

**IMPACTO DE LA REFORMA ECONÓMICA
SOBRE LAS INVERSIONES DE LA
INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO: EL
REGRESO DEL CAPITAL PRIVADO COMO
PALANCA DE DESARROLLO**

Víctor Rodríguez Padilla

LC/L.1175
Febrero de 1999

Este trabajo fue preparado por el señor Víctor Rodríguez Padilla., consultor, para el Proyecto “Crecimiento, empleo y equidad: América Latina en los años noventa” (HOL/97/6034). Las opiniones expresadas en este trabajo, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización.

INDICE

RESUMEN	5
I. INTRODUCCIÓN	7
II. ONCE DÉCADAS DE EVOLUCIÓN ACCIDENTADA: 1878-1988	9
1. Desarrollo eléctrico en manos del sector privado /	9
2. La nacionalización.....	11
3. Dificultades financieras crecientes /	13
4. El regreso de la inversión privada.....	15
III. LA REFORMA: 1989-1998	17
1. La reforma tarifaria	17
2. Reestructuración de las empresas públicas	21
2.1 Reestructuración de CFE.....	21
2.2 Reestructuración de CLFC.....	23
2.3 La apertura al sector privado	25
2.4 La reorganización institucional	27
IV. LA INVERSIÓN	29
1. La infraestructura.....	29
1.1 El Sistema Eléctrico Nacional.....	29
1.2 Autoproductores públicos y privados	34
2. Evolución de la demanda de electricidad e intercambios.....	36
3. Evolución de la inversión para el servicio público de energía eléctrica.....	38
4. Requerimientos de inversión para la expansión del SEN entre 1997-2006	44
5. Situación financiera de CFE	46
6. Políticas de financiamiento para la expansión del SEN	51
7. Inversión en la generación de electricidad autoabastecida.....	53
V. LA PARTICIPACIÓN DEL SECTOR PRIVADO EN LA INVERSIÓN	55
1. En la generación para el servicio público.....	56
1.1 Contratos CAT para construcción de centrales	57
1.2 Contratos CAT para obras auxiliares en generación.....	60
1.3 Producción independiente.....	60
1.4 Proyectos con esquema financiero por definirse.....	61
2. En la generación para usos propios	61
3. Contratos CAT en la transmisión	65
4. Importación de electricidad	65
5. ¿Hacia una mayor participación privada?.....	65

VI. CONCLUSIONES	69
BIBLIOGRAFÍA	73
Notas	

RESUMEN

Con la finalidad de evaluar el impacto de las reformas económicas aplicadas en los últimos 15 años en Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Jamaica, México y Perú, la Comisión Económica para América Latina (CEPAL) está desarrollando, con soporte financiero del gobierno holandés y del Centro de Investigación sobre el Desarrollo Internacional de Canadá, el proyecto *Growth, Employment and Equity: Latin America and the Caribbean in the 1990's*, que concentra la atención sobre las interacciones entre los procesos macro y microeconómicos para explicar la magnitud del éxito del nuevo modelo económico, en términos de aceleración del crecimiento, generación de empleos, aumento de la equidad social y cuidado del ambiente.

Ese proyecto se estructura alrededor de cinco módulos por cada país, que tratan sobre los resultados de la reforma en cinco niveles, a saber: i) las políticas económicas, sociales y ambientales, ii) las inversiones y el crecimiento; iii) el progreso técnico y el crecimiento; iv) el progreso técnico y el empleo; y v) la política social y la equidad. Dentro del segundo módulo se ha previsto investigar el impacto del proceso de reformas en la industria, agroindustria, pesca, minería, así como en los sectores directamente relacionados con la creación de infraestructura: energía eléctrica, telecomunicaciones, transporte, abastecimiento de agua e hidrocarburos. Ese es el marco general y particular en el que se desarrolla el estudio que tiene el lector entre sus manos, el cual trata sobre el impacto de la reforma en las inversiones de la industria eléctrica mexicana

Las limitaciones de información han sido importantes. Autoridades y empresas se muestran muy cautelosas, tanto por la sensibilidad política que continúa rodeando las cuestiones energéticas en México, como por la severa competencia para construir nuevos medios de producción en el marco de licitaciones públicas, que no siempre son tan transparentes como en otras partes del mundo. Costos y rentabilidad están sujetos a una estricta confidencialidad.

I. INTRODUCCIÓN

Los programas de modernización económica, las limitaciones financieras y los compromisos adquiridos por el gobierno en el marco del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) han llevado a México a cambiar el modo de organización de la industria eléctrica local, a pesar de la preferencia de los cuadros directivos y de algunos grupos de la clase política, por el modelo de empresa pública integrada verticalmente con monopolio legal para ofrecer el servicio.

En el marco de una profunda reforma estructural de la economía, la reforma de la industria eléctrica inicia en 1989, girando en torno a tres ejes centrales: por un lado, el saneamiento financiero y la corporatización de las dos empresas públicas para actuar con criterios de rentabilidad económica; por el otro, el otorgamiento de contratos llave en mano en la construcción de obras, mediante la modalidad Construir-Arrendar-Transferir (CAT o BLT por sus siglas en inglés *Built-Lease-Transfer*); finalmente, la autorización para que el sector privado pueda, bajo ciertas condiciones, generar electricidad para satisfacer sus propias necesidades o vender la totalidad de la producción a las empresas públicas. Esas iniciativas, inéditas e importantes en si mismas, constituyen sólo adaptaciones al modelo de monopolio público integrado verticalmente, modelo que han abandonado la mayoría de los países de América Latina, en favor de los modelos desintegrados y competitivos.¹ El servicio público de energía eléctrica es, desde 1960, responsabilidad exclusiva del Estado por mandato constitucional, pero conviene señalar que con la reforma ese concepto de servicio público ha sido redefinido y ahora se limita prácticamente a sólo la distribución y comercialización.

Con la reforma el sector privado ha visto abrirse algunos de los espacios que fueron cerrados con la nacionalización de la industria en 1960. Las dificultades crecientes a las que se enfrentaba el gobierno para financiar las altas inversiones requeridas para satisfacer el crecimiento de la demanda de electricidad, entre dos mil y tres mil millones de dólares anuales de inversión adicional, fueron una poderosa motivación para recurrir nuevamente al capital privado. Al igual que en el caso de los sistemas eléctricos en América Latina, el problema del financiamiento era y sigue siendo la cuestión estratégica principal.

El objetivo del presente estudio es evaluar la forma como los cambios macroeconómicos, legales, regulatorios e institucionales se han articulado para repartir entre actores públicos y privados la pesada carga del financiamiento de esta industria estratégica. Las preguntas que se busca responder son las siguientes: ¿Cuál es el papel histórico que ha jugado el sector privado en la industria eléctrica? ¿Qué espacios le ha abierto la reforma? ¿Cuáles han sido las necesidades de inversión y cómo se ha repartido la responsabilidad de las mismas entre las empresas públicas y privadas? ¿Cuál ha sido la respuesta de estas últimas? La literatura sobre la reforma del sector

eléctrico en México es abundante, sin embargo, son pocos los trabajos públicos que han abordado con suficiente profundidad la cuestión de las inversiones.

La discusión se realiza en cuatro partes, cada una de las cuales responde a las preguntas planteadas. En la primera se busca ubicar, en una perspectiva histórica, la participación del sector privado en el desarrollo de la industria eléctrica del país, así como las dificultades que siguieron a la nacionalización, dado el dinamismo de la demanda y la política de subsidios que impedía cubrir con las tarifas los costos de producción. En la segunda parte, se presentan los cambios introducidos a partir de 1989, que comprenden la reforma tarifaria, la reestructuración de las dos empresas públicas, la redefinición del ámbito público y privado en la industria, así como la adaptación de las instituciones a la nueva estructura industrial. La tercera parte concentra la atención en las inversiones que se han requerido y las que serán necesarias para el periodo 1997-2006; se enfatiza sobre su origen y destino. Asimismo, se analiza la importancia asignada a la participación del capital privado, así como la situación financiera de CFE, sobre la cual reposa la certidumbre y confianza de los inversionistas nacionales y extranjeros. Finalmente se analiza la respuesta del sector privado para llenar los espacios abiertos por la reforma.

II. ONCE DÉCADAS DE EVOLUCIÓN ACCIDENTADA: 1878-1988

Desde fines del siglo pasado hasta la tercera década del presente, la generación y suministro de energía eléctrica fueron desarrollados espontáneamente por el sector privado. Sin embargo, los requerimientos nacionales de esa forma de energía, elemento *sine qua non* de la vida moderna, comenzaron a rebasar claramente la capacidad y los intereses de las empresas privadas prestadoras del servicio. A partir de 1937, con la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se inicia una nueva etapa de expansión acelerada de electrificación basada esta vez en la inversión pública. Al final de esa etapa, que tuvo su punto culminante en 1960 con el decreto de nacionalización, se había logrado electrificar todo el país, salvo poblaciones muy pequeñas y aisladas de la red troncal. Sin embargo, la gestión pública de la industria padeció algunas deficiencias: las tarifas insuficientes no permitieron la recuperación de los costos, lo cual condujo a la acumulación de deudas y a la intervención gubernamental para asumir pasivos y diluir el riesgo de un déficit energético en el corto plazo; sin embargo, esa intervención era un alivio temporal; el problema de fondo, el de las tarifas insuficientes, nunca se solucionó. La precaria situación económica y financiera volvía a degradar los indicadores de desempeño y calidad del servicio, cerrando el círculo vicioso en el que se había caído.

1. Desarrollo eléctrico en manos del sector privado ²

La industria eléctrica en México inicia en 1879 como una iniciativa del sector privado. La primera planta se instaló en una fabrica textil en León, Guanajuato. Dos años después se instalan las primeras lámparas incandescentes para alumbrado público en la Ciudad de México. La industria minera se interesó rápidamente a la nueva tecnología. Las experiencias en estas ramas industriales se extendieron con el correr de los años a toda la industria nacional. La energía excedente era vendida a consumidores comerciales y particulares. La creciente demanda motivó la creación de compañías dedicadas exclusivamente a la producción de electricidad. De 1887 a 1911 se organizaron más de 100 empresas de capital mayoritariamente mexicano, pero acabó siendo desplazado por el capital foráneo. Fueron esas empresas las que encauzaron el desarrollo eléctrico durante las primeras décadas de este siglo. Orientadas por criterios de máxima rentabilidad, se concentraron en los segmentos más redituables, desatendiendo a la mayor parte de la población, localizada en el medio rural.

Casi desde el origen, se observa un proceso de integración y concentración, para aprovechar las economías de escala, operación y coordinación, que caracterizan a la industria eléctrica. De dicho proceso surgieron dos poderosas empresas: la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz (*Mexican Ligth and Power Company Limited*), y la Impulsora de Empresas

Eléctricas. La primera fue creada en 1902 con capital anglocanadiense; operaba en el centro del país incluyendo la Ciudad de México. La segunda era subsidiaria de la *American and Foreign Power Company*, la cual era a su vez subsidiaria del consorcio estadounidense *Electric Bond and Share*); su área de operaciones se concentró en el norte y sur del país a través de 7 empresas.³ Estos dos grupos ejercieron hasta la nacionalización un control monopólico sobre sus respectivos mercados regionales. Una tercera empresa, importante en el primer tercio del siglo, fue la Compañía Eléctrica de Chapala, cuyo origen remonta a 1893 y que fue comprada por el gobierno federal en 1940.

