



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ECONOMÍA

“EVALUACIÓN DE LOS PIDIREGAS COMO
ALTERNATIVA DE FINANCIAMIENTO:
EL CASO DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD”

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE:
LICENCIADA EN ECONOMÍA

PRESENTA:
LILIANA BERNAL MARTÍNEZ

ASESOR:
DR. ALEJANDRO JORGE MONTROYA MENDOZA



MÉXICO, D.F.

DICIEMBRE DE 2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

SECRETOS

*Me gustan los secretos que me dices
sin decir palabra,
sin abrir la boca.*

*Secretos que tu lengua sabia
susurra a mi oído necio, revelando
para mi consuelo todas aquellas verdades
sobre la ausencia y el deseo.*

Miguel Ángel Ramos Hernández

GRACIAS

A quién me enseña a aprender, comprender y entender

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Economía

A quién me siempre me da su amor incondicional

Francisca Martínez Rubio

Taurino Bernal Covarrubias

Rosalba Bernal Martínez

Oscar Bernal Martínez

Joshua Airy Pimentel Bernal

Andrei Pimentel Bernal

A quién me brinda su asesoría y amistad

Dr. Alejandro Jorge Montoya Mendoza

A quién me brinda su ayuda desmesuradamente

Alejandro Reyes Almazán

Antonio Suárez Reyes

Arturo Santos López

Blanca Nelly Sánchez García

Christian Said Domínguez Blancas

Claudia Bibiana González Dimas

Eduardo Medina Toribio

Eduardo Vicente Pérez González

Eloisa Muciño Miranda

Isaac Sánchez Gil

Ivón Aguilar Chombo

Jessica Fernández Delgado

Jesús Montoya

José Gastón Sosa Ferreira

Nadia Salas Ruiz

Noemi Ornah Levy Orlik

Susana Sánchez Gordillo

Vicente García López

Vicente Medina Rosas

Índice

Introducción	i
Capítulo I Sector eléctrico	1
I. 1 Marco Jurídico del Sector	1
I. 1. 1 Marco Constitucional	1
I. 1. 2 Marco Legal y Normativo	3
I. 1. 2. 1 La Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad	3
I. 2 Política Energética	8
I. 2. 1 Política energética para el sector eléctrico	13
I. 3 Antecedentes y análisis económico del sector eléctrico	16
I. 3. 1 Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	27
I. 3 . 2 Mercado Eléctrico	30
1. 3. 2. 1 Condiciones de la oferta y demanda de energía eléctrica	32
I. 3. 2. 1. 1 Demanda, oferta y consumo per cápita de energía eléctrica	36
I. 4 Requerimientos de Inversión	38
Capítulo II Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo	43
II. 1 Antecedentes de los PIDIREGAS	43
II. 2 Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo	45
II. 2. 1 Concepto	45
II. 2. 2 Marco Legal	46
II. 2. 3 Clasificación	49
II. 2. 4 Etapas de los PIDIREGAS	54
II. 3 PIDIREGAS en la Comisión Federal de Electricidad	57
II. 3. 1 Clasificación por tipo de inversión	59
II. 3. 2 Clasificación por tipo de infraestructura	61
Capítulo III. Impacto de los PIDIREGAS en el sector eléctrico y en la economía pública	65
III. 1 El Sector Público	65

III. 2 Inversión en el Sector Público	68
III. 3 Inversión en el sector energético	71
III. 3. 1 Inversión en el Sector Eléctrico	72
III. 4 Inversión Financiada o PIDIREGA	73
III. 5 Inversión PIDIREGA por tipo de actividad	78
III. 6 Amortización e intereses de PIDIREGAS de Inversión directa de CFE	81
III. 7 Balance Financiero de la CFE y su relación con PIDIREGAS	84
III. 7. 1 Gasto de PIDIREGAS en la CFE	85
III. 8 Compromisos PIDIREGAS en Cierres Totales y Cierres Parciales	86
III. 9 Evaluación de los criterios en el financiamiento de los PIDIREGAS	87
III. 9 . 1 Criterios de evaluación social	91
III. 9. 2 Criterios de evaluación financiera	92
III. 10 Financiamiento en la CFE	96
III. 11 Perspectiva de los requerimientos financieros derivados de los PIDIREGAS.	105
Conclusiones	109
Anexo	112
Bibliografía	129

Introducción

Para la mayoría de las economías del mundo uno de los principales sectores resulta ser el energético, ya que suministra insumos básicos a las diferentes industrias y actividades, así como a la población en general, comprendiendo tales insumos los derivados del petróleo y la electricidad. Desde esta perspectiva, el sector debe cubrir una demanda de gran amplitud, lo cual requiere de una constante inversión, gasto en infraestructura que tiene una significación mayor por ser un soporte y un detonador de la economía en su conjunto al propiciar un aumento en su productividad global y, en consecuencia, una disminución en los costos de producción. Más aún, el sector tiene una importancia crucial en la actualidad, cuando se ha generalizado el uso de las tecnologías microelectrónicas e informáticas que requieren mucho de él. Todo lo anterior involucra necesariamente la participación del Estado y de diversos sectores económicos y sociales en las actividades correspondientes.

En este contexto es importante que el Estado tenga la mayor participación en la inversión física del sector, tanto por su carácter estratégico como por el hecho de que tal formación de capital no genera ingresos en periodos inmediatos a su ejecución al implicar plazos largos de maduración, además que este tipo de bienes de capital presentan una baja liquidez y una disposición en el mercado casi nula. Haciéndose cargo el Estado de esta tarea y asumiendo los riesgos correspondientes, para el financiamiento de mayores inversiones suele contar con tres fuentes principales: aumentar la base gravable, reasignar el presupuesto gubernamental o incurrir en deuda pública. Tales fuentes, sin embargo, pueden ser insuficientes para cubrir tal financiamiento.

En el caso de la economía mexicana, el sector energético está bajo el control del Estado mediante las empresas paraestatales Petróleos Mexicanos (PEMEX), Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC). La realización de la inversiones en el sector debe ser técnicamente posible

y viable tanto en términos económicos y financieros, de ahí la importancia de evaluar las diferentes alternativas para su financiamiento, sobretodo si se considera que las fuentes tradicionales –presupuestales y crediticias- del mismo resultan insuficientes, o bien si como lo han decidido los últimos gobiernos se da cabida a una participación creciente del sector privado en el sector. A partir de 1997, la principal opción de financiamiento ha sido la de los Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo o Proyectos de Inversión con Impacto Diferido en el Gasto Público (PIDIREGAS), tema central del presente trabajo. La inversión total en el sector ciertamente ha crecido en términos absolutos en los últimos años, sin embargo la inversión presupuestal ha disminuido su participación relativa a la par de un aumento de la correspondiente a la inversión financiada, específicamente la aportada por el sector privado con los PIDIREGAS (llegando ya hasta una tercera parte del total de inversión, según se verá en el capítulo III) lo cual muestra una disminución de la participación directa del Estado principalmente en la creación de infraestructura. Vale entonces preguntarse por las repercusiones a mediano plazo de este hecho.

Cabe señalar que los PIDIREGAS, utilizados para satisfacer las necesidades de infraestructura y clasificados como *inversión directa*, no son el único ámbito de participación privada en el sector –que en tal caso es temporal pues el control de los activos construidos con ellos pasa a manos de las entidades paraestatales-; otro caso es la inversión privada de los denominados Productores Independientes de Energía (PIE), cuyo control de activos se mantiene privado, pero que puede implicar la compra pública de las centrales de dichos productores en los casos de imprevistos o de incumplimiento del contrato (clasificándose entonces las partidas destinadas a estos pagos públicos como *inversión condicionada*). Cabe resaltar que actualmente existen 22 permisos tipo PIE, generando ya casi la tercera parte de la oferta de energía eléctrica en el país. Dado esto me ha parecido importante contemplar esta alternativa de financiamiento en este trabajo, siendo una de las más utilizadas por la CFE en los últimos años.

Considerando todo lo anterior, la finalidad del presente trabajo es describir y analizar el mecanismo de financiamiento representado por los PIDIREGAS y evaluar hasta cierto punto su grado de viabilidad en el balance económico y financiero del sector eléctrico, así como su impacto general sobre las finanzas públicas. Cabe subrayar, sin embargo, que el trabajo no está enfocado a una evaluación propia y formal de proyectos de inversión, sino a juzgar la pertinencia y sostenibilidad de su uso en la CFE.

Al respecto se delinearán tres escenarios al recurrir sistemática y crecientemente a los PIDIREGAS: el primero, que los ingresos de los proyectos resulten autosuficientes para cubrir su costo y su mantenimiento; el segundo, que los proyectos no generen los ingresos suficientes y requieran ser cofinanciados con recursos presupuestales de la CFE, y finalmente, que los proyectos no resulten viables o generen ingresos tan reducidos que obliguen a trasladar enteramente el esquema de PIDIREGAS al gasto presupuestal directo, obligando pues a que el Estado asuma plenamente la garantía formal de los compromisos financieros que derivan de ellos

La hipótesis que se plantea en este trabajo es que los PIDIREGAS permiten incrementar el gasto de inversión sin causar déficit ni en las finanzas de la CFE ni en las del Gobierno Federal, debido a la naturaleza del tipo de financiamiento que permite diferir contablemente ese gasto a plazos determinados, e ir logrando la cobertura de la deuda en que se incurre para ello con los flujos de efectivo que se generan con la operación de las obras. Sin embargo, esto tiene su contraparte en una tendencia a aumentar los pasivos del gobierno y en hacer gravitar mayormente el peso del sector privado en una actividad de carácter eminentemente público y nacional.

Para evaluar nuestra hipótesis analizamos el periodo que comprende principalmente los años de 1997 a 2007 –así como las proyecciones oficiales disponibles-, abordando tanto el aspecto económico como el institucional y recurriendo para ello a material biblio-hemerográfico y a una serie de documentos normativos y estadísticos provenientes de las Secretarías de Hacienda y Crédito Público, de la Secretaría de Energía, así como de la Comisión Federal de Electricidad.

El trabajo consta de tres capítulos, titulándose el primero “El sector eléctrico”, cuyo objetivo es describir su contexto y su situación reciente. Inicia con una revisión de aspectos normativos e institucionales así como de la política energética; luego de esto se presenta un breve análisis teórico de las estructuras de mercado a las que pertenecen las empresas paraestatales, especialmente CFE y LFC. Se describe posteriormente la estructura del Sistema Eléctrico Nacional y su papel dentro de las fuerzas del mercado -oferta y demanda de electricidad-, y por último se aborda la cuestión de las inversiones que se necesitan en los años siguientes, la cuales resultan cruciales para lograr su crecimiento y equilibrio.

En el segundo capítulo, titulado “Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS)”, el objetivo es analizar las características de este esquema de financiamiento, así como su clasificación de acuerdo al tipo de inversión y necesidad de infraestructura dentro de la CFE. Para ello se revisan antecedentes en otros países y su forma de adopción en México. Al realizar este capítulo nos enfrentamos a la cuestión de cómo presentar las cifras del costo de los PIDIREGAS, y decidimos que para un mejor análisis de estos era más adecuado manejar las cifras en millones de pesos del 2007 a efectos de obtener el monto actual en dólares americanos. Esta referencia permitiría establecer la magnitud de su costo comparativamente con otras cuentas tales como las reservas internacionales, las exportaciones e importaciones, las remesas, etc.

En el último capítulo, titulado “Impacto de los PIDIREGAS en el sector eléctrico y en la economía pública”, se evalúa el impacto económico y financiero de este tipo de proyectos, buscando poner a prueba tanto el objetivo del Estado de mantener las finanzas sanas -esto es aumentar el gasto sin implicar déficits fiscales excesivos- como sostener el papel fundamental de la inversión en la actividad de los sectores público y privado; así como describir la política de financiamiento en la Comisión Federal de Electricidad; además se aborda brevemente un análisis social de estos proyectos.

En la parte final del trabajo se presentan las conclusiones y los anexos institucionales y estadísticos pertinentes para una mejor comprensión de nuestra interpretación. Cabe advertir que el trabajo no presenta un marco teórico inicial y por separado, sino que aborda los elementos teóricos que se consideraron necesarios referir al inicio de cada capítulo y de acuerdo a los temas correspondientes.

Capítulo I Sector Eléctrico

I. 1 Marco Jurídico del Sector

Para introducir el análisis del sector resulta importante describir primero las cuestiones que tienen que ver con su orden institucional en nuestro país. Siendo el sector energético uno de los más importantes sectores de la economía nacional, debe tener por ello un marco constitucional, un marco legal y normativo que justifique como único productor al Estado, si bien no se trate en este marco al sector como un monopolio natural. Así, conforme a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos el marco general del sector se encuentra normado por los Artículos 25, 27 y 28; y lo correspondiente a lo legal y normativo –lo cual debe ser aprobado por el H. Congreso de la Unión- se sujeta a las siguientes leyes: *Ley de Planeación (LP)*, *Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF)*, *Ley Federal de las Entidades Paraestatales (LFEP)*; así como el *Reglamento Interior de la Secretaría de Energía (SENER)*. La relación de ambos marcos permite generar las condiciones para el crecimiento y desarrollo manteniendo así la soberanía del país sobre el sector.

I. 1. 1 Marco Constitucional

Este marco descansa en los artículos constitucionales donde constan los párrafos directamente ligados al sector. La siguiente es una breve síntesis de dichos artículos (subrayando lo relacionado con el tema del trabajo y lo de mayor interés para nuestro objetivo):

Artículo 25 Constitucional:

“El Estado garantizará, conducirá, coordinará y orientará la actividad económica nacional, y llevará a cabo la regulación y el fomento de las actividades que

demande el interés general en el marco de las libertades que otorga esta Constitución.”¹

Artículo 27 Constitucional:

“... Tratándose de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos, en términos que señale la Ley Reglamentaria. 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 fines...”²

Y por último, el Artículo 28 Constitucional, el cual establece:

“... No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear; electricidad y las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión”.³

Cabe señalar que esta última norma impide que pueda enjuiciarse la actividad estatal en los sectores señalados con base en los criterios económicos que modelan la forma de mercado monopolista.

¹ *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. Capítulo I De las garantías individuales. Editorial Porrúa. 2005. pág.27,29 – 33, 42.

² Ídem

³ Ídem

I. 1. 2 Marco Legal y Normativo

Una serie de leyes reglamentan la aplicación del anterior marco constitucional, a la vez que constituyen el soporte jerárquico o de tipo piramidal para la gestión del sector energético. Partiendo del vértice de esta pirámide normativa se encuentra la Ley de Planeación⁴ (LP), especialmente en sus Artículos 16 y 29; ambos describen lo que corresponde al titular del Ejecutivo y a las dependencias de la administración pública federal en cuanto a elaboración, coordinación y seguimiento del Plan Nacional de Desarrollo.

En un segundo nivel normativo se encuentra la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal⁵ (LOAPF), donde puede encontrarse la definición de las funciones de la Secretaría de Energía (SENER) como representante del sector. El Artículo 33 de dicha ley resulta de especial interés para nuestro tema de investigación, pero antes de referirlo conviene primero presentar algunos antecedentes de esta entidad.

I. 1. 2. 1 La Secretaría de Energía y la Comisión Federal de Electricidad

La SENER es la entidad representante del sector, contando con funciones que le son asignadas por la Administración Pública Federal⁶, la cual tiene a su cargo a las empresas paraestatales y a los órganos desconcentrados que están jerárquicamente subordinados, cada uno con facultades específicas dentro del ámbito de su competencia y de acuerdo con las disposiciones legales que resulten aplicables.

Sus antecedentes tienen que ver con la expedición de la LOAPF en 1976, la cual creó la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial (SEPAFIN), cuyas facultades eran la posesión, vigilancia, conservación o administración de los

⁴ Diario Oficial de la Federación (DOF) del 23 Mayo del 2002.

⁵ DOF del 2 de junio del 2006.

⁶ Ya que es considerada como organismo centralizado.

bienes de propiedad originaria, teniendo adscritas una serie de industrias. El sector energético y la industria estratégica requerían mayor atención, por ello se reformó en 1982 la LOAPF dando paso al surgimiento a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP), que sustituyó a la SEPAFIN. En 1994, ante una nueva reforma a la LOAPF, la SEMIP se convierte en la Secretaría de Energía (SENER) otorgándole responsabilidades de conducción de la política energética y la coordinación estratégica del sector.

La SENER sufrió en los últimos siete años otras reestructuraciones, la primera en el 2001, cuando se definen los ahora subsectores de Hidrocarburos y Electricidad y de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico a fin de hacer una planeación de política energética más específica. La otra reestructuración fue en el año 2004, argumentándose una política de austeridad presupuestal para garantizar la innovación, calidad, modernización, racionalización y optimización de los recursos de capital humano, y garantizar el suministro de energéticos.

La misión de la Secretaría es formular y realizar la política energética para el crecimiento del sector de manera cuantitativa y cualitativa; los objetivos son los de garantizar el suministro óptimo de energía en sus distintas modalidades con alta calidad y bajo costo, así como procurar que ello sea de manera segura, eficiente, suficiente, económicamente viable y ambientalmente sustentable. Por su parte, la visión de la SENER es el suministro de energía a la población y a los sectores productivos. Para ello afirma que se hará valer de sus empresas públicas, *con ayuda de las privadas*. Esa visión también busca crear una cultura energética en la población, usando de modo eficiente la energía y promoviendo sus fuentes alternativas, así como incrementar la investigación científica y el desarrollo tecnológico.

El fundamento jurídico-normativo de la SENER se encuentra en los Arts. Constitucionales 25, 27 y 28 que hemos referido antes, en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y en Materia Nuclear, en la

LOAPF, así como también en su respectivo Reglamento Interior que sólo el Presidente puede expedir. Hemos señalado antes que el Artículo 33 de la LOAPF resulta importante para este trabajo, pues en él puede verse que la normatividad ha flexibilizado el control nacional del sector energético previsto en la Constitución, permitiendo en sus párrafos V y VII la participación del sector privado (que se resaltan a continuación con subrayados):

“Artículo 33. A la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos:

- I. Conducir la política energética del país;
- II. Ejercer los derechos de la nación en materia de petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos; energía nuclear; así como el aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requieran para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público;
- III. Conducir la actividad de las entidades paraestatales cuyo objeto esté relacionado con la explotación y transformación de los hidrocarburos y la generación de energía eléctrica y nuclear, con apego a la legislación en materia ecológica;
- IV. Participar en foros internacionales en materias de competencia de la Secretaría, con la intervención que corresponda a la Secretaría de Relaciones Exteriores, y proponer a ésta la celebración de convenios y tratados internacionales en tales materias;
- V. Promover la participación de los particulares, en los términos de las disposiciones aplicables, en la generación y aprovechamiento de energía, con apego a la legislación en materia ecológica;

- VI. Llevar a cabo la planeación energética a mediano y largo plazos, así como fijar las directrices económicas y sociales para el sector energético paraestatal;
- VII. Otorgar concesiones, autorizaciones y permisos en materia energética, conforme a las disposiciones aplicables;
- VIII. Realizar y promover estudios e investigaciones sobre ahorro de energía, estructuras, costos, proyectos, mercados, precios y tarifas, activos, procedimientos, reglas, normas y demás aspectos relacionados con el sector energético, y proponer, en su caso, las acciones conducentes;
- IX. Regular y en su caso, expedir normas oficiales mexicanas sobre producción, comercialización, compraventa, condiciones de calidad, suministro de energía y demás aspectos que promuevan la modernización, eficiencia y desarrollo del sector, así como controlar y vigilar su debido cumplimiento;
- X. Regular y en su caso, expedir normas oficiales mexicanas en materia de seguridad nuclear y salvaguardas, incluyendo lo relativo al uso, producción, explotación, aprovechamiento, transportación, enajenación, importación y exportación de materiales radioactivos, así como controlar y vigilar su debido cumplimiento;
- XI. Llevar el catastro petrolero.”

En lo que constituye un tercer nivel o piso normativo se encuentran las principales empresas paraestatales del país, Petróleos Mexicanos (PEMEX), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LyFC), cuyas funciones son reguladas por lo que establece la Ley Federal de las Entidades

Paraestatales⁷ (LFEP), en la que se destaca el objetivo de establecer políticas generales y definir las prioridades relativas a la producción, productividad, comercialización, finanzas, investigación, desarrollo tecnológico y administración general.

De acuerdo a lo establecido en la LSPEE y en el Reglamento de la Secretaría de Energía, la CFE⁸ depende de ésta. Es considerada como entidad paraestatal y como tal deberá estar apegada a lo señalado en la LFEP para su organización, objetivos y obligaciones como parte integral de la Administración Pública Federal. La SENER tiene la facultad de autorizar a la CFE los programas necesarios para las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La CFE debe seguir los términos establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en cuanto a la concesión de permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar las condiciones y los términos de la prestación de servicios, entre otros, además de regular los servicios de conducción, transformación y entrega de energía entre entidades que tienen a su cargo el servicio público, y entre éstas y los particulares; así como la generación, exportación e importación de energía que realicen los particulares relacionados con el sector eléctrico.

Asimismo, entre las facultades que corresponden a la CFE se encuentran las de encargarse de las actividades de generación, conducción, transformación, distribución, exportación e importación y venta de energía; asimismo, para optimizar el servicio público de energía la empresa está facultada para proponer programas de inversión a corto, mediano y largo plazo, enfocándose también a promover la investigación tecnológica y científica, la fabricación de equipos y materiales, y lograr una planeación eficiente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)⁹. Ejerciendo estas facultades, la CFE pretende materializar su misión y visión, que resume en un solo objetivo: prestar el servicio de electricidad a precios

⁷ DOF del 21 de agosto del 2006.

⁸ Organismo público descentralizado con propia personalidad jurídica y patrimonio individual.

⁹ Prestar el servicio público de energía eléctrica en los términos del Artículo 4º y conforme a lo dispuesto en el Artículo 5º de la LSPEE.

competitivos de acuerdo a las necesidades de la población y de los sectores económicos, siendo esto resultado de las mejoras tecnológicas, de la diversificación de las fuentes de energía, de la creación de infraestructura y de la eficiencia de sus recursos humanos.

I. 2 Política Energética

El marco normativo que se ha presentado en los apartados anteriores debe guiar las acciones de regulación y operación del sector, lo que implica una conducta política de la intervención del Estado en la economía nacional. Para entender los principios y objetivos de la política energética conviene recordar que el concepto de política en general tiene una acepción derivada de *polis* (*politikós*), significando “todo lo que se refiere a la ciudad, y en consecuencia al ciudadano, civil, pública y también sociable y social.”¹⁰ Esta definición general debe especificar un marco más concreto de la intervención económica del Estado a través de las Políticas Públicas, parte de las cuales refiere la Política Económica, entendida como el conjunto de medidas e instrumentos para la planeación, regulación y gestión sobre los distintos mercados y sectores de actividad, que son también reflejo de acuerdos y conflictos, y en general de un pacto social de poder.¹¹

El Estado, al planear, consensuar y ejecutar distintas políticas interviene en el sistema económico tanto en la operación de los mercados (por ejemplo, con las políticas monetaria y fiscal), como en la situación y desempeño de los distintos sectores sociales y de actividad económica.¹² El Estado al definir la política económica tiene que distinguir sus alcances cuantitativos y cualitativos, los cuales no modifican al sistema económico, si bien llegan a existir políticas económicas de

¹⁰ *Diccionario de Política*. Dirigido por Norberto Bobbio e Nicola Matteucci. Editorial Siglo XXI. México. 1982. pág. 1240

¹¹ Cf.- Lichtensztein, Samuel.- “Enfoques y categorías de la política económica”, en *Lecturas de Política Económica*, DEP-FE, UNAM, 1982, pp. 15-49.

¹² Las llamadas políticas *de ordenación* están encaminadas a establecer y modificar al mercado de acuerdo a las necesidades de un país; por su parte, las llamadas políticas *de proceso* tienen como función resolver los desequilibrios del mercado resultantes de las políticas de ordenación.

reestructuración significativa, por ejemplo, los cambios constitucionales o nacionalizaciones.¹³ La política económica tiene como principal objetivo el crecimiento económico tanto de corto como de largo plazo, por ello plantea las medidas e instrumentos para todos los sectores estratégicos, siendo importante por ello describir la política del sector energético y en particular del eléctrico.

La política energética oficial, cuyo diseño esta a cargo de la SENER como parte de la política económica general del Estado, tiene por objetivo principal cumplir con el abasto suficiente y eficiente de energéticos en el corto y largo plazo, la cual se delinea dentro del Plan Nacional de Desarrollo (PND), que describe las estrategias para contribuir al desarrollo sustentable del país, buscando obtener un equilibrio entre la eficiencia económica y la conservación del medio ambiente. Los principales objetivos de la política energética y los que interesan a esta investigación se encuentran en el Programa Sectorial de Energía 2000 – 2006.

De acuerdo a lo anterior, la política parte de los siguientes principios rectores que implican medidas, acciones y resultados, que pretenden tener un nivel de alcance total, tanto en el bienestar de la población, como en la actividad económica doméstica –incluido el medio ambiente- y en la relacionada con el exterior. Tales medidas son las siguientes:

- Soberanía Energética
- Seguridad de Abasto
- Compromiso Social
- Modernización del Sector
- Mayor participación privada
- Orientación al desarrollo sustentable

¹³ Cabe mencionar que este tipo de política se sitúa entre los dos ámbitos, el público y el económico, reordenando en el primero los marcos normativos, jurídicos, políticos, etc.; modificando las cuestiones cuantitativas y cualitativas del mercado en lo segundo.

Cabe destacar que la soberanía nacional está ligada positivamente con la seguridad de abasto, el compromiso social y la orientación al desarrollo sustentable; mientras que –desde la óptica oficial- la participación privada en la inversión del sector se relaciona directamente con su modernización. Sin embargo, al permitir mayor inversión de la iniciativa privada para la modernización e innovación que se necesita, surge la interrogante de si los beneficios económicos quedarían divididos entre el Estado y ella; siendo el sector estratégico para la economía y con carácter público, se puede correr el riesgo de una disminución de recursos del Estado y la pérdida del poder de monopolio natural, llegando a convertirse en un monopolio sólo privado como ocurrió con Teléfonos de México. Por su parte, las autoridades en materia energética tratan de justificar la opción de inversión a través de los PIDIREGAS mediante la política que a continuación se describe, y que considera vinculadas la inversión y la seguridad de abasto:

El objetivo principal de la política energética es el aseguramiento de la energía que debe traducirse en *competitividad y en disminución de los costos de las empresas*, y que refleje una mejor calidad del insumo a precios justos. Para lograr esto, se han propuesto las reformas energética y fiscal por el Ejecutivo¹⁴.

La política energética oficial plantea también un nuevo y adecuado régimen fiscal en CFE y LFC, bajo la idea de que sus finanzas sean sanas y permitan desarrollar las actividades necesarias para un servicio de mejor calidad, tales como dar mantenimiento adecuado a la infraestructura existente, a la vez que construir y expandir plantas productivas. Un ejemplo claro que hace ver la difícil situación financiera y la necesidad de las reformas en la industria eléctrica es el caso de LFC, cuyas finanzas se encuentran deterioradas por pérdidas de operación de alrededor de 120 millones de pesos al día, por transferencias en los

¹⁴ A fines de octubre de 2008 el H. Congreso de la Unión aprobó una reforma energética propuesta por el Ejecutivo y posteriormente consensuada por los principales partidos políticos; en cuanto a lo fiscal, la reforma correspondiente sólo ha implicado la aplicación de un impuesto adicional a las empresas (IETU).

cinco últimos años de 150 mil millones de pesos, y por contar con 20 mil jubilados y 40 mil trabajadores activos, implicando todo esto en gastos corrientes¹⁵.

Las adecuaciones que el gobierno propone se sitúan en el orden jurídico, considerado como un instrumento de reestructuración y de desarrollo del sector; los cambios legales y de regulación proponen fomentar *una mayor participación de los sectores social y privado dentro de aquellas actividades no reservadas al Estado o en su defecto que sean complementarias al gasto público*, con el objetivo de optimizar dichas actividades siempre cuidando el patrimonio nacional. Inicialmente el gobierno tenía la propuesta de abrir la industria de la refinación a la inversión privada con la intención de complementar la oferta de combustibles en el mediano y largo plazo, sin embargo, recientemente el gobierno de Felipe Calderón ha propuesto la construcción de una refinería con un costo de 12 mil millones de pesos cuyo recursos provendrán del Fondo de Estabilización para la inversión de PEMEX.

Además se ha propuesto la modificación de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en relación con el Ramo del Petróleo, principalmente en lo que se refiere a la participación de los sectores en cuanto a inversión para optimizar las actividades de exploración y producción a través del apoyo de terceros que permitan reducir los costos; mientras que el transporte, almacenamiento y distribución pueden participar los sectores social y privado mediante permisos, estos contratos no implican transmitir la propiedad al contratista, sino solamente pagar por sus servicios.

La necesidad de inversión en el sector es clara, aunque considero que para un país como México sería preferible *impulsar la participación de empresas mexicanas* en los proyectos de infraestructura antes que la extranjera. Sin embargo, la política oficial propone asignar más recursos para la construcción de nuevas plantas y para el mantenimiento de las ya existentes incorporando a los procesos mejoras tecnológicas, etc., sin discriminar el origen de tales recursos.

¹⁵ Periódico *Reforma*, 22 de enero de 2008, "Va el Distrito Federal a colapso eléctrico".

Dicha política considera también que uno de los tantos problemas que causa la insuficiente inversión es la pobre investigación de fuentes de energía alternas. Por ello, el principio de *incrementar la utilización de fuentes renovables de energía*¹⁶ y *promover el uso eficiente y ahorro de la misma*, se menciona como uno de los más importantes. Algunas acciones al respecto son la promoción para diversificar las fuentes de energía; así como también la instalación de equipo de control, monitoreo y quemadores de bajo NOx en las centrales termoeléctricas; asimismo, un mejor aprovechamiento de la energía a través de programas como son el horario de verano, la elaboración de Normas Oficiales Mexicanas (NOMs) sobre eficiencia energética; la reconversión de plantas que queman combustóleo a gas natural para la producción de electricidad a un nivel óptimo ambiental, así como utilizar de manera segura y confiable las fuentes nucleares de energía y siempre y cuando sus aplicaciones sean para usos pacíficos.

México cuenta con experiencia núcleo-eléctrica para generar electricidad, contando con dos unidades en la Central Laguna Verde. Los beneficios de esta fuente de energía es que, además de permitir una generación de electricidad diversa, también reduce la emisión de gases de efecto invernadero y da oportunidad a futuras generaciones de conservar los recursos no renovables. Sin embargo, en cuestiones de tecnología nuclear México aún no se encuentra en un nivel óptimo, por lo que este tipo de infraestructura necesita más atención para no prevenir accidentes que serían catastróficos. De manera que para este tipo de tecnología se requiere fomentar las inversiones no solo para incrementar el capital fijo sino también en relación a la investigación y al conocimiento experto de su uso.

Es positivo que la política energética subraye que, en general, el sector debe ser líder en prevención de riesgos en la operación productiva. Se trata de introducir la cultura de prevención de accidentes, dado que las principales empresas han aumentado su gasto en capital variable; en PEMEX el objetivo es el

¹⁶ Energías renovables o alternas como lo son la solar, eólica, geotérmica y biomasa.

de mantener constante la capacitación de su personal en todas sus áreas operativas bajo los lineamientos de la PROFEPA¹⁷; así como incrementar los recursos a programas de seguridad para el mantenimiento de sus instalaciones, ductos y transportes. Por su parte, la CFE afirma promover la capacitación y desarrollo profesional de su personal calificado y no calificado con el objetivo de disminuir las fallas técnicas y evitar accidentes dentro de sus plantas.

Por último, y no por ello deja de ser un principio importante, según sostiene el discurso oficial al respecto, el sector debe dar la adecuada protección del medio ambiente. El principal objetivo es la disminución de residuos contaminantes que son resultado de los procesos productivos. A través de la mejora de dichos procesos, se espera entonces que la relación calidad-contaminación sea menor y que se refleje en el medio ambiente a partir de desarrollar una política energética ambiental y de mantener y fortalecer la política de combustibles más limpios. Se dice que para ello PEMEX ha mejorado la calidad de sus productos a través de la eliminación del plomo en sus combustibles, la introducción de oxigenantes, reducciones en el contenido de azufre y en compuestos cancerígenos, e incrementar el octanaje de las gasolinas. Se menciona también que se busca mitigar la emisión de gases invernadero.

1. 2. 1 La política energética para el sector eléctrico.

El sector eléctrico sigue el Programa Sectorial de Energía, el cual define las vías y los instrumentos para alcanzar los objetivos planeados en la materia, y guía a sus empresas y organismos a fin de garantizar y maximizar el abasto del servicio eléctrico a los diferentes usuarios. A continuación presentamos los aspectos más importantes de dicho programa:

La política declarada del sector se enfoca a su integración y modernización para suministrar adecuadamente la electricidad, con base en dos objetivos

¹⁷ Procuraduría Federal de Protección al Ambiente.

principales: primero, *la coparticipación en la generación eléctrica de las empresas del Estado con productores privados*, y segundo, *el aumento de la inversión para la construcción y modernización de las plantas y demás activos de capital fijo*. Así pues, el Programa hace explícito el interés gubernamental por incluir a la iniciativa privada en la materia, dando continuidad a lo propuesto por el gobierno de Ernesto Zedillo y con la misma justificación consistente en disminuir la presión presupuestal del Estado mediante la inversión financiada por el sector privado. Las principales medidas del Programa para lograr dichos objetivos son las siguientes:

- i) Una total separación vertical de las actividades de la industria con el propósito de operar a una escala menor de planta y costos, aumentando la productividad.
- ii) Aumentar la participación del sector privado nacional y extranjero en la inversión en infraestructura;
- iii) Expandir la red del Sistema Eléctrico Nacional;
- iv) Establecer las condiciones necesarias para mantener el equilibrio del mercado eléctrico a través de la creación de un organismo que sea el mediador entre los participantes del mercado;
- v) Aplicar una adecuada política de subsidios para los sectores de la población que más lo necesiten, así como electrificar todo el país, y aplicar programas de ahorro de energía;
- vi) Diversificar las fuentes de energía y mejorar la calidad de los combustibles para disminuir el impacto ambiental.

El Programa proponía lograr estas medidas con base en lo siguiente: para la primera se plantea aprovechar las ventajas que tiene el país para la producción de electricidad –recursos naturales y mano de obra-; explotar racionalmente los recursos naturales –petróleo, agua, carbón, minerales, etc.-; crear una cultura de trabajo –capacitación y mejora de condiciones laborales; y finalmente, buscar un óptimo funcionamiento de las empresas en sus condiciones económicas y financieras.

