo de 25 años, a una tasa de interés del 10% anual.
- Los pagos se llevarán a cabo de manera constante año con año, como se muestra en el Cuadro 16.

$$R = \frac{A * i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

donde:

- R - es el valor de cada pago anual.
- A - es la deuda contraída.
- i - es la tasa de interés.
- n - es el número de pagos.

Cuadro 16.

TABLA DE AMORTIZACIÓN
(millones de dólares)

Año	Valor de cada pago	Intereses	Amortización	Saldo Insoluto
1	22.28	20.23	2.06	202.26
2	22.28	20.02	2.26	200.21
3	22.28	19.79	2.49	197.94
4	22.28	19.55	2.74	195.46
5	22.28	19.27	3.01	192.72
6	22.28	18.97	3.31	189.71
7	22.28	18.64	3.64	186.40
8	22.28	18.28	4.01	182.75
9	22.28	17.87	4.41	178.74
10	22.28	17.43	4.85	174.34
11	22.28	16.95	5.33	169.49
12	22.28	16.42	5.87	164.15
13	22.28	15.83	6.45	158.28
14	22.28	15.18	7.10	151.83
15	22.28	14.47	7.81	144.73
16	22.28	13.69	8.59	136.92
17	22.28	12.83	9.45	128.33
18	22.28	11.89	10.40	118.88
19	22.28	10.85	11.43	108.48
20	22.28	9.70	12.58	97.05
21	22.28	8.45	13.84	84.47
22	22.28	7.06	15.22	70.63
23	22.28	5.54	16.74	55.41
24	22.28	3.87	18.42	38.67
25	22.28	2.03	20.26	20.26

Fuente: Elaboración propia

Partiendo del pago de cada anualidad, se van a calcular los "Cargos por Capacidad", el cual esta determinado por el Factor de Utilidad Bruta. Con este factor se va a buscar una Tasa Interna de Retorno (TIR) para el inversionista del 15% al inicio de construcción. El cálculo de dicho factor se va a realizar a través de aproximaciones sucesivas.

Cuadro 17.

FLUJO DE CAPITAL
(millones de dólares)

Años	Cargo por Capacidad	Intereses	Amortización	Depreciación	WHT	IA	Utilidad antes de impuestos	ISR	Utilidad neta	Flujo de capital
	1	2	3	4	2*4.9% 5	1*1.8% 6	(1-2+5-6) 7	7*35% 8	(7-8) 9	(9+4-3)
1	39.55	20.23	2.06	26.97	0.99	0.71	-9.35	0.00	-9.35	15.56
2	39.55	20.02	2.26	26.97	0.98	0.71	-9.13	0.00	-9.13	15.57
3	39.55	19.79	2.49	26.97	0.97	0.71	-8.90	0.00	-8.90	15.58
4	39.55	19.55	2.74	26.97	0.96	0.71	-8.63	0.00	-8.63	15.60
5	39.55	19.27	3.01	26.97	0.94	0.71	-8.35	0.00	-8.35	15.61
6	39.55	18.97	3.31	26.97	0.93	0.71	-8.03	0.00	-8.03	15.62
7	39.55	18.64	3.64	26.97	0.91	0.71	-7.68	0.00	-7.68	15.64
8	39.55	18.28	4.01	26.97	0.90	0.71	-7.30	0.00	-7.30	15.66
9	39.55	17.87	4.41	26.97	0.88	0.71	-6.88	0.00	-6.88	15.68
10	39.55	17.43	4.85	26.97	0.85	0.71	-6.42	0.00	-6.42	15.70
11	39.55	16.95	5.33	0.00	0.83	0.71	21.06	7.37	13.69	8.35
12	39.55	16.42	5.87	0.00	0.80	0.71	21.62	7.57	14.05	8.18
13	39.55	15.83	6.45	0.00	0.78	0.71	22.23	7.78	14.45	8.00
14	39.55	15.18	7.10	0.00	0.74	0.71	22.91	8.02	14.89	7.79
15	39.55	14.47	7.81	0.00	0.71	0.71	23.66	8.28	15.38	7.57
16	39.55	13.69	8.59	0.00	0.67	0.71	24.47	8.57	15.91	7.32
17	39.55	12.83	9.45	0.00	0.63	0.71	25.38	8.88	16.49	7.04
18	39.55	11.89	10.40	0.00	0.58	0.71	26.37	9.23	17.14	6.74
19	39.55	10.85	11.43	0.00	0.53	0.71	27.46	9.61	17.85	6.41
20	39.55	9.70	12.58	0.00	0.48	0.71	28.66	10.03	18.63	6.05
21	39.55	8.45	13.84	0.00	0.41	0.71	29.98	10.49	19.48	5.65
22	39.55	7.06	15.22	0.00	0.35	0.71	31.43	11.00	20.43	5.21
23	39.55	5.54	16.74	0.00	0.27	0.71	33.02	11.56	21.47	4.72
24	39.55	3.87	18.42	0.00	0.19	0.71	34.78	12.17	22.61	4.19
25	39.55	2.03	20.26	0.00	0.10	0.71	36.71	12.85	23.86	3.61