La regulación y el control por parte del gobierno tuvieron un inicio anárquico. Sobre todo por el cambio constante de las instituciones encargadas de estas actividades, así como de las políticas y los criterios para otorgar las concesiones sobre los recursos hidroeléctricos, en esa época, la principal fuente de energía utilizada para generar electricidad. Exacerbada por la especulación, esa situación propició un proceso de concentración de capital y consolidación de los privilegios de los concesionarios.

Reconociendo la importancia y trascendencia de la energía eléctrica para el desarrollo económico y social, el presidente Alvaro Obregón creó en 1923 la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación de Fuerza, con el objetivo de ejercer un control satisfactorio de la industria. Se pusieron en práctica acciones para restringir las ganancias excesivas y las actividades monopólicas. En 1926 se emitió el Código Nacional Eléctrico y se reformó el artículo 73 de la Constitución, para otorgar al Congreso Federal la facultad de legislar en materia de electricidad, declarar la industria eléctrica de utilidad pública, proceder a la regulación de las tarifas y obligar a las empresas generadoras a la firma de contratos de suministro con los consumidores. Sin embargo, los resultados dejaron mucho que desear. El gobierno seguía siendo incapaz de acabar con las exenciones y privilegios de los cuales gozaban las empresa que monopolizaban la industria.

A mediados de 1933 el gobierno del presidente Abelardo L. Rodríguez hizo explícita la intención del Estado de nacionalizar la generación y distribución de energía eléctrica. Meses más tarde, envió al Congreso una iniciativa de ley para autorizar al poder ejecutivo constituir una Comisión Federal Electricidad (CFE), la cual fue aprobada, aunque hubo que esperar cuatro años para su puesta en marcha. En un contexto de reforma administrativa y de creación de infraestructura institucional para sentar las bases para un desarrollo nacional independiente, el presidente Lázaro Cárdenas creó dicha comisión el 14 de agosto de 1937, asignándole la misión de generar y distribuir energía eléctrica con una visión nacional. Dos años más tarde se expidieron la Ley del Impuesto sobre el Consumo de Energía Eléctrica y la Ley de la Industria Eléctrica. En 1949 el gobierno de Miguel Alemán reforzó la CFE al darle una naturaleza jurídica flexible, transformándola de dependencia oficial a un organismo descentralizado. Rápidamente comenzó a ocupar los espacios desdeñados por el sector privado y extender sus actividades por todo el territorio, absorbiendo empresas a lo largo y ancho del país. En 1967 fue autorizada a disolver y liquidar sus 19 filiales, e incorporar esos activos a su patrimonio.

2. La nacionalización

El dinamismo del crecimiento económico, el desinterés e incapacidad de las empresas privadas para satisfacer una demanda en rápido crecimiento, las prácticas monopólicas, las dificultades en aplicar una regulación y un control estrictos, así como la experiencia satisfactoria del fenómeno CFE, llevaron al presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica en 1960. El Congreso adicionó el artículo 27 constitucional disponiendo que: “corresponde exclusivamente a la nación generar, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines”.

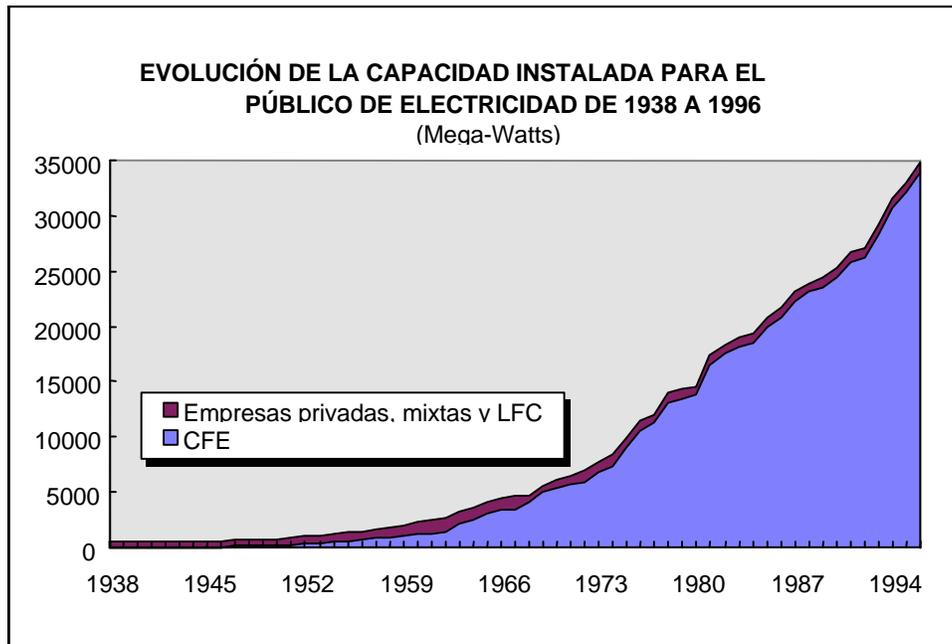
El gobierno adquirió la mayoría, pero no la totalidad, de las acciones de la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, que se encontraba en poder de inversionistas belgas, estadounidenses, británicos y canadienses, pasando así a controlar a la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (CLFC), la principal filial del grupo.⁴ Al mismo tiempo, compró los activos de las 7 empresas que estaban bajo la administración de la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas.

Con esas operaciones de compra venta, el proceso de integración tuvo un avance definitivo. El control del servicio público de energía eléctrica fue asumido por el gobierno federal a través de la CFE con 19 afiliadas, la CLFC con 3 empresas asociadas y de la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas. Durante los años que siguieron CFE continuó su proceso de concentración monopólica. A partir de la nacionalización su capacidad instalada inicia un periodo de rápida expansión, promediando una tasa de crecimiento anual de 14.3% entre 1960 y 1976, aumentando de 1,257 MW a 10,617 MW. (ver gráfico 1).

En 1974 se autorizó a la CLFC y a sus tres asociadas proceder a su disolución y liquidación. La totalidad de los bienes y derechos que integraban su patrimonio pasaron a manos de CFE.

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

Gráfico 1



Fuente: Bastarrachea J., y Aguilar J.A. (1994)

A partir de la entrada en vigor de la LSPEE, y de acuerdo con el artículo cuarto transitorio de la misma, todas las concesiones otorgadas para la prestación del servicio público quedaban sin efecto y las empresas concesionarias entrarían o continuarían en disolución y liquidación. De acuerdo a esa disposición, CLFC y sus filiales entraron en liquidación, pero está nunca concluyó, fundamentalmente por la oposición del Sindicato Mexicano de Electricistas (SME), combativa organización gremial de fuerte tradición nacionalista, que firmó su primer contrato con la *Mexican Light and Power Company* en 1915, y que se negaba a fusionarse con el Sindicato Único de Trabajadores de la República Mexicana (SUTERM), que detentaba y continúa detentando la titularidad del contrato colectivo de trabajo con el CFE. Ese artículo transitorio fue finalmente reformado en 1989, disponiéndose que una vez concluida la liquidación de la CLFC y sus asociadas, el Ejecutivo Federal dispondría la constitución de un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonios propios, el cual tendría a su cargo la prestación del servicio que habían venido proporcionando dichas compañías.

En 1993 el gobierno adquirió la totalidad de las acciones de la *Mexican Light and Power Company*. Un año más tarde liquidó definitivamente la CLFC y creó la empresa Luz y Fuerza del Centro (LFC). Con ese acto concluyó formalmente la nacionalización de 1960, haciendo de CFE y LFC las dos empresas públicas encargadas de la prestación del servicio público de electricidad. Cabe destacar que la importancia de LFC es secundaria; genera menos del 5% del volumen de sus ventas y se desempeña básicamente como una empresa de distribución que compra casi la totalidad de la energía a CFE y la distribuye en el centro del país, incluyendo la Ciudad de México. Legalmente no está habilitada para participar en dos cuestiones fundamentales de la industria: la planeación del SEN y la definición de tarifas.

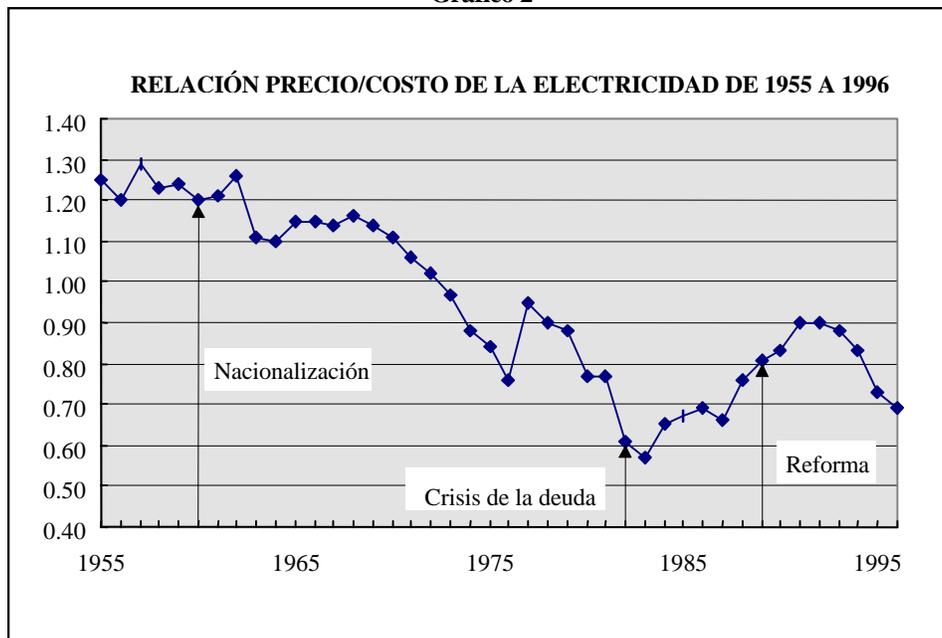
Se necesitaron casi 56 años, desde la creación de CFE hasta la compra total de la *Mexican Ligth and Power Company*, para concluir el proceso de integración industrial y formación del monopolio público. Paradójicamente, el regreso del sector privado fue legalmente autorizado, como veremos más adelante, antes de concluir dicho proceso.

3. Dificultades financieras crecientes ⁵

Como resultado de la nacionalización en 1962 se establecieron las primeras tarifas nacionales, la cuales fueron determinadas sobre bases de igualdad para la misma categoría de usuarios, sustituyendo a los 168 juegos de tarifas que se venían aplicando a lo largo del país.

Durante casi tres décadas se mantuvo una estructura de tarifas para la energía eléctrica congruente con la política oficial de conceder subsidios en los precios y tarifas de los bienes y servicios del sector público, para alentar un rápido desarrollo del país. Esa política condujo directamente al deterioro de la situación financiera de CFE, ya que las tarifas no se modificaron al mismo ritmo que lo hicieron la inflación, el valor de los equipos, los costos de operación, los salarios y las prestaciones de los trabajadores. Así, entre 1963 y 1984, la tarifa promedio pasó de 2,25 a 1,95 centavos de dólares por kWh; por su parte, la relación precio/costo disminuyó casi continuamente, pasando de 1.26 a 0.57 (ver gráfico 2).

Gráfico 2



Fuente: con cifras de Bastarrachea y Aguilar (1994), y CFE, *Informe Anual*, varios años.