La segunda medida del Programa se lograría aumentando la participación privada en la cogeneración de energía y en la inversión en infraestructura, sin embargo, ya que el sector está bajo la rectoría del Estado, resultaría necesario modificar el marco legal y normativo; el Programa considera que esto no implicaría lesionar la soberanía del país. El resultado esperado sería el de aumentar la producción de manera más barata y eficiente, favoreciendo la economía de los consumidores finales. A su vez, esto llevaría al cumplimiento de la tercera medida, ya que al aumentar la generación se expandirían las redes o canales de distribución de la electricidad, lo que implica sin embargo un aumento adicional de las inversiones requeridas.

Para la cuarta medida se supone que con la creación de un organismo especial para supervisar el mercado, la operación de la red y sus servicios se hará más eficiente y transparente, dando confianza y certidumbre a los consumidores.

La quinta y la sexta medidas sustentarían el aspecto social de la política eléctrica: en efecto, plantea sostener los subsidios a los sectores de la población cuyos ingresos no permiten el pago total del servicio, aunque debiendo establecerse de acuerdo al precio y al costo. Esto no se detalla más, pero las estadísticas de las CFE y la LFC indican que en los últimos años ha tendido a sostenerse una relación promedio precio/costo de la energía en aproximadamente 0.64, siendo mayor este valor para el consumo de la industria (0.83) y menor para el doméstico (0.39), aunque en éste último caso, tendiendo a elevarse desde 2002.

Otra parte social importante de estas medidas es el objetivo de la electrificación general del país para brindar el servicio a las comunidades rurales, marginadas e indígenas, buscando acompañar el servicio eléctrico de otros como educación, salud, agua potable, etc. Por ejemplo, mediante el plan de desarrollo

social Programa de Electrificación Rural¹⁸ 2002-2006 se ha buscado alcanzar esto con la ayuda de la SEMARNAT, la Secretaría de Desarrollo Social (SEDESOL), el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) y la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), tratando de disminuir el rezago del servicio, alcanzar una mayor participación federal en el desarrollo social y una mejor calidad de vida a la población en general. Se busca, asimismo, diversificar la energía para la electrificación local de las comunidades, con fuentes como la solar y la eólica, cuya producción es baja y costosa para grandes cantidades, pero viable para pequeñas cantidades.

Por último, el Programa propone lograr y mantener estándares internacionales en la calidad de los combustibles; la meta para las centrales eléctricas en operación es la reducción del consumo de azufre en los procesos por medio de la sustitución de combustóleo de alto contenido de azufre por gas natural, así como también por medio de la sustitución de equipos de control y quemadores de alta eficiencia.

I. 3 Antecedentes y análisis económico del sector eléctrico.

En la industria eléctrica mexicana, previamente a su nacionalización, operaban varias empresas que proporcionaban energía eléctrica a la población y a los sectores económicos, sin embargo, las condiciones del servicio eran deficientes por las altas tarifas y por interrupciones continuas. Las empresas más importantes desde principios del siglo XX fueron *The Mexican Light and Power Company Ltd.* y la *American and Foreign*, ambas con capital anglocanadiense; la *Impulsora de Empresas Eléctricas* de capital estadounidense; y, a partir de 1937, la *Comisión Federal de Electricidad (CFE)*, con capital nacional.

¹⁸ La finalidad del programa será que las poblaciones marginadas e indígenas cuenten con los beneficios del servicio a través de la producción de electricidad de generadores diesel y fuentes de energía renovable como la eólica y solar, y a su vez, hacer llegar otros servicios sociales como salud, educación, agroindustria, tales como agua potable, clínicas rurales, preservación de vacunas, centros comunales, etc.

Estas empresas compartían el mercado, pero aún así no satisfacían la demanda del servicio, lo que indujo a la nacionalización¹⁹ en 1960 quedando como única empresa la CFE; unos años después, en 1963, también se constituiría *Luz y Fuerza del Centro* (LFC). Este proceso cambió el tipo de mercado del sector, pasando de ser un oligopolio a un monopolio natural (el Estado es el propietario de los activos y el encargado de su gestión) caracterizado por grandes economías de escala; una vez que se emprendió la adquisición de las instalaciones privadas y la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, la meta era la ampliación de las redes del sistema para proporcionar el servicio a todo el país.

Se ha visto ya que las dos grandes empresas CFE y LFC proporcionan el servicio de energía eléctrica sin ser normativamente consideradas como monopolio en tanto atienden la provisión de un insumo estratégico para la actividad económica y el bienestar de la población. Sin embargo, aunque legalmente ello sea así, sí se trata en realidad de un monopolio natural y como tal suele ser analizado en términos económicos y de organización industrial.

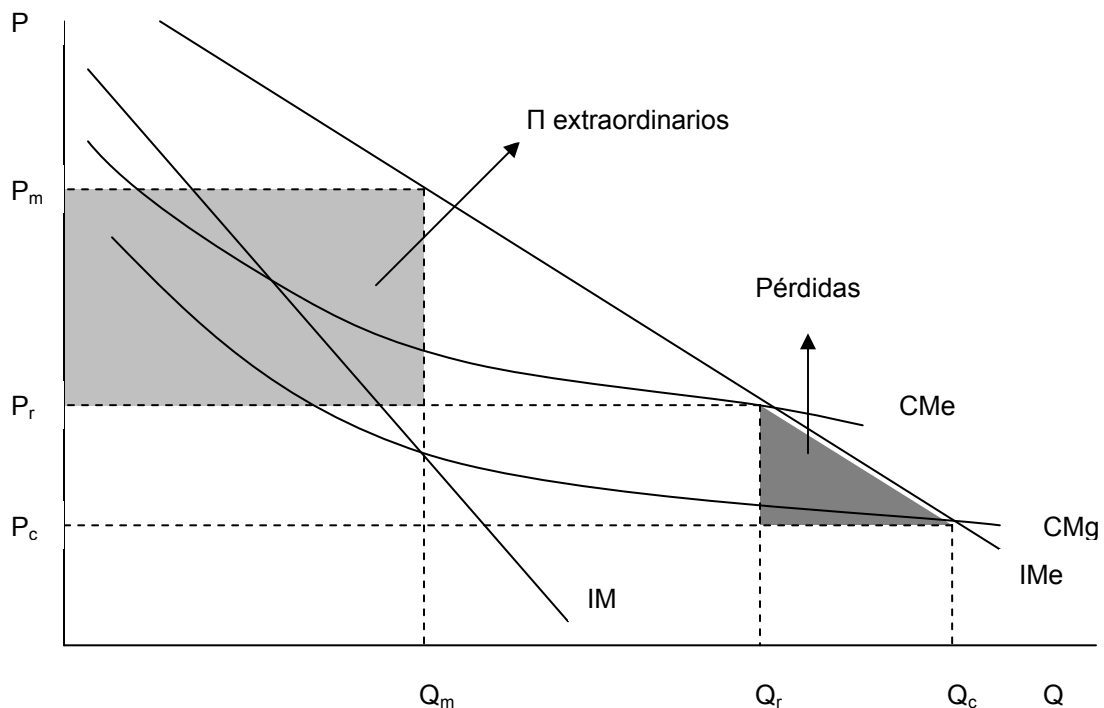
De acuerdo a la teoría económica convencional, si una empresa abastece a todo un mercado con costos menores al caso en que hubiera dos o más empresas, conforma un *monopolio natural*, en el que se presentan economías de escala sustanciales dada la instalación de capital fijo en grandes proporciones y con el cual se logran costos decrecientes al producir más unidades en un rango amplio de uso de esa capacidad instalada (ver la gráfica 1 en la página siguiente). En este caso no puede valer el criterio convencional basado en el costo marginal para fijar precios o tarifas maximizadoras de la ganancia. Cabe preguntarse entonces por el precio o tarifa al cual puede vender este monopolio:

Si fuera privado y el Estado no lo regulara, el monopolio produciría la cantidad Q_m y la vendería a un P_m obteniendo beneficios extraordinarios, partiendo

¹⁹ En 1960 el Presidente Adolfo López Mateos nacionaliza la industria eléctrica; el Estado adquirió el capital fijo de las compañías privadas, a partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con dos principales metas: la primera, extender la cobertura del servicio a la población; y la segunda, acelerar la industrialización del país.

del criterio de igualar costos e ingresos marginales. Bajo regulación a esta empresa no le convendría vender Q_c a un P_c (que serían la cantidad y el precio competitivos) porque los ingresos así obtenidos no cubrirían los costos medios, aunque sean decrecientes y ya que estos se sitúan siempre por encima de los costos marginales. Lo que podría hacer la regulación es obligar al monopolio a operar en una situación intermedia a los casos extremos mencionados, esto es, fijar una Q_r a vender a un P_r correspondiente al punto $CMe=IMe=Demanda$; en este caso, sin embargo, los beneficios de la empresa serían nulos y el gobierno debería otorgar un subsidio para que la empresa siguiera funcionando.

Gráfica 1. Operación de un monopolio natural

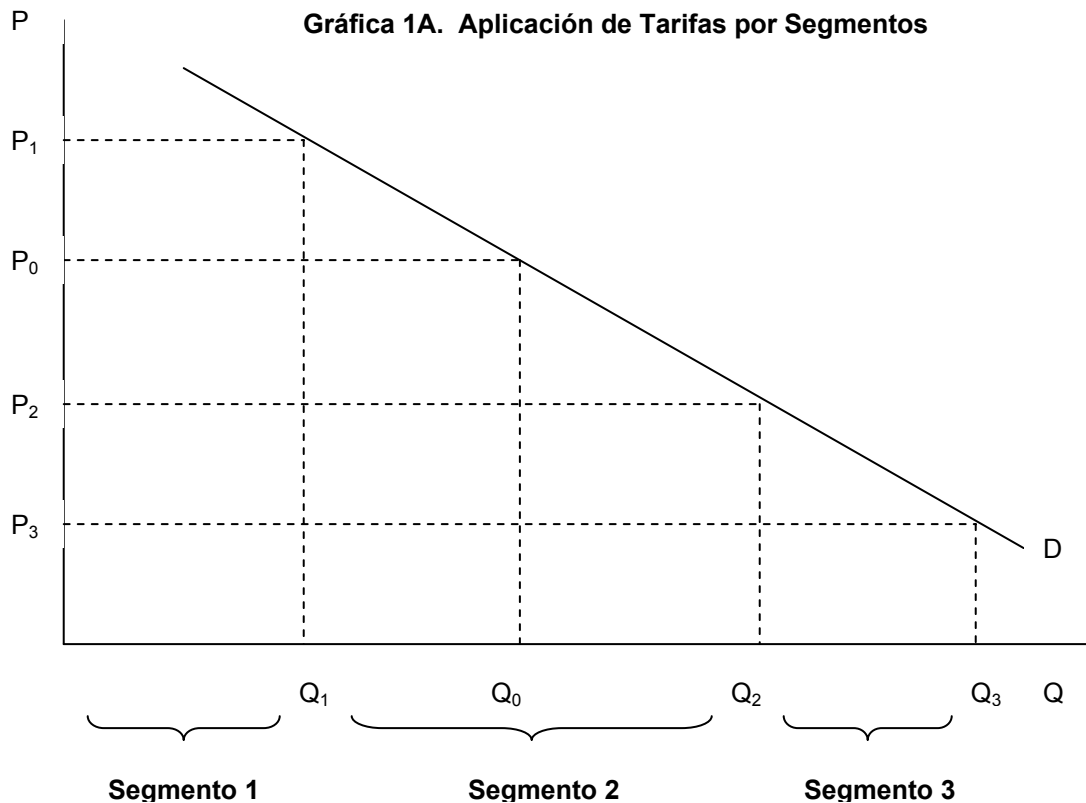


Fuente: Pindyck y Rubinfeld, *Microeconomía*, pág. 360

¿A qué precio o tarifa entonces resulta conveniente vender la energía eléctrica por parte de un monopolio natural como lo es el conformado por CFE y LFC? Teniendo en cuenta que en este caso no es posible almacenar lo que se ofrece y que la demanda potencial del servicio es del cien por ciento -aunque diferente para cada segmento de la población puesto que no consume la misma

cantidad cada uno de ellos-, entonces lo más apropiado será aplicar una discriminación de tarifas integrando a todos los consumidores por bloques (cuya homogeneidad depende del tipo de consumo: comercial, residencial, industrial, etc.). Esta política de tarifas es pertinente, además, por el hecho de que la demanda de energía eléctrica es fluctuante según horarios y estaciones, lo que implica distinguir entre demanda punta y demanda baja.

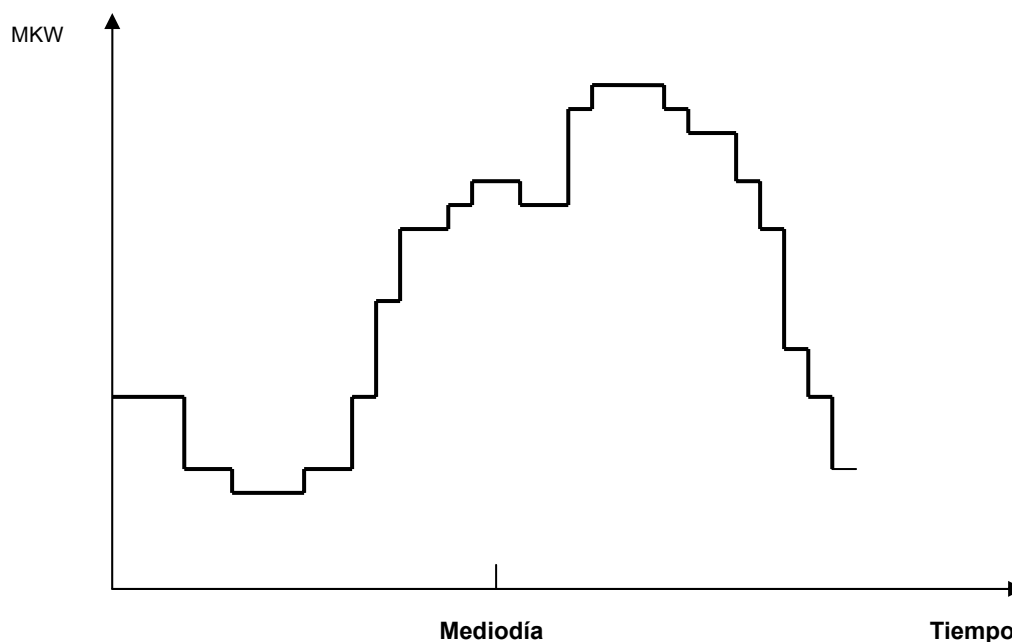
En principio, esta formación de tarifas pareciera corresponderse con la discriminación de precios de segundo grado -según la clasificación convencional-, aplicando diferentes tarifas a cada bloque o segmento de usuarios. Esta estrategia resultaría racional para el monopolista, ya que segmentando el mercado en diferentes tipos de consumidores según su disposición a pagar, como se ilustra simplificada en la gráfica 1A siguiente, le permitiría alcanzar una rentabilidad positiva que no tendría si siguiera únicamente el criterio del costo marginal. Cabe mencionar que siendo la electricidad un bien público, la discriminación de tarifas disminuye la pérdida de bienestar social en que suele incurrir todo monopolio, ya que el consumidor puede adquirir el servicio aun cuando su valoración por éste no sea alta. Lo óptimo sería que a cada quien se le cobrara la tarifa máxima que estuviera dispuesto a pagar -lo que se conoce como discriminación perfecta o de primer grado-, pero en realidad ello no es posible de determinar con precisión. En la práctica, las empresas cobran una tarifa más alta al consumo correspondiente a la demanda punta, o a aquellos consumidores con más altos ingresos, y cubriendo con parte de las ganancias así obtenidas el subsidio que se otorga a los consumidores de menores ingresos o de demanda marginal.



Fuente: Pindyck y Rubinfeld, *Microeconomía*, pág. 385

Ahora bien, es obvio que la curva simplificada de demanda que presentan las gráficas anteriores difícilmente puede representar el hecho de que el consumo de energía es periódicamente fluctuante, sea por lo que ocurre durante un día completo o bien -y adicionalmente- entre estaciones del año. En realidad esa demanda conforma una curva irregular con picos y valles que, por un lado, implica la subutilización de la capacidad instalada del sistema eléctrico en determinados momentos y, por otro, la somete a su utilización máxima en los períodos cresta o pico, los cuales pueden ser también más amplios en determinadas estaciones del año. La siguiente gráfica 1B es una estilización del comportamiento típico de la demanda cotidiana de electricidad:

Gráfica 1B. Demanda variable de energía eléctrica



Fuente: Zudak, Lawrence, *Managerial Economics*, pág. 464.

El comportamiento de la demanda puede tender hacia la plena utilización luego del mediodía, alcanzándose tramos pico digamos entre 4 y 6 de la tarde e ir luego hacia un valle de baja demanda al anochecer. De ahí que la discriminación de tarifas es más compleja de lo que se puede entender con la gráfica 1A. La fijación de ellas suele tomar como referencia el costo medio de la carga-pico (*peak-load pricing*), de modo que con una tarifa más alta para ésta se busca cubrir los costos fijos medios o de la capacidad instalada, cobrando una tarifa más baja y cercana al costo variable unitario a los demandantes de energía en las fases bajas o valle; esa demanda diferenciada tiende a corresponder a determinados bloques de usuarios, asociándose la demanda-punta a los sectores industrial y comercial, y la demanda más baja al sector agrícola y residencial. En este sentido puede hablarse de discriminación de tarifas de segundo grado, pero realmente no debe considerarse que la segmentación de los usuarios tenga que ver con una diferenciación de la elasticidad de la demanda, pues prácticamente para todos los usuarios la demanda de energía eléctrica es inelástica. Cabe mencionar, además, que lo que informa la demanda-punta resulta una guía para apreciar las necesidades futuras de ampliación de la capacidad instalada, y que con base en

ella se busca establecer una tarifa y una rentabilidad “justas” tanto para las empresas como para la población.

Actualmente en México existen diferentes tarifas de acuerdo a las necesidades del consumidor tales como nivel de consumo, temperaturas regionales, tipo de zona y tensión; a partir de esto, por ejemplo, en el sector doméstico existen seis tarifas diferentes que se calculan de acuerdo a la temperatura de la región. Para el sector agrícola existen cuatro tarifas tomando en cuenta la tensión y el horario, en el caso de la industria estas tarifas se clasifican por el nivel de consumo –tensión-; por último, existen casos extraordinarios como las tarifas que se aplican cuando hay interrupciones del sistema o fallas.

Pero debemos advertir que en México la diferenciación de tarifas parte en principio de la política de subsidios a que se ha hecho referencia anteriormente, ya que el precio medio de la energía eléctrica resulta inferior a su costo medio (por ejemplo, de 1998 a 2005 la relación precio/costo ha promediado un valor de 0.64). En realidad, la diferenciación de tarifas es también una diferenciación de subsidios, pues mientras la relación precio/costo de la energía para el sector doméstico promedió un valor de 0.40 en los años antes señalados, en los casos del sector comercial y de la gran industria ese valor se situaba en promedio más cerca de la unidad (0.88 aproximado), es decir, más cerca de la recuperación plena de los costos medios. Esto se corresponde, pues, a la diferenciación de tarifas por bloques, mayores para los sectores económicos que más energía demandan (el consumo comercial e industrial representa un 70% aproximado de las ventas) y menores para los consumidores residenciales (aproximadamente 23% de las ventas totales de la CFE y LFC. Esta forma de gestionar el servicio de energía eléctrica corresponde así a los lineamientos de política energética que se han presentado anteriormente.

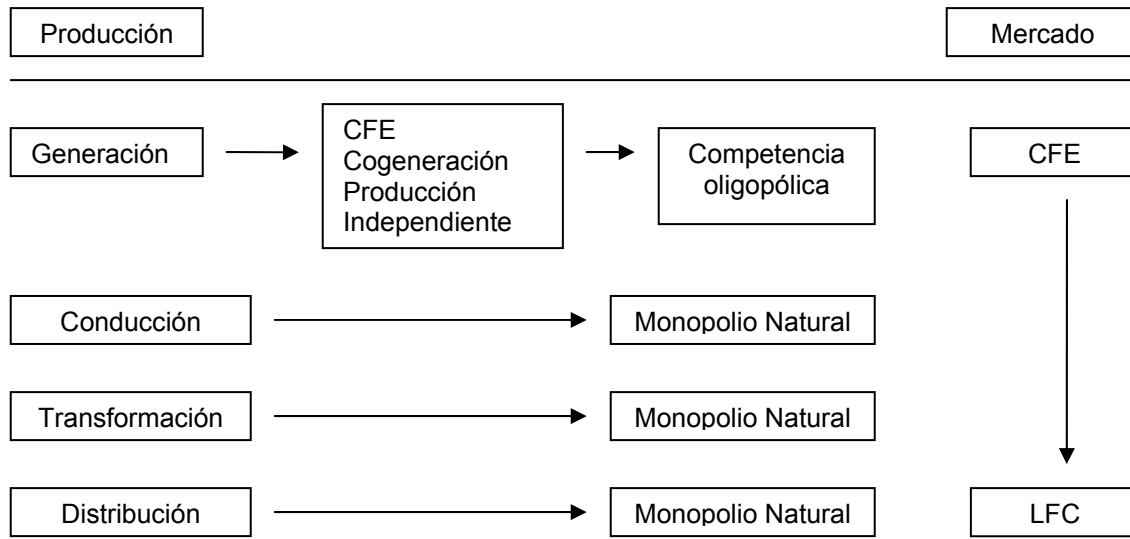
Ahora bien, sea lo que implique la diferenciación de tarifas o lo que signifique una tarifa promedio “justa”, lo cierto es que sin la existencia de

ganancias extraordinarias resultaría muy difícil asumir las inversiones de un monopolio natural como el de la electricidad, ya que conllevan un riesgo elevado, sea por la gran magnitud del capital necesario para instalar o ampliar la capacidad como por el largo tiempo de maduración de tales inversiones. Dado todo esto, no es casual que históricamente los monopolios de tipo natural hayan surgido bajo control público, principalmente en sectores de infraestructura y de servicios comunales (y tal como la energía eléctrica, también las carreteras, el agua, el transporte, etc.). Como se vio en el primer apartado, este carácter público o social de los bienes y servicios que ha de ofrecer el Estado se establece en México en la Constitución de 1917, partiendo del precepto de no considerar al servicio de energía eléctrica como una actividad monopólica. Esta consideración parte del concepto de propiedad nacional, que se refiere a los recursos naturales y a su explotación como pertenecientes a los ciudadanos; dicha explotación de los recursos implica dotar de un servicio requerido por la mayoría de los agentes económicos, la cual no puede dar lugar ni a una renta de tipo agrícola ni a un beneficio empresarial exclusivo de algunos particulares. El control estatal de los recursos energéticos debe, en consecuencia, ser considerado como garantía pública de la dotación de un servicio para el beneficio económico general y para el bienestar social de todos.

Sin embargo, actualmente en la actividad de generación de energía eléctrica, CFE y LFC ya no son las únicas empresas participantes. Como puede apreciarse en el esquema 1, con la autorización de modalidades de generación a partir de 1992²⁰ se creó un espacio para productores privados con la intención de aumentar la oferta a menores costos; en cambio, en las actividades de transmisión y distribución no existe dicho espacio para participación privada, y en ellas el Estado busca garantizar un marco regulador de los niveles de calidad y una justa fijación de las tarifas eléctricas.

²⁰ Las modalidades son: *cogeneración, autoabastecimiento, productor independiente, pequeña producción, exportación e importación.*

Esquema 1. Integración de la CFE



Fuente: Adaptado con base en Loredó Fernández, Enrique. *Las estrategias de diversificación de las empresas eléctricas*.2000.

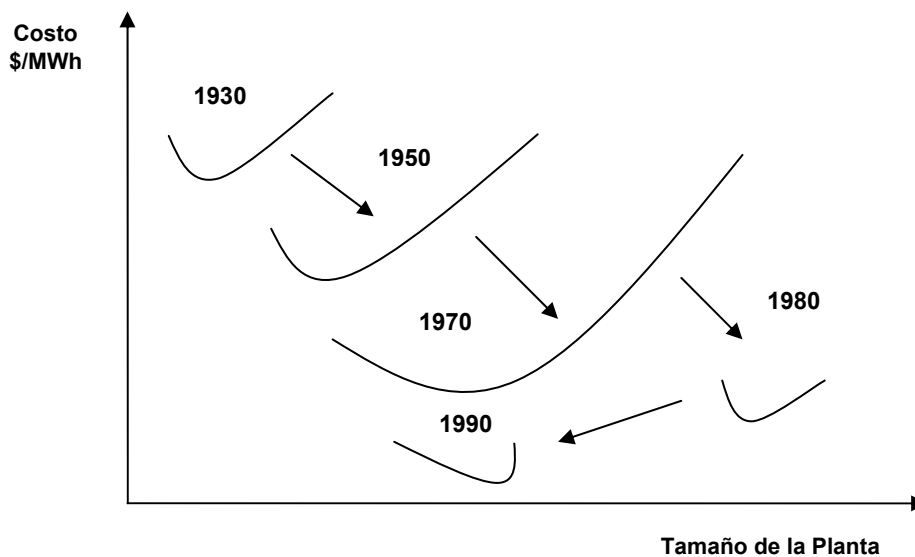
De acuerdo con el esquema, la CFE adopta un modelo de integración vertical -aunque no plena por la participación del sector privado en la cogeneración- partiendo de la idea de que las cuatro principales actividades de la industria son interdependientes. El resultado del modelo es que la CFE funciona como una compañía que integra proyectos de corto y largo plazo, sincronizando la explotación del recurso y planificando la generación y distribución de la energía eléctrica.

A partir de que el Estado comenzó a encargarse del servicio de energía eléctrica, ha procurado la evolución de las actividades a través de los cambios tecnológicos y de las innovaciones, por ejemplo, se planifica económica y geográficamente la construcción de plantas de generación con mayor capacidad y menores costos. Actualmente con la tecnología de ciclo combinado se afirma que se pueden reducir tanto el tamaño de la planta como el tiempo de construcción, y por lo tanto disminuir los costos tanto de ésta como los de operación; adicionalmente se puede aumentar la eficiencia de las redes de transmisión y

distribución. Ahora bien, desde el gobierno de Ernesto Zedillo se viene argumentando que las características del cambio tecnológico en la industria eléctrica internacional ya no justifican la construcción o ampliación de grandes plantas, y que de hecho las nuevas tecnologías permiten la operación de productores privados con base en una escala menor, pudiendo pasarse así a un esquema compartido entre ellos y la CFE y la LFC.

En la gráfica 2 siguiente puede observarse la trayectoria tecnológica que ha permitido en las décadas pasadas abatir los costos de generación de electricidad, dando razón de ser al monopolio natural; el gobierno de Zedillo insistió además que esa trayectoria de economías de escala dinámicas se acompañaba ya en la década de los noventa de una reducción del tamaño mínimo eficiente de las plantas generadoras, y con base en esto comenzó a promover la participación privada mediante los llamados “proyectos autofinanciables de infraestructura”, así como los denominados Construcción – Arrendamiento – Transferencia (CAT) en el área de transmisión.

Gráfica 2. Evolución tecnológica en la industria eléctrica mexicana



Fuente. *Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México*. Secretaría de Energía, 1999

A partir de esa política para el sector, el modelo de la industria eléctrica mexicana se fue acercando al modelo utilizado en el Reino Unido, donde antes había un monopolio energético controlado por el Estado con integración vertical, y en el cual luego se autorizó el ingreso a la generación de energía a productores privados. Con la aprobación y la implantación de los Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) las similitudes con el modelo británico se hicieron más notorias. La orientación de las autoridades energéticas se dirigió entonces a impulsar al sector de modo complementario con la inversión privada. El cuadro 1 siguiente muestra de manera comparativa el modelo mexicano con el británico, aunque cabe destacar que muchas de las condiciones económicas, sociales y políticas en ambos países son muy diferentes; las reformas respectivas se iniciaron además en periodos distintos y por ello sólo se presentan en el cuadro los rasgos semejantes, tales como el tipo de mercado y la política que dio pie a su realización en ambos países:

Esquema 2. Similitudes de modelos del Sector Eléctrico

	México	Reino Unido
Tipo de Mercado	Monopolio Natural	Monopolio en modelo piramidal
Estructura operativa	Integración vertical	Integración vertical
Política Energética	Establecer las metas y los objetivos para el abasto suficiente e Incentivar la inversión privada.	Dejar que el mercado establezca su propio balance energético.
Leyes	1992: <i>Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)</i> . 1993: <i>Reglamento de la LSPEE</i>	1983: <i>Energy Act</i>

Fuente: Elaboración propia con base en el *Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006*.

Cabe mencionar que el llamado experimento inglés terminó en la privatización del sector eléctrico con modelos de integración vertical y horizontal con la finalidad de la liberalización y entrada de la competencia en la generación y suministro de redes, además de dar un apoyo constante al ámbito de la energía nuclear. Otro efecto adicional de ese proceso de transformación de la industria inglesa fue la reducción del poder de los sindicatos.

I. 3. 1 Sistema Eléctrico Nacional (SEN)

La estructura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformada actualmente por los sectores público y privado. El primero lo representan la CFE y LFC, mientras que el sector privado lo constituyen los Productores Independientes de Energía (PIE), en las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, usos propios y exportación.

El SEN permanece todo el tiempo con energía y opera a niveles de potencia, voltaje y frecuencia estables. El cambio de la demanda de energía hace cambiar las condiciones y reubica el punto de equilibrio las veces que sea necesario entre los cambios mayores o menores de demanda de electricidad, esta es modificada en función del espacio y del tiempo o de la situación geográfica y las actividades horarias de los consumidores (tal como se mostró en la gráfica 1.B anterior). Para su eficiencia el SEN opera con plantas que cubren los diferentes equilibrios:

- la demanda base del sistema; donde las plantas más económicas de gran capacidad operan de forma continua;
- la demanda punta del sistema, con plantas de menor capacidad que operan en las horas pico.

De acuerdo con el Artículo 36 Bis²¹ de la LSPEE, se establece la planeación y la eficiencia del SEN, tomando en cuenta diferentes criterios en relación a su operación y a los gastos que implica, los cuales son aspectos básicos de factibilidad. En la tabla 1 se puede apreciar cada una de las etapas del SEN así como sus características, actividades y capacidades para 2007.

Tabla 1. Etapas y Capacidades del SEN 2007

Etapa	Características	Actividad	Capacidad
Generación	Centrales eléctricas	Producción de energía eléctrica	49,931 MW
Transmisión	Líneas de transmisión y Subestaciones	Transporte de energía a través de líneas de transmisión de alta tensión	968, 548 Km
Distribución	Redes regionales Redes locales	Transporte de energía para su consumo final a través de líneas de transmisión de mediano y bajo voltaje	616, 175 Km

Fuente. Documento proporcionado por la Secretaría de Energía.

De acuerdo a la tabla 2 en la página siguiente, el SEN se integra por nueve áreas con la finalidad de crear un sistema de operación económica más eficiente. Actualmente no todas las áreas están interconectadas entre sí por razones de distancia; dentro de estas divisiones se encuentra el Sistema Interconectado Nacional (SIN) el cual comprende las áreas Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular por la facilidad de compartir los recursos de capacidad de manera económicamente viable.

²¹ Establece que en la planeación del SEN deben tomarse en cuenta varios aspectos para maximizar sus funciones: la producción de energía eléctrica a un menor costo; calidad, óptima estabilidad y seguridad del servicio público tanto en el corto como en el largo plazo.

Tabla 2. Áreas del Sistema Eléctrico Nacional	
Región	Sub-regiones
Noroeste	Sonora Norte Sonora Sur Mochis Mazatlán
Norte	Juárez Chihuahua Laguna
Laguna	Durango Torreón Gómez Palacio
Noreste	Río Escondido Monterrey Reynosa Huasteca
Occidental	Guadalajara Manzanillo Aguascalientes – San Luis Potosí Bajío Lázaro Cárdenas
Central	Central
Oriental	Oriental Acapulco Temascal Minatitlán Grijalva
Peninsular	Lerma Mérida Cancún Chetumal
Baja California	Mexicali Tijuana Ensenada
Baja California Sur	Ciudad Constitución La Paz Cabo San Lucas

Fuente. *Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004 – 2013.*

En lo referente al área Noroeste, se opera de manera independiente por razones de estabilidad, aunque periódicamente se enlaza con las áreas Norte y Occidental para realizar transferencias de capacidad. Al respecto las áreas que comprenden ambas Baja Californias actúan como sistemas aislados debido a problemas técnicos y económicos, aunque cabe señalar que el área de Baja California Norte tiene relevancia en dos aspectos: el primero es que opera ligado

con la red eléctrica estadounidense *Western Electricity Coordinating Council (WECC)* a través de dos líneas de transmisión a 230 kilovoltios (kV), y segundo, que es el medio para que la CFE pueda realizar exportaciones e importaciones de energía. La división de estas áreas ha contribuido a reducir el requerimiento de capacidad instalada, debido a las diferentes demandas y a las reservas de capacidad, facilitar el intercambio de energía entre las áreas de manera viable física y económicamente, y aumentar la confianza del sistema ante condiciones de emergencia.

Dentro de la organización del SEN, la operación de la red de transmisión y el despacho de carga de las centrales generadoras son supervisados y controlados por áreas de control regionales, excepto el área de la península de Baja California, que es responsabilidad del centro de control regional localizado en Mexicali. La ubicación de los otros centros es: Hermosillo²² por parte del área Noroeste; Gómez Palacio²³ en el área Norte; Monterrey del área Noreste; Guadalajara encargada del área Occidental; México, D.F. por parte del área Central; Puebla en el área Oriental; y Mérida del área Peninsular.

I. 3. 2 Mercado Eléctrico

En el mercado se expresan las necesidades de los oferentes y demandantes; en el caso del mercado eléctrico nacional la CFE y LFC se colocan por un lado y los diferentes tipos de usuarios en el otro; partiendo de esta idea se presenta a continuación un análisis breve de la situación del mercado en el año 2007. Para ello, mencionamos primero algunos elementos de contexto general con el propósito de identificar luego las dimensiones y el equilibrio de dicho mercado.

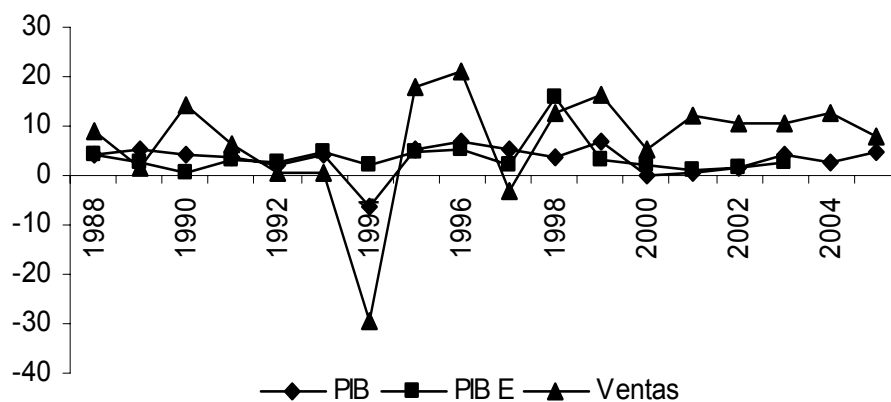
Cabe mencionar en principio la tasa de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB), dado que la energía eléctrica es un insumo básico para la actividad económica en todos sus niveles. La demanda de energía por todo tipo de usuarios

²² Localidad que pertenece a la Sub – región Sonora Norte.