Fuente: Elaboración propia

El cálculo de la columna uno (Cuadro 17), de Cargos por Capacidad, se obtiene de multiplicar el Valor de cada pago (Cuadro 16) por el Factor de Utilidad Bruta que es de 1.77486801001219. Dicho factor se calcula por aproximaciones sucesivas hasta que se obtiene una TIR para el Flujo de Capital del 15% (Véase Cuadro 18). La TIR va a mostrar el rendimiento que el capital va a obtener desde el inicio de construcción, es decir, se va a considerar como inversión inicial el Capital de Riesgo ya que es lo que el inversionista va a desembolsar en una sola exhibición.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Cuadro 18.
Tasa Interna de Retorno
(millones de dólares)

Inversión Inicial		-67.421
Años de construcción		0
	1	15.563
	2	15.573
	3	15.585
	4	15.597
	5	15.610
	6	15.625
	7	15.641
	8	15.659
	9	15.679
	10	15.700
Flujo de capital	11	8.354
	12	8.184
	13	7.997
	14	7.792
	15	7.566
	16	7.317
	17	7.044
	18	6.743
	19	6.413
	20	6.049
	21	5.649
	22	5.209
	23	4.724
	24	4.192
	25	3.606
TIR		15%

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de la columna cuatro, se va a considerar una depreciación lineal durante 10 años, para lo cual se va a considerar la Inversión al inicio de operación (incluidos los intereses) que se de 269.68 millones de dólares.

Para este tipo de crédito se supone que se solicita a una institución financiera internacional, por ello se van a pagar Impuestos Sobre los Intereses (WTH que son sus siglas en inglés: With Holding Taxes). El monto de este tipo de

impuesto es equivalente al 4.5%⁶⁵, como se estipula en el Título V "De los Residentes en el Extranjero con Ingresos Provenientes de Fuente de Riqueza Ubicada en Territorio Nacional" de la Ley del Impuesto Sobre la Renta. Por lo que la columna cinco se obtiene multiplicando los intereses (columna dos) por la tasa impositiva del 4.5%.

En lo referente al Impuesto al Activo (IA) se paga una tasa equivalente al 1.8%⁶⁶. La columna seis se calcula multiplicando los Cargos por Capacidad por la tasa impositiva del 1.8%.

El Impuesto Sobre la Renta (ISR) estipula una tasa equivalente del 35%⁶⁷ sobre la utilidad antes de impuestos, es decir, dicho monto se va a pagar cuando la empresa en cuestión reporte en su estado de resultados una utilidad, de lo contrario se exenta de dicho pago.

4.3 Comparación con un financiamiento de la Comisión Federal de Electricidad

Para determinar la conveniencia este tipo de esquema para la Comisión Federal de Electricidad, se va a llevar a cabo una comparación en costo de inversión y costo total de esta central.