Como las tarifas eran insuficientes para soportar la expansión de los sistemas e incluso para cubrir gastos operativos, CFE acabó apoyándose más en la banca de desarrollo y en las transferencias del gobierno, que en los recursos de la propia empresa. A final de cuentas, se volvió muy vulnerable respecto a los cambios en su entorno. Y los vientos no eran favorables.

La última parte de la década de los años setenta y prácticamente toda la de los años ochenta se caracterizaron por un entorno difícil. En el exterior, crisis financiera, caída de los precios internacionales del petróleo y por consiguiente menos ingresos fiscales para el gobierno mexicano, altas tasas de interés, escasez de fuentes de financiamiento. Internamente, presiones inflacionarias e inestabilidad cambiaria. En 1982 el pasivo consolidado se elevó a 11,164 millones de dólares; un año después el costo financiero de la deuda llegó a representar 76% del total de los productos obtenidos por ventas.

Como respuesta a ese difícil contexto, en 1983 se adoptaron políticas de rehabilitación financiera, entre las que se contaba el reforzamiento de los programas de productividad de la mano de obra y combustibles; el incremento de las tarifas; la fijación de topes al endeudamiento (a no más del 50% del monto de sus programas de inversión); la reestructuración de pasivos y su capitalización por parte del gobierno federal.

Para aligerar las presiones sobre CFE, en 1983 el gobierno modificó la LSPEE para facilitar el autoabastecimiento y permitir la cogeneración en establecimientos que aprovecharan la electricidad generada para satisfacer sus propias necesidades.

En 1986 se firmó un convenio de rehabilitación financiera con el gobierno federal mediante el cual se asumieron pasivos por un equivalente a 9,366 millones de dólares; se establecieron compromisos específicos sobre el financiamiento de la inversión (50% recursos propios, 40% endeudamiento y 10% transferencias), niveles mínimos de rentabilidad y el crecimiento de tarifas; así mismo, se fijaron compromisos de productividad, mantenimiento, racionalización del gasto y eficiencia.

Las restricciones financieras incidieron en la operación de los sistemas, el mantenimiento de las instalaciones y la cartera de proyectos. Se frenó el desarrollo hidroeléctrico, el más intensivo en capital, y se favoreció la construcción de centrales de combustóleo. Ello permitió a la industria mexicana elevar su competitividad tecnológica para la fabricación de esa clase de centrales, sobre todo después de la adopción de un modelo normalizado. Sin embargo, el uso de ese combustible abundante y barato pero con elevado contenido de azufre e impurezas, repercutió negativamente sobre el ambiente y las instalaciones.

A pesar que la capacidad de generación siguió aumentando, las pérdidas se incrementaron, y los márgenes de maniobra y seguridad se perdieron; el desempeño, la productividad y la eficiencia se degradaron. La reserva de producción se redujo y el equilibrio entre la oferta y la demanda se hizo cada vez más precario. Lo peor es que las medidas de rehabilitación financiera no habían sido del todo efectivas. La situación había mejorado, pero a finales de la década la inflación reapuntó, por lo que se dispararon las tasas internas de interés y reforzaron las limitaciones al crédito externo; como consecuencia se incurrió nuevamente en un excesivo endeudamiento interno. Todo ello confrontaba a la CFE con la posibilidad de no poder garantizar el abasto y la calidad del servicio.

Guerrero y Reséndiz (1994) concluyen que se había caído en un círculo vicioso: “la no recuperación de los costos por tarifas insuficientes conducía a la acumulación de deuda, y ésta a la intervención del gobierno para asumir pasivos y el riesgo de encarar un déficit energético en el corto plazo; la precariedad de las condiciones económico-financieras, a su vez, impedían atacar la exigencia de mayor calidad de servicio.”

4. El regreso de la inversión privada

En ese contexto de persistente apuro financiero se inició la administración del presidente Carlos Salinas de Gortari (1988-1994), y con ello una serie de cambios buscando dar una solución definitiva a los problemas acumulados por la industria eléctrica.

Esa serie de transformaciones se inscribe dentro de un movimiento más amplio de reformas que buscaba romper con el modelo de desarrollo surgido al término de la revolución de 1910, conocido como nacionalismo revolucionario, el cual se basaba en la intervención del Estado como agente responsable del desarrollo económico y social, y que había quedado institucionalizado en la Constitución de 1917. Por el contrario, el nuevo modelo impulsado por la administración de Miguel de la Madrid Hurtado (1982-1988) que buscaba profundizar el presidente Salinas, privilegiaba una economía abierta, así como los mecanismos de mercado, la participación mayoritaria del capital privado y la alianza con los Estados Unidos.

Por razones diversas, especialmente políticas, estratégicas y sindicales, el sector energético en general y el subsector eléctrico en particular, había permanecido casi al margen de los procesos de desregulación, liberalización y privatización puestos en marcha entre 1983 y 1988. Sin embargo, la nueva administración estaba dispuesta a afrontar la oposición a una reforma sectorial, así como los posibles efectos negativos de tal acción. Para minimizar los riesgos económicos, políticos y estratégicos de la apertura del sector energético, se introdujeron reformas sectoriales sin cambiar el texto constitucional. La apertura tomó vida únicamente a través de reformas, modificaciones y adiciones en niveles inferiores, es decir, en leyes y reglamentos.

Esa manera de darle la vuelta a la máxima ley del país desató una fuerte polémica nacional sobre la violación al espíritu de la misma. Al mismo tiempo, dio origen a una apertura con características muy particulares: muy reducida en petróleo y más amplia en materia de electricidad, gas natural y petroquímica, lo cual refleja las características de cada industria, su importancia política y económica en el contexto de la modernización, el estado de la infraestructura, y la importancia de las presiones externas.

Para ajustar el sector energético al nuevo paradigma de desarrollo económico, se revisaron los objetivos y orden de prioridades, así como las estrategias, instrumentos y medios utilizados. La idea de fondo consistía en sacar a la industria de la energía del aislamiento, del modelo cerrado en el cual se desarrolló durante décadas, para insertarlo en un modelo abierto, privilegiando criterios de eficiencia económica y sustentabilidad a largo plazo.

Del lado de los objetivos, la generación de ingresos fiscales y divisas se afianzó en la cúspide de las prelacións gubernamentales, la maximización del beneficio económico pasó a ocupar un lugar decisivo, desplazando a las objetivo volumétricos; la seguridad energéticas dejó de interpretarse como autarquía, permitiendo mayores intercambios con el exterior y su orientación por criterios estrictamente comerciales; la protección ambiental fue elevada a rango de prioridad nacional.

Para lograr sus propósitos, el gobierno se dotó de una nueva estrategia, consistente en la reestructuración de la empresas públicas; la fijación de precios y tarifas con referencia a los prevalecientes en los Estados Unidos; la aplicación de medidas de ahorro y uso eficiente de la energía; la diversificación de fuentes de energía (inicialmente carbón, pero el gas natural ocupó rápidamente su lugar como fuente alternativa); la participación en el mercado internacional, es decir, la continuidad de las exportaciones petroleras; la diversificación de fuentes y mecanismos de financiamiento; la redefinición del ámbito público y privado (retroceso del primero y avance de este último); la venta de activos públicos, y la reorganización de las instituciones sectoriales. Sin embargo, Rodríguez y Vargas (1996) concluyen que esos cambios, aparentemente radicales apuntaron más hacia una modernización del estatismo que hacia un nuevo modelo de desarrollo basado en el mercado y el capital privado.

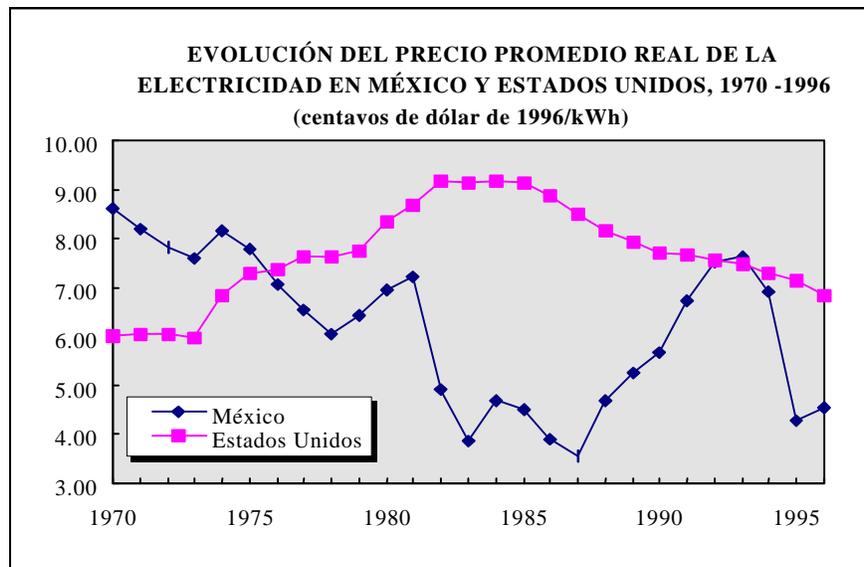
III. LA REFORMA: 1989-1998

Los primeros cambios en la industria eléctrica se orientaron por tres vertientes: la reforma tarifaria, la reestructuración de las empresas públicas CFE y CLFC y la apertura de espacios al sector privado. En buena medida el motor de la reforma fue la voluntad de terminar de una vez por todas con el problema del financiamiento, sobretodo que había que compensar la disminución de la inversión pública en obras de infraestructura, derivada de la profundización de dos elementos de los programas de ajuste macroeconómico: reducción del déficit público y disminución del papel del Estado de la economía.

1. La reforma tarifaria

En 1990 entró en vigor una reforma en las tarifas, para facilitar el cumplimiento del convenio de rehabilitación financiera firmada por CFE, según la cual esta última debía financiar no menos del 40% de su programa de obras e inversiones con ingresos propios. En esa perspectiva, el gobierno pactó con las organizaciones empresariales y sindicales, incrementos escalonados de las tarifas. En adelante éstas debían considerar precios internacionales de servicios similares, es decir precios en los Estados Unidos, pero procurando mantener “márgenes de competitividad”. El precio medio total de la electricidad, expresado en moneda constante, continuó la tendencia ascendente iniciada en 1985, cerrando la brecha que se había abierto respecto a los precios de la electricidad en los Estados Unidos (ver gráfico 3).

Gráfico 3



Fuente: CFE (1997)

Entre 1991 y 1994 el precio promedio de la electricidad para la industria se elevó entre un 10% y un 20% por arriba del precio observado en los Estados Unidos (ver cuadro 1). La tarifa para las actividades de servicio (alumbrado público y bombeo de agua potable y aguas negras) siguió la misma tendencia, sólo que el diferencial de precios de uno y otro lado de la frontera fue más importante (entre 45% y 53%), en perjuicio de los consumidores nacionales. Para la tarifa comercial el resultado fue más importante aún, pues el diferencial alcanzó más de 70%. Por el contrario, las tarifas residenciales aumentaron muchos más lentamente, manteniéndose un 50% abajo de los precios correspondientes en el vecino del norte.