²³ Localidad que pertenece a la Sub – región Laguna.

lleva a tener en cuenta prácticamente a la población total o censada que se encuentra en el país, y en consecuencia tanto al conjunto de actividades económicas como al total de viviendas u hogares. Este es, entonces, un determinante general de las cantidades a ofrecer y demandar de energía eléctrica, resultando casi obvio que el comportamiento de la producción y ventas de la industria eléctrica se halle muy ligado a la tendencia de la actividad económica general, según se evidencia en la siguiente gráfica:

Gráfica 3
Evolución del PIB, PIB (e, a y g) y Ventas CFE



Fuente. Elaboración propia en base al anexo C.

La gráfica muestra para casi dos décadas la evolución del PIB global y del correspondiente al de servicios de electricidad, agua y gas, con una correlación muy estrecha; las ventas de electricidad de la CFE también se muestran muy correlacionadas con el comportamiento cíclico de la economía, pero su desviación respecto a las trayectorias productivas se debe ya sea a efectos inflacionarios y/o a alzas de precios y tarifas públicas que han sido parte de programas de estabilización para recuperar las finanzas públicas de fases recesivas, o bien para contener el déficit de éstas –así como se observa en la gráfica en relación al comportamiento de las ventas de CFE superando la trayectoria del PIB durante el primer quinquenio de este siglo.

1. 3. 2. 1 Condiciones de oferta y demanda de energía eléctrica

La conformación de la oferta de la energía eléctrica parte en principio de la capacidad instalada para su generación. El cuadro 1 muestra la magnitud de esa capacidad en los años 2000 (36,697 Megawatts) y en el primer trimestre de 2008: (49,931 MW); esta capacidad integra diversos tipos de tecnología, a fin de satisfacer los diferentes niveles de demanda en base a dos criterios, en carga intermedia y en centrales que operan durante los periodos pico.

Cuadro 1. Capacidad Instalada en MW				
Tipos de generación	2000		2008	
	MW	%	MW	%
Termoeléctricas	21,772	59.3	22,404	45
Hidroeléctricas	9,619	26.2	11,054	22
Termoeléctrica o ciclo combinado (PIE)	0,484	1.3	11,456	23
Carboeléctricas	2,600	7.1	2,600	5.3
Nucleoeléctrica	1,365	3.7	1,364	2.8
Geotermoeléctricas	855	2.3	964.5	2
Eólica	2	0.0	1	0.1
TOTAL	36,697	100	49,931	100

Fuente. Diagnóstico Sector Energía. Secretaría de la Función Pública. CFE.

De la capacidad instalada en 2000, el 59% era de plantas termoeléctricas que operan básicamente con combustibles fósiles (por ejemplo, combustóleo, gas natural, diesel y carbón), algunas de ellas ubicadas en Colima, Hidalgo y Veracruz. Las plantas hidroeléctricas representaban por su parte un 26%, ubicándose en los estados de Chiapas, Guerrero, Michoacán, Nayarit y Sinaloa. Las centrales con otro tipo de tecnología como las carboeléctricas, aportaban el 7.1%. La central nuclear de Laguna Verde con el 3.7%, se ubica en el Golfo de México. Las centrales geotermoeléctricas aportan otro 2.3% en Baja California Norte y Sur, Michoacán y Puebla, las cuales utilizan como fuente de generación el calor que existe en el núcleo de la tierra; por último, la aportación de las centrales eólicas

resulta menor al uno por ciento. Para este tipo de energía es necesario conocer la distribución estadística de velocidad del viento en periodos diarios, mensuales y anuales, por ejemplo, en Hidalgo, Oaxaca, Veracruz y Zacatecas. Resulta notorio que para 2008 la participación relativa de las plantas termoeléctricas haya disminuido hasta un 45% del total de la capacidad efectiva de generación, reducción de casi 15 puntos porcentuales respecto a 2000, siendo esto correlativo al aumento en el peso relativo de la capacidad a cargo de los PIE (desde 1.3 hasta 23% en ese período). Es notoria también la reducción en 4 puntos porcentuales en la participación relativa de las hidroeléctricas en la capacidad total.

En la actualidad el servicio público de energía eléctrica está a cargo de las empresas propiedad del Estado –CFE y LFC. La CFE suministra energía eléctrica a todo el territorio nacional, excepto al Centro del país en donde la LFC está a cargo del servicio, ambas entidades atienden un total de 31,213 miles de usuarios (dato para primer cuatrimestre de 2008), de los cuales los usuarios de tipo domestico representan la mayor parte con un total de 27,835 usuarios (esto es, el 89.2% del total). Sin embargo, este cuadro ha cambiado significativamente por la creciente participación de los Productores Independientes de Energía, según lo anterior y lo que veremos a continuación.

Las condiciones de oferta en cuanto a capacidad instalada y a tamaño de la población a atender, determinan la generación bruta en el sector eléctrico nacional que, de acuerdo al cuadro 2, en 2000 alcanzó los 192,721 GWH y para 2007 se elevó a 241,589 GMH (un aumento del 25%). Del total en 2000, alrededor del 65% se daba a través de las termoeléctricas, principalmente a base de vapor, dual y de ciclo combinado. Cabe destacar al respecto que en la generación los PIE representaban menos del 1.0% en el año 2000. En las centrales hidroeléctricas se generaba el 17.2%, y en plantas carboeléctricas un 9.7%; en nucleoeléctrica y geotérmica se generaban 4.3% y 3.1%, respectivamente. La generación eólica representaba una cantidad insignificante (sin embargo, en los últimos seis años

tuvo una tasa de crecimiento acumulada del 300%, con un futuro crecimiento potencial).

Tipos de generación	2000		2007	
	GWH	%	GWH	%
Termoeléctrica	125,525	65	95,225	40
PIE *	1,295	0.7	81,644	33
Hidroeléctrica	33,075	17.2	26,106	10
Carboeléctrica	18,696	9.7	18,100	7.4
Nucleoeléctrica	8,122	4.3	10,42	4.3
Geotérmica	5,901	3.1	7,403	3
Eólica	0,008	0.0	248.4	0,03
TOTAL	192,721	100	241,589	100

Fuente. LFC y CFE.

* En su mayoría estos productores privados producen energía con base en Ciclo Combinado.

No obstante, en 2007 podemos observar una panorama muy diferente, donde las termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas y nucleoeléctrica redujeron su generación teniendo una participación de 40, 10, 7.4 y 4.3 por ciento respectivamente. En contraste, los productores independientes aumentaron en gran medida su participación, alcanzando en poco más de un sexenio hasta un 33%, es decir pasando a generar ya un tercio del total. Estos cambios en la generación presentan dos aspectos característicos ahora en cuanto a la generación de electricidad, el primero, que la CFE y la LFC empiezan a tener mayor capacidad ociosa, y segundo, que ella está resultando una actividad muy lucrativa para los PIE.

Habiendo descrito las condiciones de oferta, cabe presentar las de demanda de energía. De acuerdo al cuadro 3, en el año 2007 las ventas a usuarios finales de ambas empresas alcanzaron la cantidad de 180,469

Gigawatts–hora (GWH). De esas ventas, cerca del 38% fue para la empresa mediana; 25% para consumidores residenciales, 21% para la gran industria, cerca del 7% para usuarios de tipo comercial, alrededor del 5% para las actividades agrícolas, y 4% para el servicio público, que incluye al alumbrado y el bombeo de agua potable.

Cuadro 3 Ventas por Servicio 2007 (GWH)

Tipos de usuario	CFE y LFC	%
Residencial	45,917	25 %
Comercial	13,408	7 %
Servicio público	6,789	4 %
Agrícola	7,804	5 %
Empresa Mediana	67,799	38 %
Gran Industria	38,833	21 %
TOTAL	180,469	100 %

Fuente. DGPF, Secretaría de Energía.

Por su parte, el precio o tarifa del servicio depende de factores tales como los subsidios, a los que hemos hecho referencia anteriormente a su diferenciación en cuanto a estos bloques de consumo; el precio de los combustibles y la inflación (además de lo que condiciona la operación de un monopolio natural, tal como se mencionó anteriormente a propósito de la diferenciación de tarifas a que vende el servicio). El siguiente cuadro ofrece un resumen de los indicadores clave que suelen ser referencia necesaria para la operación del mercado eléctrico en nuestro país:

Cuadro 4. Elementos básicos 2007

Crecimiento anual del PIB (%)	4.8%
Usuarios	31,213
Población	103,263,388
Viviendas	24,706,956
Precio combustibles	Combustóleo: \$ 5.41l Gas natural: \$ 2.68 m
Inflación	3.8%

Fuente: CONAPO, BANXICO, PEMEX, CRE, INEGI.

Otros elementos que influyen en la fijación y diferenciación de las tarifas de electricidad son los Índices de Precios al Productor, principalmente los de tres ramas industriales: maquinaria y equipo; metálica básica, y otras manufacturas; estos índices son referente necesario para fijar las tarifas para las empresas medianas y grandes. En el caso de las tarifas comerciales y las de alto consumo doméstico, se consideran también los índices de precios al consumidor y las tendencias de las ventas finales de los diversos tipos de comercio al mayoreo y menudeo; para las tarifas aplicadas a los sectores residencial de bajo consumo y agrícola, las consideraciones giran en torno al nivel en que es conveniente o necesario subsidiarlos. Finalmente, cabe mencionar también otros elementos que intervienen de manera secundaria y no tan frecuente en la operación del mercado, tales como las nuevas tecnologías para el uso óptimo y para el ahorro de electricidad en las diferentes modalidades de usuarios. Un ejemplo claro al respecto es el uso del horario de verano con la finalidad de reducir el consumo de electricidad en horas pico mediante el aprovechamiento de la luz solar, aunque aplicado sólo en esa estación del año.

I. 3. 2. 2 Demanda, oferta y consumo per cápita de energía eléctrica

De acuerdo a la siguiente fórmula, la demanda total es resultado de la agregación de demandas individuales y sectoriales en un período determinado, teniendo en cuenta que esta puede variar de forma intertemporal (estaciones, meses, semanas o cada día) de acuerdo a la elección del consumidor o al clima:

$$D_t = \sum D_{it}$$

La demanda total de electricidad ascendió para el año 2007 a 180,469 GWH, distribuida entre los diferentes tipos de usuarios de acuerdo a su actividad económica. Los sectores más representativos fueron el industrial y el residencial. El primero debido a que los sistemas y procesos de producción hacen un mayor uso de la electricidad, y el segundo debido a las grandes concentraciones urbanas en que reside gran parte de la población mexicana.

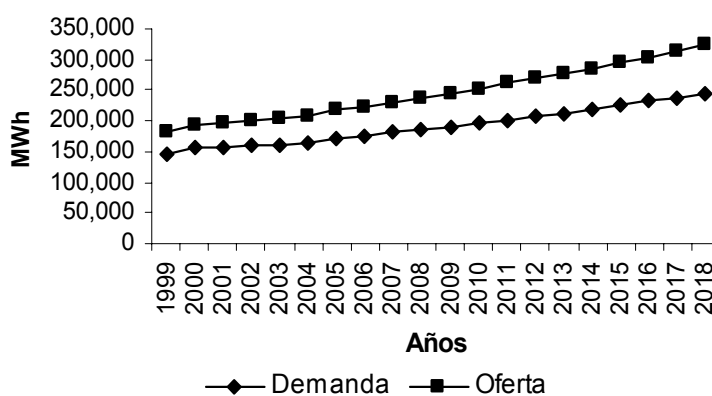
Por su parte, la oferta total es igual a la suma de la producción menos las pérdidas de energía en un determinado tiempo:

$$O_t = \sum O_{it} - P_t$$

La oferta de energía eléctrica nacional se ubicó en el año 2006 en 241,589 GWH, que se conformó por una generación de 40% por parte de las termoeléctricas, las cuales son la de mayor participación, seguidas por los PIE, y así de manera sucesiva, hasta la participación de la generación eólica.

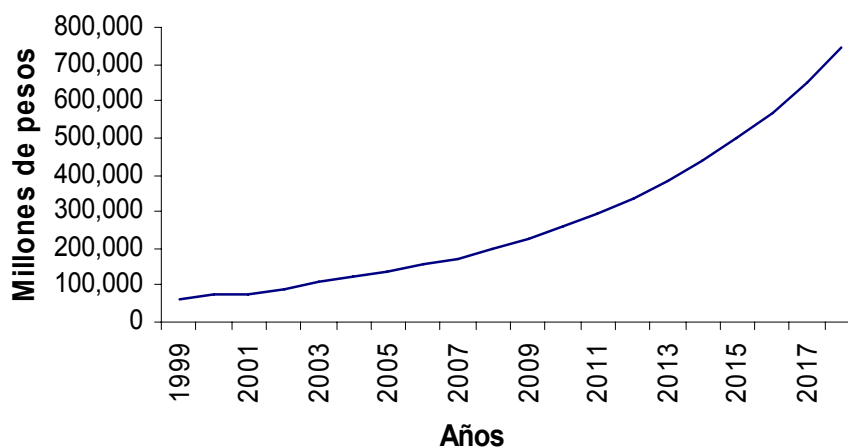
En la gráfica siguiente se muestra una estimación de demanda y oferta de energía, donde esta última representa para finales de este sexenio y el próximo un aumento considerable.

Gráfica 4 Oferta estimada vs Demanda estimada



Fuente. Elaboración propia de acuerdo al anexo D.

En cuanto al consumo per cápita anual, dado que la población en México es de más de 103 millones de habitantes y la generación de electricidad de 180,469 GWH, se tiene que en promedio cada mexicano consumió 57.2 MWH en 2007. De acuerdo a lo anterior, las ventas estimadas para la próxima década muestran una tendencia ascendente y por lo tanto también un aumento en los ingresos, esto puede observarse de acuerdo a la gráfica 5 siguiente:

Gráfica 5 Ventas Estimadas

Fuente. Elaboración propia de acuerdo al anexo D.

I. 5 Requerimientos de inversión

Vistas las tendencias del mercado de electricidad, queda claro que el SEN necesita recursos para su expansión; las inversiones requeridas se refieren tanto a obras (construcción y ampliación plantas de generación) como a lo relacionado con la transmisión y distribución de la electricidad. Sin embargo, los últimos gobiernos han argumentado que la inversión pública que se destina a las obras no es suficiente, de manera que la participación de los privados adquiere un papel importante en este proceso a través de los (PIE) y de la Obra Pública Financiada (OPF), complementando la propia inversión estatal de Obra Presupuestal (OP) y las Obras con Esquema por definir.²⁴

En los cuadros 5 y 6 se pueden apreciar los requerimientos de inversión en CFE y LFC para los años de 2007–2012 de acuerdo al Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004-2013. Esta información muestra un

²⁴ PIE se refiere a los Productores Independientes de Energía, OPF a las obras que se realizan con inversión financiada directa por parte del sector privado la cual tendrá que amortizarse, mientras que la OP es la inversión que aporta el Estado para la creación o mantenimiento de la infraestructura, y en lo que se refiere a las Obras con esquema por definir se sobrentiende que la modalidad de financiamiento se encuentra aún pendiente.

escenario a mediano plazo en que la decisión del Estado sería la de mantener más o menos constantes sus partidas presupuestales correspondientes, a la par de permitir un mayor gasto privado; observando los montos se evidencia que la Obra Pública Financiada supera anualmente la participación de la Obra Presupuestal.

En el cuadro 5 siguiente se observa la información consolidada de los requerimientos de inversión en la CFE. Puede observarse una participación relativa más o menos constante por parte de las modalidades de OPF y OP; para el año 2009 se aprecia el monto más alto de las 3 modalidades (OPF, OP y PIE), sólo que el crecimiento más significativo corresponde a la de Productores Independientes. Hacia el final del actual sexenio gubernamental se proyecta una cifra nuevamente creciente de inversión a cargo de los PIE, la cual junto a la OPF representaría una cobertura mayoritaria de la inversión ($\pm 55\%$ del total de requerimientos), que podría ser aún más significativa si las Obras con Esquema por definir se deciden por alguna de estas o por ambas modalidades de intervención privada.

Cuadro 5. Requerimientos de Inversión en CFE 2007 - 2012

Millones de pesos de 2007

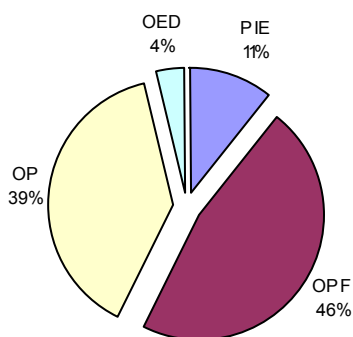
Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Producción Independiente de Energía	3,544	6,815	10,115	5,291	3,625	7,838	37,228
Obra Pública Financiada	22,728	28,880	29,828	28,568	25,503	26,076	161,583
Obra Presupuestal	22,040	22,288	24,789	21,773	22,373	21,908	135,171
Obras con Esquema por definir				1,924	5,225	5,808	12,957
TOTAL	48,312	57,983	64,732	57,556	56,726	61,630	346,939

Fuente. Documento de Planeación CFE 2007

En resumen, para el período 2007-2012 el monto total de inversión de 346,939 millones de pesos requerido por la CFE, se proyecta cubrir en principio

(esto es, aún sin considerar uno 13 mil millones en esquema por definir) recurriendo a Obra Pública Financiada en 47% y con 10.7% a la participación de los PIE; la obra cubierta con recursos presupuestales directos tendería a retraerse relativamente hasta significar sólo un 39% aproximado del total. La gráfica 6 siguiente muestra las proporciones relativas del total de requerimientos de inversión según se proyecta para el periodo comentado.

Gráfica 6 Total Inversión Requerida CFE



Fuente. Elaboración propia en base al cuadro 5.

El cuadro 6 presenta los requerimientos de inversión en LFC, referidos a las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, siendo la segunda donde se requiere la mayor parte de la inversión. Para el periodo 2007–2012 el monto total de la inversión requerida asciende a casi 85 mil millones de pesos.

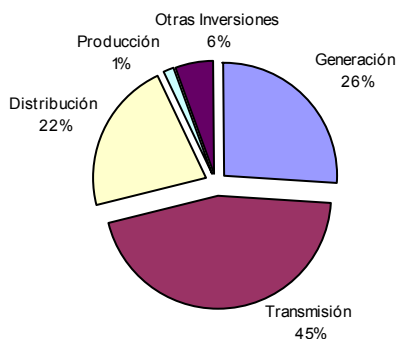
Cuadro 6. Requerimientos de Inversión en LFC 2007 - 2012

Millones de pesos de 2007

Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Generación	467	188	4,883	8,754	7,864		22,156
Transmisión	2,389	5,008	8,486	7,666	7,095	7,604	38,248
Distribución	1,370	3,220	3,320	3,458	3,552	3,662	18,581
Producción	50	299	188	188	188	188	1,101
Otras Inversiones	138	2,334	587	588	571	571	4,789
TOTAL	4,414	11,048	17,464	20,654	19,270	12,026	84,875

Fuente. Documento de Planeación LFC 2007

**Gráfica 7 Total Inversión Requerida LFC
2007 - 2012**



Fuente: Elaboración propia en base al cuadro 6.

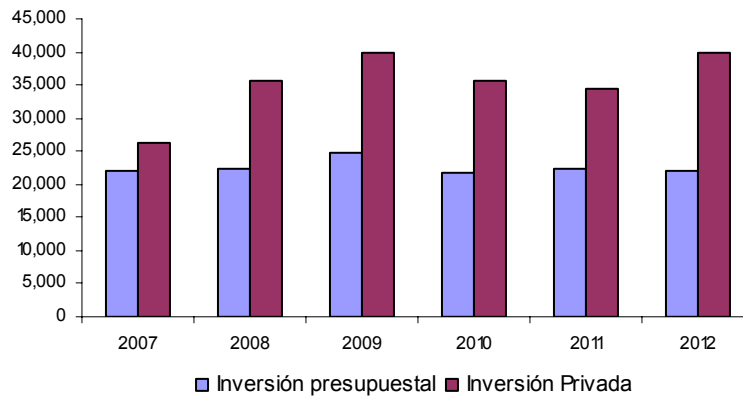
Suponiendo que la Obra con esquemas por definir asumiera las modalidades OPF o PIE, se tendría una composición de inversión pública/privada como la del cuadro 7, resultando claro que la inversión privada está adquiriendo más terreno frente a la inversión presupuestal. Si para 2007 ambas inversiones mostraban una diferencia menor, para el año 2012 la privada casi duplicaría el monto de la inversión presupuestal. Desde la perspectiva de la política energética resulta evidente que a corto y mediano plazo se tiene planeado que la inversión privada jugará un papel fundamental en la prestación del servicio eléctrico, e indirectamente pero de modo relevante en las finanzas del sector público.

Cuadro 7. Requerimientos de Inversión en CFE 2007 - 2012

Concepto	Millones de pesos del 2007						Total
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Inversión presupuestal	22,040	22,288	24,789	21,773	22,373	21,908	135,171
Inversión Privada	26,272	35,695	39,943	35,783	34,353	39,722	211,768
Total	48,312	57,983	64,732	57,556	56,726	61,630	346,939

Fuente. Elaboración propia en base a los Documentos de Planeación CFE y LFC 2007.

Gráfica 8 Composición de la Inversión en el Sector Eléctrico 2007 - 2012



Fuente: Elaboración propia en base al cuadro 7.

Capítulo II. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS)

II. 1 Antecedentes de los PIDIREGAS

Los proyectos autofinanciados han buscado ser un complemento importante a la inversión pública en las últimas décadas, especialmente en aquellos países en vías de desarrollo cuya finalidad es acelerar crecimiento económico, independientemente de la capacidad pública de endeudamiento. En cambio, en países industrializados sólo han servido para que el sector privado pueda acceder a la gestión de servicios públicos dentro de la política de fomento económico. En ambas economías, este tipo de proyectos han tenido un destino sectorial muy similar: petróleo, gas, autopistas, aviones, telecomunicaciones, parques temáticos, centrales eléctricas, tratamiento de aguas, etc.²⁵

Otros ejemplos del uso de este tipo de proyectos, especialmente en áreas encargadas al sector público, pueden encontrarse en España para la creación de infraestructura eléctrica, hidráulica, ferroviaria, carretera y medioambiental, mientras que en Alemania se han utilizado en los sectores del transporte y telecomunicaciones.

En México a partir 1997 se decide hacer uso de este tipo de proyectos en sus principales empresas paraestatales, es decir, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y Comisión Federal de Electricidad (CFE). En la industria eléctrica una serie de sucesos desde su nacionalización, como lo fueron las crisis económicas de los ochentas y noventas, han sido la causa de una reducción de su presupuesto y, en consecuencia, de sus disponibilidades financieras para satisfacer las necesidades de infraestructura y producción²⁶. En la búsqueda de alternativas para aligerar tal

²⁵ Pérez de Herrasti, I. 2000.

²⁶ De acuerdo al *Programa Sectorial de Energía*. Pág. 50.

situación, el Gobierno acordó programas de financiamiento con el capital privado y organismos internacionales- Banco Mundial (BM) y Fondo Monetario Internacional (FMI)- que le permitieran una mayor solvencia financiera a PEMEX y CFE.

Esto último implicaba aceptar con más facilidad la inversión privada. De manera que para incentivar dicha inversión en la industria, en 1992 se reformó la LSPEE,²⁷ de manera que permitiera la participación de inversionistas privados en modalidades de generación de energía eléctrica que no constituyeran un servicio público. A partir de estas acciones, se inicia la transición del control pleno del monopolio natural a un régimen de competencia oligopólica en la generación con el sector privado mediante los esquemas de autoabastecimiento y cogeneración, así como de la pequeña producción, la producción independiente (PIE), la exportación e importación²⁸.

Para incentivar la inversión privada en 1993 se publicó el *Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (RLSPEE)*, que regula la prestación del servicio público de energía eléctrica y las demás actividades previstas que no se consideran servicio público, así como el uso temporal de la red del SEN. Aunadas a las modificaciones legales, en 1994 también se modificaron las funciones de la SENER para incluir la promoción y el fomento de la participación de los particulares en la generación y aprovechamiento de la energía.

En ese proceso de apertura a la inversión privada para la realización y modernización de infraestructura de las empresas paraestatales, en 1995 el presidente Ernesto Zedillo promovió diversos instrumentos de inversión, entre ellos los *proyectos autofinanciables de infraestructura*, creando el marco legal que

²⁷ *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*. DOF Última reforma 22 de diciembre de 1993.

²⁸ Cabe mencionar los conceptos de estas modalidades: la de *Productor Independiente de Energía* se refiere a generación de energía, que sólo puede ser vendida a la CFE o ser exportada; el *autoabastecimiento* es el autoconsumo de electricidad producto de las mismas plantas de las personas físicas o morales; la *cogeneración* es la producción de energía eléctrica con vapor u otro tipo de energía térmica y cuya producción sólo puede satisfacer a los establecimientos asociados a dicha cogeneración – personas físicas o morales . La *pequeña producción* es la generación de energía eléctrica (menos de 30 MW de capacidad) para la venta a la CFE, el *autoabastecimiento* en pequeñas zonas rurales y la exportación. Por último, la *exportación* e *importación* son los flujos de energía eléctrica del país con el extranjero.

les permitiría su autosuficiencia económica con los recursos generados por la comercialización y los servicios generados por ellos, pretendiendo de este modo evitar el impacto negativo en el balance del Sector Público durante el tiempo de construcción de los mismos y a lo largo del periodo de pago de dichos financiamientos.

En 1995, el H. Congreso de la Unión dio la pauta para el inicio de tales proyectos, a través de la adición y reforma a la Ley General de Deuda Pública y a la Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal. Con ello se conformó el marco legal para la realización de los Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS).

II. 2 Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo

II. 2. 1 Concepto

Los Proyectos de Infraestructura Productiva de Impacto Diferido en el Registro del Gasto Público (PIDIREGAS) se definen específicamente así:

“Esquema de financiamiento donde la ejecución de las obras se encomienda a empresas privadas, previa licitación pública. Estas empresas llevan a cabo las inversiones respectivas por cuenta y orden de las entidades públicas y, con frecuencia, obtienen el financiamiento con el cual se cubre el costo de los proyectos durante el periodo de construcción, de manera que no impactan las finanzas públicas”. (PEF, 2007)

A partir de esta conceptualización se entiende que el sector privado, ante la dificultad del sector público para incrementar y renovar la infraestructura, participa mediante concursos de licitación para la realización de obras; y una vez que las empresas se hacen acreedoras a la construcción de las mismas, estas cubren los costos de construcción con recursos propios y no la entidad pública. Hasta el

momento que la obra sea entregada a la entidad pública solicitante, con entera satisfacción y lista para generar los recursos necesarios para su autopago, mantenimiento u operación, pasaran a asentarse tales costos de manera anual en el presupuesto de la entidad y en el gasto público, hasta el finiquito total.

Para que la propuesta de una obra sea considerada candidata a ser parte del esquema PIDIREGAS, necesita contar con un dictamen favorable de un experto sobre el proyecto, así como también con un análisis completo en cuanto a factibilidad técnica, económica y ambiental, de manera que demuestre que al generar sus propios recursos puede autofinanciarse, además de cumplir con las disposiciones constitucionales y legales estipuladas.

II. 2. 2 Marco Legal

Los PIDIREGAS están sujetos a un marco legal y normativo cuyo propósito es generar un proceso transparente de los mismos. A continuación se detallan los aspectos más importantes del marco, resaltándose aquellos de interés para el desarrollo de este trabajo:

Ley General de Deuda Pública, Art. 18, Tercer párrafo:

“...tratándose de obligaciones derivadas de financiamientos de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, referidos a actividades prioritarias y mediante los cuales las entidades adquieran bienes o servicios bajo cualquier modalidad, cuya fuelle de pago sea el suficiente flujo de recursos que el mismo proyecto genere, sólo se considerará, para efectos de la presente Ley, como pasivo directo, a los montos de financiamiento a pagar durante el ejercicio anual corriente y el ejercicio siguiente y el resto del financiamiento se considerará como pasivo contingente hasta el pago total del mismo.”²⁹

²⁹ DOF del 31 de diciembre de 1995.

Ley de Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Art. 32:

“En los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo incluidos en programas prioritarios a los que se refiere el párrafo tercero del artículo 18 de la Ley General de Deuda Pública, en que la Secretaría, en los términos que establezca el Reglamento, haya otorgado su autorización por considerar que el esquema de financiamiento correspondiente fue el más recomendable de acuerdo a las condiciones imperantes, a la estructura del proyecto y al flujo de recursos que genere, el servicio de las obligaciones derivadas de los financiamientos correspondientes se considerará preferente respecto de nuevos financiamientos, para ser incluido en los Presupuestos de Egresos de los años posteriores hasta la total terminación de los pagos relativos, con el objeto de que las entidades adquieran en propiedad bienes de infraestructura productivos...”³⁰

Norma para el Tratamiento Contable de las Inversiones en PIDIREGAS NIF-09-B:

Para la ejecución de los PIDIREGAS fue necesario establecer una norma que sugiriera como establecer la información, presupuestal y contable, para el adecuado registro y control de los mismos, la Circular Técnica NIF – 09 – A³¹; al incorporar la modalidad de PIDIREGAS (inversión condicionada, 2003), la Circular se modifica a la NIF – 09 – B desde entonces tiene la vigencia para los ejercicios subsiguientes. La norma establece el seguimiento de los PIDIREGAS de ambas modalidades de manera ordenada con la finalidad de optimizar la eficiencia en el registro y control de los mismos³².

Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Art. 189 -209: en el Capítulo XIV de esta ley se establecen las bases del proceso para los PIDIREGAS en tiempo y forma. La Tabla 3 resume dicho proceso:

³⁰ DOF del 10 de abril de 2003.

³¹ Emitida por la SHCP y la aún Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo en 1998.

³² NIF – 09 – B, pág. 1.

Tabla 3. CAPÍTULO XIV		
De los Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo		
Sección	Artículos	Disposición
I	189	<p>Disposiciones generales. Estableciendo que la SHCP sólo autorizara los nuevos proyectos y de cambio de alcance que demuestren su eficiencia financiera al entrar en operación.</p>
II	190 - 197	<p>De la determinación de montos máximos y de la autorización. Los compromisos asumidos serán acordes con el gasto y financiamiento del sector público federal a través de los montos máximos de inversión. En lo referente a la autorización se establece que la entidad deberá entregar a la SHCP un análisis costo - beneficio de los nuevos proyectos y los que presentan cambios de alcance con la finalidad de ser incluidos al PEF; el cual destinará un apartado especial con información referente a los proyectos.</p>
III	198 - 199	<p>De la Contratación. Las Entidades no podrán realizar PIDIREGAS que no se encuentren autorizados en el PEF y las mismas tramitarán ante la dependencia coordinadora del sector el oficio de inversión financiada. Asimismo no pueden atribuirse las obligaciones hasta que las obras sean entregadas a entera satisfacción.</p>
IV	200 - 203	<p>De la ejecución. Al recibir las obras a entera satisfacción la entidad debe emitir el Oficio de Liberación de Inversión para la realización de los pagos ya que las obras entran en operación y generar recursos para cubrir sus obligaciones.</p>
V	204 - 206	<p>Del seguimiento. La SHCP deberá dar seguimiento presupuestario a los proyectos, así como la rentabilidad de los mismos. Para ello las entidades a través de la dependencia coordinadora deberán entregar a la Secretaría la información física y financiera de forma detallada.</p>
VI	207 - 209	<p>Del Registro Contable. Presupuestalmente la inversión financiada no tendrá efecto en el balance primario en la etapa de construcción, de manera que en el año corriente y el siguiente posteriores a la obligaciones, las amortizaciones de capital respectivas a esos años y los intereses correspondientes se registraran como pasivo directo y el resto como pasivo contingente hasta el finiquito del pago total.</p>

II. 2. 3 Clasificación

El esquema de financiamiento de los PIDIREGAS en un principio sólo fue diseñado bajo la modalidad de Inversión Financiada Directa, o bien para lo que es el contrato de Obra Pública Financiada (OPF), con el propósito de adquirir bienes productivos con financiamiento de privados, que en su fase de operación fueran capaces de generar recursos propios para el pago de la inversión y cubrir sus gastos de operación.

Por su parte, el rediseño de las modalidades para generar energía por parte de los particulares generó el caso específico del PIE, donde no se adquiere el bien sino sólo se realizan pagos por los bienes y servicios solicitados creando así los proyectos de Inversión Condicionada Directa. Sólo cuando existen incumplimientos de contrato (falta de pago o causas de fuerza mayor), la entidad solicitante estará obligada a adquirir los bienes de capital de los PIE cambiando de Inversión Condicionada Directa a Inversión Financiada Directa.

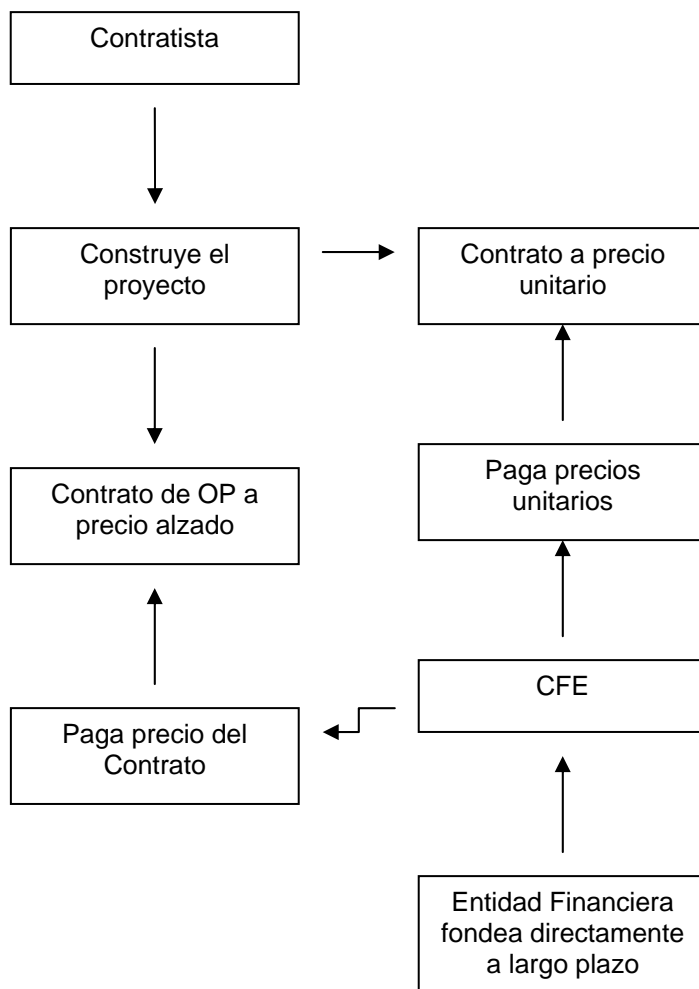
Así, las modalidades de inversión en PIDIREGAS son las siguientes:

a) Inversión Financiada Directa

“Son aquéllos que realiza el Sector Público Federal bajo control presupuestario directo, con financiamiento privado de largo plazo para constituir activos generadores de ingresos, cuyo impacto y registro del gasto se difiere en los subsecuentes ejercicios fiscales.” (NIF-09-B, 2003, pág 1)

En el siguiente esquema se explica el proceso para la contratación de la OPF desde la licitación hasta el pago de la misma:

Esquema 3 PIDIREGA Modalidad OPF



Fuente. Libro Blanco "CH El Cajón" CFE, pág. 11.