Para ello se va a utilizar el concepto de Costo Nivelado (Cuadro 19), que es la división del valor presente de los egresos (Cargos por Capacidad) entre la energía que aportará la central durante su periodo de vida.

⁶⁵ Artículo 195 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta "Fisco Agenda 2002", Ediciones Fiscales ISEF, S.A., México, enero de 2002, versión cosida.

⁶⁶ Artículo 2 de la Ley del Impuesto al Activo, "Fisco Agenda 2002", Ediciones Fiscales ISEF, S.A., México, enero de 2002, versión cosida.

⁶⁷ Artículo 1 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta "Fisco Agenda 2002", Ediciones Fiscales ISEF, S.A., México, enero de 2002, versión cosida.

Cuadro 19.
Costo Nivelado

Años	Cargos por Capacidad millones de dólares	Generación Anual GWh
1	39.55	3853.17
2	39.55	3853.17
3	39.55	3853.17
4	39.55	3853.17
5	39.55	3853.17
6	39.55	3853.17
7	39.55	3853.17
8	39.55	3853.17
9	39.55	3853.17
10	39.55	3853.17
11	39.55	3853.17
12	39.55	3853.17
13	39.55	3853.17
14	39.55	3853.17
15	39.55	3853.17
16	39.55	3853.17
17	39.55	3853.17
18	39.55	3853.17
19	39.55	3853.17
20	39.55	3853.17
21	39.55	3853.17
22	39.55	3853.17
23	39.55	3853.17
24	39.55	3853.17
25	39.55	3853.17
26	0	3853.17
27	0	3853.17
28	0	3853.17
29	0	3853.17
30	0	3853.17
Valor Presente	358.99	36323.47

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo del Valor Presente se emplea la siguiente fórmula:

$$VP = \sum FNE_n(1+i)^{-n}$$



donde:

FNE - Flujo Neto de Efectivo
 n - año
 i - Interés

Se considera una tasa de Interés del 10%, siendo esta la tasa que la Comisión Federal de Electricidad utiliza para el cálculo de todos sus factores.

Con estos datos se puede calcular el costo nivelado de inversión para la central, siendo este de 9.88 dólar/MWh.

Cuadro 20.

COSTO UNITARIO DE GENERACIÓN
 (dólares de 2002)

Central	Potencia bruta (MW)	Inversión	Combustible	Operación y Mantenimiento	Total
		(dól/MWh)	(dól/MWh)	(dól/MWh)	(dól/MWh)
Ciclo combinado	1 x 1 "F" 1 x 283	7.58	24.90	4.98	37.46
gas	2 x 1 "F" 1 x 568	7.01	24.84	4.08	35.93
	1 x 1 "G" 1 x 372	6.92	24.76	4.53	36.21
	2 x 1 "G" 1 x 744	6.43	24.71	3.78	34.92

Fuente: Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia de Generación", México 2002

Al comparar el costo nivelado que obtiene la Comisión Federal de Electricidad (Cuadro 20), siendo este de 7.01 dólar/MWh, con el costo nivelado de este proyecto, se obtiene que el costo de inversión para la central es un 41% más caro a través del esquema de Productor Independiente de Energía que si la Comisión Federal de Electricidad la hubiera financiado.

Con lo que respecta al costo total (inversión, combustible y operación y mantenimiento) se eleva en un 8% más, ya que el costo total para la Comisión Federal de Electricidad es de 35.93 dólar/MWh y para el Productor Independiente de Energía es de 38.80 dólar/MWh; este costo se obtiene de la siguiente manera:

$$= \text{costo total CFE} - \text{costo inversión CFE} + \text{costo inversión PIE}$$

$$= 35.93 - 7.01 + 9.88 = 38.80$$

4.4 El Caso de otros Ciclos Combinados bajo el Esquema de Productor Independiente de Energía

En este apartado se compararan los costos nivelados de generación de algunas centrales de ciclo combinado bajo el esquema de Productor Independiente de Energía contra los costos nivelados de generación de CFE (Véase Cuadro 21).