Cuadro 1
PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD EN MÉXICO Y EN LOS ESTADOS UNIDOS
POR SECTOR DE CONSUMO, 1987-1996
 (centavos de dólar por kWh)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Comercial										
México	4.63	6.60	8.33	9.18	11.23	13.26	14.17	13.85	9.35	10.00
Estados Unidos	7.10	7.04	7.20	7.33	7.55	7.67	7.73	7.73	7.70	7.64
Méx/EU (%)	65.21	93.75	115.69	125.24	148.74	172.88	183.31	179.17	121.43	130.89
Industrial										
México	2.60	3.54	4.18	4.48	5.27	8.78	5.83	5.13	3.16	3.72
Estados Unidos	4.82	4.71	4.79	4.81	4.91	4.93	4.87	4.73	4.69	4.61
Méx/EU (%)	53.94	75.16	87.27	93.14	107.33	178.09	119.71	108.46	67.38	80.69
Servicios										
México	2.99	4.31	6.75	9.77	11.68	13.24	14.23	13.56	8.97	9.96
Estados Unidos	10.49	10.29	10.60	10.74	10.81	11.01	11.20	10.97	11.22	11.16
Méx/EU (%)	28.50	41.89	63.68	90.97	108.05	120.25	127.05	123.61	79.95	89.25
Residencial										
México	2.72	3.61	3.82	4.63	5.95	6.82	7.09	6.91	4.47	4.83
Estados Unidos	7.45	7.49	7.65	7.83	8.05	8.22	8.29	8.38	8.42	8.38
Méx/EU (%)	36.51	48.20	49.93	59.13	73.91	82.97	85.52	82.46	53.09	57.64
Agrícola										
México	0.51	0.97	0.91	1.12	2.26	3.19	4.02	3.76	2.09	2.20
Estados Unidos	5.19	5.12	5.07	4.96	5.12	5.09	6.07	5.89	5.14	5.83
Méx/EU (%)	9.83	18.95	17.95	22.58	44.14	62.67	66.23	63.84	40.66	37.74
Total										
México	2.67	3.66	4.27	4.84	5.95	6.82	7.10	6.55	4.13	4.53
Estados Unidos	6.39	6.36	6.47	6.57	6.76	6.85	6.94	6.91	6.90	6.85
Méx/EU (%)	41.78	57.55	66.00	73.67	88.02	99.56	102.31	94.79	59.86	66.13

Notas: precios estimados en moneda corriente

Fuente: CFE, Precios internos y externos de referencia de los principales energéticos, 1970-1996, México D.F., 1997.

De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (1995), como efecto de los aumentos, la tarifa promedio llegó a 0.061 dólares/kWh en 1994, valor cercano, al costo marginal de largo plazo de la electricidad. La devaluación radical que tuvo lugar en diciembre de 1994 hizo descender ese nivel hasta situarlo en aproximadamente 0.033 dólares/kWh en junio de 1995, equivalente a 57.8% del costo marginal, el cual se situó en 0.057 dólares/kWh (ver cuadro 2). La tarifa para los usuarios agrícolas era la más baja (36%) respecto a su costo marginal respectivo, seguida de las del sector residencial (38%) y la industria (69%). En cambio las tarifas para el alumbrado público y para los usuarios comerciales seguían siendo superiores a su costo marginal: 5.2% y 13.3% respectivamente.

Cuadro 2
TARIFAS DE ELECTRICIDAD Y COSTOS MARGINALES EN 1995
(centavos de dólar por kWh)

<i>Usuario</i>	<i>Costo marginal</i>	<i>Tarifa promedio</i>	<i>% del costo marginal</i>
Total de ventas	6.0	3.5	58.3
Residencial	7.9	3.0	38.0
Industrial	4.5	3.1	68.9
Comercial	7.5	8.5	113.3
Servicios	5.8	6.1	105.2
Agrícola	5.8	2.1	36.2
Ventas en bloque	5.0	2.9	58.0
Exportaciones	4.5	4.3	95.6
Total de energía	5.7	3.3	57.9

Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo (1995)

A pesar de todo, el precio medio global de la electricidad ha descendido en términos reales en los últimos años (ver cuadro 3): de 1991 a 1996 cayó en 22.4%. Esto se ha debido a que los incrementos de tarifas se han retardado y han sido inferiores a la inflación. Como los costos han crecido más rápido que las tarifas, la relación promedio precio/costo ha pasado de 0.90 a 0.69. En particular, las tarifas residenciales y de bombeo agrícola han sido cada vez más deficitarias: en 1996 su relación precio/costo alcanzó 0.41 y 0.28, respectivamente. El subsidio total otorgado a los usuarios del servicio público de energía eléctrica ha ido en continuo aumento: si bien alcanzaba poco más de 955 millones de dólares en 1991, cinco años más tarde era ya de 2,390 millones de dólares.

Para recuperar la pérdida de valor, las tarifas para consumo industrial de alta y media tensión se incrementaron en 12% y 9%, respectivamente, a partir del 1 de diciembre de 1996. El 1 de abril de 1997 dichas tarifas volvieron a incrementarse en 5% y 3%.

Cuadro 3
RELACIÓN PRECIO/COSTO DE LA ELECTRICIDAD Y SUBSIDIO EXPLÍCITO DE 1990 A 1996

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Precio medio global pagado por el usuario (dólares de 1995/ kWh) (1)	nd	0.345	0.352	0.344	0.319	0.279	0.273
Relación precio/costo	0.83	0.90	0.89	0.88	0.83	0.73	0.69
Relación precio/costo de la tarifa Residencial	nd	nd	0.6	0.5	0.53	0.38	0.41
Relación precio/costo de la tarifa Agrícola	nd	nd	0.6	0.6	0.44	0.36	0.28
Subsidio explícito a los consumidores (millones de dólares)	955	677	853	1,019	1,620	1,733	2,391

1. Incluye cargo por mantenimiento más IVA; no incluye ventas a LFC ni exportación. Los valores fueron actualizados con un deflactor ponderado. n.d. no disponible

Fuente: CFE, Informe Anual, varios años

El 25 de marzo de 1997 se modificó el procedimiento de ajuste a las tarifas comercial, industrial y de servicios, para que reflejaran las variaciones de los precios de los combustibles y de otros índices de precios. Los factores de ajuste mensual por nivel de tensión se determinan cada mes, de acuerdo a los criterios siguientes:

- Tarifa de baja tensión, en función del comportamiento de la inflación, reflejado en el promedio de los Índices de Precios Productor de las divisiones Maquinaria y Equipo, Metales Básicos y Otras Industrias Manufactureras.
- Tarifa media tensión y alta tensión, en función de las variaciones promedio de los índices anteriores, así como del precio internacional de una canasta de combustibles. En el caso de la media tensión, el factor de ajuste mensual está constituido en un 71% por las variaciones promedio de los tres índices al productor y en un 29% por la de la canasta de combustibles; en el caso de la alta tensión la proporción es de 59% y 41% respectivamente.

De acuerdo con la Secretaría de Energía (1997), con el establecimiento de esta metodología, se proporciona a los industriales e inversionistas potenciales la posibilidad de inferir la evolución que a través del tiempo tendrán las tarifas con base en posibles modificaciones de los índices de precios considerados. Adicionalmente se proporciona una mayor certidumbre respecto de las perspectivas de recuperación de los recursos financieros que se involucren en dichos proyectos.

Nótese que estos aumentos tienden a incrementar la brecha entre las tarifas residenciales y para bombeo agrícola respecto a las tarifas industriales. Recordemos que una relación muy elevada entre la tarifa alta tensión y la de baja tensión se traduce en la existencia de subsidios cruzados. En los países industrializados, donde dichos subsidios son prácticamente inexistentes, esa relación se encuentra comprendida entre 0.50 y 0.75. En cambio, en México observó un valor comprendido entre 0.77 y 1.05 durante el periodo 1983-1994.⁶ Desde 1995 esos valores son más elevados, en virtud de los incrementos tarifarios de magnitud diferente de acuerdo a la clase de usuario.

2. Reestructuración de las empresas públicas

Los programas de modernización se aplicaron tanto a CFE como a CLFC. Por su importancia nacional, el énfasis fue puesto en la primera empresa, siendo ahí donde se obtuvieron los mejores resultados.

2.1 Reestructuración de CFE

Para romper el círculo vicioso en el que había caído con CFE se diseñó una estrategia en tres fases (Guerrero y Reséndiz, 1994): i) resolver con medidas tácticas los problemas más urgentes; ii) mejorar el sector concentrando la atención en áreas críticas, y iii) sentar bases estructurales para alcanzar estándares de desempeño internacionales.

De acuerdo con Aburto y Gómez (1994), el principal criterio de la reestructuración fue facilitar la medición de resultados y eliminar actividades no sustantivas a fin de que el Estado conservara sólo con aquellas que definió como estratégicas. Se atacaron tres problemas centrales: el financiero, el técnico y el económico.

En cuanto al aspecto financiero, se procedió al saneamiento mediante la firma de un convenio de rehabilitación, gracias al cual el gobierno federal absorbió pasivos por un monto equivalente a 547 millones de dólares. Al mismo tiempo, se comenzaron a utilizar dos mecanismos de financiamiento complementarios a los tradicionales:⁷ por un lado, se iniciaron operaciones en el mercado internacional de capitales y, por el otro, comenzaron a financiarse proyectos de inversión directamente con fondos del sector privado, mediante contratos “llave en mano”, reembolsando los capitales invertidos por medio del pago de rentas.

Por otra parte, se buscó la recuperación de los márgenes de seguridad técnica, para lo cual se iniciaron o reforzaron los programas de reducción de las pérdidas en la red de transporte; de mantenimiento rehabilitación y modernización de las centrales térmicas; y de utilización de todas las fuentes de energía disponible. Asimismo, se promocionó entre los consumidores finales la cogeneración, el autoabastecimiento y el ahorro y uso eficiente de la electricidad, a fin de incrementar la oferta, reducir la demanda y reducir la presión sobre los programas de obras e inversiones.

Por lo que toca a los aspectos económicos, se procedió a la reforma interna para mejorar la eficiencia, incrementar la productividad, reducir costos de explotación, ahorrar recursos y dar una mejor atención a los clientes. Entre las medidas aplicadas se cuentan las siguientes: i) se hizo una clara diferenciación entre funciones operativas y corporativas, y a cada una se le asignó mayor claridad; ii) se descentralizaron de las áreas operativas algunas funciones de servicio, sobre todo las de adquisición de materiales y equipos, así como de administración de personal; iii) se crearon centros de resultados para un mejor manejo y medición; iv) se implantaron programas para mejorar la calidad del desempeño interno y el servicio de clientes; y v) se firmaron convenios de productividad con el SUTERM; se estableció una nueva estructura escalafonaria y se establecieron estímulos y compromisos laborales. Un elemento clave para facilitar la medición de los resultados de los procesos operativos fue la modificación de la organización interna, que dividió la antigua dirección de explotación en dos

subdirecciones: producción--transporte y distribución--comercialización. En cuanto a las funciones de construcción, éstas se enfocaron a minimizar proyectos de administración directa y a fijar los términos de contratación para los de mayor riesgo.

Los resultados alcanzados por CFE han sido notables. Analizando el periodo 1991-1997 (ver cuadro 4), se observa que los logros más espectaculares se sitúan en el plano de la calidad del servicio; le sigue la productividad laboral y en tercer lugar la eficiencia operativa.

En seis años, el plazo de conexión de nuevos usuarios a la red del servicio público se redujo en un 87%, pasando de 13 a 1.7 días. A su vez, el tiempo de interrupción por usuario disminuyó un 56%; si el indicador se situaba en 405 minutos por usuario al principio del periodo, seis años más tarde había caído hasta 178 minutos por usuario. Las inconformidades por cada mil usuarios por bimestre se desplomaron en un 56%, pasando de 27.0 a 12.0.