De acuerdo al concepto y esquema anterior, la OPF opera de la siguiente manera: cuando la CFE concede el contrato al ganador del concurso de licitación, dicho contrato se otorga como obra pública financiada a precio alzado;³³ para que el licitante sea merecedor del contrato debe plantear la mejor propuesta para la realización de la obra. La principal característica del contrato es que durante el tiempo de construcción, el licitante ganador debe financiar el proyecto con sus

³³ El *precio alzado* se refiere al importe de la remuneración o pago total que debe cubrirse a un contratista por la obra de trabajo totalmente terminada; ejecutada conforme al proyecto, especificaciones y normas de calidad requeridas y cuando sea el caso, probada y operando sus instalaciones. Es aquél que se señala a un bien en forma estimativa y que no está sujeto a fluctuaciones por eventos futuros.

propios recursos, porque la CFE no otorgará ni anticipos o pagos por avance del proyecto hasta su entrega. Esto implica, que el constructor asume cualquier riesgo que pueda presentarse durante el periodo de construcción. Asimismo, también podrá subcontratar cualquier parte que requiera durante la construcción, siempre y cuando este permanezca como responsable ante la CFE del cumplimiento de las obligaciones del subcontratista; así como también de cualquier incremento en el costo de las obras, en el contrato establece un precio fijo que no está sujeto a ningún ajuste.

El contrato establecerá que la CFE pagará el precio alzado cotizado por el licitante en la fecha de aceptación provisional de las obras, para ello esta obtiene un financiamiento. Una vez concluidas las obras y aceptadas por la CFE, ésta asume la absoluta responsabilidad de operar y dar mantenimiento a las instalaciones. El monto máximo de inversión que debe pagar debe sujetarse estrictamente, de manera que no puede realizarse ningún pago previo, ni anticipos ni negociar sus obligaciones. En los años posteriores a la entrega de las obras, la inversión presupuestaria corresponde al rubro de amortizaciones de capital de la tabla de amortización del proyecto y deberá integrarse en los flujos de efectivo del presupuesto. Asimismo, en todos los años los intereses siempre corresponderán a los vencimientos del año en curso y se asignarán igualmente en los flujos de efectivo.

En el año de terminación o año corriente y en el siguiente, posteriores a que se hagan exigibles las obligaciones derivadas del contrato correspondiente, las amortizaciones de capital respectivas a esos años y los intereses que correspondan, se registrarán como pasivo directo y el resto del financiamiento como pasivo contingente, hasta el pago total del mismo. Durante el periodo de amortización, el flujo de recursos que el proyecto genere deberá ser suficiente para cubrir el pago de cada año: las obligaciones fiscales del propio proyecto, los costos de inversión física y financieros, sus gastos de operación y mantenimiento y cualquier otro gasto asociado. Los ingresos anuales sólo podrán destinarse al

pago de cada año de las obligaciones fiscales al propio proyecto. Por lo tanto, los remanentes serán destinados a programas y proyectos de inversión de las propias entidades, distintos a aquellos de infraestructura productiva de largo plazo, así como a su gasto asociado. En ningún caso podrán utilizarse los ingresos que el proyecto genere en cada año de operación para cubrir en años posteriores gastos operativos y de mantenimiento, intereses que se devenguen y la amortización de capital.

b) Inversión Financiada Condicionada

“Son los contratos de compra de servicios que incluyen dentro de sus cláusulas la obligatoriedad de cubrir una contingencia y el derecho a la posesión de los activos objeto de inversión, si la entidad no cumple con las condiciones establecidas en dichas cláusulas o por causas de fuerza mayor.” (NIF-09-B, 2003, pág 2)

Cabe mencionar que los proyectos que entran bajo esta modalidad sólo son tratables como PIDIREGA cuando la entidad no cumple con alguna fracción del contrato o por causas de fuerza mayor, y por lo tanto la CFE asume la obligación de adquirir los activos. Por esa razón los montos de inversión destinados para estos proyectos sólo presentan el valor de la planta y sólo si llegara a presentarse una contingencia se registraría como OPF o PIDIREGAS. El mecanismo es el siguiente, estos proyectos implican el control en cuentas de orden por el valor acumulado de las obras concluidas en cada ejercicio, en el caso de que se encuentren en construcción, al término de las obras -materia de los contratos a satisfacción de la entidad- se cancelarán las cuentas de orden mencionadas en el párrafo anterior y se dará de alta su registro contable en otras del mismo género por el valor total del bien; que representa el valor de la contingencia por compromisos y garantías establecidos en los contratos, referentes a la posible necesidad por parte de la entidad para asumir el control de dicha inversión. Las cuentas de orden anteriores se disminuirán por el mismo importe que los cargos

fijos de capacidad pagados periódicamente, los cuales afectan los resultados. • Los cargos variables atribuidos a dicha inversión son los gastos pagados que aumentan o disminuyen en forma proporcional por los servicios recibidos, incrementando las cuentas de resultados

Los proyectos que se encuentran en esta modalidad se relacionan con las actividades del Productor Independiente de Energía (PIE), el cual tiene su fundamento en la LSPEE en su artículo 36 Bis³⁴ que lo define como:

*“Productor particular que concurre con la CFE en el proceso de generación a través de una planta con una capacidad mayor a 30 MW cuyo producto sólo se destina a la venta exclusiva con la CFE con la finalidad que ésta lo incorpore a su capacidad total con la que presta el servicio público o para exportación de energía eléctrica.”*³⁵

De la misma manera que sucede en los concursos de licitación de la modalidad OPF, para la modalidad PIE el licitante ganador celebra el contrato de compra-venta de energía con la CFE, el cual garantiza una capacidad mínima de generación, así como también tiene la responsabilidad de cubrir el financiamiento del proyecto-construcción de las instalaciones en cuestión. El licitante ganador es quién presenta el mejor proyecto cubriendo los requerimientos técnicos, financieros y jurídicos establecidos además de ofrecer el precio más atractivo por kWh para la CFE a largo plazo.

En este esquema de inversión las etapas del proyecto (diseño, construcción, propiedad y operación de las centrales) queda a cargo del productor privado, que de acuerdo al contrato vende a la CFE la capacidad y energía producidas. En otras palabras, los PIE son los que toman los posibles riesgos en

³⁴ Establece que para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la CFE y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público.

³⁵ Documento de análisis costo – beneficio CCC Norte y red de transmisión. Dirección General de Programación y Presupuesto (DGPP). SENER.

los periodos de construcción y operación de la planta, a excepción del riesgo político que puede implicar: cambios en el marco regulatorio, por ejemplo, guerras o disturbios sociales. En lo que se refiere al financiamiento, el PIE tiene el compromiso de obtener el capital necesario para la realización del proyecto, sin tener que ver para nada su relación con la CFE³⁶.

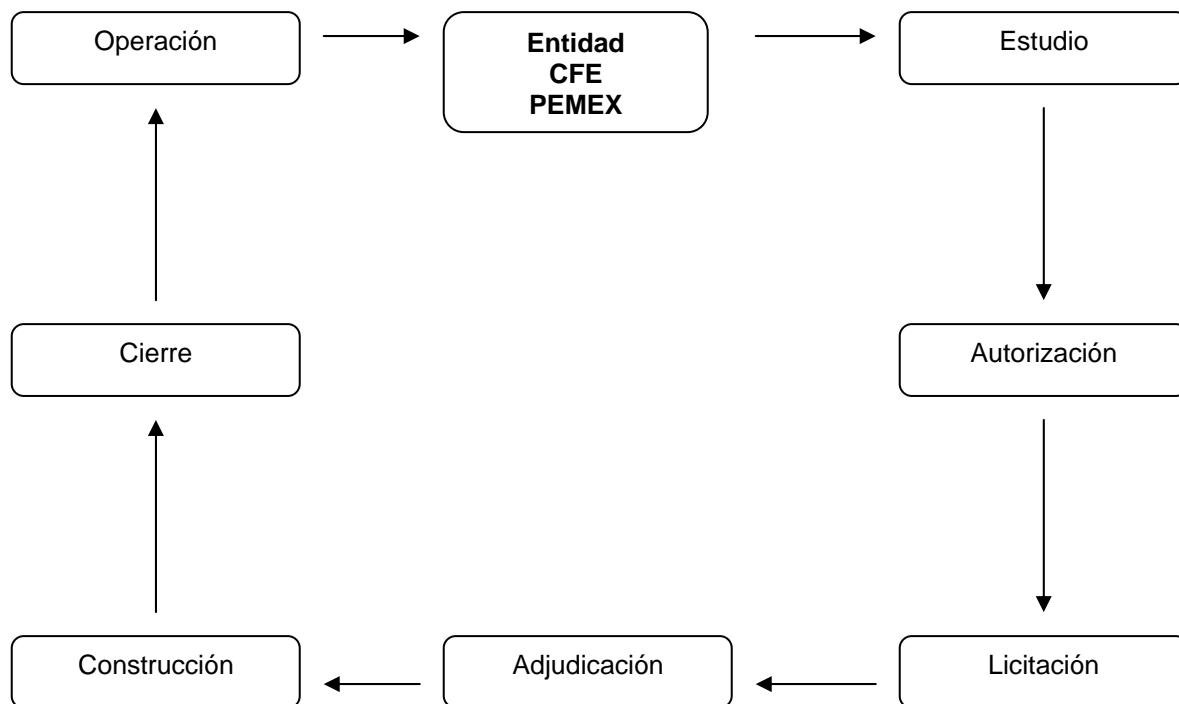
Al término de la construcción de la planta y lista para operar, el PIE vende la capacidad y energía a la CFE, y ésta efectúa los pagos especificados en el contrato de acuerdo al cargo fijo por capacidad, cargo fijo por operación y mantenimiento; y por último, un cargo variable por la energía suministrada. Estos pagos al PIE son la fuente de repago de los financiamientos adquiridos anteriormente. Un aspecto importante dentro de este esquema de generación es que una vez concluido el contrato la CFE, ésta última no está obligada a adquirir la planta, de manera que los PIE conservan sus activos.

II. 2. 4 Etapas de los PIDIREGAS

Para que un proyecto sea denominado PIDIREGAS debe cubrir una serie de etapas en las cuales se obliga a cumplir con la normatividad antes descrita, a fin de satisfacer las condiciones de las obras de la entidad correspondiente (PEMEX o CFE). Las etapas son las siguientes:

³⁶ Cabe aclarar que de acuerdo al carácter de los PIDIREGAS, ni la CFE ni el Gobierno Federal otorgan ningún tipo de garantía directa a los acreedores que proporcionan financiamiento para el proyecto al licitante ganador.

Esquema 4 Proceso de creación de un PIDIREGA



Fuente: Elaboración propia en base a documentos proporcionados por la DGPP de la Secretaría de Energía.

Estudio. En esta etapa se da origen a un PIDIREGA mediante los estudios necesarios realizados por las entidades –en este caso CFE- con el propósito de proporcionar la información técnica y financiera,³⁷ o demostrar la necesidad de ejecutar los proyectos de obra en las mismas y la viabilidad de financiamiento de los proyectos ante la SHCP, la Coordinación Sectorial, y la Comisión Intersecretarial de Gasto Financiamiento (CIGF).

Autorización. Aquí se autoriza la construcción de los proyectos que demostraron adecuado su estudio costo-beneficio, permitiendo su autorización por la Cámara de Diputados y su inclusión en el Presupuesto de Egresos de la Federación (Tomo V del mismo).

³⁷ Artículo 193 del Reglamento de la Ley Federal de Programación y Responsabilidad Hacendaria.

- Licitación.** En esta etapa se realiza el concurso para la adjudicación de la obra a la inversión privada. Las licitaciones deben proporcionar el Dictamen Favorable de un experto en cuanto a la factibilidad técnica, económica y ambiental para entender la dimensión del proyecto.
- Adjudicación.** En esta etapa, la entidad a la que se le otorgó el PIDIREGA debe emitir un oficio de inversión financiada a la SHCP, el cual debe comprender el tiempo total de la ejecución del proyecto, el monto total de la inversión, así como los flujos estimados de la misma y el plazo de construcción; esto debe contemplar y ser congruente con el monto autorizado en el Presupuesto de Egresos de la Federación.
- Construcción.** Aquí se celebra el contrato entre los sectores público y privado para la realización de la obra pública donde se establecen los flujos anuales de inversión financiada; en esta etapa radica el esquema de PIDIREGAS, cuyo cometido es que durante el periodo de construcción el costo de los proyectos no impacte las finanzas públicas del Estado.
- Cierre.** Al término de la construcción, los privados entregan la obra a la entidad solicitante a su satisfacción, lista para empezar a funcionar y generar ingresos, los cuales serán destinados al pago de los compromisos asumidos. A través de los cierres de obra³⁸ se informa de los montos y términos que corresponden con los autorizados en el Proyecto de Egresos de la Federación.

³⁸ Oficios de cierre de obra de los proyectos con la información necesaria como lo son los datos generales del PIDIREGA, proyección de gastos, ingresos y flujos, tabla de amortización, etc. Con la finalidad de dar seguimiento a los gastos e ingresos.

Para los proyectos de inversión directa se deberá solicitar autorización para la contratación y/o el registro de los financiamientos y, en caso de los proyectos de inversión condicionada, se autorizarán las fuentes y condiciones de los financiamientos que las entidades requieran para el pago del proyecto. Algunos proyectos, por su duración y dimensión, entregan sólo parte de las obras, de manera que se realizan cierres de obra parciales con la condición de que las mismas empiecen a generar sus propios ingresos para los pagos de acuerdo al contrato acordado.

Operación. Es la etapa final de los PIDIREGAS, las obras son entregadas en su totalidad a la entidad a su entera satisfacción y listas para generar ingresos que cubran sus obligaciones financieras. La entidad a través de la SENER solicita a la SHCP, mediante el Oficio de Liberación de Inversión, el registro presupuestal y contable del gasto de capital correspondiente y el financiamiento del ejercicio fiscal corriente.

II. 3 PIDIREGAS en la Comisión Federal de Electricidad

En el periodo de 1997 a 2007, la Cámara de Diputados autorizó 262 PIDIREGAS a la CFE para la realización de obras –centrales eléctricas, líneas de transmisión y subestaciones- que implicaron un costo total de 31,674.30 millones de dólares, que equivalen a 354,752.20 millones de pesos a precios del 2007³⁹.

³⁹ Nota metodológica. Para una mejor ejemplificación del costo total de los PIDIREGAS dentro de la CFE, las cifras que se presentan en este capítulo se encuentran en millones de pesos del 2007 para efectos de obtener el monto actual en moneda extranjera, en este caso, dólares americanos, cuya referencia permite establecer la magnitud del costo en relación a un tipo de cambio establecido para el año 2007 en el DOF.

Cuadro 8. Costo Total Anual Autorizado PIDIREGAS
Millones de pesos del 2007

Año	No. Proyectos acumulados	Millones de dólares 1/	Millones de pesos 1/
1997	17	2,911.99	32,614.30
1998	38	6,186.96	69,293.90
1999	56	9,800.04	109,760.40
2000	68	11,707.46	131,123.60
2001	85	13,078.40	146,478.10
2002	131	16,937.71	189,702.40
2003	157	18,976.79	212,540.00
2004	172	23,250.24	260,402.70
2005	200	26,046.56	291,721.50
2006	237	29,108.88	326,019.50
2007	262	31,674.30	354,752.20

1/ Datos acumulados.

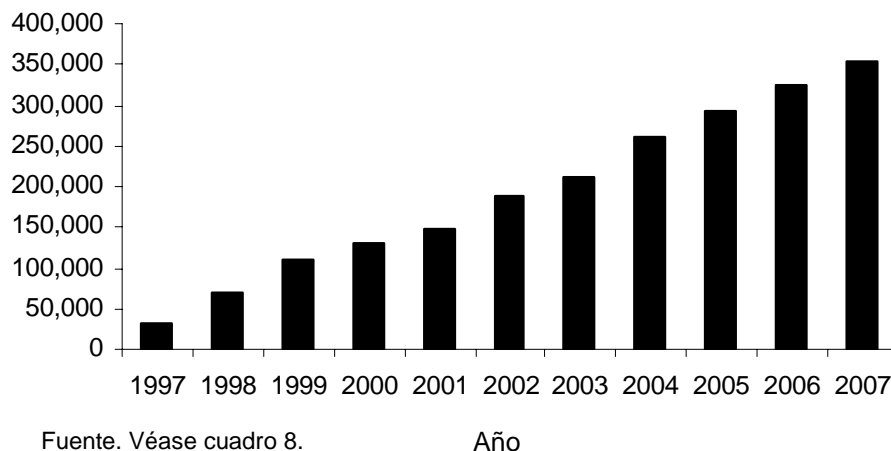
Fuente. Documento proporcionado por la DGPP de la SENER.

La evolución del costo anual autorizado para los PIDIREGAS ha aumentado significativamente, según se aprecia en la siguiente grafica. En el año de 1997 el costo ascendía a 32,614.30 millones de pesos; después de 11 años este ha aumentado más de diez veces, hasta 354,752.20 millones de pesos. El costo promedio por PIDIREGA asciende a 130.3⁴⁰ millones de dólares (1 mil 459 millones de pesos de 2007), cabe considerar que el tiempo de construcción de cada proyecto fluctúa entre 2 y 5 años.

⁴⁰ El costo promedio se obtiene con referencia a 243 proyectos, puesto que 19 han sido cancelados.

Gráfica 9 Costo Total Autorizado

Millones de Pesos 2007



A diferencia de los proyectos presupuestarios, la Cámara de Diputados autoriza el costo total de los proyectos, y la inversión anual de los flujos de inversión financiada; esto sólo es una estimación que no obliga al sector privado a sujetarse a los montos anualizados.

II. 3. 1 Clasificación por tipo de inversión

El cuadro 12 muestra el resumen de los 262 PIDIREGAS, agrupados por tipo de proyectos. Del total, 229 son de Inversión Directa y 33 de Inversión Condicionada. Cabe mencionar que existen 19⁴¹ proyectos cancelados, siendo sólo 243 los proyectos activos. Destacan los años 2002 y 2006 por número de proyectos; siendo uno de los principales la Central Hidroeléctrica de El Cajón con un costo aproximado de 907.6 millones de dólares para producir 746 MW.

⁴¹ La cancelación de proyectos candidatos se debe a diferentes causas, por ejemplo, porque el esquema de PIDIREGAS en estos proyectos no demuestran en base a sus análisis costo/beneficio que sus ingresos no son suficientes para su autopago o por deficiencias técnicas, de manera que pasan a ser desarrollados con recursos presupuestales. Los proyectos cancelados de Inversión Directa son los siguientes: 8,56,81,85,86,88,89,96,97,116,119,120,137,169 y 172 mientras los proyectos cancelados de Inversión Condicionada son 22,23,30 y 32. Véase anexo.

Cuadro 9. Resumen PIDIREGAS

Millones de pesos 2007

Año	Número de Proyectos			Costo de los Proyectos		
	Inversión Directa	Inversión Condicionada	Total	Inversión Directa	Inversión Condicionada	Total
1997	16	1	17	28,576.50	4,037.80	32,614.30
1998	8	13	21	3,265.20	33,414.40	36,679.60
1999	13	5	18	19,230.80	21,235.70	40,466.50
2000	10	2	12	9,551.90	11,811.30	21,363.20
2001	13	4	17	9,056.60	6,297.90	15,354.50
2002	45	1	46	40,248.00	2,976.30	43,224.30
2003	25	1	26	14,078.00	8,759.60	22,837.60
2004	15		15	47,862.70	0.00	47,862.70
2005	25	3	28	21,536.70	9,782.10	31,318.80
2006	35	2	37	32,646.40	1,651.60	34,298.00
2007	24	1	25	26,890.40	1,842.30	28,732.70
Total	229	33	262	252,943.20	101,809.00	354,752.20

Fuente. Documento proporcionado por la DGPP de la SENER.

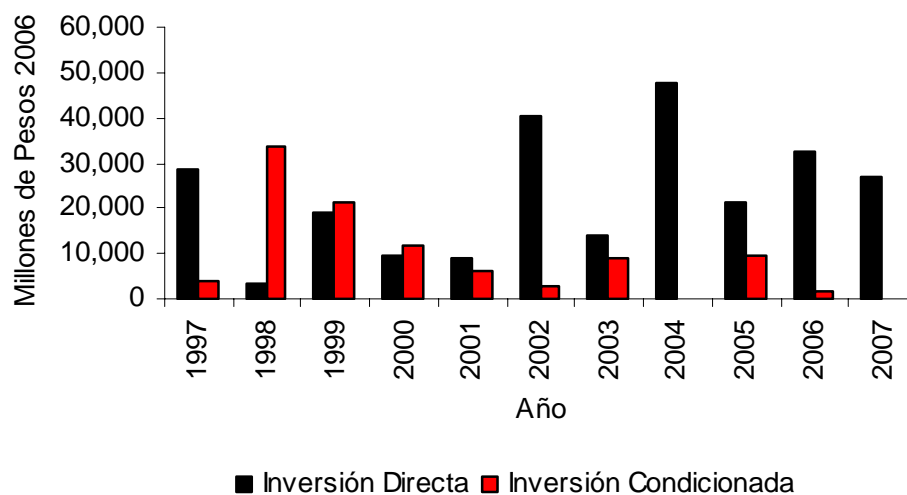
Los proyectos de Inversión Directa superan en número a los de Inversión Condicionada, mostrando la necesidad del sector en relación a infraestructura para la generación de energía eléctrica: su cantidad aumenta cada año y tan sólo para el año 2007 se aprobaron 24 proyectos de Inversión Directa y 1 para Condicionada.

Asimismo, del costo total de los 243 proyectos activos, el 71 por ciento fue para Inversión Directa y 29 por ciento para los proyectos de Inversión Condicionada. Aunque los PIDIREGAS de Inversión Condicionada son pocos, el costo que representan es la tercera parte del costo total, lo cual puede deberse a la necesidad de satisfacer la demanda de energía y para ello la CFE necesita apoyo; y, segunda que esta actividad resulta lucrativa a los PIEs, esto debido a

que existen 22 permisos otorgados bajo los criterios de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para la generación de electricidad en esta modalidad, pero existiendo 29 proyectos esto parece indicar que un PIE tiene más de un contrato con la CFE.

En la siguiente gráfica puede apreciarse el volumen de inversión para ambas modalidades de PIDIREGAS. En 1997 se observa que la Inversión Directa fue mayor que la Inversión Condicionada. Sin embargo, en el periodo 1998–2000 ésta es superior a la primera. A partir de 2002, nuevamente la Inversión Directa rebasa con mucho el monto de la Condicionada.

Gráfica 10 Inversión por Modalidad PIDIREGA



Fuente. Véase cuadro 12.

II.3.2 Clasificación por tipo de infraestructura

Los PIDIREGAS son utilizados para diferentes tipos de obra en las plantas de generación, líneas de transmisión, etc., que pertenecen a CFE, de manera que el tipo de infraestructura puede ser clasificado de acuerdo a la necesidad de cada una de ellas, por ejemplo, la modernización y rehabilitación y/o construcción, líneas de transmisión, subestaciones, etc.

Cuadro 10. Resumen de los PIDIREGAS por Infraestructura

		Número de Proyectos		
	Tipo	I.		Total
		I. Directa	Condicionada	
PR	Presa Reguladora	1		1
CD	Central Diesel	1		1
CCE	Central Carboeléctrica	1		1
SUV	Suministro de Vapor	2		2
CT	Central Termoeléctrica	2	1	3
CE	Central Eoloeléctrica	1	2	3
RFO	Red de Fibra Óptica	3		3
CG	Central Geotermoeléctrica	4		4
	Central de Combustión			
CCI	Interna	4		4
CH	Central Hidroeléctrica	4		4
TRN	Transporte	1	3	4
CCC	Central Ciclo Combinado	2	3	5
SLT	Subestación - Línea de Transmisión	25		25
CC	Central de Ciclo Combinado	12	20	32
RM	Rehabilitación y Modernización	42		42
LT	Línea de Transmisión	50		50
SE	Subestación	59		59
Total		214	29	243

Fuente. Documento proporcionado por la DGPP de la SENER.

En el cuadro 13 se observa el número de los proyectos de acuerdo al tipo de infraestructura -plantas, líneas de transmisión y subestaciones. De acuerdo a esto, un PIDIREGA es empleado en una Presa Reguladora ubicada en Sinaloa; otro en una Central Diesel en Baja California y otro más en una Central Carboeléctrica de Michoacán. Dos PIDIREGAS más tienen que ver con los proyectos destinados a suministro de vapor en la Central de Cerro Prieto en Baja California. Los PIDIREGAS utilizados en centrales termoeléctricas son 3 (dos en la modalidad de inversión directa y uno en la condicionada): los proyectos Samalayuca II en Chihuahua y TG Baja California II; y Mérida III en Yucatán respectivamente. Los PIDIREGAS relacionados con la generación de energía

alternativa (CE) son La Venta II y III y Oaxaca I en Oaxaca. Las centrales geotermoeléctricas cuentan con cuatro PIDIREGAS, por ejemplo Cerro Prieto IV y V en Baja California. En relación con la Red de Fibra Óptica, los tres proyectos se encuentran financiados con Inversión Directa.

En las Centrales de Combustión Interna se encuentran los PIDIREGAS de los proyectos de Baja California Sur I y II, y, Guerrero Negro II y III. Las Hidroeléctricas, de gran relevancia por proporcionar gran cantidad a la capacidad eléctrica del país, destacan los proyectos: Manuel Moreno Torres (2 etapa) en el estado de Chiapas, La Parota en Guerrero, y El Cajón y la Yesca, en Nayarit.

Los cuatro proyectos relacionados con el transporte son en mayoría proyectos en Inversión Condicionada; así como también los cinco proyectos involucrados en las Centrales de Ciclo Combinado; los más importantes son los proyectos Pacífico en Guerrero y Tamazunchale en San Luis Potosí.

Los PIDIREGAS en Subestaciones–Líneas de Transmisión son 25, todos ellos bajo la modalidad de Inversión Directa; entre los más importantes se encuentran el 701 Occidente–Centro, 706 Sistemas Norte, 901 Pacífico, y 1114 Transmisión y Transformación del Oriental, abarcando varios estados. En las Centrales de Ciclo Combinado el total de los proyectos es de 32, de los cuales la mayoría son de Inversión Condicionada (20 proyectos), destacando varios en Altamira, Tamaulipas; respecto a la Inversión Directa uno de los más importantes es Agua Prieta II (con campo solar) en el Estado de México.

Las siguientes categorías abarcan un gran número de proyectos, todos ellos dentro de la modalidad de Inversión Directa: Rehabilitación y Modernización (42 proyectos), Líneas de Transmisión (50) y Subestaciones (59). Los primeros enlistados apoyan unidades generadoras, importantes porque de esta manera se recupera la eficiencia, disponibilidad y capacidad de las plantas, por ejemplo, la central nuclear de Laguna Verde, Veracruz. La función de las líneas de

transmisión es la de integrar una red confiable para la transmisión de la electricidad en el SEN; al respecto, la CFE planeó la construcción de 21,942 Km – Circuito mediante PIDIREGAS, dentro de los proyectos más ambiciosos se encuentran 216 y 217 Noroeste, 407 Red Asociada a Altamira II, III y IV; y 610 Transmisión Noroeste–Norte, que abarca varios estados.

Por último, en lo que se refiere a las Subestaciones se realiza un programa de ampliación y construcción con la finalidad de atender la demanda y la capacidad instalada en cada área; los proyectos más importantes consisten en la sustitución de transformadores, los cuales son seleccionados desde el punto de vista técnico–económico, entre los cuales se encuentran 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución, 221 Occidental, 410 Sistema Nacional y 143 Noroeste–Occidental.

La finalidad de los PIDIREGAS dentro de la CFE es el crecimiento de la industria para satisfacer la demanda que se produce con el crecimiento de los usuarios; las metas planeadas por CFE por medio de los PIDIREGAS se muestran en el cuadro 14, donde resaltan los de generación, transmisión y transformación, con la meta de 24,611.30 MW, 21,942 Kilómetros – Circuito y 49,101 y 9,642 Megavoltios Amperes y Megavoltios Amperes Reactivo.

Cuadro 11. Metas PIDIREGAS CFE 2007

	Metas	Capacidad
Generación	MegaWatts (MW)	24,611.30
Transmisión	Kilometro - Circuito (Km - C)	21,942.40
Transformación	Megavoltios - Amperes (MVA)	49,101.40
Transformación	Megavoltios - Amperes Reactivos (MVAR)	9,642.40
Suministro de Vapor	Toneladas por hora (Tn/hr)	1,126.30
Presa Reguladora	Gigawatts hora (GWh)	36.8

Fuente. Documento proporcionado por la DGPP de la SENER.

Capítulo III. Impacto de los PIDIREGAS en el sector eléctrico y en la economía pública

III. 1 El Sector Público

La relación entre las Finanzas Públicas y los PIDIREGAS se hace resaltar como algo importante en este capítulo, ya que el análisis es visto desde dos perspectivas, por un lado la inversión en el sector; y por otro, la deuda que se genera, ambas a través de los PIDIREGAS. La primera perspectiva debe examinar cómo los Proyectos satisfacen la necesidad de inversión de las empresas; y la segunda, lo que implica el compromiso de pago de los mismos.

Actualmente en México se asume formalmente que el sector público tiene como objetivo proporcionar a la sociedad los bienes y servicios que el mercado por sí mismo no puede brindar, aunque el debate referido a la relación Estado-mercado ha sido intenso en las últimas décadas, y ha cobrado mayor vigor en los últimos años a propósito de diversas reformas que el gobierno pretende impulsar (particularmente la fiscal y la energética, y que se han mencionado anteriormente). De acuerdo con Ayala Espino, el Sector Público se define justamente como el ente que provee bienes y servicios para satisfacer necesidades sociales y económicas de la población, ya sea por medios directos, o bien mediando en la relación de los recursos económicos -incluyendo los de apropiación pública- con los factores productivos.⁴² En consecuencia, las funciones del Sector Público se orientan a mantener la *estabilidad económica* (esto es, sostener una combinación satisfactoria de los principales indicadores macroeconómicos, por ejemplo, la inflación, la balanza de pagos y el empleo) y a promover el *desarrollo económico* general.

⁴² Ayala Espino, José. *Economía del sector público mexicano*. 1ª reimpresión. edit. Esfinge, México, 2005.

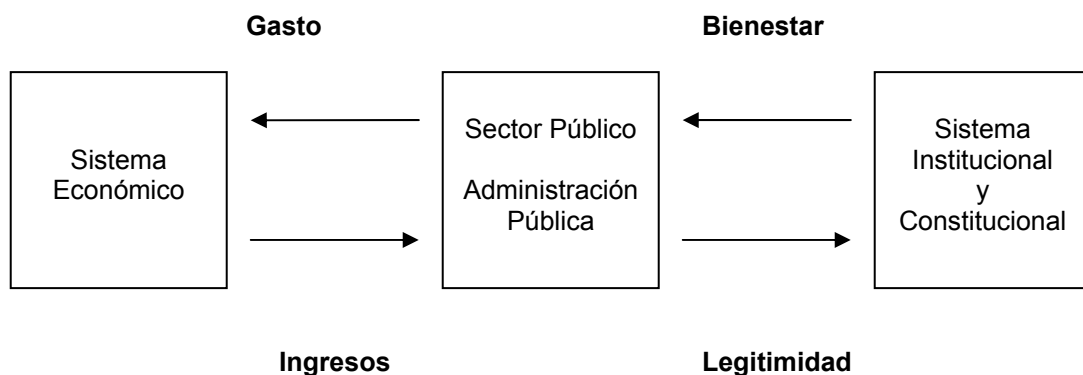
Los gobiernos actuales consideran que estas funciones públicas se despliegan en cuatro áreas específicas: la *estratégica*, la *exclusiva*, la *competitiva* y la de *mercado*. El ámbito de los PIDIREGAS es ubicado oficialmente en el área exclusiva, ya que se los considera tan importantes como la seguridad nacional y el cobro de impuestos; así, tanto el servicio eléctrico como la exploración y explotación de los hidrocarburos, obligan al Estado a asegurar las condiciones para su realización de manera eficaz y eficiente a la población, creando la infraestructura necesaria y mejorando continuamente las actividades y los servicios correspondientes.

Definidas las funciones estatales, el Sector Público debe allegarse los medios para su realización, en este caso a través de la política fiscal; y dentro del marco de las finanzas públicas, el concepto de política fiscal puede precisarse y representarse (esquema 5) de la siguiente manera:

*“El ámbito de la política fiscal es el conjunto de medidas relativas al régimen tributario, al gasto público, al endeudamiento interno y externo del Estado, y a las operaciones y la situación financiera de las entidades y los organismos paraestatales, por medio de los cuales se determinan el monto y la distribución de la inversión y el consumo público como componentes del gasto nacional y que influye, directamente o indirectamente, en el monto y la composición de la inversión y el consumo privado”.*⁴³

⁴³ Urquidí, Víctor. *La política fiscal en el desarrollo económico de la América Latina*. Ensayos de Política Fiscal. edit. FCE., 1973, pág.47.

Esquema 5



Fuente: Ayala Espino, J. 2005. pág. 31

Según este esquema, a través de la Administración Pública, el Sector Público se provee de recursos fiscales desde el Sistema Económico (lo que en México se establece anualmente mediante la Ley de Ingresos), y busca obtener y confirmar su Legitimidad -basada en el Sistema Institucional y Constitucional- mediante la generación de bienestar social, el cual promueve mediante el ejercicio de una política de Gasto que asigna y distribuye recursos, de este modo regresando en forma de bienes y servicios al menos un equivalente de los recursos fiscales con que grava al Sistema Económico. Sin embargo, la política fiscal del gobierno puede operar incurriendo en un déficit o en un superávit de las finanzas públicas, según lo que se ajuste a la orientación general de su política económica. Para el caso de los últimos gobiernos en nuestro país, el siguiente cuadro muestra que la orientación fiscal tiende a mantener un balance presupuestario en ceros, revelando así su visión de equilibrio de las finanzas públicas

Cuadro 12. Balance Primario del Sector Público 1996 – 2007**Porcentajes del PIB**

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ingresos	23	23	20.3	20.8	21.6	21.9	22.1	23.2	23	23.3	24.7	25.5
Gasto Neto	23.1	23.6	21.6	21.9	22.7	22.6	23.3	23.9	23.2	23.4	24.6	25.4
Balance	-0.1	-0.6	-1.3	-1.1	-1.1	-0.7	-1.2	-0.7	-0.2	-0.1	0.1	0.1

Fuente: Banco de México Informe Anual 2006 y 2007 tomado de la SHCP.