Cuadro 21.

PRODUCTORES INDEPENDIENTES DE ENERGÍA

Proyecto	Generación (MW)	Fecha de entrada en operación	Costo nivelado de generación dólar/MWh ²	Costo nivelado de generación CFE (dólar/MWh)
CC Río Bravo III ¹	495	01-Abr-04	29.53	35.93
CC Altamira III y IV ²	518	01-Oct-02	26.62	35.93
CC Río Bravo IV ³	500	01-Abr-04	26.67	35.93
CC La Laguna I: ⁴	518	22-Abr-04	33.31	35.93
CC Chihuahua I: ⁵	259	30-May-03	34.57	37.46

¹ http://www.cfe.gob.mx/www2/Licitaciones/op_ficha.asp?nu_licit=18164093-015-00

² http://www.cfe.gob.mx/www2/Licitaciones/op_ficha.asp?nu_licit=18164093-003-00

³ http://www.cfe.gob.mx/www2/Licitaciones/op_ficha.asp?nu_licit=18164093-012-01

⁴ http://www.cfe.gob.mx/www2/Licitaciones/op_ficha.asp?nu_licit=18164093-017-01

⁵ http://www.cfe.gob.mx/www2/Licitaciones/op_ficha.asp?nu_licit=18164093-024-00

² Se considera un tipo de cambio de 10.1 pesos por dólar.

³ Comisión Federal de Electricidad, "Costos y Parámetros de Referencia de Generación", México.

Como se puede observar, los Productores Independientes de Energía tienen costos nivelados de generación menores a los obtenidos por la CFE, pero cabe destacar que en los costos de inversión se está considerando exclusivamente el

financiamiento que obtienen los inversionistas durante el periodo de construcción. En el Cuadro 22 se hace la comparación del costo nivelado de inversión, considerando los Cargos por Capacidad, tomando en cuenta una TIR del 10%.

Cuadro 22

Cargos por Capacidad (miles de dólares constantes de 2003)

Años	CC Rio Bravo III		Almirante III y IV		Rio Bravo IV		La Laguna II		Chihuahua III	
	Generación (GWh)	Cargos por Capacidad	Generación (GWh)	Cargos por Capacidad	Generación (GWh)	Cargos por Capacidad	Generación (GWh)	Cargos por Capacidad	Generación (GWh)	Cargos por Capacidad
2003			906	41,772					1,059	14,772
2004	18,19	3,500	3,634	41,772	3,504	35,000	2,407	22,936	1,815	25,500
2005	3,759	46,679	3,634	44,940	3,504	36,472	3,630	46,258	1,815	24,304
2006	3,759	49,685	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	26,000
2007	3,759	42,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2008	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2009	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2010	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2011	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2012	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2013	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2014	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2015	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2016	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2017	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2018	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2019	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2020	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2021	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2022	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2023	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2024	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2025	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2026	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2027	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2028	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
2029	3,759	41,700	3,630	67,276	3,504	33,901	3,630	49,771	1,815	25,500
Total	225,224	268,520	22,471	565,000	21,540	210,419	21,072	224,210	15,780	222,104
Costo nivelado de inversión	11.62	11.62	10.54	10.54	9.78	9.78	10.32	10.32	14.07	14.07
Costo	0.04/MWh	0.04/MWh	0.04/MWh	0.04/MWh	0.04/MWh	0.04/MWh	0.04/MWh	0.04/MWh	0.04/MWh	0.04/MWh

En este cuadro se puede observar que el costo nivelado de inversión es superior al de la CFE, que es de 7.28 dólares/MWh para las centrales de hasta 283 MW y de 7.01 dólares/MWh para las centrales de hasta 568 MW, por lo que los Cargos por Capacidad, al otorgar un rendimiento a los inversionistas, provocarían un incremento en el costo nivelado de generación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CONCLUSIONES

Como primer aspecto es importante destacar la diferencia entre la evaluación económica y la evaluación financiera.