Por su parte la productividad laboral mejoró sustancialmente. Los usuarios, las ventas y la infraestructura crecieron más rápido que el número de trabajadores dedicados al servicio. El número de usuarios por trabajador de distribución creció un 34%, pasando de 356 a 476 (el valor medio en Estados Unidos es de 387).⁸ Las ventas por trabajador de operación lo hicieron en un 32%, pasando de 1,319 a 1,748 MWh por trabajador (en Estados Unidos es de 4,240 MWh). Los usuarios por trabajador de operación aumentaron en un 29%, pasando de 219 a 283 (el promedio en Estados Unidos es de 174). La capacidad instalada por trabajador de generación se elevó un 27%, pasando de 1.56 a 1.98 MW por trabajador (contra 2.12 en Estados Unidos). En contraste, las líneas de transmisión y distribución por usuario aumentaron sólo en un 0.9%, pasando de 44.1 a 44.5 kilómetros por trabajador, lo cual indica retraso en ese rubro.

Por lo que toca a la eficiencia operativa, los resultados fueron claro obscuro: la disponibilidad⁹ y eficiencia térmica de las centrales termoeléctricas de base aumentaron de 78.5% a 85.4% y de 33.7% a un 36.0%, respectivamente, lo cual corresponde a incrementos del 9% y 7%. Esas mejoras son notables dada la cercanía de esas cifras con las que pueden alcanzarse con las mejores tecnologías disponibles en el mercado. A título de comparación valga decir que la disponibilidad de centrales termoeléctricas y su eficiencia térmica en los Estados Unidos se situó en 82.1% y 33.8% en 1992. Pero no todo ha ido sobre ruedas en el renglón operativo: la disponibilidad promedio de las centrales hidroeléctricas decayó un 4%, pasando de 82.3% a 79.2% (ese valor alcanza 89.9% en los Estados Unidos). Las pérdidas de energía, 10.6% en 1991, aumentaron 11% entre ese año y 1995, pero volvieron a disminuir hasta regresar al nivel inicial. Esa cifra queda por comparar con el 8.3% de la media en los Estados Unidos.

Cuadro 4
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD, EFICIENCIA Y CALIDAD DEL SERVICIO EN CFE

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997 ^e
Productividad laboral							
Usuarios por trabajador de operación (Usuarios/trabajador)	218.9	233.8	251.9	262.1	273.5	280.3	282.8
Ventas por trabajador de operación (MWh/trabajador)	1.319	1.355	1.447	1.585	1.654	1.771	1.748
Capacidad instalada por trabajador de generación (MW/trabajador)	1.56	1.65	1.71	1.82	1.90	1.95	1.98
Líneas de transmisión por trabajador de líneas de transmisión (km/trabajador)	44.1	44.6	45.8	47.6	49.7	48.9	44.5
Usuario por trabajador de distribución (Usuario/trabajador)	355.8	381.5	417.9	440.9	463.1	475.3	475.9
Eficiencia Operativa							
Pérdidas de energía (1)	10.6	11.3	11.7	11.0	11.8	11.1	10.6
Disponibilidad promedio de Centrales termoeléctricas de base (%)	78.5	83.8	85.5	86.0	84.6	85.0	85.4
Disponibilidad promedio de Centrales hidroeléctricas (%)	82.3	89.6	85.2	85.6	85.7	78.7	79.2
Eficiencia térmica de centrales Termoeléctricas de base (%)	33.7	34.1	34.4	34.3	35.2	35.1	36.0
Calidad del servicio							
Tiempo de interrupción por usuario (Minutos/usuario)	405.0	375.0	447.0	251.0	242.0	203.0	178.0
Inconformidades por cada mil usuarios en el bimestre (Inconformidades/1000 usuarios)	27.0	27.0	23.0	18.0	14.0	12.0	12.0
Plazo de conexión a nuevos usuarios (Días)	13.0	6.0	5.0	3.4	2.3	1.8	1.7

1/ Los porcentajes están referidos a la energía neta recibida de generación y considera los ciclos de facturación.

Fuente: CFE, Informe de Labores 1996. Ernesto Zedillo P., III Informe de Gobierno, 1 septiembre de 1997, Anexos.

De acuerdo con Guerrero y Reséndiz (1994), los cambios en la productividad del capital durante el periodo 1989-1994 fueron equivalentes a un costo evitado de 1,000 millones de dólares.¹⁰

2.2 Reestructuración de CLFC

La reestructuración se abocó en primer lugar en finiquitar el añejo problema de la liquidación que había quedado inconcluso por problemas políticos y sindicales. En febrero de 1994, la CLFC dejó de formar parte de la CFE y pasó a ser un organismo descentralizado de la administración pública federal con personalidad jurídica y patrimonio propios, que adoptó el nombre de Luz y Fuerza del Centro (LFC). Cabe señalar que de acuerdo con el decreto de creación, no están dentro de sus funciones las siguientes: i) importar electricidad para la prestación del servicio público; ii) formular y proponer programas de operación, inversión y financiamiento para la prestación del servicio público; iii)

expedir especificaciones a las que deben sujetarse las obras e instalaciones eléctricas; y iv) proponer ajustes o reestructuración de las tarifas.¹¹ Esas funciones le corresponden exclusivamente a CFE.

En virtud de la precaria situación técnica, económica, administrativa y financiera de la nueva empresa, así como a su rezago tecnológico, se diseñaron y pusieron en práctica de varios programas para elevar los márgenes de seguridad, la productividad y eficiencia, así como de modernización tecnológica. Hay que señalar que la mayor parte de la electricidad que distribuye LFC se la compra a CFE a un precio muy cercano al de venta, por lo que el margen casi no alcanza para cubrir los costos. Eso sin contar que estos últimos son elevados, así como las pérdidas en la red. De hecho hasta el último día de su liquidación la CLFC operó con pérdidas.

Para transformar LFC en una empresa rentable y competitiva se inició un proceso de reforma interna con cuatro vertientes (Jiménez, 1994): rediseñar la estructura organizativa, mejorar la relación empresa/sindicato; resolver la situación financiera y aumentar el nivel de inversión. La empresa quedó integrada por seis subdirecciones: tres operativas (producción; distribución-comercialización; construcción y servicios) y tres normativas (administración y finanzas; relaciones laborales y subdirección técnica); se introdujeron elementos para medir resultados con base en parámetros controlables. Se pactaron con el SME convenios de productividad; el incremento salarial del periodo 1994-1996 quedó atado al logro de metas concretas en los indicadores seleccionados. Se celebró un convenio con el gobierno federal para el saneamiento financiero, incluyendo el aporte de recursos adicionales para la modernización, la asunción de pasivos y el congelamiento de la plantilla del personal sindicalizado. Desgraciadamente, los resultados no han sido del todo positivos. Desde comienzo de 1998 empresa y sindicato se acusan mutuamente del fracaso.¹²

En contraste, los resultados de la reestructuración en LFC no han sido del todo positivos, especialmente en cuanto calidad del servicio. En 1997, el tiempo de interrupción del servicio, el plazo de conexión de nuevos usuarios y el número de inconformidades, fueron sensiblemente superiores a los estándares alcanzados por CFE, en el primer caso en 312%, en el segundo en 103% y en el tercero en 8.3%. En cuanto a la eficiencia operativa, los avances dejan mucho que desear, pues la eficiencia térmica de las centrales térmicas de base (24.1%) y su disponibilidad (64%), se alejaron de los resultados observados por CFE en 33% y 25% respectivamente. Los indicadores de productividad laboral también han sido deficientes. El número de usuarios por trabajador de distribución (338), las ventas por trabajador de operación (1,324 MWh) y los usuarios por trabajador de operación (258) fueron menores en 29%, 24% y 8.7% a los niveles alcanzados por CFE. A comienzo de 1998 empresa y sindicato comenzaron a acusarse mutuamente del fracaso de los programas de aumento de productividad. El sindicato se ha defendido señalando que las fallas son por la pésima administración y que la intención del gobierno es quebrar la empresa para privatizarla.¹³

Para finalizar esta sección hay que mencionar que a pesar de los avances en la autonomía de las empresas ha sido reducido. La reforma no ha eliminado la subordinación económica, financiera,

administrativa y estratégica de CFE y LFC a los objetivos macroeconómicos del gobierno, la cual se ejerce a través del manejo de sus presupuestos de ingresos y egresos.

2.3 La apertura al sector privado

Las medidas anteriores --aumento de tarifas pero sin eliminación total de subsidios y la reestructuración de CFE y CLFC-- aparecían a los ojos del gobierno necesarias pero no suficientes. En forma paralela la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal (SEMIP) y la propia CFE, se dieron a la tarea diseñar esquemas para permitir a los particulares participar ampliamente en la generación de electricidad y en forma restringida en la transmisión y transformación del fluido eléctrico. Ese inédito derrotero de la política energética fue animado no sólo por los factores internos ya descritos, sino también por factores externos.

En efecto, en el ánimo de los planificadores oficiales comenzaron a influir fuertemente las experiencias de reorganización de la industria eléctrica en el mundo. Aunque los procesos en esa dirección habían iniciado en los Estados Unidos en 1978 y Chile en 1982, fue la desregulación, liberalización y privatización Thatcheriana de los sistemas de Inglaterra y Gales en 1989, la que desencadenó un movimiento generalizado de reforma de las industrias eléctricas en todos los continentes.

Uno de los motores del proceso mundial de reforma del sector eléctrico llamaba fuertemente la atención del gobierno mexicano, bancos, industriales, organismos y observadores: el progreso tecnológico en turbinas de gas, que permitía la instalación de centrales menos intensivas en capital, más eficientes y menos contaminantes, lo cual facilitaba la entrada de productores independientes privados que podrían venir a solucionar el problema del financiamiento, cuestión particularmente aguda en el país.

A lo anterior se sumaban las recomendaciones y presiones de diversos actores de la escena internacional, entre ellos aquellos provenientes de las instituciones financieras internacionales, los organismos de ayuda multilateral, la banca internacional y el gobierno de los Estados Unidos, que deseaban ver al gobierno mexicano emprender un proceso de desregulación, liberalización y privatización de los sectores que habían quedado al margen de la reforma puesta en práctica durante la administración previa. Era precisamente el caso de la industria eléctrica.

La negociación del TLCAN fue la oportunidad para iniciar la desregulación y liberalización en esta industria, hasta entonces cerrada y protegida. Las negociaciones iniciaron en 1991 y finalizaron en el tercer trimestre de 1992. Durante 1993 se negociaron los Acuerdos Paralelos de ambiente y mano de obra. Finalmente, el tratado entró en vigor el 1 de enero de 1994. Entre los acuerdos alcanzados se estableció que las empresas estadounidenses y canadienses podrían en México adquirir, establecer u operar plantas de generación de tres tipos: para autoabastecimiento, para aprovechar el calor en los procesos industriales (cogeneración) y para vender toda la electricidad producida a CFE (producción independiente).¹⁴

Para conformar lo pactado con la Constitución que, como se ha señalado, establece derechos exclusivos para el Estado en la generación, transformación y abastecimiento de energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, se procedió a redefinir este último concepto, modificando la LSPEE.