El Balance primario que muestra el cuadro⁴⁴ hace ver que los ingresos presupuestales promedian un 23% del PIB en el período 1996-2004, prácticamente una cifra constante, aunque teniendo una baja relativa en los años 1998-2002, de la que luego se recupera hasta superar un poco su tendencia promedio en 2006. Por el lado del gasto neto presupuestal la tendencia es similar, dando como resultado que el saldo global oscila alrededor del cero, a excepción de algunos años en que se incurrió en un déficit poco superior al 1.0% del PIB.

III. 2 Inversión del Sector Público

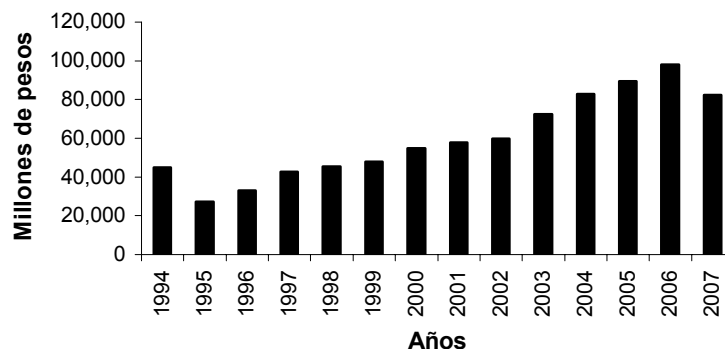
Para el análisis de los PIDIREGAS conviene enfocar la política de gasto público dirigida a la formación de capital, con lo cual el Sector Público cubre las necesidades de infraestructura y los gastos correlativos. La inversión ejercida por el sector público se distingue en dos: la inversión física presupuestaria y la inversión física fuera de presupuesto o inversión financiada por el sector privado. La primera corresponde al Gobierno Federal⁴⁵ y lo que se destina al sector paraestatal de control presupuestario directo. La inversión financiada para crear

⁴⁴ El balance primario de las finanzas públicas no muestra sin embargo la presión que estas soportan en materia de flujos de financiamiento y deuda. De esto se hablará más adelante.

⁴⁵ Comprende la inversión Directa, los subsidios y las transferencias.

infraestructura involucra al sector privado⁴⁶ principalmente en PEMEX y CFE, la mayor parte a través justamente de los PIDIREGAS. La gráfica siguiente muestra el desempeño del gasto público total en materia de inversión en el período reciente:

Gráfica 11
Total Inversión en el Sector Público



Fuente. Vease anexo F.

La gráfica muestra claramente el efecto de la crisis de 1995, que abate casi a la mitad el nivel de la inversión pública, teniendo que pasar prácticamente 4 años para recuperar el nivel que exhibía en 1994. Para contrarrestar esta situación el gobierno decide entonces alentar la intervención del sector privado, optando porque éste proporcione financiamiento creciente dentro de la modalidad de los PIDIREGAS; a partir de su puesta en marcha, la inversión muestra un crecimiento sostenido, alcanzado un máximo en el año 2006.

De acuerdo a lo anterior, las actividades y principalmente la creación de infraestructura corren a cargo ya no sólo de la inversión presupuestaria (IP) sino también de la financiada (IF), con la que se hace presente el sector privado. En el cuadro 13 siguiente se muestran las relaciones entre estas variables con el gasto de capital (GC) y el gasto programable (GP) del gobierno, haciendo notar los

⁴⁶ Comprende la Inversión financiada privada, los Recursos propios de entidades de control presupuestario indirecto, y a partir del 2005 el Fondo para la Inversión de PEMEX, el cual se refiere a los recursos por aplicar en inversión física derivados del Aprovechamiento para Obras de Infraestructura (AOI) y del Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE).

pesos respectivos del Estado y del sector privado en ellas durante el periodo de 1990 a 2007:

Cuadro 13. Relación de las variables: GC, GP, PIB, IP, IF e IT

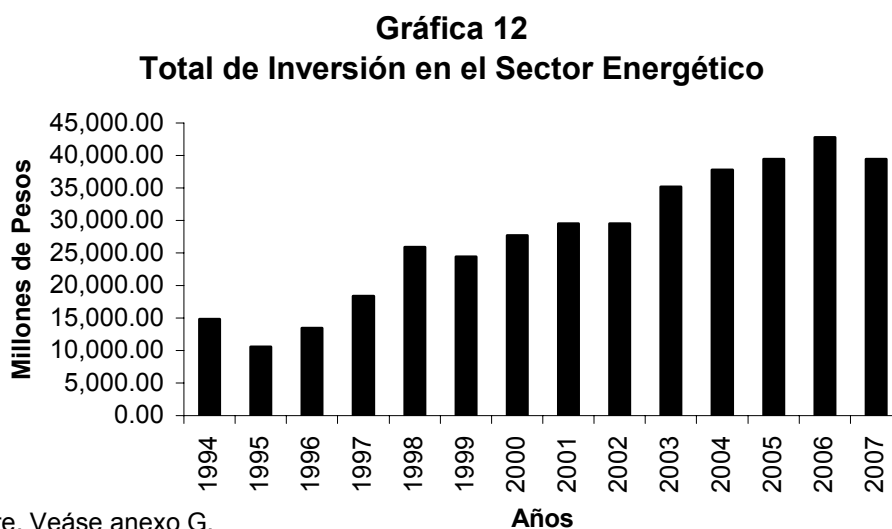
1990 - 2007									
Año	GC/GP	GC/PIB	IP/GP	IP/PIB	IP/GC	IF/IP	IF/PIB	IF/GC	IF/IT
1990	23,74	3,78	21,09	3,36	88,82				
1991	25,23	3,97	22,06	3,48	87,45				
1992	22,96	3,64	20,66	3,28	89,98				
1993	22,07	3,64	20,24	3,33	91,69				
1994	22,59	3,96	19,97	3,50	88,37				
1995	20,88	3,30	18,34	2,89	87,80				
1996	23,43	3,74	19,15	3,05	81,74	0,42	0,01	0,34	0,41
1997	21,20	3,52	19,40	3,22	91,51	6,17	0,19	5,64	5,81
1998	18,90	2,95	17,79	2,78	94,17	26,21	0,72	24,68	20,76
1999	18,28	2,83	16,72	2,58	91,49	28,92	0,74	26,45	22,43
2000	16,53	2,57	16,69	2,60	100,96	29,63	0,76	29,9	22,85
2001	16,97	2,74	15,42	2,49	90,90	36,62	0,91	33,28	26,80
2002	14,43	2,48	14,15	2,44	98,04	43,60	1,06	42,74	30,36
2003	16,31	2,94	15,08	2,72	92,46	45,81	1,24	42,35	31,41
2004	19,09	3,28	16,58	2,85	86,87	52,19	1,48	45,33	34,29
2005	18,91	3,34	16,67	2,94	88,13	54,62	1,6	48,13	35,32
2006	15,10	2,32	14,97	2,30	99,18	57,29	1,31	56,82	36,42
2007	17,22	2,91	15,04	2,54	87,32	50,01	1,27	43,66	33,33

Fuente. Cámara de Diputados. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. *Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) 2007*, pág. 54.

Merece la atención el decremento de los porcentajes del Gasto de Capital (GC) y de Inversión (IP) del gobierno, tanto en relación al Gasto Programable (GP) como al PIB; mientras que de manera opuesta la inversión financiada ha crecido en relación a las variables antes mencionadas. Sin embargo, esto aparentemente no significa un desplazamiento absoluto de la inversión pública por la privada sino una complementación de ambas en periodos corrientes, si bien se crea a futuro y de manera creciente una serie de obligaciones del Estado para solventar la inversión financiada.

III. 3 Inversión en el Sector Energético

Bajo el marco anterior, la inversión canalizada al sector energético resulta muy destacada, según puede verse en la siguiente gráfica:

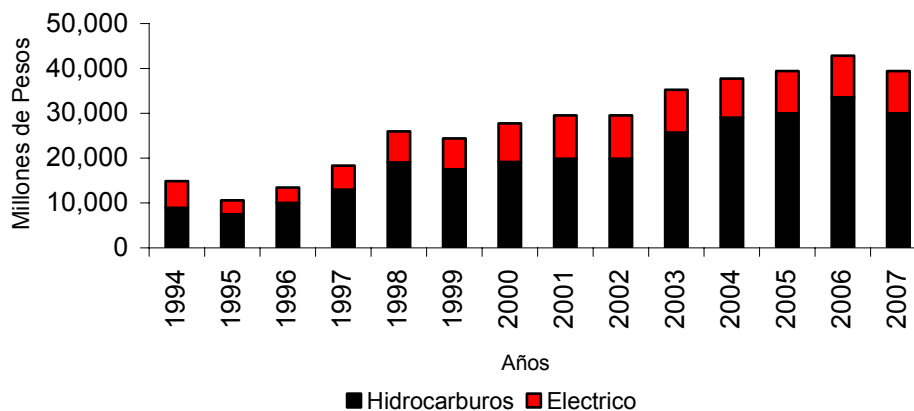


Según se observa, el gasto de inversión dirigido al sector muestra aumentos consecutivos y sustanciales de 1997 en adelante, hasta llegar a un monto total en 2007 de 39,414.32 millones de pesos, más del doble de lo registrado en 1997,⁴⁷ cuando totalizó 18,331.92 millones.

Cabe observar ahora el destino del gasto de inversión en los dos subsectores pertenecientes al sector energético: según la siguiente gráfica, el subsector petrolero es con mucho el que absorbe la mayor parte de dicho gasto, pero comparado con 1995, puede verse que en los últimos años el gasto destinado al subsector eléctrico cobra importancia absoluta y relativa dentro del total:

⁴⁷ Mencionamos el año de 1997 en particular porque se inicia el uso del esquema PIDIREGAS, en las empresas, PEMEX y CFE.

Gráfica 11
Inversión Total por Subsector



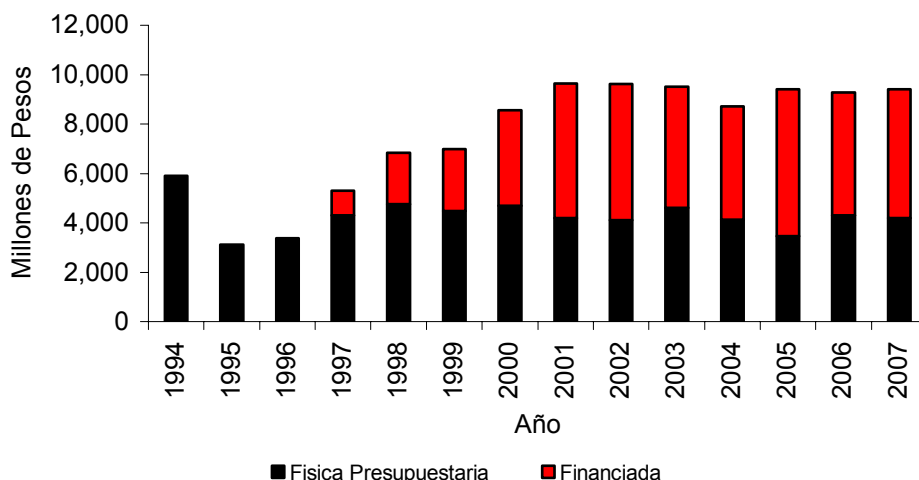
Fuente: Veasé Anexo H.

De acuerdo a la gráfica, en los años más recientes la inversión en el sector energético tiende a distribuirse en alrededor de un 75 por ciento para el subsector petrolero, y en un restante 25 por ciento para el eléctrico. Así, por ejemplo, para 2007 la inversión total del sector (unos 39.4 mil millones de pesos) fue destinada con 28.5mmp a la industria del petróleo y con poco más de 10mmp a la eléctrica. Esto se corresponde con la magnitud e importancia de la industria petrolera para las finanzas públicas del país, pues cabe recordar que los ingresos fiscales derivados de ella representaron en 2006 el 36% del total, explicado esto por el régimen especial que asigna la hacienda pública a PEMEX –situación de debate intenso en nuestros días-, como por el alza notable de los precios de la mezcla de petróleo en los distintos mercados internacionales (cuya superación de la barrera de los 100 dls. por barril en este 2008, habría sido impensable años atrás).

III. 3. 1 Inversión en el Sector Eléctrico

Particularizando la inversión en la industria eléctrica, que se destina a sus cuatro diferentes actividades ya conocidas, en la siguiente gráfica se observa claramente la recurrencia creciente desde 1997 del financiamiento de la inversión pública acudiendo a fuentes privadas mediante los PIDIREGAS (en la gráfica corresponde a las secciones en color rojo de las barras):

Gráfica 14
Inversión Total en el Subsector Eléctrico



Fuente: Veasé Anexo I.

III. 4 Inversión Financiada o PIDIREGA

El sector energético ha canalizado la inversión a la creación y mantenimiento de infraestructura; bajo la consideración de que, luego de la crisis de 1995, el financiamiento presupuestal no era ya suficiente para cubrir todo el gasto implicado, comenzó a complementárselo mediante el mecanismo de PIDIREGAS en las empresas paraestatales PEMEX y CFE. Por ejemplo, del total de la inversión en el 2007, cuyo monto fue de 39,414.32 millones de pesos cabe recordar que se descuenta la amortización de esta, así de este total, 34,703.77 y 4,710.55 millones de pesos corresponden a la inversión financiada o PIDIREGAS; y la inversión presupuestal y otros, respectivamente, como se observa en el siguiente cuadro:

Cuadro 14. Tipo de Inversión en el Sector Energético

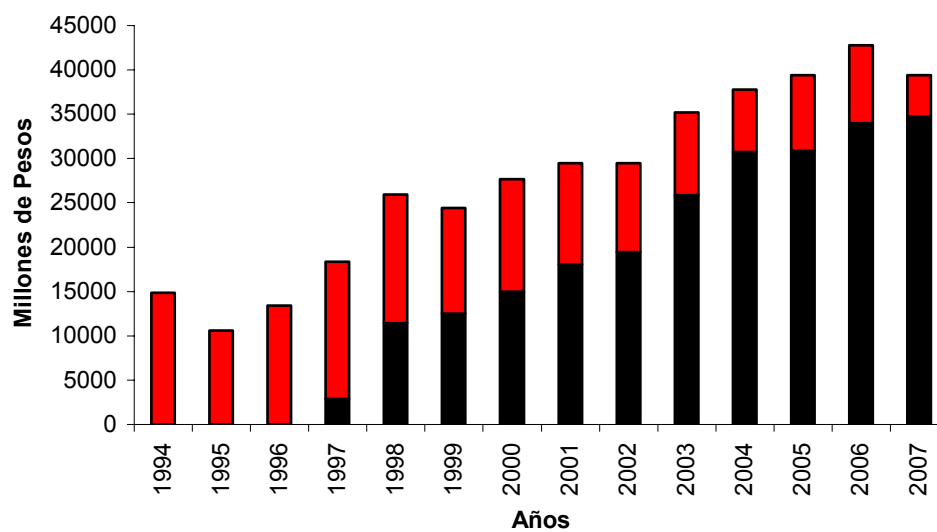
Millones de Pesos 1993 = 100

Año	PIDIREGAS	Inversión 1/	Total
1994		14,834.41	14,834.41
1995		10,563.01	10,563.01
1996		13,428.46	13,428.46
1997	2,900.97	15,430.95	18,331.92
1998	11,433.50	14,481.91	25,915.42
1999	12,534.09	11,909.39	24,443.48
2000	14,996.09	12,705.22	27,701.31
2001	18,039.32	11,436.58	29,475.90
2002	19,458.50	10,036.18	29,494.68
2003	25,890.43	9,291.82	35,182.24
2004	30,751.84	7,030.24	37,782.08
2005	30,866.82	8,533.54	39,400.36
2006	33,994.00	8,804.31	42,798.30
2007	34,703.77	4,710.55	39,414.32

1/ Inversión Presupuestaria. Excluye amortizaciones

Fuente: Primer informe de Gobierno 2007. Presidencia de la República.

Gráfica 15
Tipo de Inversión en el Sector Energético



Fuente. Véase cuadro 14. ■ PIDIREGAS ■ Inversión 1/

El mecanismo de PIDIREGAS utilizado desde 1997 es mayormente utilizado por PEMEX; en el caso de la CFE, pareciera ser de menor importancia, pero es ya un hecho recurrente. El monto de inversión en las dos empresas vía este mecanismo de financiamiento corresponde a un billón 706 mil 712 millones de pesos como monto total de inversión, de los cuales el 79.7 por ciento corresponde a PEMEX y el 20.3 restante corresponde a la CFE⁴⁸. El cuadro estadístico y la gráfica siguientes ilustran muy bien esto:

**Cuadro 15. Total de Inversión Financiada en
PEMEX y CFE**

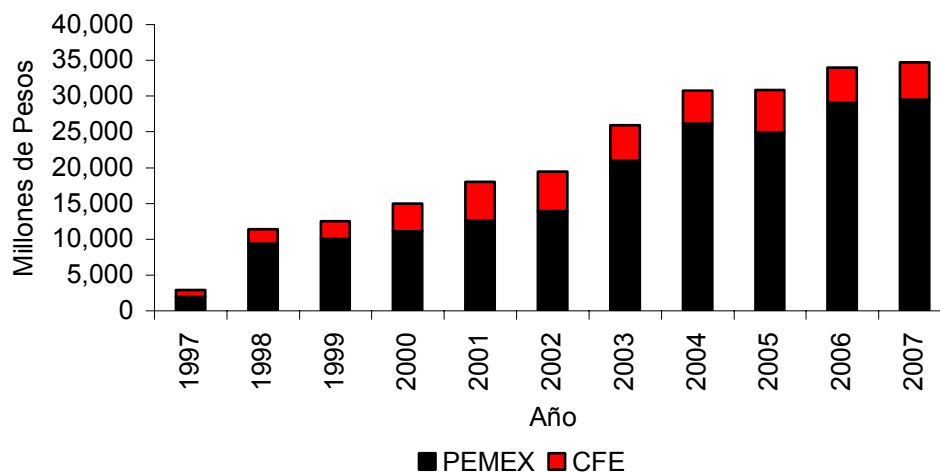
Millones de Pesos 1993 = 100

Año	PEMEX	CFE	Total
1997	1,899.53	1,001.44	2,900.97
1998	9,358.65	2,074.86	11,433.50
1999	10,043.92	2,490.16	12,534.09
2000	11,117.63	3,878.47	14,996.09
2001	12,574.86	5,464.47	18,039.32
2002	13,935.68	5,522.82	19,458.50
2003	20,995.59	4,894.84	25,890.43
2004	26,163.78	4,588.05	30,751.84
2005	24,925.82	5,941.00	30,866.82
2006	29,037.07	4,956.93	33,994.00
2007	29,487.81	5,215.80	34,703.62

Fuente: Primer Informe de Gobierno 2007. Presidencia de la República.

⁴⁸ Presupuesto de Egresos de la Federación.

Gráfica 16
Total Inversión PIDIREGA en PEMEX y CFE



Fuente. Véase cuadro 15.

En la industria eléctrica, y particularmente en la CFE, los PIDIREGAS sirven para la creación de infraestructura, la rehabilitación y modernización de plantas de generación, el pago por la compra de energía, etc. Así, por ejemplo, en 2006 se autorizó la construcción de la central hidroeléctrica La Yesca con una capacidad de generación de 750 Megawatts (MW) y con una inversión estimada en 850 millones de dólares bajo el esquema de PIDIREGAS.⁴⁹

La CFE en 2007 tuvo una inversión de 5,470.81 millones de pesos. De acuerdo con la gráfica, los montos desde 1997 a 2002 crecieron significativamente, aunque en los dos años siguientes disminuyeron dado que se aprobaron pocos proyectos de baja inversión, no obstante lo cual en estos años se aprobaron algunos PIDIREGAS representativos, tales como el Pacífico II y III, y La Parota; la inversión vuelve a mostrar una recuperación en 2005 y 2006.

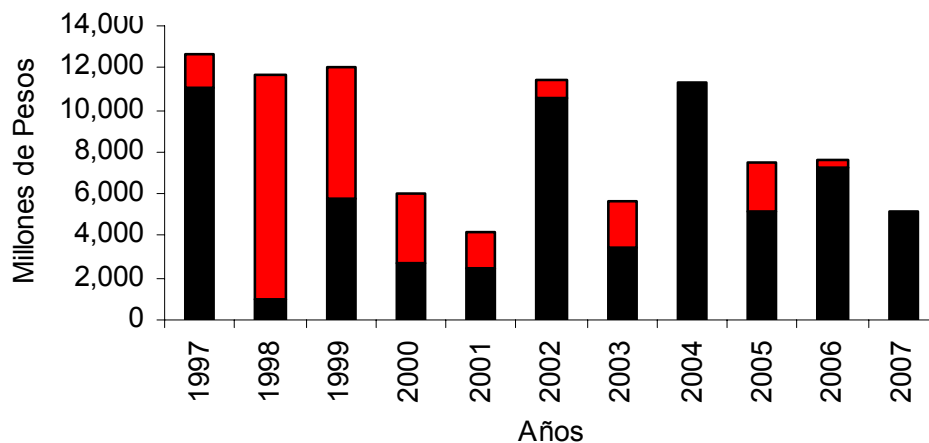
⁴⁹ Periódico *El Universal*, 02 de marzo de 2006, "Construirán Hidroeléctrica La Yesca".

Cuadro 16. Inversión PIDIREGA en CFE
Millones de Pesos 1993 = 100

Año	Directa	Condicionada	Total
1997	11,097.67	1,568.08	12,665.75
1998	1,037.89	10,621.23	11,659.12
1999	5,714.95	6,310.76	12,025.71
2000	2,664.41	3,294.64	5,959.05
2001	2,488.76	1,730.67	4,219.43
2002	10,605.53	784.27	11,389.80
2003	3,491.57	2,172.52	5,664.09
2004	11,344.56	0.00	11,344.56
2005	5,133.15	2,331.51	7,464.66
2006	7,291.82	368.90	7,660.72
2007	5,120.03	350.78	5,470.81

Fuente. Documento proporcionado por la DGPP de la SENER.

La inversión financiada en la CFE asume las siguientes modalidades: *inversión financiada directa* e *inversión condicionada*. Para el año 2007, por ejemplo, el monto total de la inversión de 5,470.81 millones de pesos, se destinó en 5, 120. 03 y 350. 78 millones de pesos para inversión financiada directa y para inversión condicionada, respectivamente. La gráfica siguiente muestra la tendencia de estos dos tipos de inversión: la inversión financiada directa es mayor que la condicionada en los periodos de 1997-1999 y 2003-2006, mientras que en los años de 2000 a 2002 la inversión condicionada es mucho mayor ya que involucró proyectos de gran alcance, tales como los de Altamira V y Tamazunchale:

Gráfica 17 Inversión PIDIREGA en CFE

Fuente. Véase cuadro 16.

■ Directa ■ Condicionada

III. 5 Inversión PIDIREGA por tipo de actividad

Dos de las características importantes para la realización de la inversión son: primero, la programación en el tiempo; y segundo, que se debe definir su realización con la finalidad de maximizar los beneficios y reducir los costos. Estas dos características pueden verse en la evolución del SEN, por ejemplo, aumento de las redes de transmisión, interconexión de sistemas, grandes proyectos de generación – hidroeléctricos y termoeléctricos- así como la administración de la demanda con diferenciación horaria.

La generación es la base del SEN ya que sin ella no se podría cubrir la demanda de energía y, como se mencionó anteriormente, si la demanda no está cubierta por la CFE se recurre a la generación privada, cabe mencionar que en la generación y transmisión debe tomarse en cuenta que el tiempo de maduración de la inversión es largo, por lo tanto, debe planearse anticipadamente.

En relación a la transmisión esta debe ser confiable para poder integrar y aprovechar al máximo la generación para operar sin sobrecargas, tener la capacidad máxima de transferencia para compartir la reserva de generación o

para no interrumpir la demanda. Mientras que en la distribución la CFE se organiza en 13 divisiones de distribución de servicio, excepto el área que abarca LFC, la expansión de la distribución se determina por la demanda de electricidad y de capacidad instalada de cada una de estas divisiones a través de la construcción de subestaciones. La inversión financiada se ha presentado en los últimos años en esta actividad a través de proyectos llave en mano o CAT (Construir, Arrendar y Transferir).

En el cuadro 17 puede observarse la distribución de la inversión de la CFE –financiada, presupuestaria adicional y condicionada- por actividad específica, siendo la generación el destino predominante ya que se registran en ella los tres tipos de inversión, a diferencia de lo que ocurre con la transmisión y distribución.

**Cuadro 17. Inversión por Tipo de Actividad
1997 - 2007**

Millones de dólares constantes

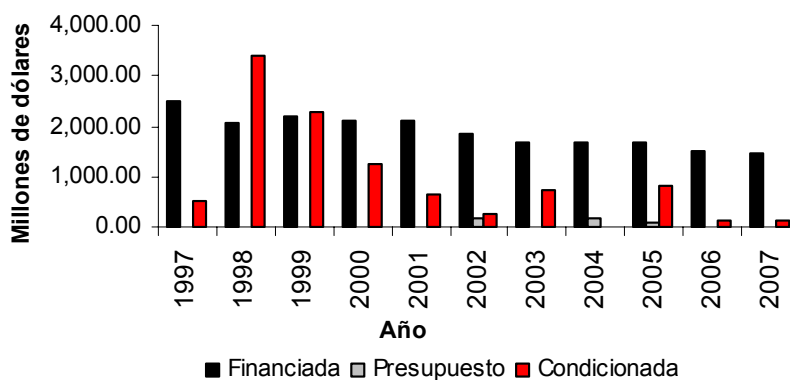
Actividad	Generación			Transmisión		Distribución	
	Año	Financiada	Presupuesto	Condicionada	Financiada	Presupuesto	Financiada
1997	2.512,40	4,03	500,46	643,46	0	382,02	0
1998	2.073,50	0	3.418,04	282,97	0	51,03	0
1999	2.182,15	7,02	2.286,08	1.304,53	65,21	317,38	77,97
2000	2.122,25	1,90	1.236,61	670,71	48,27	145,75	0
2001	2.098,89	3,26	652,12	569,59	24,04	87,32	4,33
2002	1.866,50	179,23	274,06	535,57	18,46	501,96	25,97
2003	1.681,13	10,04	726,48	363,55	19,76	410,95	7,72
2004	1.669,50	162,91	0	531,82	12,44	61,38	0
2005	1.669,91	71,47	805,87	352,43	5,21	88,72	0,12
2006	1.521,88	9,23	124,00	733,03	17,25	282,24	0
2007	1.459,62	12,75	132,66	640,18	5,18	242,46	2,43
Total	20.857,73	461,85	10.156,39	6.627,83	215,83	2.571,21	118,54

Metodología. Se utilizó para deflactar el IPP Group Fuels and related products and power. Electric power
Fuente. Informe Anual sobre la Evolución de PIDIREGAS 2007. CFE

En la siguiente gráfica podemos observar el comportamiento de la inversión en la generación (la cual se distingue de las otras dos actividades, transmisión y distribución, por contar sólo ella con participación de inversión condicionada), la

cual muestra que la inversión financiada directa se mantiene constante en el periodo, mientras que la inversión condicionada muestra variaciones significativas, por ejemplo en 1998 muestra la participación más alta; por el contrario en 2004 incluso no se presenta.

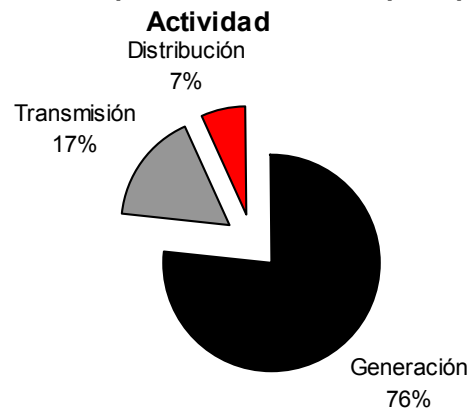
Gráfica 18 Inversión para Generación



Fuente. Véase cuadro 17.

La participación de la inversión por actividad específica se muestra en la siguiente gráfica, reflejando lo que dispone la ley en cuanto que la generación es la única actividad donde puede participar el sector privado: 76% para la generación, 17% para la transmisión y 7% para la distribución.

Cabe mencionar que la generación tiene la condicionante de que la energía eléctrica no puede almacenarse, y por ello debe producirse cuando se requiere; por lo tanto es la actividad que más acapara la inversión debido a la naturaleza de la construcción o remodelación de instalaciones que las hace muy costosas; si bien el número de proyectos no es cuantioso, se trata de grandes obras que implican muchos recursos, aunque luego de construidas su mantenimiento y operación resulta barato, haciendo comprensible que a los PIE les sea muy atractivo participar en esta actividad. En la siguiente gráfica puede observarse el porcentaje de inversión en cada tipo de actividad.

Gráfica 19 Participación de Inversión por tipo de

Fuente. Véase cuadro 17.

III. 6 Amortización e intereses de PIDIREGAS de Inversión directa de CFE

La opción de los PIDIREGAS es claramente un mecanismo de asunción de deuda pública a mediano y largo plazo. Preguntarse si es sostenible o no esta forma de endeudamiento requiere analizar en primer término el perfil del servicio de esa deuda, para luego confrontarla con la respectiva capacidad de pago del Sector Público. Proyectados los pagos de amortización que debe realizar la CFE por concepto de PIDIREGAS totalizan 404 mil 601 millones de pesos; de estas obligaciones hasta el 2007 se habían amortizado 65 mil 589 millones de pesos, y para el año en curso se ha planteado amortizar otros casi 15 mil millones de pesos:

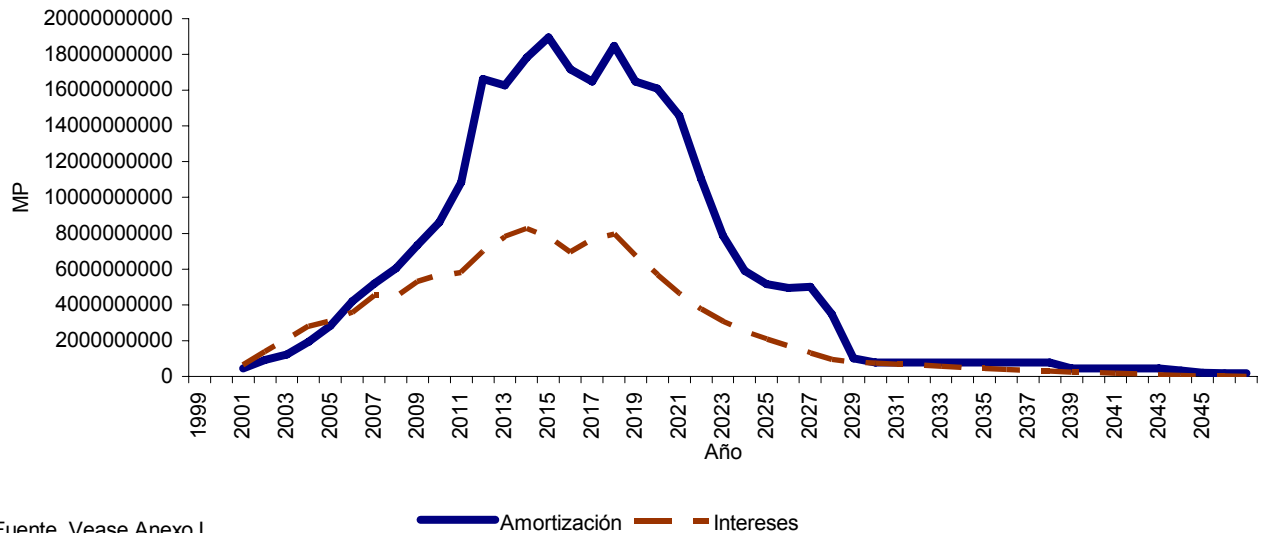
Cuadro 18. Amortización Total
Millones de pesos 2007

Sexenio	Amortización
1994 - 2000	3,373,016,100
2001 - 2006	41,933,168,121
2007 - 2012	117,331,644,671
2013 - 2018	146,438,315,065
2019 - 2024	67,256,042,409
2025 - 2030	16,947,584,051
2031 - 2036	7,233,034,303
2037 - 2042	3,415,696,821
2043 - 2048	672,822,939
Total	404,601,324,480

Fuente. PEF 2008

La gráfica siguiente muestra claramente la tendencia que habrá de seguir el servicio de la deuda implicada por los PIDIREGAS aprobados hasta ahora (mediados de 2008). Es evidente que en el actual y en el siguiente sexenio gubernamental –esto es, entre 2006 y 2018- se conforma la base de una cúspide en el servicio de estas obligaciones:

Gráfica 20 Amortización vs Intereses



Fuente. Véase Anexo L.

De acuerdo a la tendencia de los compromisos adquiridos con los PIDIREGAS, se prospectan varios escenarios:

- a) Los proyectos resultan financieramente autosuficientes, cubriéndose todos los gastos correspondientes;
- b) Parte del pago de esta amortización se cubrirá con los rendimientos derivados de los proyectos realizados, y parte con el erario público;
- c) La deuda no podrá cubrirse con los rendimientos de los proyectos, siendo transferida por completo a la deuda del Estado y cubierta con recursos presupuestales.

En lo que sigue, se buscará evaluar cuál de estos escenarios es el más probable, a efecto de juzgar si la modalidad de los PIDIREGAS es una alternativa efectiva, y por tanto exitosa, en el financiamiento de la inversión pública, intentando de este modo probar la hipótesis principal de nuestra investigación.

III. 7 Balance Financiero de la CFE y su relación con PIDIREGAS

Es importante presentar primero la cuenta o balance financiero de la CFE a fin de ubicar el peso relativo de los PIDIREGAS dentro de él; el siguiente cuadro permite ver la tendencia de los ingresos propios y el gasto total de la entidad:

Cuadro 19. Comisión Federal de Electricidad

Balance Financiero 1996 - 2006

Millones de pesos 1993 = 100

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Ingresos Propios	16.788,01	20.806,06	20.223,59	23.117,89	26.841,73	27.600,03	29.492,62	34.742	36.730,58	42.248,88	46.158,43	41.833,15
Gasto Total	16.475,00	19.429,05	18.425,52	20.153,76	25.612,61	27.405,61	27.848,35	34.990	35.101,56	43.536,40	44.994,56	38.144,08
Subsidios y Trans.	163,18									1.501,64		
Balance Financiero	476,19	1.377,01	1.798,06	2.964,13	1.229,12	194,42	1.644,27	-248	1.629,01	214,13	1.163,87	3.689,07

Fuente. Elaboración propia con datos del Seguimiento Flujo de Efectivo CFE.