Mientras que en la evaluación económica se va a medir el impacto de un proyecto en el bienestar del país, en la evaluación financiera se va a medir la rentabilidad de la inversión para el ente que la efectúa; es decir, en la evaluación económica se va a evaluar el proyecto desde el punto de vista de la sociedad, ya que se consideran las repercusiones y beneficios que la sociedad obtendría del mismo, en cambio, la evaluación financiera se realiza desde un punto de vista particular, ya que se realiza la evaluación considerando aquellos aspectos de rentabilidad para el inversionista.

De esta manera se puede deducir que financieramente el Proyecto de Ciclo Combinado bajo el Esquema de Productor Independiente es rentable, ya que al esperar una Tasa Interna de Retorno del 15%, se garantiza la recuperación de la inversión, siendo esta en promedio del 25% (67.42 millones de dólares) de la inversión total, así como el pago de la deuda contraída por 202.26 millones de dólares, la cual se amortizará con pagos constantes durante 25 años.

Por otro lado se puede observar, que desde el primer año de operación, el inversionista va a tener resultados positivos en el flujo de capital.

Por lo que respecta a que este tipo de proyectos se realizan bajo el esquema de Productor Independiente de Energía no le conviene al gobierno federal ya que se puede observar claramente que el costo de inversión se eleva de manera considerable debido a las condiciones de financiamiento (el costo de inversión es mayor en un 41%), es decir, conforme la deuda contraída por parte del inversionista se amortice en un periodo de tiempo mayor (para este caso 25

años), el costo de dicho capital será mayor a lo largo del tiempo; pero si este proyecto fuera financiado por la Comisión Federal de Electricidad, el costo de inversión sería menor (7.01 dólares/MWh).

Por el lado del costo total (inversión, combustible y operación y mantenimiento) van a sufrir un incremento del 8% como consecuencia del mayor costo de inversión.

El Productor Independiente de Energía es un esquema de financiamiento mediante el cual el gobierno federal ha incentivado y propiciado la entrada de capital privado al sector eléctrico, aunque, como se pudo observar anteriormente, esto provoque costos de inversión más elevados. Sin embargo, puede considerarse este tipo de esquema como una forma de inversión directa ya que se emplea como un mecanismo para la creación de empleos, así como de infraestructura nacional.

Se debe destacar que los montos considerados en el costo nivelado de generación son los costos nivelados de inversión, de combustible y de operación y mantenimiento; sin embargo, en el primer caso se considera el valor presente al inicio de construcción con las condiciones del financiamiento de las obras, por lo que dicho costo resultaría menor. De lo contrario, si se considerarán los cargos por capacidad a valor presente de inicio de operación con las condiciones financieras bajo las cuales CFE se financia, este costo se elevará.

Hay que hacer notar que el costo nivelado de generación que propone el Productor Independiente de Energía en la licitación (en los casos que se mencionan en este trabajo) es menor que el estimado por la Comisión Federal de Electricidad, sin embargo, el Productor Independiente de Energía presenta costos netos, es decir, para el costo de inversión puede conseguir financiamientos menores, así como menores precios del combustible y en el

costo de operación y mantenimiento. Hasta este punto el Productor Independiente de Energía salda sus deudas, pero ¿cuál es su rendimiento a esta inversión?. Dicho rendimiento se presenta con los Cargos Fijos por Capacidad, donde este pago es independiente de la generación despachada y depende de la inversión física en la central generadora y, como se mencionó con anterioridad, financieramente se obtiene un costo más elevado con estos Pagos por Capacidad que si la Comisión Federal de Electricidad financiara la central.