De acuerdo con las modificaciones aprobadas por el Congreso en diciembre de 1992, caen fuera de la definición jurídica de servicio público las siguientes:

- i) la generación de energía eléctrica para:
 - autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción;
 - venta de energía a la CFE en virtud de contratos de largo plazo
 - exportación de electricidad que no sea de servicio público.
 - uso de la energía en caso de emergencia.
- ii) la importación de energía eléctrica para
 - autoabastecimiento

La reglamentación de esas actividades que se eliminaron del concepto de servicio público está estipulada en el Reglamento de la LSPEE, el cual establece un régimen de permisos otorgados por la autoridad competente, en un inicio la Secretaría de Energía, actualmente la CRE. La transmisión para servicio público y la distribución siguen bajo exclusiva jurisdicción de CFE y LFC. De acuerdo con Alvarez (1994), la Ley de Inversión Extranjera admite que las sociedades que se constituyan para realizar actividades que no queden comprendidas dentro de la prestación del servicio público de energía eléctrica podrán tener hasta el 100% de capital foráneo sin que se requiera autorización alguna, salvo por razones de la cuantía del proyecto, cuando se trate de adquirir sociedades existentes.

La reforma no sólo abrió las puertas al sector privado para actuar como propietarios y operadores de infraestructura para propósitos diferentes a la prestación del servicio público. También le dio la posibilidad de participar en el financiamiento y en la realización de las obras a cargo de CFE, mediante novedosas formas de contratación. Antes de la reforma se contrataba en forma separada obras y actividades, para que al sumarlas se lograsen los objetivos propuestos; los recursos financieros provenían de las tarifas, créditos externos contratados por el gobierno federal, especialmente provenientes de organismos financieros internacionales, contratación de deuda interna o de transferencias gubernamentales extraordinarias.

Con la reforma surgieron los contratos llave en mano para la construcción de centrales, subestaciones, líneas de transmisión y equipos adicionales. Dichos contratos, llamados también Construcción-Arrendar-Transferir (CAT o BLT por sus siglas en inglés *Built-Lease-Transfert*), surgieron inicialmente a través de una normatividad autorizada por la Comisión Intersecretarial de Gasto y Financiamiento denominada “Lineamientos para la Realización de Proyectos Termoeléctricos con Recursos Extrapresupuestales”.¹⁵

El perfeccionamiento de ese instrumento jurídico condujo a partir de 1997 a la utilización del esquema Proyectos de Inversión Diferida en el Registro del Gasto (PIDIREGAS), que a diferencia de los anteriores, “incorpora dentro de las obligaciones de los interesados obtener los financiamientos

necesarios para la realización del proyecto por el cual concursan, quedando el monto de tales financiamientos junto con sus accesorios financieros como costo indirectos dentro del valor de sus posturas.”¹⁶ Entre las ventajas de ese nuevo esquema se cuenta la disminución del riesgo global tanto para el consorcio privado como para CFE, así como un flujo agilizado de recursos bancarios.

2.4 La reorganización institucional

En vista de los espacios abiertos al sector privado, el gobierno creó una Comisión Reguladora de Energía (CRE) a finales de 1993. Sin embargo, sus actividades se limitaron a las de consulta en materia de electricidad. Esa importante limitación legal se explica porque, en realidad, había poco que regular, pues las actividades consideradas tradicionalmente como monopolios naturales seguían bajo el control exclusivo del Estado. No sería sino hasta octubre de 1995, después de la desregulación y liberalización de la industria del gas natural, que se ampliaron sus funciones, asignándole la tarea de regular las actividades de los actores públicos y privados en energía eléctrica, gas natural y transporte de gas licuado por medio de ductos.

Entre las atribuciones actuales de la CRE se cuentan las siguientes: a nivel general, otorgar permisos, aprobar modelos de contratos, solucionar controversias y establecer directivas; a nivel de la energía eléctrica, aprobar metodologías para el cálculo de precios de la electricidad que CFE adquiera de productores externos y por el cargo por servicios de transmisión; participar en la determinación de las tarifas, verificar que se adquiera la energía eléctrica de menor costo para la prestación del servicio público; a nivel del gas natural, determinar precios y aprobar términos y condiciones de la venta del gas producido por Pemex, así como de las tarifas y prestación de los servicios de transporte almacenamiento y distribución.

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

IV. LA INVERSIÓN

La industria eléctrica es intensiva en capital. Entre el 80% y el 90% de los costos de cualquier empresa eléctrica son atribuibles a ese rubro. Si las tarifas se apartan de los costos marginales de largo plazo, la empresa deberá recurrir cada vez más a préstamos y aportes de capital de los accionarios para poder financiar el programa de inversiones necesarias para hacer frente a la demanda. Cuando el Estado es el propietario, el financiamiento se convierte en la cuestión estratégica principal, porque las tarifas no reflejan, por regla general, los costos reales de la electricidad. Los gobiernos son muy propensos a manipular las tarifas por razones de muy diversa índole, loables o no, concediendo menor importancia a la racionalidad microeconómica inherente a la industria eléctrica. Si el entorno es favorable, como ha sido el caso en los últimos años en América Latina, el capital privado aparecerá como la solución al problema. Después de hacer una descripción somera del estado de la infraestructura y la dinámica de la demanda, en esta sección se abordan la evolución de las inversiones, y las políticas de financiamiento del sistema eléctrico nacional, incluyendo el lugar reservado al sector privado.

1. La infraestructura

La industria eléctrica mexicana está compuesta de dos grupos de participantes: por un lado, las empresas públicas CFE y LFC, orientadas al proporcionar el servicio público de energía eléctrica; por el otro, las empresas privadas y públicas que poseen y operan unidades de generación para satisfacer sus propias necesidades en electricidad. La infraestructura de las dos primeras empresas constituye el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual posee el 87.5% de la capacidad instalada y genera el 94.3% de toda la electricidad producida en el país. Las empresas privadas y públicas que se autoabastecen, Petróleos Mexicanos (Pemex) en particular, participan con los porcentajes restantes.

1.1 El Sistema Eléctrico Nacional

En 1997 la capacidad efectiva instalada del SEN se estimaba en 34,815 MW (ver cuadro 5), la cual debía hacer frente a una demanda máxima --durante las horas pico-- de 27,158 MW, dejando un margen razonable de reserva del 22%. Se trata de un sistema acorde con el tamaño de territorio y desarrollo económico alcanzado por el país. Sus dimensiones parecen modestas comparadas con las que se observan en países industrializados, por ejemplo, 702,660 MW en Estados Unidos, 197,000 MW en Japón y 98,640 MW en Alemania. Sin embargo, son significativas en relación con países pequeños en desarrollo: 1,368 MW en Costa Rica, 729 MW en Honduras y 402 MW en Nicaragua.

Cuadro 5
INFRAESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA
(Mega-Watts)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997 ^e
Capacidad Instalada											
Total nacional (1)	25,755	26,428	27,402	28,261	30,068	30,448	32,533	38,550	39,939	41,693	41,716
Paraestatal	25,145	23,954	24,439	25,293	26,797	27,068	29,204	31,648	33,037	34,791	34,815
Termoelectricas	13,749	14,305	14,779	14,914	16,271	16,532	17,718	19,199	19,394	20,102	20,120
Hidroeléctrica	7,546	7,749	7,760	7,804	7,931	7,931	8,171	9,121	9,329	10,034	10,034
Carboeléctrica	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,900	1,900	2,250	2,600	2,600
Geotermoeléctrica	650	700	700	700	720	730	740	753	753	744	750
Nucleoeléctrica (2)	0	0	0	675	675	675	675	675	1,309	1,309	1,309
Eoloeléctrica (2)	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2	2
Privada (3)	2,610	2,874	2,963	2,968	3,271	3,380	3,329	6,901	6,902	6,902	6,902
Red eléctrica											
Líneas de transmisión y distribución (km)	268,635	297,783	308,631	316,206	332,485	346,183	356,183	539,405	n.d.	552,075	556,835
CFE					309,756	319,346	329,355	337,298	343,906	354,034	nd.
Subestaciones (4)	94,389	98,289	102,399	105,196	109,803	120,880	124,172	131,149	114,673	117,675	122,110
(Mega-Volts-Ampers)											
CFE					92,392	103,179	105,990	113,237	114,701	117,173	n.d.

1/ Se refiere a la potencia real

2/ Se datos a partir del año que inició su registro

3/ A partir de 1994 las cifras son estimadas

4/ A partir de 1995 sólo se incluyen las cifras de CFE

e/ cifras estimadas con datos reales al mes de junio

Fuente: Ernesto Zedillo P., III Informe de Gobierno, 1 septiembre de 1997, Anexos.

En los últimos diez años (1987-1997), la capacidad instalada del SEN creció a una tasa promedio anual del 3.3%, ritmo ligeramente superior al crecimiento del PIB, el cual fue del 3.1%. Ese desarrollo reposó fundamentalmente en la construcción de centrales termoeléctricas consumiendo de hidrocarburos y, en menor medida en plantas hidroeléctrica; ambas alcanzaron un ritmo de crecimiento anual de 3.9% y 2.9% respectivamente. En el mismo periodo, la capacidad de las centrales carboeléctricas se multiplicó por 2.2, al pasar de 1,200 a 2,600 MW, gracia a lo cual su participación en la capacidad total paso del 4.7% al 7.5%.

En la actualidad, de las fuentes de energía utilizadas, los hidrocarburos representan el 57.8%, la hidroelectricidad el 28.8%, el carbón mineral el 7.5% y la energía nuclear el 3.8%; por último, la energía geotérmica participa con el 2.2%. El aprovechamiento de la energía eólica mediante un pequeño parque de aerogeneradores totaliza 2 MW. La generación neta alcanzó los 154,388 GWh, de los cuales el 58.1% provino de termoeléctricas que utilizan hidrocarburos, el 20.0% de hidroeléctricas, el 11.0% de carboeléctricas, el 6.8% de la central nuclear de Laguna Verde, y el 3.7% de las plantas geotermoeléctricas (ver cuadro 6).

Entre los combustibles fósiles utilizados para la generación el 65.9% correspondió a combustóleo,¹⁷ el 17.6% a gas natural, 15.6% a carbón y el 0.9% a diesel. Desde 1992 se está poniendo énfasis en el uso del gas natural para reducir el uso de combustóleo con alto contenido de azufre, así como aprovechar los bajos costos de las plantas de ciclo combinado y sus altas eficiencias en la generación de electricidad. Ese movimiento de sustitución forma parte de una estrategia más amplia desarrollada por el gobierno para aumentar el uso de ese combustible en todos los sectores de la economía.¹⁸ De cumplirse los pronósticos, en el año 2006 el gas natural participará con un 57.1% al consumo de combustibles fósiles consumidos en el subsector eléctrico (ver gráfico 4).

El cambio en la política de combustibles utilizados en la industria eléctrica tendrá un impacto ambiental favorable. En primer lugar, porque el desplazamiento del carbón, combustóleo y diesel, por gas natural, tiende a reducir la intensidad de las actividades asociadas a los eslabones de la cadena del petróleo y el carbón, lo que redundará en un menor uso de los recursos ambientales. En segundo lugar, porque el gas natural tiene una combustión comparativamente más limpia. Dicho eso, debe reconocerse que no es una energía totalmente limpia; su consumo permite ciertamente reducir algunos contaminantes, pero aumenta y favorece la formación de otros, como el ozono.