El balance presentado muestra una triplicación de los ingresos de la CFE en la década reportada, tendencia similar a lo que ha ocurrido con su gasto total, razón por la cual el saldo casi siempre ha registrado superávit, excepción hecha de los años 1996, 2003 y 2005. Puede verse que para el primer y último de los años mencionados, dicho déficit fue cubierto mediante subsidios y transferencias, por lo cual la posición financiera de la empresa ha sido congruente con la política fiscal general que ha evitado incurrir en déficit presupuestal sistemático. Esto alude al propósito de evitar presiones inflacionarias, partiendo de la visión oficial de que una expansión de la demanda agregada proveniente del manejo deficitario de las finanzas públicas tiende a reavivar esas presiones.

III. 7. 1 Gasto de PIDIREGAS en la CFE

Los PIDIREGAS representan en la CFE una inversión física cuyas partidas se sitúan dentro de capital, estos se presentan a partir del 2002 en la partida – pagos a PIDIREGAS, aunque cabe mencionar que los pagos relativos a PIDIREGAS, se refieren a los proyectos de inversión condicionada (este gasto debe ser tomado en cuenta por su naturaleza explicada en el capítulo II)-; para el año 2002 estos representaron el 13.53 por ciento del total del gasto; y para el año 2005 casi el 25 por ciento, en resumen este gasto ha ido incrementándose, de manera que se espera una tendencia similar en los años siguientes.

Cuadro 20. Gasto en la Comisión Federal de Electricidad

1996 – 2000

Millones de pesos 1993 = 100

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Gasto Total	16.475	19.429	18.426	20.154	25.613	27.406	27.848	34.990	35.102	43.536	44.995	38.144
Pagos de PIDIREGAS							3.991	5.539	8.693	10.524	11.055	11.686
Pagos relativos a PIDIREGAS							1.875	4.446	7.315	9.308	9.723	10.301
Pagos de PIDIREGAS							2.116	1.093	1.377	1.216	1.332	1.384
% de PIDIREGAS en el Gasto							14,33	15,83	24,76	24,17	24,57	30,64

Fuente. Elaboración propia con datos del Seguimiento Flujo de Efectivo CFE.

III. 8 Compromisos PIDIREGAS en Cierres Totales y Cierres Parciales

Los compromisos de los PIDIREGAS se distinguen de acuerdo a la relación de Cierres totales y/o parciales de los proyectos que ya se encuentran en operación con un costo de cierre total que asciende a 94,903.80 millones de pesos, de los cuales hasta 2006 se han amortizado 29,339.70 millones de pesos o se ha liberado casi el 30 por ciento de esta deuda, de manera que si a este total se le descuenta lo amortizado, el total del pasivo es de 65,589.60 millones de pesos. Como lo define el esquema de financiamiento PIDIREGAS, el pasivo del año en curso es el que se registra y el resto se conceptualiza como *pasivo contingente*, así que los montos para el año 2007 son de 7,848.60 y 65,589.60 millones de pesos, respectivamente.

Al respecto de los proyectos con cierre total estos suman 107, entre los más importantes están la CT Samalayuca II y el Cajón; el proyecto con mayor monto de cierre es la LT Red de Transmisión Asociada a Altamira V.

Cuadro 21. Comisión Federal de Electricidad							
Compromisos de PIDIREGAS de Inversión Directa en Operación							
Millones de pesos 2007							
Concepto	Concepto	Amortización Ejercida			Pasivo		
		Hasta 2006	2007	Total	Legal	Contingente	Total
							65,589.6
Total	94,903.80	22,087.70	7,246.50	29,339.70	7,848.60	57,721.10	0
Cierres							58,405.1
Totales	86,422.60	16,006.90	6,589.10	28,017.50	6,982.50	51,422.60	0
Cierres							
Parciales	6,954.30	8,481.20	639.30	1,316.70	866.10	6,298.50	7,164.80

Fuente. Elaboración propia con datos de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal de 2007.

III. 9 Evaluación de los criterios en el financiamiento de los PIDIREGAS

Se ha visto antes que la política fiscal de los últimos gobiernos busca que las finanzas del sector público mantengan un equilibrio que evite déficit presupuestales significativos; adicionalmente, esta política fiscal propone que en el caso de los superávits se autorice su canalización a otros fines.

La hacienda pública de México obtiene actualmente sus ingresos de dos fuentes principales: los ingresos de Petróleos Mexicanos y la recaudación de impuestos; cabe preguntarse si estas dos fuentes son suficientes para cubrir los gastos corriente y de capital del gobierno. Aunque estos flujos de la cuenta pública describen un ciclo circular, la retroalimentación Ingreso-Gasto es más compleja y tiene un carácter dinámico, ya que el gasto gubernamental aumenta la demanda agregada, pues por el lado corriente el pago de sueldos y prestaciones y las compras de bienes y servicios de la Administración Pública significan un ingreso directo o complementario a la población, lo que se refleja en un mayor consumo; y por el lado de los gastos de capital, se impacta tanto a la demanda como a la oferta agregada al impulsar una mayor producción y generación de empleos. Estos gastos terminan, pues, convirtiéndose en mayores impuestos, tanto directos como el ISR como indirectos tipo el IVA, aunque es posible que involucren también un aumento de la deuda pública.

¿Cómo entran los PIDIREGAS en este mecanismo básico de las finanzas públicas? Por el hecho de que impacten en ellas a mediano y largo plazo, no parece que tales proyectos signifiquen algún problema para el balance público en el período corriente, ya que, en caso de ser autofinanciables, tiende a resultar neutral su impacto eventualmente deficitario en el futuro. Pero para juzgar sobre esto con más elementos de análisis, conviene recordar primero cómo suele

plantearse en el terreno teórico, desde un enfoque neokeynesiano, el sustento de un balance público en igualdad contable –tal como ha sido la experiencia de México en los últimos años-, y luego de esto ver como entraría en esta explicación un caso como el de los PIDIREGAS:

Recurriendo a las formulaciones basadas en el multiplicador keynesiano, los textos de macroeconomía y de finanzas públicas suelen presentar el siguiente teorema, que se ajusta a los propósitos de lo que nos interesa:

Teorema. *Si se da un incremento positivo en el gasto público acompañado de un aumento en los impuestos autónomos, bajo la condicionante de obtener un saldo nulo del balance público, se puede deducir que el aumento del ingreso nacional así inducido será equivalente al incremento del gasto público⁵⁰.*

El modelo se formaliza mediante el siguiente razonamiento, que parte de la identidad contable del ingreso nacional para una economía cerrada:

$$(1) \quad Y = C + I + G$$

donde:

Y: Ingreso nacional;

YD: ingreso nacional disponible (= $Y - T$);

C: Consumo = $c(Y - T) = cYD$, siendo c la propensión marginal a consumir;

I: Inversión privada

T: Impuestos

G: Gasto público

Haciendo los supuestos simplificadores de que los impuestos, la inversión y el gasto público sean constantes, y suponiendo que no existan transferencias por parte del Estado hacia los agentes económicos, se llega mediante los

⁵⁰ Blanchard O. *Macroeconomía*. Capítulo 27. La política Fiscal: Recapitulación.

procedimientos usuales del álgebra macroeconómica a la siguiente expresión del ingreso nacional de equilibrio: $Y^* = [1/(1 - c)] * (I + G - c\check{T})$

Según este resultado, dada la propensión a consumir, el multiplicador keynesiano $(1 / 1-c)$ implica que un peso más de demanda agregada autónoma (más gasto público y/o inversión privada, o menos impuestos que afecten al consumo) hace crecer en más de un peso el ingreso nacional. Ahora bien, y haciendo caso omiso de la inversión privada, el teorema antes enunciado implica que ese efecto multiplicador resulta más expansivo sobre la economía nacional en el caso de un peso adicional de gasto público que en el de una reducción equivalente de los impuestos. En otras palabras, el efecto expansivo del gasto impacta al nivel global de la actividad económica, mientras que la reducción de los impuestos sólo afecta parte de la demanda agregada debido a que sólo opera sobre el nivel de consumo de los particulares. En efecto, si se analizan los efectos parciales de estas eventuales medidas fiscales por separado, se tiene que:

$$\frac{\Delta Y}{\Delta G} = 1 / (1 - c) > 0$$

$$\frac{\Delta Y}{\Delta T} = -c / (1 - c) < 0$$

Ahora, con una Política Fiscal cuyo objetivo sea un saldo del balance público (D) con igualdad a cero, se obtiene que, si $D = T - G = 0$, entonces:

$$\Delta Y = 1 / (1 - c) * (\Delta G - c\Delta T)$$

Y por tanto: $\Delta Y = \Delta G$

Esto es, que todo el incremento del gasto público beneficia la expansión del nivel de actividad económica, sin incurrir en déficit. Lo anterior, implica que el Estado logra un efecto económico positivo al aumentar el gasto público y consecuentemente el ingreso nacional, por lo tanto podemos deducir que el aumento del gasto no es neutral ante la actividad económica.

De la misma manera se puede demostrar que aunque los impuestos no sean constantes sino que también sean parcialmente función directa del ingreso nacional (esto es, $T = \check{T} + tY$), el impacto de ΔG es equivalente al ΔY , aunque ello sí puede afectar el balance de la cuenta pública, sólo que de modo positivo, es decir logrando un superávit; por otra parte, puede lograrse que el efecto sobre el balance sea nulo ($D = 0$) siempre y cuando el aumento del gasto sea mayor que el de la recaudación autónoma (\check{T}) o que no depende del nivel de Y , como en el caso del ISR (algebráicamente que $\Delta G > \Delta \check{T}$)

Ahora bien, en los últimos años en México no ha se ha dado una reforma fiscal a fondo y la base gravable como proporción del PIB sigue siendo muy baja. Peor aún, la capacidad recaudatoria del Estado se debilita con el monto de devoluciones de impuestos a las grandes corporaciones y tampoco se ha reforzado significativamente esa capacidad con impuestos tipo el IETU a las empresas. Cabe preguntarse entonces cómo han logrado los últimos gobiernos de México mantener el saldo público prácticamente en ceros sin aumentar los impuestos como supone el teorema antes examinado. Al parecer ello se ha debido a una contención del gasto público como proporción del PIB, pero también recurriendo al esquema de PIDIREGAS para evitar que en el saldo primario de sus finanzas (o sea, sin considerar la deuda) aparezcan déficit.

En efecto, el gasto del Estado a través de los PIDIREGAS tiene un efecto en partes o con rezago puesto que no es un gasto directamente ejercido por él, sino a través del sector privado, sin embargo cabe mencionar que durante las etapas de los PIDIREGAS hasta su entrega, se generan ingresos por concepto de sueldos y salarios, materia primas, etc., dando pie al aumento del consumo o de la demanda agregada. En esa medida, se tendrá además un cierto aumento de impuestos, pero el problema a mediano y largo plazo puede tener que ver no con el saldo primario sino con el el saldo financiero de las cuentas públicas, el cual sí

terminará registrando el pago de los compromisos de los PIDIREGAS (amortización e intereses).

III. 9. 1 Criterios de evaluación social

Los proyectos del Estado se clasifican en tres clases: primero, los llamados proyectos de protección como lo son los de tipo militar, salud, justicia, enfrentar los desastres naturales, etc.; en un segundo grupo, los proyectos de enriquecimiento y desarrollo cultural donde se encuentran los relacionados con la creación de universidades, bibliotecas, sitios de recreación, etc. Por último, los proyectos que aportan un beneficio económico, por ejemplo, construcción de puertos, desarrollo eléctrico, telecomunicaciones, etc., siendo en esta clase donde se encuentran los PIDIREGAS. Los proyectos de inversión, se clasifican de acuerdo a sus propósitos cuyas características difieren de acuerdo a los aspectos económicos, políticos y de relación tiempo–espacio que involucran. El cuadro siguiente muestra los contrastes de estos aspectos, donde la perspectiva pública de los PIDIREGAS puede verse desvanecida puesto que tienen un fin público pero con medios privados.

Tabla 4. Comparación por tipo de Proyecto		
Características	Privado	Público
Objetivo	Generar utilidades	Proporcionar un servicio
Financiamiento	Capital privado, emisión de instrumentos de deuda, préstamos, etc.	Impuestos, bonos y préstamos.
Tiempo	Menos de 20 años	Más de 20 años o tiempo indefinido
Beneficios	Cuantitativos	Cualitativos
Beneficiarios	El propietario	La Sociedad
Financiador	Sector Privado	Sector Público
Efectos políticos	Imperceptibles	Muy altos

Fuente. Baca Correa, Guillermo. *Evaluación financiera de Proyectos*. Pág. 50.

El objetivo principal de realizar un proyecto es aumentar la riqueza de quien lo realice –social en el caso del sector público y monetario en el privado-, sin embargo, no siempre un proyecto asegura los beneficios o la rentabilidad esperada para quienes los realizan y para quienes los disfrutan; lo anterior puede ejemplificarse de acuerdo al siguiente esquema:

Tabla 5. Rentabilidad privada y social de Proyectos

	Rentabilidad social positiva	Rentabilidad social negativa
Rentabilidad privada positiva	A	B
Rentabilidad privada negativa	C	D

Fuente. Gala Palacios, Javier, La evaluación social de proyectos.

En este esquema se pueden analizar las relaciones entre los proyectos y los beneficiarios, partiendo de la idea de que los proyectos mejoran la riqueza del dueño y aumentan los beneficios de la sociedad (zona A). Esta es la justificación que se pretende dar a los PIDIREGAS. Por el contrario, cuando el proyecto no satisface ni la riqueza ni el bienestar se cae en la zona D de la tabla.

Los otros dos escenarios pertenecen a un desequilibrio, el cual beneficia sólo a una parte de los involucrados (zona B o C), la primera corresponde a la situación en donde los resultados del proyecto sólo aumentan la riqueza del dueño y son escasos o nulos los beneficios a la sociedad, lo que sería el caso con los PIDIREGAS si no resultaran autofinanciables, representando una carga económica directa en las finanzas públicas. Por último, la zona C representa la ausencia o escaso beneficio para el dueño privado y un máximo del mismo para la sociedad.

III. 9. 2 Criterios de evaluación financiera

En México el encargado de la evaluación de los proyectos públicos, el departamento de Evaluación de Proyectos y Estudios Especiales de Banobras, el cual considera tres aspectos importantes para su justificación:

- i) Los beneficios de los participantes en el proyecto
- ii) Los empleos directos e indirectos generados por el proyecto
- iii) Los beneficios ambientales del proyecto

Estos beneficios parten de la evaluación financiera, la cual debe de mostrar claramente la relación beneficio–costo, por ser el punto de partida de su realización, que consiste en:

$$\text{B/C} = \frac{\text{Valor presente de los beneficios}}{\text{Valor presente de los costos}}$$

siendo los beneficios netos la suma de ingresos monetarios y de bienestar social menos las eventuales pérdidas, y siendo los costos todos aquellos recursos monetarios en que se usan para el proyecto, incluyendo su costo inicial y el mantenimiento de lo que se construye. De acuerdo a lo anterior existe la posibilidad de los siguientes escenarios:

- i. **B/C > 1** Los Beneficios Netos son mayores que los egresos, por lo tanto, el proyecto debe ser aceptado.
- ii. **B/C = 1** Los Beneficios Netos son iguales que los egresos así que la ejecución del proyecto es indiferente.
- iii. **B/C < 1** Los Beneficios Netos son menores que los egresos, por lo tanto, el proyecto debe ser rechazado.

En la relación **B/C** de los proyectos de obra pública, los actores involucrados son el Estado que financia el proyecto y la sociedad como principal beneficiario, pero en el caso PIDIREGAS aparece un tercer actor, el sector

privado, que sólo hace acto de presencia durante la construcción del proyecto para después el Estado realizar el *pay back*⁵¹ de dicho proyecto.

En el caso de los PIDIREGAS, los beneficios y obligaciones implican una relación netamente financiera entre el sector privado y el Estado, acreedor y deudor respectivamente en este caso; por ello deben considerarse las equivalencias financieras entre las sumas de dinero que representa el pago diferido del financiamiento por parte del Estado al sector privado. Se trata pues de la equivalencia entre el *valor futuro* a capitalizar con el PIDIREGA por parte del gobierno, una vez que la obra realizada pasa a estar bajo su control, y el *valor presente* o actual que considera el sector privado al realizar dicha obra. Lo crucial, pues, a efecto de conocer el impacto de los PIDIREGAS sobre las finanzas públicas, es evaluar si el valor futuro de sus rendimientos es al menos equivalente al valor presente con que emprende el sector privado la realización de las obras por encargo público.

Cuando el licitante ganador de un proyecto PIDIREGA invierte una suma **P** de valor presente descontada a una tasa de interés *i*, dentro de *n* períodos, recibirá una suma de valor futuro **F**, según la fórmula:

$$F = P (1 + i)^n$$

En otras palabras, dada la *i* el inversionista encargado del PIDIREGA será indiferente entre tener **P** hoy o recibir **F** dentro de *n* períodos. Aquí es donde el privado obtiene o aumenta su riqueza al realizar el proyecto -en este caso el PIDIREGA-, porque **F** será para él el mínimo a recibir al final de *n* períodos por sacrificar hoy **P** en otro uso alternativo en el momento 0. Pero ¿cuánto más podrá obtener por encima de ese mínimo? Seguramente un monto mayor, pues embarcarse con un PIDIREGA será con vistas a una rentabilidad superior al costo de oportunidad que le ofrecería invertir su dinero en algún activo financiero con la

⁵¹ Plazo de recuperación de una inversión o amortización de la deuda.

tasa de rendimiento vigente en el mercado. El PIDIREGA debe representarle una *tasa interna de retorno* o **TIR** > *i*. Con una ventaja adicional: entregada la obra a satisfacción de la entidad gubernamental correspondiente, el particular puede desentenderse del riesgo y de la incertidumbre futura en la obtención de los rendimientos por su utilización, pues quien operará la planta o aquello que se instale será la entidad pública y no él.

En el caso del Estado, resulta necesario conocer la suma futura **F** que rendirá la inversión PIDIREGA encargada al privado, sabiendo que el mínimo a desembolsar lo establece la suma **P**, requerida hoy para poder adquirir **F** según la fórmula:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

En realidad, sin embargo, el Estado deberá calcular la suma **P** a un valor superior a este mínimo, descontando con base en la **TIR** –y no simplemente con base en la *i*- que haya resultado conveniente al sector privado la sumatoria de rendimientos que darán lugar también a un valor **F** mayor. Ahora bien, la suma **F** implica los flujos netos de efectivo que recibirá la entidad pública una vez que empiece a operar bajo su control la obra resultante del PIDIREGA; eventualmente estos flujos podrían resultar mayores a los que se habrán proyectado al decidirse la licitación del PIDIREGA, en cuyo caso la entidad pública obtendría un provecho mayor a favor suyo y de la población beneficiaria, pero de igual modo podrían resultar menores a los proyectados. En este riesgo e incertidumbre reside justamente la posible desventaja para el operador público de emprender los PIDIREGAS. Al pasar a su control la obra correspondiente, deberá esperar a que sus rendimientos sean suficientes para amortizar la deuda que contratará con un tercero para liquidar al privado a la entrega de aquella y antes de su puesta en marcha.

De este modo, ciertamente el control de los activos construidos mediante PIDIREGAS queda en manos públicas, pero *los flujos de efectivo se hipotecan directa o indirectamente al sector privado*, según el mecanismo de financiamiento que se decida. Más aún, el criterio de rentabilidad privada se transmite desde la evaluación del licitante ganador del PIDIREGA hacia delante, cuando el ente público deberá administrar la obra. El escenario de los rendimientos de ésta deberá en principio asegurar tanto la rentabilidad del licitante como la del acreedor que financiará a la entidad pública para liquidarlo. Cualesquier distorsión de las condiciones macroeconómicas futuras que no aseguren dicho escenario, podrá repercutir en un aumento del endeudamiento neto del sector público. Ahora bien ¿cómo viene decidiendo la CFE el financiamiento de los PIDIREGAS que se han autorizado?

III. 10 Financiamiento en la CFE

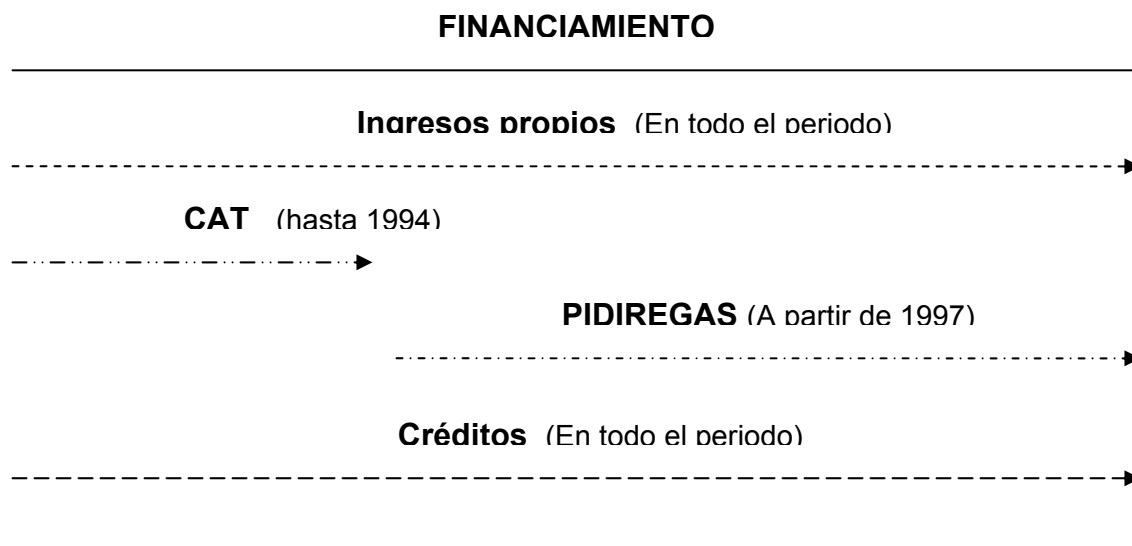
Para realizar las inversiones tanto el sector público como el privado recurren al financiamiento, y como se sabe, uno u otro pueden recurrir tanto a fuentes internas como externas para emprenderlas⁵². Partiendo de que la CFE es una empresa pública cuyo fin no es la ganancia lucrativa sino el beneficio social, la forma de financiamiento que represente un endeudamiento progresivo resulta preocupante, a menos que el Estado decida reestructurar y fortalecer sus mecanismos fiscales y financieros.

Ahora bien, la CFE tiene una política de financiamiento que responde a sus posibilidades de pago y a las necesidades de la entidad, esta comprende básicamente sus recursos propios derivados de la venta de energía eléctrica, inversión privada mediante diferentes mecanismos como son los PIDIREGAS y anteriormente, los proyectos llave en mano y los proyectos CAT; para la

⁵² Las internas se refieren a la retención de utilidades y las externas a la emisión de deuda mediante obligaciones nacionales o internacionales, o bien emitiendo acciones.

adquisición de plantas y equipo. Respecto a los créditos bancarios estos pueden ser por parte de la banca comercial y de desarrollo, créditos de proveedor e instituciones financieras de fomento a la exportación (*Export Credit Agencies, ECAs*).

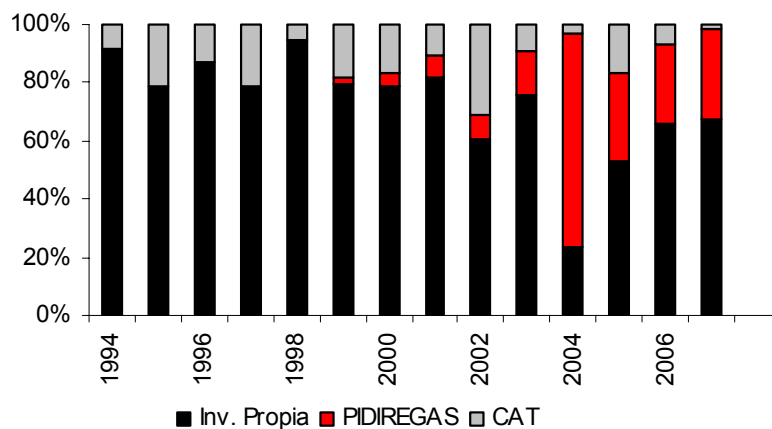
Esquema 6. Fuentes de Financiamiento de la CFE 1989 - 2007



Fuente. Elaboración propia con base en varios documentos.

El esquema anterior ilustra la combinación de los mecanismos de fondeo que contiene dicha política, y de los cuales, la entidad ha hecho uso durante casi dos décadas. Ante esto es conveniente mostrar la importancia de cada uno, ya que parte de este financiamiento cubre la formación de capital fijo –ingresos propios, PIDIREGAS y CAT. En la siguiente gráfica podemos observar la participación de cada una de estas en la formación de infraestructura a partir de 1994 aunque algunos proyectos con diferente mecanismo de financiamiento tienen sus orígenes desde 1989.

Gráfica 21 % de participación anual en la Inversión Física



Fuente. Véase anexo K.

En la gráfica podemos notar la composición de inversiones en el periodo de 1994 a 1996, que muestra que sólo se utilizaban los recursos propios y los CAT, lo que cambia a partir de 1997, aunque cabe recordar que la amortización de los CAT sigue presente en sus años subsecuentes a su retirada y que se registran como deuda; y a partir de 1997 empieza la participación PIDIREGA y desde entonces esta ha ido incrementándose. Actualmente en promedio la participación de cada uno es la siguiente: los CAT representan el 12 por ciento, los PIDIREGAS el 20, mientras que la inversión proveniente de los recursos propios por parte de la entidad es de 68 por ciento en promedio, es importante mencionar porque esta última tiene mucho más peso que la que representa los PIDIREGAS, la razón es que sólo se toma en cuenta la inversión de cada año corriente no el total de la inversión financiada.

Otra fuente son los créditos que sirven como fuente de pago o el uso del financiamiento, los cuales pueden provenir de la banca de desarrollo como son Nacional Financiera (NAFIN) o Bancomext así como de la banca comercial nacional e internacional. Conviene entonces resaltar que actualmente uno de los mecanismos principales de financiamiento para pagar los compromisos de la CFE

está siendo la bursatilización mediante la BMV⁵³. El proceso ha venido siendo éste: la Bolsa actúa como intermediaria financiera para la obtención de créditos ya sea en moneda nacional o extranjera, los cuales son otorgados como préstamos a la paraestatal para el gasto de inversión. Un potencial problema de esto es que – más allá de la eventual volatilidad del mercado de valores, y que en la actualidad ha sido muy crítica- la modalidad de pago se viene haciendo con divisas, mientras los ingresos se obtienen en moneda nacional; la actual revaluación del peso frente al dólar opera a favor del perfil de deuda, pero de cualquier modo ello agrega el factor de riesgo cambiario al propio del riesgo financiero (por ejemplo, con la elevación de la tasa de interés que Banxico suele operar a efectos de contener las presiones inflacionarias).

Como se ha visto el financiamiento en la CFE tiene fuentes variadas y de acuerdo a lo anterior puede especificarse la siguiente composición en términos funcionales:

$$\emptyset = f (\text{Crédito, Ingresos propios, PIDIREGAS, CAT})$$

Donde \emptyset que simboliza la Inversión física depende particularmente de lo siguiente:

Crédito: Se obtiene de los bancos ya sea interna o externamente, representa el 43% del total cuyo destino puede ser el pago o amortización del arrendamiento o adquisición, pagar deuda contraída anteriormente, etc. La duración es entre 5 y 30 años.

Inversión propia: Esta representa el 35 % cuyo origen depende del presupuesto de la entidad en función de los ingresos por concepto de la venta de energía.

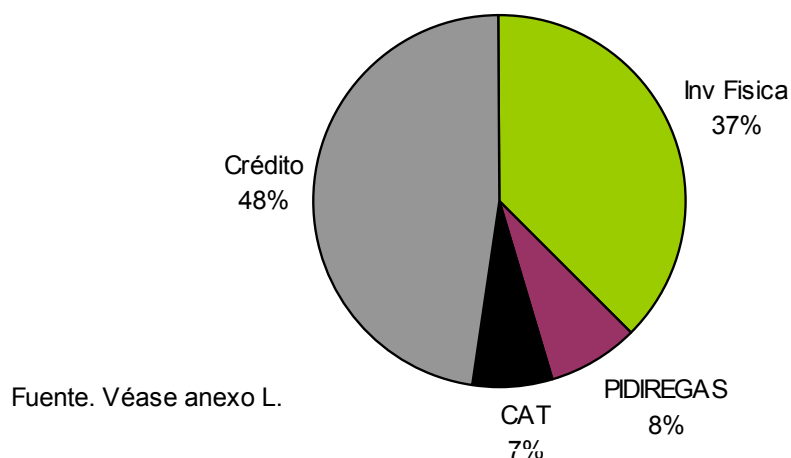
⁵³ La Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) autorizó la ampliación del programa de emisión de certificados bursátiles de la CFE para cumplir los compromisos contraídos mediante el esquema PIDIREGAS. Noé Cruz. *El Universal*. 21 de agosto de 2007.

PIDIREGAS: Bajo este esquema de financiamiento se asienta la deuda por la adquisición de capital fijo, cuyo porcentaje es de 7%.

CAT: Esta última representa el 6%, puesto que se sigue amortizando, y cuyo porcentaje en el futuro irá disminuyendo ya que no se sigue utilizando este esquema.

Gráficamente la composición es la siguiente:

Gráfica 22 % de Participación Total en el Financiamiento



Ahora bien cabe destacar el papel de cada uno de los componentes empezando por el crédito para adquisiciones: la empresa a través de este canal de largo plazo busca siempre tener recursos disponibles o liquidez para enfrentar sus necesidades en el corto plazo, y bajo el criterio de los lineamientos de financiamiento de la CFE los participantes que coticen bienes, servicios y arrendamientos será igual o mayor a USD \$240,000.00⁵⁴; también deberán de presentar una oferta de crédito con los términos y condiciones en el aspecto

⁵⁴ Para efectos de determinar los precios cotizados que sean iguales o mayores a USD \$240,000.00, se deben convertir todos los precios a dólares americanos (USD); la conversión de pesos mexicanos (MXP) a USD se debe calcular con base al tipo de cambio vigente para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en México (Tipo de cambio FIX Fecha de liquidación), publicado en el Banco de México. *Lineamientos de Financiamiento*.

financiero y de no ser así no se tomara en cuenta dicha oferta. Además de hacer un análisis de la viabilidad del crédito del *Factor del Valor Presente*, el cual se obtiene de dividir la suma del VP de los flujos de efectivo que se generan por la adquisición, y el precio cotizado en la proposición; este factor representa el beneficio que la CFE va obtener por diferir los pagos necesarios para liquidar una adquisición en el plazo del crédito ofrecido:

$$VP = \frac{FE_1}{(1+r)^1} + \frac{FE_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{FE_n}{(1+r)^n} = \sum_r \frac{FE_i}{(1+r)^i}$$

donde: FE₁: Flujo de efectivo en el tiempo i, y r: tasa de descuento para la divisa en la cual se documentaría el crédito ofrecido. La suma de los flujos de efectivo descontados se convierte a pesos mexicanos utilizando los tipos de cambio correspondientes, para finalmente obtener:

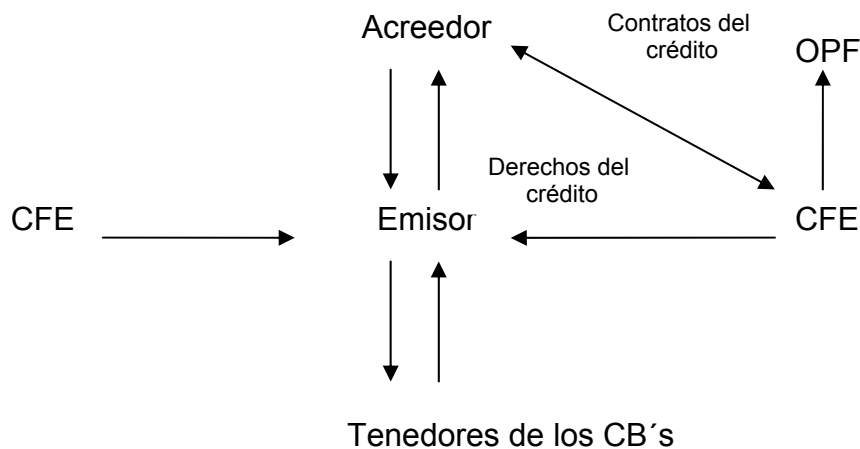
$$FVP = \frac{VP}{\text{Cotización DDP de la Oferta}}$$

Cuadro 22. Porcentaje por tipo de Crédito en la CFE					
2003 - 2007					
Fuentes	2003	2004	2005	2006	2007
Internas					
Banca de Fomento y desarrollo	3	8	2	1	1
Financiamiento del Proyecto		9	7	13	15
Creditos directos			11		
Externas					
Créditos bilaterales	10	30	19	6	20
Créditos al comercio exterior	3	3	1	2	1
Banca Comercial	1	11	1	4	6
Créditos sindicados	46		40	35	38
Papel comercial	38				
Financiamiento del Proyecto		38	19	23	19
Emisión Pública de Bonos				16	
Total	100	100	100	100	100

Fuente. Cuenta de la Hacienda Pública. Varios años.

Ahora bien la CFE también cuenta con un Programa de Certificados Bursátiles Fiduciarios, un mecanismo de financiamiento estructurado que prevé la bursatilización de derechos de crédito a cargo de la CFE mediante la cesión al fideicomiso de los derechos y obligaciones que derivan tanto de los Créditos como de los Pagarés que documenten las disposiciones que la CFE haga, y que son otorgados por un banco. El siguiente esquema muestra el proceso:

Esquema 7 Bursatilización de la CFE



Fuente. Fitch Ratings.

El proceso es el siguiente: el Fideicomiso es usado como vehículo para la bursatilización de derechos de crédito a cargo de la CFE; el cedente, en su carácter de acreditante, y la CFE en su carácter de acreditado, firman un contrato de crédito sujeto a la condición de que se cumplan todos los requisitos previos a la disposición del crédito conforme a las condiciones pactadas en el contrato. Para la primera emisión el fideicomiso emite Certificados Bursátiles Fiduciarios al amparo de este programa y con el efectivo lleva a cabo inversiones permitidas, las cuales pueden ser: 1) instrumentos denominados en pesos emitidos o garantizados por el Gobierno Federal, o 2) La adquisición de Derechos de Crédito derivados del contrato de Crédito entre el Banco y la CFE.