En el capítulo 3, se menciona en las Especificaciones Básicas de Licitación que el Productor Independiente de Energía se va a encargar de la operación de la central, pero si se analizan detalladamente las erogaciones que debe de hacer la Comisión Federal de Electricidad por concepto de cargo por capacidad y cargo por energía, se puede apreciar que la CFE opera de manera indirecta la central ya que se le suministra el combustible así como el pago por la operación y mantenimiento de la misma, por lo que no se debe de descartar que el Productor Independiente de Energía es únicamente una fuente de financiamiento para la construcción de una central generadora de electricidad.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) Canales Ruiz, Roberto, "TECNOLOGÍAS CON COMBUSTIBLES FÓSILES", Instituto de Investigaciones Eléctricas, 8 de abril de 2003.
- 2) CD ROM: "INTRODUCCIÓN A CFE", versión 3.0, CFE – SUTERM, 1997.
- 3) CEPAL, "RETOS Y POSIBLES SOLUCIONES PARA EL SECTOR ENERGÉTICO MEXICANO", 20 de diciembre de 2001.
- 4) Colección CSH, "HISTORIA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO. TOMO I", Edit. UAM, México 1994.
- 5) Colección CSH, "HISTORIA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO. TOMO II", Edit. UAM, México 1994.
- 6) Comisión Federal de Electricidad, "COSTOS Y PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO", Edit. Subdirección de Programación, C. F. E., México 2001.
- 7) Comisión Federal de Electricidad, "COSTOS Y PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO", Edit. Subdirección de Programación, C. F. E., México 2002.
- 8) Comisión Federal de Electricidad, "INFORME ANUAL 1997", Edit. Comisión Federal de Electricidad, México 1997.

- 9) Comisión Federal de Electricidad, "LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA", Edit. Comisión Federal de Electricidad, México 1992.
- 10) Comisión Federal de Electricidad, "REGLAMENTO DE LA LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA", Edit. Comisión Federal de Electricidad, México 1993.
- 11) Comisión Federal de Electricidad, "INFORMACIÓN BÁSICA 1993", Edit. Comisión Federal de Electricidad, México 1993.
- 12) "CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS", Edit. Porrúa, México.
- 13) Del Río Remus, Gabriel, "CONEXIÓN", Edit. Comisión Federal de Electricidad, Año 3, Número 10, Octubre 1997, México 1997.
- 14) "DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN", Tomo CDLXXI, Número 17, México, D. F., miércoles 23 de diciembre de 1992.
- 15) "DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN", México, D. F., lunes 31 de mayo de 1993.
- 16) "DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACIÓN", México, D. F., viernes 25 de julio de 1997.
- 17) "FISCO AGENDA 2002", Ediciones Fiscales ISEF, S. A., México, enero de 2002, versión cosida.

INTERNET

- 18) <http://www.ciepac.org/bulletins/200-300/bolec279.htm>

- 19) <http://www.energia.gob.mx/wb/distribuidor.jsp?seccion=108>
- 20) http://www.shcp.sse.gob.mx/contenidos/presupuesto_egresos/temas/pef/2003/POR_RAMOS/temas/ramos/ramo18/18164pif.pdf
- 21) <http://www.energia.gob.mx/bajar/doc/prd1.doc>
- 22) <http://rrojasdatabank.net/eclacsa/lcl1175.pdf>
- 23) <http://200.15.46.216/inveyana/ecoycom/dec-01/electri1.htm>

MANUALES

- 24) Miranda Torres, Adolfo, "MANUAL PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO", octubre de 1997.
- 25) Subdirección de Programación, "REGULACIÓN EN MÉXICO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA", 8 de octubre de 1997.
- 26) Miranda Torres, Juan Jacobo, "EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS", septiembre de 1997.
- 27) Miranda Torres, Adolfo, "EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS", septiembre de 1997.
- 28) "PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN. SECTOR ELÉCTRICO", México 2002.
- 29) "PROSPECTIVA DEL SECTOR ELÉCTRICO 2002 – 2011", Secretaría de Energía.