Cuadro 6
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (1)
(Giga-Watts-hora)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997 ^e
Generación Bruta (2)											
Total nacional (3)	104,002	109,862	117,746	122,749	126,962	130,283	135,316	146,722	151,544	161,089	170,408
Paraestatal	96,310	101,905	110,103	114,317	118,412	121,697	126,566	137,522	142,344	151,889	161,208
Termoelectricas	66,403	68,431	72,966	75,150	78,921	77,561	79,023	94,597	86,220	89,100	96,215
Hidroeléctrica	18,200	20,778	24,200	23,332	21,737	26,095	26,235	20,047	27,528	31,442	29,528
Carboeléctrica	7,289	8,035	7,890	7,774	8,077	8,318	10,500	13,037	14,479	17,735	17,934
Geotermoeléctrica	4,418	4,661	4,675	5,124	5,435	5,804	5,877	5,598	5,669	5,729	5,722
Nucleoeléctrica (4)			372	2,937	4,242	3,919	4,931	4,239	8,443	7,878	11,806
Eoloeléctrica (4)								4	6	5	3
Privada (3)	7,692	7,957	7,643	8,432	8,550	8,586	8,750	9,200	9,200	9,200	9,200
Generación neta (5)											
Total nacional (3)	99,361	104,927	112,479	117,093	121,356	124,570	129,286	139,671	145,644	154,752	163,588
Paraestatal	91,669	96,970	104,836	108,661	112,806	115,984	120,536	130,471	136,444	145,552	154,388
Termoelectricas	62,545	64,377	68,680	70,609	74,346	72,918	74,260	88,932	81,828	84,637	89,791
Hidroeléctrica	18,128	20,686	24,048	23,180	21,669	26,018	26,151	19,973	27,466	31,364	30,817
Carboeléctrica	6,739	7,443	7,295	7,175	7,511	7,723	9,749	12,126	13,599	16,612	17,627
Geotermoeléctrica	4,257	4,464	4,474	4,912	5,217	5,584	5,652	5,374	5,451	5,523	5,689
Nucleoeléctrica (4)			339	2,785	4,063	3,741	4,724	4,062	8,095	7,412	10,463
Eoloeléctrica (4)								4	6	5	1
Privada (3)	7,692	7,957	7,643	8,432	8,550	8,586	8,750	9,200	9,200	9,200	9,200

1/ Cifras redondeadas

2/ Se refiere a la energía eléctrica registrada en las terminales de los generadores

3/ A partir de 1994 las cifras son estimadas

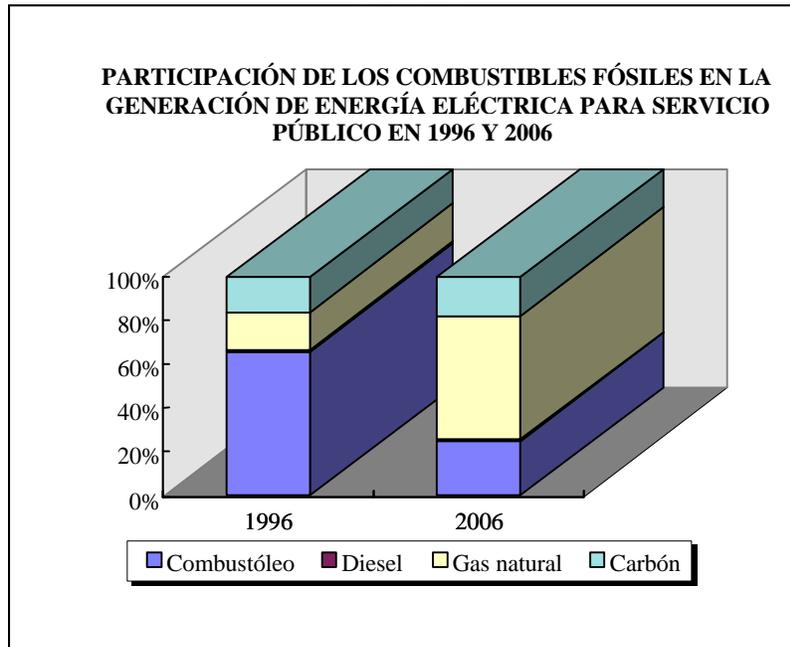
4/ Se datos a partir del año que inició su generación

5/ Generación bruta menos usos propios.

e/ cifras estimadas con datos reales al mes de junio

Fuente: Ernesto Zedillo P., III Informe de Gobierno, 1 septiembre de 1997, Anexos.

Gráfico 4



Fuente: Secretaría de Energía (1997)

Un estudio preliminar (CEPAL, 1997) muestra que gracias al cambio de combustibles en centrales térmicas existentes y a la entrada masiva de centrales de ciclo combinado, se tendrán tres efectos positivos en el SEN: i) se reducirán las emisiones de SO_x , HC y partículas suspendidas totales (PST); ii) se desacelerará el crecimiento de las emisiones de CO_2 ; y iii) aumentarán las de CO y NO_x , dos compuestos precursores del ozono. En efecto, de cumplirse los pronósticos, en 2005 las emisiones de SO_x , HC y PST será inferior en aproximadamente un 23% con respecto a la situación de 1995. En contraste, las descargas de CO_2 aumentarán en un 53%, las de CO en un 86.9% y las de NO_x en un 86.4%. El crecimiento de esos últimos contaminantes será mucho más importante que el que se espera para la capacidad de generación (38.6%), lo cual es resultado directo de una planeación por parte de CFE que concede poca importancia al desarrollo de centrales utilizando energías renovables.

El SEN se compone de 9 áreas, de las cuales 7 están conectadas entre sí y forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN), que cubre prácticamente todo el territorio. Los dos sistemas aislados se encuentran en la península de Baja California: uno en el extremo norte y tiene una interconexión con la red eléctrica de la región occidental de los Estados Unidos; el otro atiende el extremo sur de la península. La operación de la red de transmisión y despacho de carga se dirige y supervisa a partir de ocho centros regionales de control coordinados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), localizado en la Ciudad de México.

El SEN comprende 388,478 km de líneas de transmisión y distribución en niveles de tensión de 2.4 a 400 kV. Del total anterior, el 8.1% corresponde a líneas de 400 y 230 kV, el 10% a líneas de 69 a 161 kV y el 81.8% restante a líneas de tensión entre 2.4 y 34.5 kV. La capacidad

de transformación asciende a 136,040 MVA, de los cuales 90,478 MVA corresponden a subestaciones de transmisión y 45,562 MVA a distribución. De estos últimos, CFE cuenta con el 57.5% y LFC el 42.5%. El SEN está interconectado con los Estados Unidos y Belice con líneas de 230 KV. A 2 años del año 2000 aún no se cuenta con una interconexión con Guatemala.

1.2 Autoprodutores públicos y privados

Las cifras relativas a los autoprodutores públicos y privados no se conoce con exactitud. En la actualidad estarían generando entre 8,000 y 11,000 GWh. El más reciente Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico (1997-2006), elaborado por la Secretaría de Energía, indica que la generación eléctrica autoabastecida fue del orden de 8,800 GWh en 1996, de los cuales Pemex representó el 60% (5,280 GWh). Hay que destacar que éstas últimas cifras están sirviendo como base para la planeación de la expansión del subsector de aquí al año 2006, por lo que se considerarán como las más actualizadas para fines de este documento.

Otras publicaciones oficiales reportan cifras relativamente diferentes. Según el último *Informe Presidencial*, que utiliza datos de la Secretaría de Energía, la capacidad instalada en este renglón ascendía a 6,902 MW en 1997, a partir de los cuales se generaron 9,200 GWh. Sin embargo, esos mismos valores se han reportado para 1994, 1995 y 1996. (ver cuadros 5 y 6).

El último *Balance de Energía* (1996), elaborado por la misma Secretaría de Energía reporta una capacidad instalada de 2,814 MW y una generación de 10,636 GWh. De esta última cifra, el 54.6% corresponde a la autogeneración de Pemex (5,807 GWh): el 23.1% en la industria petroquímica y el 31.5% en exploración, producción y refinación (ver cuadro 7). El restante 45.4% corresponde a las diferentes ramas industriales: siderurgia (14.2%), azúcar (7.0%), celulosa y papel (6.2%), química (5.2%), minería (2.1%), cerveza y malta (1.8%), fertilizantes (1.6%) y otras industrias (7.3%). La importancia de la electricidad autoabastecida varía de industria a industria; por ejemplo, para la azucarera representa casi el 100% de sus necesidades; en cambio para dedicada a la producción de cerveza y malta el 31.2%, para la que elabora fertilizantes el 26.3%; para la dedicada a la celulosa y papel el 19.7%, y para la siderurgia, la química y la minería el 16.8%, 5.2% y 3.9%, respectivamente.

Los autogeneradores con excedentes entregaron a la red de servicio público alrededor de 312 GWh en 1996, lo cual representa el 2.9% de la electricidad que produjeron ese año y el 0.25% de las ventas totales del SEN (ver cuadro 8).

Por ahora los autogeneradores carecen de infraestructura de transmisión. Cuando lo han necesitado han utilizado la red de CFE. Es probable que en el futuro construyan sus propias líneas pues la ley ya los habilita para ello.

Cuadro 7
CAPACIDAD INSTALADA Y AUTOGENERACIÓN EN LA INDUSTRIA DE 1991 A 1996

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	Participación en 1996 (%)
Capacidad (MW)	nd	2,626	2,809	2,811	2,813	2,814	100.0
Azúcar	nd	358	381	382	382	382	13.6
Celulosa y Papel	nd	143	227	227	227	227	8.1
Cerveza y malta	nd	39	39	39	39	39	1.4
Fertilizantes	nd	27	27	27	27	27	0.9
Minería	nd	74	74	74	74	74	2.6
Pemex	nd	847	847	847	847	847	30.1
Petroquímica	nd	624	624	624	624	624	22.2
Química	nd	113	113	113	113	113	4.0
Siderurgia	nd	219	295	296	298	299	10.6
Otras ramas	nd	182	182	182	182	182	6.5
Generación (GWh)	8,512	9,566	9,540	9,871	10,202	10,637	100.0
Azúcar	488	555	461	584	694	738	6.9
Celulosa y Papel	520	616	654	657	598	664	6.2
Cerveza y malta	162	184	187	186	158	190	1.8
Fertilizantes	0	35	123	142	128	166	1.6
Minería	133	223	200	201	215	227	2.1
Pemex	3,566	3,566	3,651	3,757	3,277	3,353	31.5
Petroquímica	1,666	2,069	1,855	1,769	2,415	2,458	23.1
Química	444	566	549	550	522	555	5.2
Siderurgia	948	913	1,105	1,265	1,429	1,514	14.2
Otras ramas	585	840	756	761	766	773	7.3

1. Equivalente de la electricidad en términos calóricos : 1 MWh = 3600 MJ

2. Estas cifras no coinciden con las presentadas en el cuadro 5, debido al uso de metodologías diferentes utilizadas por las fuentes originales

Fuente: Secretaría de Energía, *Balance de Energía*, varios años.

Cuadro 8
ENTREGAS DE LOS AUTOPRODUCTORES A LA RED DE SERVICIO PÚBLICO
(Giga-Watts-Hora)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Entregas a la red	168	295	567	373	347	312
Participación en las ventas (%)	0.17	0.29	0.56	0.32	0.29	0.25

Fuente: CFE, *Informe Anual 1996*.

2. Evolución de la demanda de electricidad e intercambios

En la década de los años setenta la demanda de electricidad para servicio público, medida a través de las ventas de CFE y LFC, creció a una tasa anual del 10%. En los últimos diez años el ritmo de crecimiento fue más bajo, situándose en un 5.3% entre 1987 y 1996 (ver cuadro 9). Los sectores residencial e industrial han sido los más dinámicos, observando tasas de crecimiento por arriba del promedio nacional: 6.6% y 5.7% respectivamente. Por el contrario, la demanda de los sectores agrícola (3.4%), comercial (2.9%) y servicios (1.6%) ha crecido lentamente. En 1996 las ventas se situaron en 122,752 GWh, de los cuales el 57.9% fue absorbido por la industria, el 23.2% por el sector residencial, el 7.6% por el comercio, 6.1% por el bombeo agrícola y el 4.1% por los servicios de alumbrado público, así como el bombeo de agua negras y potables. Alrededor del 1.0% fue exportado.