Los Derechos de Crédito que sean cedidos por los Cedentes en cada ocasión para respaldar cada una de las emisiones serán iguales a los recursos que la CFE requiera para cada desembolso de los pagos que esta deba hacer bajo el programa de Obra Pública Financiada. Asimismo, mediante el Contrato de Indemnización, la CFE se obliga a indemnizar al Fideicomiso de todos los gastos inherentes a la estructura del financiamiento que no sean absorbidos por el Patrimonio del Fideicomiso.

A cada emisión pueden corresponder una o varias cesiones de Derechos de Crédito, que formarán en conjunto el Fondo Común de Cada Emisión. La cesión, transmisión, en propiedad y entrega al fiduciario de los Derechos de Crédito se perfecciona : 1) respecto del contrato de Crédito, entre los Cedentes y el Fiduciario de uno o mas contratos de Cesión, y 2) respecto a los pagarés, mediante endoso en propiedad de los mismos por parte de los Cedentes al Fideicomiso.

Por otra parte, la CFE adquiere plantas a través de los PIDIREGAS (OPF) y CAT, mientras que con los PIE obtiene energía. Dentro de estas modalidades la propiedad de la planta suele darse en forma diferente; para ilustrar mejor la dinámica de esta adquisición de infraestructura y sus consecuentes riesgos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 6. Características de las Modalidades para financiar Inversión Física			
CONCEPTO	CAT	OPF	PIE's
Propiedad de la Central	El Fideicomiso hasta que la CFE efectúe el último pago trimestral	CFE	Productor
Riesgo Financiero	La Sociedad obtiene todo el financiamiento y presenta una oferta no sujeta a cierre financiero.	El contratista obtiene todo el financiamiento y presenta una oferta no sujeta al cierre financiero. Financia la obra a corto plazo. CFE consigue fondeo a largo plazo para pago.	El productor obtiene el financiamiento y presenta una oferta no sujeta a cierre financiero.
Método de Pago	Pagos trimestrales de CFE a partir de la aceptación provisional.	CFE efectúa un solo pago a partir de la aceptación provisional.	El productor recibe pagos mensuales a partir de la fecha de operación comercial de la Central.
Riesgo de Construcción	La Sociedad asume el riesgo de no recibir pago alguno si las obras no se completan.	CFE paga el valor de las obras en caso de terminación anticipada.	El productor asume el riesgo de no recibir pago alguno si las obras no se completan o si la capacidad de la central no está disponible para CFE.
Riesgo de Fuerza Mayor	La CFE no tiene la obligación de comprar la obra en caso de terminación anticipada. CFE se obliga a pagar después de la aceptación provisional.	CFE debe pagar por las obras realizadas en caso de terminación antes de la aceptación provisional, después de está los pagos son incondicionales.	CFE no tiene obligación de comprar la central en caso de terminación antes o después de la operación comercial.
Riesgo Tecnológico	CFE asume el riesgo de fallas e ineficiencias después de la aceptación provisional.	CFE asume el riesgo de fallas e ineficiencias de los equipos después de la aceptación provisional.	El productor asume el riesgo de fallas e ineficiencias de los equipos.
Riesgo Operativo	CFE opera y asume los riesgos de operación y mantenimiento	CFE opera y asume los riesgos de operación y mantenimiento.	El productor asume el riesgo de caídas en la capacidad por negligencia en operación y mantenimiento.

Fuente. Libro Blanco del proyecto "CH El Cajón" CFE, pág. 12.

III. 11 Perspectiva de los requerimientos financieros derivados de los PIDIREGAS.

Visto lo anterior, debe considerarse que en realidad el Estado ha logrado mantener hasta ahora las finanzas públicas equilibradas mediante el expediente de registrar parte de su endeudamiento como *deuda contingente* o *pasivos indirectos*⁵⁵; bajo esta contabilización se registran los montos totales de endeudamiento del Sector Público cuyo objetivo es atender un gasto no previsto en el presupuesto aprobado por el Congreso, o bien lo que se llama “no reconocida en documento”. Ahora bien, aunque esa sea una deuda contingente, no deja de ser una obligación a cubrir por parte del Gobierno en montos que pueden llegar a ser insostenibles a futuro si se continúan asentando las partidas que incluyen las nuevas amortizaciones e intereses por PIDIREGAS, las cuales pueden modificarse de acuerdo a las variaciones en las tasas de interés, en las paridades cambiarias y/o en las carteras de inversión.

Para concluir nuestra evaluación, veamos en principio cómo han evolucionado los requerimientos financieros del sector público en los últimos años y la magnitud relativa con que se los ha venido atendiendo mediante el expediente de los PIDIREGAS:

⁵⁵ A partir del 21 de diciembre del 1995 se modifica la *Ley General de Deuda Pública* creando la modalidad de deuda contingente, que se contrapone a la presupuestal y cuyo costo fiscal queda establecido de acuerdo a las tasas de interés y las condiciones de amortización. En México esta deuda se generó a partir de que el Estado asumió los costos fiscales de las crisis bancarias y de otro tipo. La composición de esta deuda se da por la suma: balance tradicional + PIDIREGAS + IPAB + FARAC + programas de deudores + banca de fondos de desarrollo + adaptaciones para registros presupuestarios.

Cuadro 25. Requerimientos Financieros del Sector Público

1996 - 2006

1993 = 100

Concepto	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Requerimientos	51.21 6	55.95 8	72.64 7	82.33 1	51.70 5	50.36 9	44.97 3	44.41 3	18.93 8	28.16	18.15 8
PIDIREGAS	-909	-2.898	12.00 7	14.27 9	12.15 9	12.47 4	12.98 2	18.02 5	20.12 9	18.74	24.38 9
% de PIDIREGAS en los Requerimientos	1,78	5,18	16,53	17,34	23,52	24,76	28,87	40,59	106,2 9	66,55	134

Fuente. Presidencia de la Republica. Anexo estadístico del *Primer Informe de Gobierno*.

Resulta evidente que el mecanismo de PIDIREGAS se fue convirtiendo en tan sólo una década en la modalidad primordial de financiamiento para cubrir los requerimientos financieros del gobierno, al grado que para 2006 el monto de tales proyectos fue superior en 34% al total de ellos. Ahora bien, el flujo neto de rendimientos derivados de tales proyectos en el sector energético ha resultado positivo y la proyección que se hace para los próximos años se espera que lo sea aún más, según se observa en el siguiente cuadro, en el cual si se toma como referencia su nivel registrado en 2007, para 2010 más que se duplica y para 2011 se triplica (además de que en éste último año, su monto es poco menor a los flujos acumulados hasta 2006):

Cuadro 26 Flujo Neto Anual de Ingresos por Proyecto de Inversión Financiada Directa

(Millones de Pesos 2008) 1/

Acumulado hasta 2006	2007	2008	2009	2010	2011
74,726.40	21,399.50	27,887.40	41,178.00	51,468.40	65,574.90

1/ Monto de ingresos netos después de cubrir sus obligaciones financieras y costos

Fuente: CFE, consulta electrónica, julio de 2008.

Esta tendencia parecería afirmar la viabilidad de los PIDIREGAS como alternativa efectiva de financiamiento de las inversiones en el sector energético. Veamos sin embargo cuál es el impacto sobre el endeudamiento de su utilización. El siguiente cuadro muestra la tendencia de crecimiento de los pasivos:

Cuadro 27
Evolución del Pasivo Total de los Proyectos de Inversión Financiada Directa

Millones de Pesos 2008

Costo Total	273,098.05
2007	69,696.50
2008	70,786.30
2009	76,193.90
2010	112,186.20
2011	110,993.20
2012	126,187.10
2013	112,606.03
2014	101,530.60

Nota: La actualización a precios de 2008 se realiza utilizando un tipo de cambio de 11.3000 pesos por dólar
Fuente. PEF 2008

En el cuadro a continuación se muestra el nivel de endeudamiento formalmente no contabilizado, pero que sí aparece propiamente en las cuentas de orden del balance general o en notas a los estados financieros referidos a diferentes gastos. Estos han crecido en los últimos 10 años manera gradual como se nota en el siguiente cuadro, mientras que los PIDIREGAS dentro de estos requerimientos también presentan un crecimiento y a lo largo del tiempo también van aumentando su participación dentro de este rubro sobre todo en los últimos años aunque cabe mencionar las cifras abarcan a los PIDIREGAS de la CFE y de PEMEX. Así que los requerimientos financieros representaran una presión insostenible para las finanzas públicas cuyas generaciones tendrán que solventar

a través de diferentes mecanismos tales como reformas fiscales, laborales y energéticas.

Finalmente tenemos la referencia sobre el criterio de los PIDIREGAS con el siguiente cuadro-proyección en relación al gasto total y al gasto particular de los proyectos en la CFE así como el porcentaje que estos representaran en los años siguientes.

**Cuadro 28. Gasto estimado PIDIREGA en CFE
2008 – 2015**

Millones de pesos 1/								
Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Gasto Total	41,119.3	44,326.6	47,784.1	51,511.2	55,529.1	59,860.4	64,529.5	69,562.8
	2	2	0	6	4	1	2	3
Pagos de PIDIREGAS	14,373	17,679	21,745	26,747	26,747	32,899	40,465	49,772
% de PIDIREGAS en el Gasto	34.96	39.88	45.51	51.92	48.17	54.96	62.71	71.55

Fuente. La metodología utilizada en la proyección fue la tasa media de crecimiento. Con datos de la CFE.

De acuerdo a las cifras proyectadas podemos observar que el gasto total de la CFE va en aumento, sin embargo, lo que representan los pagos sobre el total del gasto es impresionante puesto que tienden a absorber más del 70 por ciento para el año 2015. Esto es indicativo que la aprobación de estos proyectos no debe ser indefinido sino se debe buscar otra alternativa.

Conclusiones

La situación actual del sector energético en general es resultado de una política carente de visión estratégica y de suficiente inversión por parte del Estado en las últimas dos décadas, principalmente física –modernización y expansión. Es innegable que las empresas del sector necesitan inversión y de alguna manera se la ha obtenido, sin embargo, el origen mayoritario de esta no es público sino privado a través de diferentes modalidades.

Las finanzas del sector eléctrico, lo mismo que a nivel general, buscan preservar un balance equilibrado, sujeto ello un aumento de su capital fijo mediante PIDIREGAS, utilizados para aumentar la infraestructura y mantener la calidad de servicio. Sin embargo, la naturaleza de los PIDIREGAS hace que este gasto de inversión se erogue en periodos largos, transfiriendo esta solvencia a un aumento de la deuda pública. En tanto esquema de financiamiento, los PIDIREGAS, si bien propuestos por la SHCP y aprobados por el Congreso, presentan riesgos que considero no asegura plenamente los ingresos futuros para finiquitar los pagos; la incertidumbre y volatilidad en los mercados financieros –que en estas fechas (septiembre de 2008) asume dimensiones desastrosas a nivel mundial- alertan respecto al uso recurrente de este tipo de mecanismos. Cualquier contingencia seria que comprometa los ingresos proyectados para cubrir los pagos correspondientes –incluidos los eventuales desastres naturales- pueden hacer que aumente la deuda total a niveles insostenibles, si no es que explosivos.

El principal uso de los PIDIREGAS se inscribe en la política energética, pero no parece haber una estrategia política amplia y sólida que avale todo lo que el Estado está haciendo en pro del subsector eléctrico, hasta ahora sólo ha conseguido estabilizar o catalizar la serie de problemas y deficiencias que sufre éste; aunque la política que se sigue al respecto esté proyectada a largo plazo,

requiere ser reformulada para dar soluciones que no conviertan al Estado productivo en un Estado observador, como fue el caso de Inglaterra.⁵⁶

Ahora bien, los PIDIREGAS ayudan a hacer posible las actividades que implica el servicio de la energía eléctrica principalmente en su generación, ciertamente los PIDIREGAS de inversión directa destinados a la construcción de nuevas plantas productoras de electricidad como lo es El Cajón, o la modernización de las plantas ya existentes, propician una serie de efectos positivos en las economías donde se ubican; precisamente la presa El Cajón apoyará el suministro de energía a la zona occidental del país, aprovechando las corrientes del Río Santiago y utilizando un mínimo de combustible, involucrando una participación del gobierno de Nayarit y creando un buen número de empleos directos e indirectos.

Sin embargo, en mi opinión los PIDIREGAS como alternativa de financiamiento presentan ya síntomas de agotamiento, lo que debiera implicar racionalizar su uso hasta dejar totalmente esta modalidad de financiamiento. La razón de esta postura personal tiene que ver con los inconvenientes que genera esta inversión que, si bien comparte esfuerzos públicos y privados, también debe compartir las ganancias o utilidades, pero estos beneficios económicos tienden a favorecer al sector privado y por ello pueden llegar a comprometer la soberanía energética, que se supone es el principal soporte de la política respectiva.

El sector energético como área estratégica debe encontrar la solución a sus problemas y rezagos de tal manera que no se agraven o que afecten incluso a las finanzas públicas, provocando hoyos negros financieros; esto también requiere un control eficaz de la presencia privada en el sector con la finalidad de evitar que los recursos se fragmenten y desvíen de los objetivos estratégicos.

⁵⁶ En 1979 con Margaret Thatcher en el poder, la estrategia de la política energética dió un vuelco al pretender trasladar la función del gobierno en materia de generación y de balance energético a la acción del mercado, cuyo resultado fue la privatización de la industria eléctrica en 1990 o lo que es el llamado experimento británico.

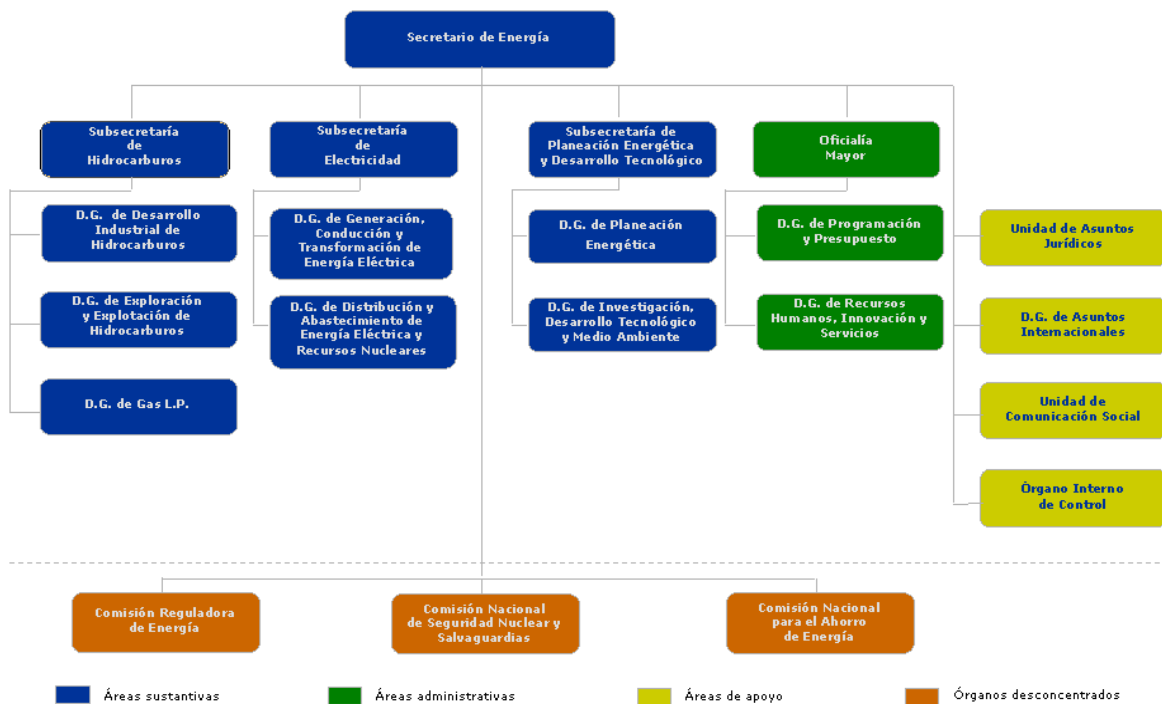
Se requiere también de una visión más consistente y racional en la conducción pública del sector. Las inversiones deben planearse y calendarizarse para una programación más coherente y sostenible en relación a las plantas nuevas y a las ya existentes, por ejemplo, las plantas de ciclo combinado, que ofrecen producir energía más eficiente y limpia, pero que, sin embargo, tienen como principal combustible al gas natural cuya mayor provisión es importada, o en el caso de las plantas hidroeléctricas, que deben producir de acuerdo a las cantidades suficientes de agua sin provocar serios problemas de escasez de este bien o desaprovechar las temporadas fluviales.

Ni la CFE, ni ninguna otra empresa pública deben privatizarse; no es esta la salida a la impostergable transformación del sector que requiere el país para enfrentar los retos del desarrollo. Sin embargo, el permanente cambio que experimenta la industria eléctrica en el mundo hace indispensable modernizar las empresas del sector para el suministro eficiente y eficaz. En este caso se podrían plantear nuevos planes tarifarios que permitan generar los recursos suficientes para inversión exclusiva de las mismas empresas. Por último, deberían destinarse más recursos a la investigación e implantación de fuentes de energías alternativas tales como la eólica y/o la solar, además de difundir con más decisión y amplitud la cultura sobre el ahorro energético en la población de frente a los problemas ecológicos.

ANEXOS	Pág.
A. Estructura de la SENER	113
B. Estructura de la CFE	114
C. Requerimientos de Inversión en la CFE y la LFC	115
D. PIDIREGAS de Inversión Directa en la CFE	116
E. PIDIREGAS de Inversión Condicionada en la CFE	123
F. PIB, Gasto programable y de capital, Inversión presupuestaria y financiada e Inversión total	124
G. Monto Total de Inversión del Sector Público	125
H. Monto total de Inversión Impulsada en el Sector Energético	125
I. Monto Total de Inversión Impulsada por Industria	126
J. Monto Total de inversión Impulsada en la Industria Eléctrica	126
K. Total de Inversión física en CFE	127
L. Fuentes de Financiamiento en CFE	127
M. Amortizaciones de PIDIREGAS en la CFE	128

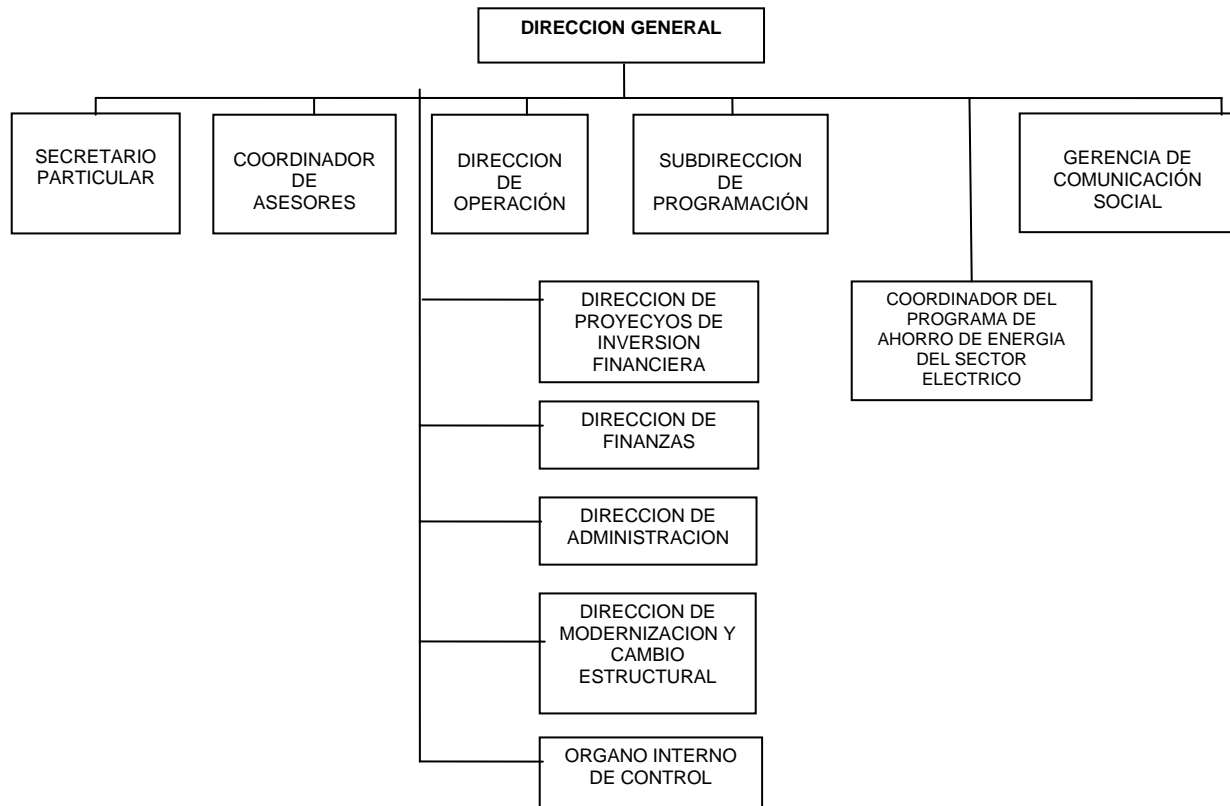
Anexo A. Estructura de la Secretaría de Energía (SENER)

La Secretaría de Energía debe contar con capital humano capacitado y productivo capaz de lograr el cumplimiento de los objetivos y metas establecidos en la política energética. La SENER deberá disponer de una estructura orgánica y funcional flexible y moderna que le permita adaptarse con rapidez a los cambios del entorno nacional e internacional; una infraestructura informática y de telecomunicaciones de vanguardia que apoye la ejecución de sus atribuciones y funciones; y un manejo transparente de los recursos presupuestales asignados para su operación. A continuación se presenta el organigrama de la estructura de la SENER.



Anexo B. Estructura de la Comisión Federal de Electricidad

La estructura orgánica se define en el Estatuto Orgánico de CFE, en donde se indica que la Comisión cuenta con órganos superiores, servidores públicos y unidades administrativas. El siguiente organigrama muestra dicha estructura.



Anexo C. Requerimientos de Inversión en la CFE y en la LFC

Requerimientos de Inversión en CFE							
2007 – 2012							
(Millones de pesos de 2007)							
Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Generación	16,666	23,142	29,960	24,056	23,254	30,071	147,149
Producción Independiente de Energía	2,176	5,384	8,684	3,751	1,995	6,145	28,135
Obra Pública Financiada	12,592	16,712	20,398	17,833	15,469	17,932	100,936
Obra Presupuestal	1,898	1,046	878	548	599	365	5,334
Obras con Esquema por definir				1,924	5,191	5,629	12,744
Transmisión	11,669	12,518	11,736	12,520	13,214	10,779	72,436
Obra Pública Financiada	8,286	9,084	6,572	8,128	7,952	5,865	45,887
Obra Presupuestal	3,383	3,434	5,164	4,392	5,262	4,914	26,549
Distribución	11,674	14,135	14,702	12,230	11,449	12,080	76,270
Obra Pública Financiada	1,850	3,084	2,858	2,607	2,082	2,279	14,760
Obra Presupuestal	9,824	11,051	11,844	9,623	9,367	9,801	61,510
Mantenimiento	7,887	7,760	7,893	8,296	8,341	8,217	48,394
Producción Independiente de Energía	1,368	1,431	1,431	1,540	1,630	1,693	9,093
Obra Presupuestal	6,519	6,329	6,462	6,756	6,677	6,345	39,088
Obras con Esquema por definir					34	179	213
Otras Inversiones Presupuestales 1/	416	428	441	454	468	483	2,690
Total	48,312	57,983	64,732	57,556	56,726	61,630	346,939

1/ Esquemas aún por definir.

Fuente. Documento de Planeación de la CFE

Requerimientos de Inversión en LFC							
2007 – 2012							
(Millones de pesos de 2007)							
Concepto	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Total
Generación	467	188	4,883	8,754	7,864		22,156
Transmisión	2,389	5,008	8,486	7,666	7,095	7,604	38,248
Distribución	1,370	3,220	3,320	3,458	3,552	3,662	18,581
Producción	50	299	188	188	188	188	1,101
Otras Inversiones	138	2,334	587	588	571	571	4,789
Total	4,414	11,048	17,464	20,654	19,270	12,026	84,875

Fuente. Documento de Planeación LFC 2007

Anexo D. PIDIREGAS DE INVERSIÓN DIRECTA EN LA CFE

PIDIREGAS de Inversión Directa							
Año	No.	Nombre del proyecto	Infraestructura 1/			Costo Total Autorizado 2/	Costo Total Autorizado 3/
Inversión Directa						21,799.4	244,152.2
Total 1997						2,548.6	28,544.1
1997	1	Cerro Prieto IV	CG	100	MW	103.3	1,157.4
1997	2	Chihuahua	CC	423	MW	277.4	3,106.5
1997	3	Guerrero Negro II	CCI	9.98	MW	27.7	310.4
1997	4	Monterrey II	CC	437	MW	331.1	3,708.2
1997	5	Puerto San Carlos II	CD	39.4	MW	61.3	686.2
1997	6	Rosarito III (Unidades 8 y 9)	CC	496	MW	307.9	3,448.0
1997	7	Samalayuca II	CT	506	MW	701.2	7,853.7
1997	9	211 Cable Submarino	LT	83.2	Km-C	100.0	1,120.2
1997	10	214 y 215 Sureste-Peninsular	LT	749	Km-C	133.5	1,495.6
1997	11	216 y 217 Noroeste	LT	936	Km-C	110.2	1,234.1
1997	12	212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	SE	2015	MVA	175.2	1,962.0
1997	13	218 Noroeste	SE	1327	MVA	50.7	567.4
1997	14	219 Sureste-Peninsular	SE	493	MVA	33.8	378.5
1997	15	220 Oriental-Centro	SE	1376	MVA	62.8	703.9
1997	16	221 Occidental	SE	1785	MVA	72.5	812.1
Total 1998						291.5	3,265.2
1998	17	301 Centro	LT	542	Km-C	44.5	498.9
1998	18	302 Sureste	LT	475	Km-C	41.2	461.0
1998	19	303 Ixtapa – Pie de la Cuesta	LT	280	Km-C	27.7	310.0
1998	20	304 Noroeste	LT	329	Km-C	28.2	316.1
1998	21	305 Centro-Oriente	SE	910	MVA	36.5	408.6
1998	22	306 Sureste	SE	1033	MVA	45.0	503.9
1998	23	307 Noreste	SE	866	MVA	24.3	272.6
1998	24	308 Noroeste	SE	1700	MVA	44.1	494.3
Total 1999						1,592.5	17,835.6
1999	25	Los Azufres II y Campo Geotérmico	CG	100	MW	131.6	1,474.1
1999	26	Manuel Moreno Torres (2ª. Etapa)	CH	930	MW	115.7	1,295.3
1999	27	406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	LT	472	Km-C	121.9	1,365.7
				175	MVAR		
1999	28	407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	LT	1030	Km-C	333.8	3,739.1
				875	MVA		
				577	MVAR		
1999	29	408 Naco-Nogales – Área Noroeste	LT	200	Km-C	44.6	499.8
1999	30	411 Sistema Nacional	LT	639	Km-C	131.6	1,474.2
1999	31	Manuel Moreno Torres Red Asociada (2ª. Etapa)	LT	785	Km-C	276.7	3,099.6
				1021	MVA		
1999	32	401 Occidental – Central	SE	560	MVA	64.3	720.2
1999	33	402 Oriental – Peninsular	SE	667	MVA	77.4	866.3
1999	34	403 Noreste	SE	680	MVA	72.5	811.9
1999	35	404 Noroeste-Norte	SE	532	MVA	40.5	453.6

Anexo D PIDIREGAS de Inversión Directa

Año	No.	Nombre del proyecto	Infraestructura 1/		Costo Total Autorizado 2/	Costo Total Autorizado 3/
1999	36	405 Compensación Alta Tensión	SE	341 MVAR	8.6	96.2
1999	37	410 Sistema Nacional	SE	4253 MVA	173.2	1,939.6
				25.2 MVAR		
		Total 2000			810.1	9,072.8
2000	38	El Sauz conversión de TG a CC	CC	137 MW	113.8	1,274.5
2000	39	414 Norte-Occidental	LT	360 Km-C	65.7	735.5
				54 MVAR		
2000	40	502 Oriental – Norte	LT	17.2 Km-C	15.0	168.4
2000	41	506 Saltillo-Cañada	LT	694 Km-C	246.9	2,765.1
				567 MVAR		
2000	42	Red Asociada de la Central Tamazunchale	LT	420 Km-C	178.0	1,993.3
2000	43	Red Asociada de la Central Río Bravo III	LT	252 Km-C	44.4	497.4
				500 MVA		
2000	44	412 Compensación Norte	SE	350 MVAR	22.0	246.4
2000	45	413 Noroeste – Occidental	SE	1100 MVA	58.0	650.1
				58.3 Km-C		
2000	46	503 Oriental	SE	189 MVA	21.4	239.7
2000	47	504 Norte – Occidental	SE	430 MVA	44.9	502.3
		Total 2001			781.3	8,751.1
2001	48	Baja California Sur I	CCI	41.3 MW	56.0	627.2
2001	49	609 Transmisión Noroeste – Occidental	LT	916 Km-C	123.1	1,378.7
2001	50	610 Transmisión Noroeste – Norte	LT	997 Km-C	167.4	1,875.2
2001	51	612 Subtransmisión Norte – Noreste	LT	150 Km-C	31.0	347.7
2001	52	613 Subtransmisión Occidental	LT	159 Km-C	27.7	310.5
2001	53	614 Subtransmisión Oriental	LT	48 Km-C	16.5	185.1
2001	54	615 Subtransmisión Peninsular	LT	89.5 Km-C	25.6	286.3
2001	55	R. T. de la CCI Baja California Sur I	LT	49.6 Km-C	21.2	237.2
				133 MVA		
2001	56	R. T. Asociada a la CC Agua Prieta II				
2001	57	1012 R. T. Asociada a la CCC Baja California 4/J	LT	61.5 Km-C	33.2	371.3
2001	58	607 Sistema Bajío – Oriental	SE	1808 MVA	76.9	861.8
				149 Km-C		
2001	59	611 Subtransmisión Baja California – Noroeste	SE	410 MVA	43.8	490.5
2001	60	S. V. a las Centrales de Cerro Prieto	SUV	156 Ton/hr	158.9	1,779.7
		Total 2002			3,376.7	37,819.0
2002	61	Hermosillo Conversión de TG a CC	CC	88 MW	72.7	814.0
2002	62	Pacífico (Central _úyanla_iación) 4/J	CCC	648 MW	950.9	10,650.4
2002	63	El Cajón	CH	746 MW	907.6	10,165.1
2002	64	Líneas Centro	LT	42.2 Km-C	11.7	131.6
2002	65	Red de Transmisión Asociada a la CH el Cajón	LT	239 Km-C	85.5	958.0
2002	66	Red de Transmisión Asociada a Altamira V	LT	514 Km-C	190.5	2,133.3
2002	67	Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	LT	57.8 Km-C	20.8	233.1
2002	68	Red de Transmisión Asociada a Pacífico 4/J	LT	297 Km-C	107.9	1,208.9
2002	69	707 Enlace Norte-Sur	LT	444 Km-C	33.8	378.6
				300 MVAR		

Anexo D PIDIREGAS de Inversión Directa

Año	No.	Nombre del proyecto	Infraestructura 1/			Costo Total Autorizado 2/	Costo Total Autorizado 3/
2002	70	Riviera Maya	LT	370	Km-C	37.7	422.1
2002	71	Presa Reguladora Amata	PR	36.8	GWh	12.9	144.4
2002	72	Adolfo López Mateos	RM	77.4	F.P.	29.4	329.2
2002	73	Altamira	RM	79.9	F.P.	42.5	476.3
2002	74	Botello	RM	5	MW	6.3	71.1
2002	75	Carbón II	RM	81.3	F.P.	11.5	129.2
2002	76	Carlos Rodríguez Rivero	RM	67.8	F.P.	18.3	205.0
2002	77	Dos Bocas	RM	75.3	F.P.	14.4	161.3
2002	78	Emilio Portes Gil	RM	73.1	F.P.	0.2	2.8
2002	79	Francisco Pérez Ríos	RM	82.6	F.P.	128.7	1,441.0
2002	80	Gómez Palacio	RM	67.5	F.P.	29.5	330.3
2002	81	Guaymas I				0.0	
2002	82	Huinalá	RM	64.3	F.P.	0.6	6.3
2002	83	Ixtaczoquitlán	RM	85	F.P.	0.9	10.3
2002	84	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	RM	68.5	F.P.	19.4	217.8
2002	85	Juan de Dios Bátiz (Topolobampo III)					
2002	86	La Villita					
2002	87	Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	RM	84	F.P.	46.9	525.5
2002	88	CT Monterrey					
2002	89	CT Presidente Juárez (Rosarito)					
2002	90	CT Puerto Libertad	RM	66	F.P.	12.7	142.4
2002	91	Punta Prieta	RM	66.4	F.P.	11.8	131.6
2002	92	Salamanca	RM	78.5	F.P.	30.8	344.5
2002	93	Tuxpango	RM	36	MW	16.8	188.0
2002	94	CT Valle de México	RM	79.5	F.P.	5.8	64.8
2002	95	Norte	SE	120	MVA	7.4	83.4
2002	96	Sur					
2002	97	Transformadores					
2002	98	705 Capacitores	SE	158	MVAR	3.3	37.1
2002	99	708 Compensación Dinámicas Oriental –Norte	SE	1190	MVAR	43.1	482.2
2002	100	701 Occidente-Centro	SLT	339	Km-C	78.0	873.6
				220	MVA		
2002	101	702 Sureste-Peninsular	SLT	135	Km-C	35.4	396.2
				140	MVA		
2002	102	703 Noreste-Norte	SLT	124	Km-C	35.9	402.3
				110	MVA		
2002	103	704 Baja California –Noroeste	SLT	80	MVA	6.5	73.2
2002	104	706 Sistemas Norte	SLT	659	Km-C	212.4	2,379.0
				1,513	MVA		
2002	105	709 Sistemas Sur	SLT	353	Km-C	96.0	1,074.9
				2115	MVA		
		Total 2003				1,216.6	13,625.6
2003	106	Conversión El Encino de TG Acc	CC	65.3	MW	74.5	834.4
2003	107	Baja California Sur II	CCI	37.5	MW	65.3	731.8
2003	108	807 Durango I	LT	248	Km-C	33.1	370.6