30) Reséndiz Nuñez, Daniel, "EL SECTOR ELÉCTRICO DE MÉXICO", Edit. FCE
- Comisión Federal de Electricidad, México 1994.

31) Rodríguez Mata, Emilio, "GENERACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN MÉXICO (1939 - 1949)", Edit. Investigación Industrial Banxico.

32) Rodríguez Padilla, Victor, "IMPACTO DE LA REFORMA ECONÓMICA
SOBRE LAS INVERSIONES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO: EL
REGRESO DEL CAPITAL PRIVADO COMO PALANCA DE DESARROLLO", Sene:
Reformas Económicas 18, febrero de 1999.

ANEXO

GLOSARIO

- Capacidad.** Medida de la aptitud para generar potencia eléctrica generalmente expresada en megawatts o kilowatts. El término capacidad puede referirse a la potencia suministrada por un solo generados, una central, un sistema local o un sistema interconectado.
- Capacidad instalada.** Potencia nominal o de placa de una unidad generadora.
- Capacidad neta.** Capacidad de una unidad generadora medida en las terminales del generador menos la potencia requerida por los equipos auxiliares (tales como motores, motobombas y otros equipos esenciales para operar la unidad) y las pérdidas en los transformadores.
- Central generadora.** Lugar y conjunto de instalaciones, incluías las obras de ingeniería civil y edificaciones necesarias, directa o indirectamente utilizadas para la producción de energía eléctrica.
- Condiciones ISO.** Características atmosféricas consideradas en el diseño de turbinas de gas (temperatura de 15°C, altitud al nivel del mar y humedad relativa de 60%) y

motores de combustión interna (temperatura 25°C, altitud de 100 msnm y humedad relativa de 30%).

Costo nivelado de energía. Se calcula dividiendo el valor presente de los egresos que ocasionan el diseño y la construcción de una central generadora, más los costos de su operación durante su vida útil, entre la energía que aportará la central en dicho periodo.

Costos de operación y mantenimiento. Costos directos e indirectos de mano de obra, administrativos, refacciones y equipo asociados con la operación y mantenimiento de centrales generadoras. Este concepto no incluye los costos de combustible.

Costos fijos de operación y mantenimiento. Costos independientes de las variaciones de la producción del sistema bajo consideración, se incluye en tales costos: mano de obra, mantenimiento, servicio técnico, laboratorio, impuestos y seguros, reparaciones y administración.

Costos variables de operación y mantenimiento. Costos de materias primas y costos del proceso, que varían con el volumen de producción de la central.

Derrateo. Diferencia entre la capacidad nominal (o de placa) y la capacidad efectiva.

Evaluación económica. Analiza la conveniencia de los proyectos desde el punto de vista de la economía nacional en su

conjunto, midiendo el impacto del proyecto en el bienestar del país.

Evaluación financiera. Adopta la óptica de la empresa que pretende realizar el proyecto, midiendo la rentabilidad de la inversión.

Factor de planta. Conocido también como factor de utilización de una central, 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 ese intervalo de tiempo, a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en por ciento.

Generación bruta. Cantidad total de energía eléctrica producida por las unidades generadoras de una central o varias centrales.

Generación neta. Es la generación bruta menos la energía consumida para los usos propios de la central.

Poder calorífico (de un combustible). Contenido de energía. Se expresa en Joules, kilocalorías o BTU por unidad de masa o volumen.

Régimen térmico. Es la relación entre la energía suministrada al ciclo termodinámico de la unidad en kcal/h, BTU/h, kJ/h, dado el consumo de combustible, con respecto a la

energía que se obtiene a la salida del generador eléctrico en kW.

Usos propios.

Es la energía eléctrica recibida y autoabastecida consumida por los equipos auxiliares de las centrales (motores de equipos, alumbrado, etc.).

Vida útil.

Periodo que ha sido diseñado cualquier equipo o instalación para que su operación sea de manera eficiente.