Anexo D PIDIREGAS de Inversión Directa

Año	No.	Nombre del proyecto	Infraestructura 1/			Costo Total Autorizado 2/	Costo Total Autorizado 3/
2003	109	R.T. Asociada a la CCC Tamazunchale II	LT	456.0	Km-C	147.1	1,647.7
2003	110	CCC Tula (unidades 1, 2, 4 y 5)	RM	87.9	F.P	5.3	58.9
2003	111	CGT Cerro Prieto (U5)	RM	75.0	F.P.	31.7	355.3
2003	112	CT Carbón II Unidades 2 y 4	RM	74.3	F.P.	22.4	250.4
2003	113	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	RM	71.0	F.P.	35.9	401.6
2003	114	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	RM	81.2	F.P.	30.8	345.2
2003	115	CT Gral. Manuel Álvarez Moreno Us. 1 y 2	RM	80	F.P.	69.6	779.3
2003	117	CT Pdte. Adolfo López Mateos U. 3, 4, 5 y 6	RM	86.6	F.P	46.7	523.0
2003	118	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	RM	77.2	F.P.	21.9	245.5
2003	119	CT Salamanca U-1 y 2					
2003	120	CT Valle de México Unidad 2					
2003	121	804 Baja-Sonora	SE	130.0	MVA	16.3	182.2
2003	122	811 Noroeste	SE	120.0	MVA	10.8	120.5
2003	123	812 Golfo Norte	SE	90.0	MVA	6.3	70.9
2003	124	813 División Bajío	SE	270.0	MVA	67.9	760.6
2003	125	814 División Jalisco	SE	40.0	MVA	6.3	70.4
2003	126	801 Altiplano	SLT	243	Km-C	116.3	1,302.9
				1300	MVA		
2003	127	802 Tamaulipas	SLT	115	Km-C	74.2	831.0
				1800	MVA		
2003	128	803 NOINE	SLT	116	Km-C	114.0	1,276.3
				1033	MVA		
2003	129	805 El Occidente	SLT	59.2	Km-C	99.4	1,113.7
				1093	MVA		
2003	130	806 Bajío	SLT	390	Km-C	120.8	1,353.5
				800	MVA		
		Total 2004				4,083.4	45,733.7
2004	131	Pacífico II y III	CCE	1400	MW	1,960.2	21,953.8
2004	132	La Venta II	CE	101	MW	109.2	1,222.7
2004	133	La Parota	CH	900	MW	1,019.0	11,413.1
2004	134	R. T. Asociada a la CCE del Pácifico II y III	LT	651	Km-C	187.7	2,101.8
				928	MVAR		
2004	135	R. T. Asociada a la CH La Parota	LT	550	Km-C	131.3	1,470.7
				233	MVAR		
2004	136	R. T. Asociada a la CE La Venta II	LT	16	Km-C	8.3	92.8
2004	137	Francisco Pérez Ríos Unidad 4					
2004	138	911 Noreste	SE	80	MVA	10.8	121.3
				25	Km-C		
2004	139	912 División Oriente	SE	20	MVA	10.8	120.4
				174	MVAR		
2004	140	914 División Centro Sur	SE	70	MVA	28.6	320.5
				209	Km-C		
2004	141	915 Occidental	SE	80	MVA	16.3	183.0

Anexo D PIDIREGAS de Inversión Directa

Año	No.	Nombre del proyecto	Infraestructura 1/	Costo Total Autorizado 2/	Costo Total Autorizado 3/
2004	142	901 Pácifico	SLT 377 Km-C 900 MVA	73.0	817.2
2004	143	902 Istmo	SLT 269 Km-C 533 MVA 54 MVAR	89.0	997.2
2004	144	903 Cabo-Norte	SLT 184 Km-C 397 MVA 189 MVAR	87.3	977.3
2004	145	T.Carbón y Cenizas de la CCE del Pácifico II y III	TRN 8.25 Otros	351.9	3,941.7
Total 2005				1,839.6	20,604.0
2005	146	La Yesca	CH 746 MW	833.7	9,337.6
2005	147	Baja California	CCC 252 MW	174.4	1,953.1
2005	148	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	RFO 2437 Km-C	38.2	427.8
2005	149	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	RFO 2120 Km-C	54.0	604.9
2005	150	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	RFO 3013 Km-C	53.4	597.8
2005	151	1006 Central – Sur	SE 70 MVA 22 Km-C	15.7	175.8
2005	152	1005 Noroeste	SE 150 MVA 89.6 Km-C	56.1	628.4
2005	153	Micos- Electrquímica	RM 79.4 F.P	5.0	55.7
2005	154	Portezuelo I y II	RM 80.7 F.P	9.2	103.3
2005	155	Red de Transmisión Asociada a la CC Norte	LT 81.2 Km-C	18.1	202.7
2005	156	Infiernillo	RM 35.7 F.P.	16.9	189.6
2005	157	CT Francisco Pérez Ríos Unidades 1 y 2	RM 80.4 F.P.	152.2	1,704.2
2005	158	CT Puerto Libertad Unidad 4	RM 65.8 F.P.	13.2	148.1
2005	159	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	RM 60.6 F.P.	4.6	51.1
2005	160	CCC Samalayuca II	RM 84.1 F.P.	1.1	12.2
2005	161	CCC El Sauz	RM 85.4 F.P.	5.2	58.2
2005	162	CCC _úyanla II	RM 68.9 F.P.	1.9	21.5
2005	163	1004 Compensación Dinámica Área Central	SE 390 MVAR	24.3	272.6
2005	164	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	SE 780 MVAR 41.8 Km-C	38.7	433.0
2005	165	R.T. Asociada a la CC San Lorenzo	LT 8 Alm. Otros	6.7	75.2
2005	166	1002 Comp. Y Trans. Noreste-Sureste 4_/_	SLT 92.2 Km-C 450 MVAR	65.4	732.5
2005	167	San Lorenzo Conversión de TG a CC	CC 130 MW	144.2	1,614.5
2005	168	1001 Red de Transmisión Baja – Nogales	SLT 114 Km-C	35.8	401.0
2005	170	Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca	LT 117 MVAR	71.7	803.2
Total 2006				2,883.4	32,293.6
2006	171	Agua prieta II (con campo solar)	CC 536 MW	326.5	3,656.5
2006	173	_úyanla_iación Valle de México U-2	CC 487 MW	223.2	2,499.7

Anexo D PIDIREGAS de Inversión Directa

Año	No.	Nombre del proyecto	Infraestructura 1/	Costo Total Autorizado 2/	Costo Total Autorizado 3/
2006	174	_úyanla _iación Valle de México U-3	CC 487 MW	223.2	2,499.7
2006	175	R.T. Asociada a Baja California II	LT 95.4 Km-c	13.6	152.2
2006	176	R. T. Asociada a la CC Agua Prieta II	LT 152 Km-c	68.9	771.9
2006	177	R. T. Asociada a la CE La Venta III	LT 17.8 Km-c	5.4	60.8
2006	178	R. T. Asociada a Valle de México U-2	LT 51 Km-c	47.6	533.3
2006	179	R. T. Asociada a Valle de México U-3	LT 7 Alm. Otros	19.1	213.6
2006	180	CCC _úyanla Unidad 6	RM 43 F.P.	61.8	692.3
2006	181	CN Laguna Verde	RM 196 MW	703.6	7,880.6
2006	182	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	RM 57 F.P.	32.0	358.4
2006	183	CT Punta Prieta Unidad 2	RM 65.7 F.P.	5.8	64.5
2006	184	Sanalona	RM 44.9 F.P.	2.2	24.5
2006	185	1110 Compensación Capacitiva del Norte	SE 559 MVAR	13.4	150.3
2006	186	1113 Ciompensación Dinámica Donato-Laguna V.	SE 500 MVA	107.5	1,204.0
2006	187	1115 Compensación Peninsular	SE 86 MVAR	10.4	116.3
2006	188	1116 Ttransformación del Noreste	SE 1800 MVA	156.1	1,748.4
2006	189	1117 Transformación de Guaymas	SE 133 MVA	15.5	173.4
2006	190	1120 Noroeste	SE 18.6 MVAR	45.5	509.2
2006	191	1121 Baja California	SE 60 MVA	6.5	72.8
2006	192	1122 Golfo del Norte	SE 210 MVA	40.1	448.6
2006	193	1123 Norte	SE 3.6 MVAR	9.7	108.6
2006	194	1124 Bajío Centro	SE 3.6 MVAR	48.1	539.2
2006	195	1125 Distribución	SE 4.8 MVAR	73.5	823.2
2006	196	1126 Centro Oriente	SE 197 MVAR	37.7	421.7
2006	197	1127 Sureste	SE 3 MVAR	11.9	133.1
2006	198	1128 Centro Sur	SE 15 MVAR	44.9	503.2
2006	199	1129 Compensación Redes	SE 210 MVAR	17.8	199.6
2006	200	1111 Transmisión y Transformación del Central – Occidental	SLT 15 MVAR	46.2	517.2
2006	201	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	SLT 437 Km-c	113.8	1,274.0
			28 MVAR		
			400 MVA		
2006	202	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	SLT 1300 MVA	122.5	1,372.3
2006	203	1118 Transmisión y Tranformación del Norte	SLT 160 Km-c	28.7	321.4
2006	204	1119 Transmisión y Tranformación del Sureste	SLT 100 MVAR	103.1	1,154.3
2006	205	Suministro de 970 T/h a las Centrales de Cerro Prieto	SUV 970 Ton/hr	97.7	1,094.7
		Total 2007		2,375.7	26,607.6
2007	206	1206 Conversión a 400 Kv de la LT Mazatlán II – La Higuera	SE 875 MVA	38.8	435.1
			175 MVAR		
2007	207	1213 Compensación de redes	SE 73.1 MVA	39.1	437.9
			320 MVAR		
2007	208	1205 Compensación Oriental – Peninsular	SE 218 MVAR	6.8	76.2
2007	209	1212 Sur – Peninsular	SE 388 MVA	63.3	708.4
			68.4 MVAR		
			Km-C		
			94.3		

Anexo D PIDIREGAS de Inversión Directa

Año	No.	Nombre del proyecto	Infraestructura 1/	Costo Total Autorizado 2/	Costo Total Autorizado 3/
2007	210	1204 Conversión a 400 Kv del Área Peninsular	SLT 1475 MVA	140.8	1,576.7
			408 MVAR		
2007	211	1203 Tras. Y Transformación Oriental – Sureste	SLT 1270 MVA	122.1	1,367.9
			23.7 MVAR		
2007	212	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	SE 500 MVA	27.7	309.7
			100 Km-C		
2007	213	1211 Noreste – Central	SE 230 MVA	63.1	706.6
			223 Km-C		
			14.4 MVAR		
2007	214	1210 Norte – Noroeste	SE 580 MVA	135.2	1,514.2
			43.3 MVAR		
			349 Km-C		
2007	215	1201 Tras. Y Transformación de Baja California	SLT 130 MVA	41.1	460.6
			157 MVAR		
2007	216	CCC Poza Rica	RM 89.1 F.P.	88.6	991.8
2007	217	CCC El Sauz Paquete 1	RM 71 F.P.	119.7	1,341.2
2007	218	R. T. Asoc. Proy. De Temp. A. y Oax. II, III, IV	LT 2500 MVA	249.6	2,795.7
			589 Km-C		
			375 MVAR		
2007	219	R. T. Asociada a Manzanillo I U-1 y 2	SLT 211 Km-C	133.5	1,495.6
			5 alim. Otros		
			100 MVAR		
2007	220	Red de Transmisión Asociada a la CE Oaxaca I	LT 24 Km-C	6.4	71.4
			4 alim. Otros		
2007	221	Cerro Prieto V	CG 100 MW	137.6	1,540.9
2007	222	CC Repotenciación CT Manzanillo I U – 1 y 2	CC 824 MW	521.4	5,839.2
2007	223	R. T. Asociada a la CG Los Humeros II	LT 8 Km-C	6.5	72.7
			6 alim. Otros		
2007	224	Pdt. Juárez conversión de TG (unidad 3) a CC	CC 88.7 MW	108.9	1,219.8
2007	225	R. T. Asociada a la CI Guerrero Negro III	LT 25 Km-C	2.5	28.0
			2.4 MVAR		
			2 alim. Otros		
2007	226	CI Guerrero Negro III	CCI 11 MW	20.5	229.1
2007	227	Los Humeros II	CG 46 MW	85.9	962.4
2007	228	Red de transmisión asociada a la CCC Norte II	LT 41.8 Km-C	17.9	200.8
			10 alm. Otros		
2007	229	TG Baja California II	CT 158 MW	198.7	2,225.7

1/ Se observa el tipo de infraestructura, las metas y su unidad.

2/ Millones de dólares, a un tipo de cambio de \$11.20 de acuerdo al PEF 2007. 3/ Millones de pesos

4/ Proyectos que cambiaron de nombre.

F.P. : Factor Planta. R.T.: Red de Transmisión.

Fuente. Proyecto de Egresos de la Federación 2007 Tomo V

Anexo E. PIDIREGAS de Inversión Condicionada en la CFE

PIDIREGAS de Inversión Condicionada

Año	No.	Nombre del proyecto	Infraestructura 1/			Costo Total Autorizado 2/	Costo Total Autorizado 3/
Inversión Condicionada					9,077.2	101,664.5	
Total 1997					360.5	4,037.8	
1997	1	Tnal. De Carbón CT Pdte. Plutarco Elías Calles	TRN	10^6	Otros	360.5	4,037.8
Total 1998					2,983.4	33,414.4	
1998	2	Altamira II	CC	495	MW	257.8	2,887.8
1998	3	Bajío	CC	495	MW	367.2	4,112.5
1998	4	Campeche	CC	252	MW	149.7	1,676.9
1998	5	Hermosillo	CC	229	MW	175.2	1,962.2
1998	6	Mérida III	CT	484	MW	204.2	2,287.3
1998	7	Monterrey III	CC	449	MW	258.8	2,898.1
1998	8	Naco-Nogales	CC	258	MW	161.5	1,809.0
1998	9	Río Bravo II	CC	495	MW	238.0	2,665.0
1998	10	Mexicali (antes Rosarito IV)	CC	489	MW	355.2	3,977.7
1998	11	Satillo	CC	248	MW	171.1	1,915.9
1998	12	Tuxpan II	CC	495	MW	303.8	3,402.0
1998	13	Gasoducto Cd. Pemex-Valladolid	TRN	10^6	Otros	303.1	3,394.2
1998	14	Gasoducto Samalayuca	TRN	10^6	Otros	38.0	425.8
Total 1999					1,896.0	21,235.7	
1999	15	Altamira II y IV	CC	1036	MW	539.4	6,041.8
1999	16	Chihuahua III	CC	259	MW	169.9	1,903.2
1999	17	La Laguna II	CC	498	MW	339.4	3,800.8
1999	18	Río Bravo III	CC	495	MW	266.9	2,989.3
1999	19	Tuxpan III y IV	CC	983	MW	580.4	6,500.6
Total 2000					1,054.6	11,811.3	
2000	20	Altamira V	CC	1121	MW	571.5	6,401.3
2000	21	Tamazunchale	CC	1016	MW	483.0	5,410.0
Total 2001					562.3	6,297.9	
2001	22	Agua Prieta II					
2001	23	Mexicali II					
2001	24	Río Bravo IV	CC	500	MW	267.4	2,994.4
2001	25	Tuxpan V	CC	495	MW	295.0	3,303.5
Total 2002					265.7	2,976.3	
2002	26	Valladolid III	CC	525	MW	265.7	2,976.3
Suma 2003					779.8	8,733.3	
2003	27	Tamazunchale II	CCC	972	MW	779.8	8,733.3
Total 2005					868.4	9,725.8	
2005	28	Norte II	CCC	420	MW	386.8	4,332.0
2005	29	Norte	CCC	392	MW	481.6	5,393.8
2005	30	Central					
Total 2006					144.8	1,621.4	
2006	31	La venta III	CE	101	MW	144.8	1,621.4
Total 2007					161.7	1,810.6	
2007	33	Oaxaca I	CE	101	MW	161.7	1,810.6

1/ Se observa el tipo de infraestructura, las metas y su unidad.

2/ Millones de dólares, a un tipo de cambio de \$11.20 de acuerdo al PEF 2007. 3/ Millones de pesos.

Las líneas que se encuentran en negro se refieren a proyectos cancelados.

Fuente. Proyecto de Egresos de la Federación 2007 Tomo V

Anexo F. PIB, Gasto programable y de capital, Inversión presupuestaria y financiada e Inversión total.

PIB, Gasto programable, Gasto de Capital, Inversión Presupuestaria, Inversión Financiada

e Inversión Total
Millones de Pesos 2007
1990 - 2007

Año	PIB	Gasto Programable	Gasto de Capital	Inversión Presupuestaria	Inversión Financiada	Inversión Total
1990	5,890,022.00	938,826.90	222,871.20	197,962.10		197,962.10
1991	6,138,271.90	966,852.90	243,939.10	213,315.00		213,315.00
1992	6,355,634.40	1,008,058.90	231,496.20	208,299.00		208,299.00
1993	6,479,007.20	1,067,565.60	235,594.30	216,022.60		216,022.60
1994	6,767,858.10	1,186,238.00	268,026.60	236,848.20		236,848.20
1995	6,347,033.50	1,001,574.40	209,162.70	183,645.30		183,645.30
1996	6,673,260.10	1,064,197.90	249,334.70	203,797.90	853.9	204,651.80
1997	7,125,410.20	1,183,691.80	250,918.10	229,611.10	14,170.10	243,781.20
1998	7,475,020.20	1,166,610.00	220,449.90	207,591.60	54,407.50	261,999.10
1999	7,764,546.90	1,200,386.80	219,381.10	200,702.70	58,037.40	258,740.10
2000	8,277,161.00	1,287,682.70	212,836.00	214,874.80	63,659.00	278,533.80
2001	8,264,167.20	1,332,689.40	226,121.60	205,543.40	75,271.60	280,815.00
2002	8,332,485.80	1,434,324.30	206,966.30	202,900.00	88,473.90	291,373.90
2003	8,445,101.70	1,520,962.20	248,058.00	229,360.60	105,064.50	334,425.10
2004	8,797,894.80	1,513,442.60	288,850.30	250,923.90	130,963.30	381,887.20
2005	9,044,411.90	1,597,131.00	302,075.30	266,213.70	145,416.30	411,630.00
2006	9,475,932.50	1,456,182.00	219,844.60	218,051.40	124,923.00	342,974.40
2007	9,817,066.00	1,661,021.40	286,069.50	249,809.50	124,924.00	374,733.50

Fuente. Cámara de Diputados. Honorable C. de la Unión. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) 2007, pág. 54.

Anexo G. Monto Total de Inversión del Sector Público

Total de Inversión física presupuestal	
Millones de pesos 1993 = 100	
Año	Total 1/
1994	44,875.77
1995	27,168.88
1996	32,961.65
1997	42,685.36
1998	45,403.72
1999	47,873.22
2000	54,806.69
2001	57,761.34
2002	59,673.52
2003	72,336.61
2004	82,897.91
2005	89,559.44
2006	97,848.55
2007	82,268.93

Fuente: Sexto Informe de Gobierno 2007. Presidencia de la República.

1/ Se tomo el Índice de Precios Implícito 1993

2/ Para las cifras de inversión no presupuestal, se tomo la inversión PIDIREGA total.

Anexo H. Monto Total de Inversión Impulsada en el Sector Energético

Total de Inversión en el Sector Energético	
Millones de Pesos 1993 = 100	
Año	Total
1994	14,834.41
1995	10,563.01
1996	13,428.46
1997	18,331.92
1998	25,915.42
1999	24,443.48
2000	27,701.31
2001	29,475.90
2002	29,494.68
2003	35,182.24
2004	37,782.08
2005	39,400.36
2006	42,798.30
2007	39,414.32

Fuente: Sexto Informe de Gobierno 2007. Presidencia de la República.

Anexo I. Monto Total de Inversión por Subsector

Inversión Total por Subsector			
Millones de Pesos 1993 = 100			
Año	Hidrocarburos	Eléctrico	Total
1994	8,926.49	5,907.93	14,834.41
1995	7,451.68	3,111.33	10,563.01
1996	10,044.80	3,383.66	13,428.46
1997	13,035.34	5,296.58	18,331.92
1998	19,073.01	6,842.40	25,915.42
1999	17,470.31	6,973.16	24,443.48
2000	19,132.36	8,568.95	27,701.31
2001	19,825.86	9,650.04	29,475.90
2002	19,865.22	9,629.46	29,494.68
2003	25,673.71	9,508.53	35,182.24
2004	29,065.75	8,716.33	37,782.08
2005	30,034.97	9,405.95	39,440.93
2006	33,533.23	9,265.07	42,798.30
2007	30,001.47	9,412.85	39,414.32

Fuente: Sexto Informe de Gobierno 2007. Presidencia de la República.

Anexo J. Monto Total de Inversión Impulsada en el Subsector Eléctrico

Total de Inversión Impulsada en la Industria Eléctrica			
Millones de Pesos 1993 = 100			
Año	Física Presupuestaria	Financiada	Total 2/
1994	5,907.93		5,907.93
1995	3,111.33		3,111.33
1996	3,383.66		3,383.66
1997	4,295.15	1,001.44	5,296.58
1998	4,767.55	2,074.86	6,842.40
1999	4,483.00	2,490.16	6,973.16
2000	4,690.49	3,878.47	8,568.95
2001	4,185.57	5,464.47	9,650.04
2002	4,106.64	5,522.82	9,629.46
2003	4,613.69	4,894.84	9,508.53
2004	4,128.28	4,588.05	8,716.33
2005	3,464.96	5,941.00	9,405.95
2006	4,308.14	4,956.93	9,265.07
2007	4,197.05	5,215.80	9,412.85

1/ No incluye amortizaciones

Fuente: Sexto Informe de Gobierno 2007. Presidencia de la República.

Anexo K. Total de Inversión física en CFE

Total de Inversión Física en CFE				
Millones de pesos				
1993 = 100				
Año	Total	Inv Física	PIDIREGAS	CAT
1994	57.4153153	52.709009		4.70630631
1995	34.0704082	26.9091837		7.16122449
1996	33.0081058	28.8690273		4.1390785
1997	47.7773623	36.8932039	1.00144	9.88271845
1998	45.5859852	41.1061666	2.07486	2.40495868
1999	47.9983234	36.2647845	3.60605	8.12748886
2000	51.5668856	37.6811715	6.021	7.86471409
2001	45.2602861	32.6837043	8.21357	4.36301182
2002	58.9760425	32.2961792	9.92097	16.7588933
2003	50.4005406	34.578125	11.57936	4.24305556
2004	49.1563544	30.9426404	14.34858	3.86513392
2005	46.9862926	21.8344941	18.1981	6.9536985
2006	53.7469328	32.0343899	18.27708	3.43546284
2007	49.2847163	29.7102056	19.06004	0.51447068

Fuente. Presidencia de la República. Primer informe de Gobierno.

Anexo L. Fuentes de financiamiento de la CFE

Fuentes de Financiamiento de la CFE					
Millones de pesos					
1993 = 100					
Año	Total	Inv Física	PIDIREGAS	CAT	Crédito
1994	100	91,8030472		8,19695282	
1997	38,8349515	29,9879632	0,81400211	8,03298618	0
1998	31,7863954	28,6626878	1,44676747	1,67694012	0
1999	29,717682	7,71005614	0,76666243	1,72794065	19,5130228
2000	27,8940028	8,59719623	1,37372901	1,79438397	16,1286936
2001	27,4800769	8,21216772	2,06375672	1,09625838	16,1078941
2002	26,3504611	6,85702828	2,10639071	3,55819816	13,828844
2003	24,8015873	7,48553969	2,50672235	0,91854491	13,8907804
2004	23,7022991	5,62353146	2,60771834	0,70245144	14,7685979
2005	21,202722	3,72865349	3,10767031	1,18747574	13,1789224
2006	19,2594622	6,60548559	3,76873069	0,70839184	8,17685405
2007	17,051443	5,03461704	3,22986664	0,08718091	8,69977836

Fuente. SHCP. Cuenta Pública, varios años. Estados financieros de la CFE, varios años.

**Anexo M. Amortizaciones de PIDREGAS de la CFEMonto de
Obligaciones Financieras de PIDREGAS Directa (pesos 2008)**

Año	Amortización	Intereses	Total
1998			
1999	451,954,800	623,680,900	1,075,635,700
2000	918,531,800	1,378,848,600	2,297,380,400
2001	1,209,303,400	2,065,007,200	3,274,310,600
2002	1,935,160,843	2,788,873,031	4,724,033,874
2003	2,846,210,088	3,085,699,205	5,931,909,293
2004	4,191,550,822	3,585,014,000	7,776,564,822
2005	5,181,589,769	4,523,478,709	9,705,068,478
2006	6,039,237,024	4,482,044,030	10,521,281,054
2007	7,327,426,472	5,316,460,778	12,643,887,250
2008	8,606,796,942	5,655,648,513	14,262,445,455
2009	10,837,188,715	5,826,614,817	16,663,803,532
2010	16,635,829,247	6,989,231,161	23,625,060,408
2011	16,277,322,645	7,798,651,214	24,075,973,859
2012	17,818,221,662	8,242,252,505	26,060,474,167
2013	18,969,476,601	7,795,098,398	26,764,574,999
2014	17,172,892,178	6,954,712,422	24,127,604,600
2015	16,497,051,598	7,623,828,513	24,120,880,111
2016	18,470,471,833	7,952,720,262	26,423,192,095
2017	16,493,474,546	6,740,224,989	23,233,699,535
2018	16,084,814,634	5,683,549,091	21,768,363,725
2019	14,585,083,391	4,644,808,387	19,229,891,778
2020	11,047,487,570	3,743,530,967	14,791,018,537
2021	7,859,386,206	3,057,174,849	10,916,561,055
2022	5,888,135,308	2,522,758,821	8,410,894,129
2023	5,158,664,192	2,097,980,227	7,256,644,419
2024	4,952,201,553	1,698,830,938	6,651,032,491
2025	5,014,169,578	1,309,446,994	6,323,616,572
2026	3,495,965,276	959,590,158	4,455,555,434
2027	1,006,950,933	791,430,044	1,798,380,977
2028	780,823,627	731,924,889	1,512,748,516
2029	780,823,627	675,715,535	1,456,539,162
2030	780,823,627	619,919,763	1,400,743,390
2031	780,823,627	564,152,444	1,344,976,071
2032	780,823,627	508,542,194	1,289,365,821
2033	780,823,627	452,532,457	1,233,356,084
2034	780,823,627	396,736,684	1,177,560,311
2035	780,823,627	340,940,922	1,121,764,549
2036	780,823,627	285,187,840	1,066,011,467
2037	433,166,674	234,990,980	668,157,654
2038	433,166,674	201,718,820	634,885,494
2039	433,166,674	168,446,659	601,613,333
2040	433,166,674	135,174,499	568,341,173
2041	433,166,674	101,902,327	535,069,001
2042	338,999,989	68,630,177	407,630,166
2043	216,583,337	44,592,648	261,175,985
2044	188,333,337	26,235,210	214,568,547
2045	188,333,337	8,745,070	197,078,407
Total	273,098,045,639	131,503,278,841	404,601,324,480

Fuente. Presupuesto de Egresos de la Federación 2008.SHCP

Bibliografía

Arriaga Conchas, Enrique. *Finanzas Públicas de México*. 2ª Edición, Edit. IPN. México. 2001.

Ayala Espino, José. *Diccionario moderno de la economía del sector público: para entender las finanzas del Estado mexicano*. Edit. Diana. México. 2000.

Ayala Espino, José. *Economía del sector público Mexicano*. 1ª reimpresión. Edit. Esfinge. México. 2005.

Baca Correa, Guillermo. *Evaluación Financiera de Proyectos*. Edit. Fondo Educativo Panamericano. Colombia. 2004.

Blanchard, Olivier y Pérez Enrri, Daniel. *Macroeconomía. Teoría y política económica con aplicaciones en América Latina*. Edit. Pearson educación. México. 2000.

Bazúa, Luis Felipe. *Reestructuración del sector eléctrico en México. Una propuesta constitucional*. Editorial UNAM y Grupo Editorial Miguel Ángel Porrúa. México. 2001. Pág. 19 – 23.

Bonilla, Fortunato C. “Los retos de la inversión pública en México” en *Agenda para el Desarrollo. Finanzas públicas para el desarrollo*. Volumen 5. Coordinador José Luis Calva. Edit. Porrúa. México. 2007. pág. 54 – 75.

Campos, Aragón Leticia. (coord.) *El modelo británico en la industria eléctrica mexicana*. Edi. Siglo XXI. México. 2003.

Cuadrado R. Juan. *Política Económica. Objetivos e instrumentos*. Segunda Edición. Edit. McGraw Hill. España. 2003. pág. 17-20, 50 - 54.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. 150ª Edición, Editorial Porrúa. México. 2005.

González, Eduardo y Gerardo Aceituno (compiladores). *Lecturas de Política Económica*. Ediciones de Cultura Popular – DEP –FE UNAM, México. 1982.

Diccionario de Política L- Z. Editorial XXI. México. 1982. Dirigido por Norberto Bobbio e Incola Matteucci. Pág. 1240.

Di Costanzo, M. “La deuda que enfrentará el nuevo gobierno” en *Agenda para el Desarrollo. Finanzas públicas para el desarrollo*. Volumen 5. Coordinador José Luis Calva. Edit. Porrúa. México. 2007. pág. 77 – 97.

De la Garza Toledo Enrique et al. *Historia de la Industria Eléctrica en México*. Tomo II. Universidad Autónoma Metropolitana. Unidad Iztapalapa. México. 1994.

Garrido, Celso. *Desarrollo económico y procesos de financiamiento en México. Transformaciones contemporáneas y dilemas actuales*. UAM Azcapotzalco, Edit. Siglo XXI, México. 2005.

Lichtensztein, Samuel.- “Enfoques y categorías de la política económica”, en *Lecturas de Política Económica*, DEP-FE, UNAM, 1982

Mokate, Karen M. *Evaluación financiera de proyectos de inversión*. Edit. Uniandes. 1ª reimpresión. Colombia. 2005

Montes, Nora. “Financiamiento del sector energético en México” en *Agenda para el Desarrollo. Política Energética*. Volumen 8. Coordinador José Luis Calva. Edit. Porrúa. México. 2007. pág. 53 – 69.

Ortiz E. “Deuda pública: déficit privado y endeudamiento público” en *Agenda para el Desarrollo. Financiamiento del crecimiento económico*. Volumen 6. Coordinador José Luis Calva. Edit. Porrúa. México. 2007. pág. 208 – 217.

Pérez de Herrasti, Ignacio. *Inversión en Proyectos Autofinanciados “Project Finance”*. Edit. LIMUSA. México.2000.

Pindyck R. and Rubinfeld D. *Microeconomía*, Prentice Hall. 5ª edición. España. 2005.

Pinto Santa Cruz, Aníbal, “El Estado como ente económico” en *Ensayos de política fiscal*. Comp. Héctor Assael, El Trimestre Económico, FCE. México. 1973, pág. 15 – 44.

Prieto, Morales A. *La industria eléctrica del futuro en México: soluciones a un problema no planteado*. 1ª Edición. Edit. Miguel Ángel Porrúa. México. 2001.

Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2004 – 20013 y 2007 - 2012. Comisión Federal de Electricidad. 2007.

Programa Sectorial de Energía 2001 – 2006. 1ª Edición. Secretaría de Energía. México. 2001.

Prospectiva del sector eléctrico 2004 – 2013. Dirección General de Planeación Energética. SENER. 2004. Responsable. Montañón Fernández Carlos.

Reséndiz, D. – Nuñez. (coord..) *El sector eléctrico de México. Comisión Federal de Electricidad*. Editorial Fondo de Cultura Económica. México. 1994

Seminario. “Desafíos y opciones para el Sector Eléctrico Mexicano: Que podemos aprender de la experiencia internacional”. 25 y 26 enero de 1999. Dr. Pablo Mulás

del Pozo y Dr. Arturo Reinking Cejudo. Editores Programa Universitario de Energía. Coordinación de investigación científica. UNAM. México. 2000.

Spiller, Pablo T. *Regulación de los sectores de infraestructura y energéticos en México*. Editorial. PORRUA. ITAM. México. 1999.

Stiglitz, Joseph E. *La economía del Sector Público*. Edit. A. Bosch. España. 1997.

Urquidi L., Víctor, “La política fiscal en el desarrollo de América Latina” en *Ensayos de política fiscal*. Comp. Héctor Assael, El Trimestre Económico, FCE. México. 1973, pág. 45 – 87.

Zudak, Lawrence, *Managerial Economics*, Harper & Row, Publishers, N. Y, 1980.

Documentos Oficiales

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Circular Técnica NIF – 09 – A y NIF – 09 – B.

Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Información. *El Sector energético en México 1997*.

Libro Blanco del Proyecto “CH El Cajón” 2001 – 2006 Proyectos de Inversión Financiada PIDIREGAS. CFE. 2006.

Lineamientos de Financiamiento. CFE. 2006.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Cuenta de la Hacienda Pública de 2006*.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación 1997 – 2006*.

Secretaría de la Función Pública. *Diagnóstico Sector Energía*. Comisariato del Sector Energía.

Presidencia de la República. *Informe de Gobierno 1997-2006*.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Ley de Deuda Pública*. Diario Oficial de la Federación

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Ley de Planeación*. Diario Oficial de la Federación.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Diario Oficial de la Federación 22 de diciembre de 1993.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Ley Federal de Entidades Paraestatales*. Diario Oficial de la Federación

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria*. Diario Oficial de la Federación (N.B. Cabe mencionar que la LFPRH en su artículo 32 sustituye a Ley de Presupuesto, Contabilidad y Gasto Público Federal (LPCGPF) en su artículo 30 modificada en 1995 así como también al Reglamento de la LPCGPF en sus artículos 38 – A y 38 - B).

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Ley Orgánica de la Administración Pública Federal*. Diario Oficial de la Federación

Manual de Contabilidad Gubernamental.

Presidencia de la República. *Plan Nacional de Desarrollo. 1995 – 2000 y 2001 – 2006*.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público. *Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria*.

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Hemerografía

El Universal, José Luis Ruiz, 31 de marzo de 2004.

El Universal, Noé Cruz y David Aguilar, 12 de abril de 2007.

El Universal, José Manuel Arteaga, 18 de abril de 2007.

El Universal, Noé Cruz Serrano, 03 de agosto de 2007.

El Universal, Noé Cruz Serrano, 21 de agosto de 2007.

La Jornada, Eduardo Navarrete, 29 de mayo de 2008.

La Jornada, Adolfo Sánchez Rebolledo, 29 de mayo de 2008.

Revistas

García Páez, Benjamín. “Saldo energético” en *Economía Informa*. Facultad de Economía. Núm. 343. UNAM. Pág. 78 – 87.

Levy Orlik, Noemi. "Kalecki: Inversión, inestabilidad financiera y crisis" en *Comercio Exterior*. Vol. 50. Núm. 12. Banco Nacional de Comercio Exterior. Pág.

Sitios Web

<http://sie.energía.gob.mx>

www.definicion.org

www.cepep.org

www.cfe.gob.mx

www.conapo.gob.mx

www.eluniversal.com.mx

www.inegi.gob.mx

www.lajornada.com.mx

www.ordenjuridico.gob.mx

www.sener.gob.mx