De acuerdo con el documento *Balance de Energía*, la demanda autoabastecida ha crecido a un ritmo del 4.6% entre 1991 y 1996, pasando de 8,512 GWh a 10,637 GWh. La tasa de crecimiento promedio anual más importante se observó en la minería (11.3%), seguida por la siderurgia (9.8%), la celulosa y papel (5.0%), la química (4.6%), cerveza y malta (3.2%). Cabe destacar el inicio de la generación de electricidad en la industria de los fertilizantes a partir de 1992, así como la disminución de generación en Pemex, que pasó de 3,566 GWh a 3,353 GWh en ese periodo.

Los intercambios con el exterior han sido muy limitados y se han concentrado en la frontera norte. Entre 1987 y 1995, la situación de México fue la de exportador neto, con exportaciones netas fluctuando entre 1401 y 780 GWh lo cual representa entre 1.4% y 0.7% de las ventas del SEN (ver cuadro 10). En 1996 México se convirtió en importador neto.

El comercio de electricidad con los Estados Unidos se ha limitado a la exportación de excedentes locales, así como a importaciones de apoyo durante el periodo de verano, cuando la curva de demanda es máxima en los estados fronterizos. Los sistemas eléctricos en ambos lados de la frontera se han desarrollados para suministrar sus propias cargas y no para realizar transacciones internacionales de energía de magnitud importante.

Entre 1986 y 1996, cuando CFE tuvo un excedente de capacidad en el sistema aislado de Baja California, estuvieron en vigor dos contratos de exportación: uno de 150 MW de capacidad firme con *San Diego Gas & Electric*, y otro de 70 MW con la *Southern California Edison*.¹⁹ Como el excedente se ha agotado, ahora se prevén importaciones crecientes. De hecho, las compras externas comenzaron en 1993-1996, con un contrato de 70 MW para afrontar las condiciones veraniegas. En 1996 se concluyeron dos contratos adicionales: uno de 50 MW y otro de 100 MW. Para 1997, 1998 y 1999 se estiman importaciones por 220, 353 y 355 MW, respectivamente.

Cuadro 9
COMERCIALIZACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 1/

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997 ^e
Valor de las ventas internas (millones de pesos) 2/	3,171	6,957	9,486	12,526	16,864	20,068	21,715	23499.9	28927.7	40388.2	53016.4
Comercialización (Giga-Watts-hora)	79,492	83,881	90,469	94,070	96,786	99,612	103,292	111,504	115,309	122,261	129,499
Mercado Interno	77,450	81,885	88,537	92,124	94,767	97,571	101,277	109,534	113,365	120,973	129,465
Industrial 2/	44,071	46,893	50,284	52,213	52,985	53,704	55,106	60,051	63,884	70,971	77,856
Agrícola	6,006	6,409	7,216	6,707	6,498	5,672	5,919	6,551	6,690	7,543	7,389
Doméstica	15,712	16,825	18,813	20,390	21,984	24,051	25,511	27,781	28,462	28,482	29,930
Comercial y uso general 2/	7,155	7,303	7,781	8,265	8,574	9,222	9,485	9,845	9,044	8,931	9,160
Servicios 2/ 3/	4,506	4,455	4,443	4,549	4,726	4,922	5,256	5,306	5,286	5,046	5,130
Mercado externo 4/	2,042	1,996	1,932	1,946	2,019	2,041	2,015	1,970	1,944	1,289	34
Tarifas eléctricas (pesos/kWh) 5/											
Precio promedio 6/	0.041	0.085	0.107	0.136	0.178	0.206	0.214	0.215	0.255	0.334	0.410
Industrial	0.036	0.080	0.103	0.126	0.159	0.179	0.187	0.174	0.199	0.278	0.354
Agrícola	0.007	0.022	0.023	0.032	0.068	0.098	0.125	0.128	0.135	0.168	0.197
Doméstica	0.032	0.071	0.082	0.113	0.127	0.149	0.156	0.213	0.253	0.319	0.376
Comercial y uso general	0.064	0.149	0.204	0.259	0.329	0.395	0.426	0.470	0.616	0.775	0.904
Servicios 3/	0.038	0.088	0.127	0.193	0.248	0.302	0.327	0.339	0.415	0.550	0.655
Usuarios (Miles de usuarios) 7/	13,820	14,443	15,129	15,865	16,727	17,603	18,358	19,073	19,869	20,431	21,059
Industrial	47	50	53	56	59	63	68	72	76	228	236
Agrícola	65	69	73	76	78	78	79	81	82	82	85
Doméstica	12,134	12,707	13,313	13,952	14,716	15,504	16,192	16,839	17,552	18,088	18,634
Comercial y uso general	1,515	1,555	1,625	1,712	1,803	1,884	1,942	1,999	2,078	1,949	2,017
Servicios 3/	59	62	65	69	71	74	77	82	81	84	87

1/ Hasta 1995 el sector eléctrico (CFE y LFC) era integrado y reportado por CFE. A partir de 1996, la SE integra las cifras que le proporcionan ambas dependencias.

2/ Para 1995 cifras rectificadas por la SE

3/ Alumbrado público, servicios de bombeo de aguas negras y potables y servicios temporal

4/ El menor volumen para 1997 se debe a la falta de demanda externa

5/ Precio promedio anual

6/ Valor de las ventas/volumen físico de las ventas

7/ Se refiere a los usuarios registrados en los contratos de servicios

^e/ cifras estimadas con datos reales al mes de junio

Fuente: Ernesto Zedillo P., III Informe de Gobierno, 1 septiembre de 1997, Anexos.

Cuadro 10
COMERCIO EXTERIOR DE ELECTRICIDAD

(Giga-Watts-hora)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Exportaciones	2019	2041	2015	1970	1944	1288
Importaciones	618	989	909	1140	1164	1387
Exportación neta	1401	1052	1106	830	780	-99
Exportación neta/ventas (%)	1.4	1.0	1.0	0.7	0.7	0.1

Fuente: CFE, *Informe Anual 1996*.

Por otra parte, para satisfacer la demanda en la zona de Ciudad Juárez, Chihuahua, zona integrada al SIN, se firmó un contrato para la importación de 150 MW vigente entre 1991 y 1996. Para satisfacer los requerimientos de 1997 se negociaron dos contratos: uno por 200 MW para el verano y otro por 120 MW para el resto del año. Cabe destacar que por razones de estabilidad, el sistema del CFE y el de *Western System Coordinating Council* no se pueden operar en sincronismo, por lo que la importación sólo es posible aislando la zona importadora, Ciudad Juárez, del resto del sistema de CFE. Las autoridades mexicanas están estudiando la posibilidad de aprovechar el movimiento desregulatorio en Estados Unidos para concluir contratos de importación en lugar de construir nuevas centrales en las zonas fronterizas, lo cual es todo un hito en la política energética del país.

Los intercambios por la frontera sur se limitan a una pequeña exportación hacia Belice (no más de 5 MW). En 1997 se estableció un nuevo convenio entre CFE y la compañía de suministro eléctrico de ese país para incrementar la exportación de 5 MW a 6 MW. Cuando se tenga mayor disponibilidad del lado mexicano, gracias a la entrada en operación de la central Mérida III y dos línea de transmisión, se podrán incrementar las exportaciones hasta 25 MW. Se continua estudiando la interconexión con Guatemala y desde ahí con los otros países del Istmo Centroamericano.

3. Evolución de la inversión para el servicio público de energía eléctrica

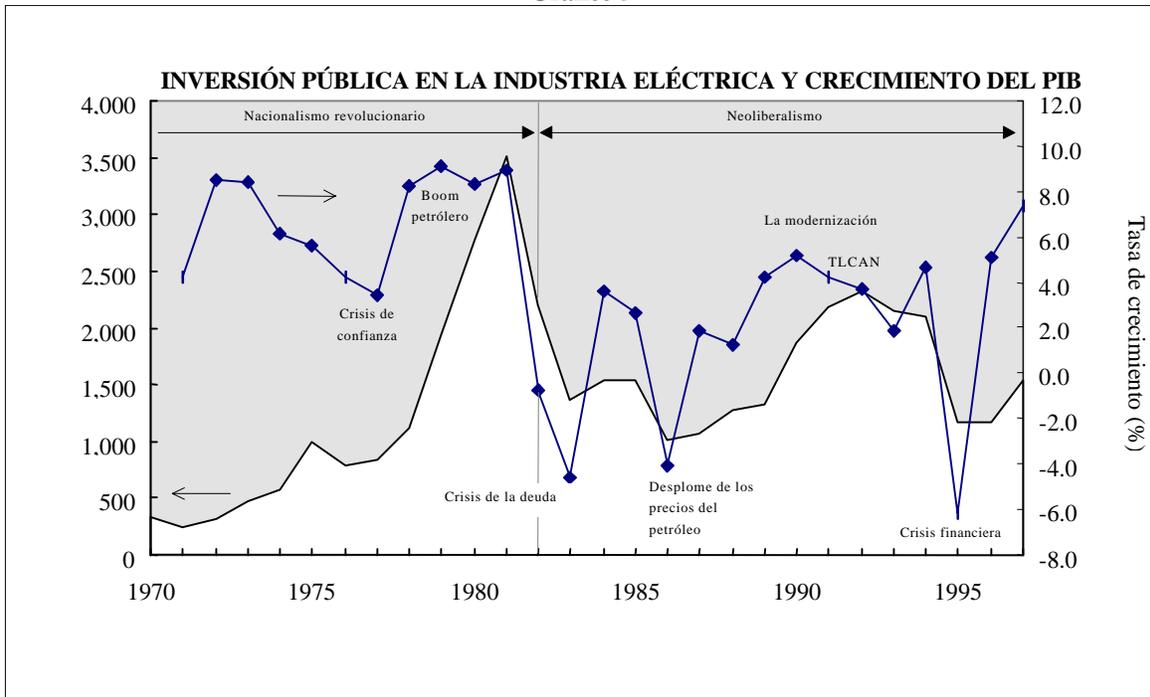
La inversión pública en electricidad observada altibajos notables, respondiendo a los vaivenes de la economía, la disponibilidad de fondos públicos y el estado de la reserva de producción.²⁰ Durante los periodos de expansión económica, la demanda de electricidad se acelera notablemente y los programas de obras e inversiones deben adelantarse para garantizar la continuidad del servicio. Por el contrario, en periodos de desaceleración o recesión, la presión sobre las empresas eléctricas disminuye y las inversiones pueden escalonarse más tiempo o posponerse. Por otra parte, la inversión está sometida a las políticas de expansión o contracción del gasto público, de acuerdo a la coyuntura económica, sobre todo si las tarifas son insuficientes para permitir a las empresas expandir los sistemas con recursos propios. Finalmente, cuando por una mala planificación o falta de inversión, la capacidad de reserva se

extingue y se corre el riesgo de interrupciones en el suministro o se ha entrado ya en una situación de penuria, las inversiones se aceleran para resolver el problema.

Durante el periodo 1970-1997 esas fluctuaciones han sido importante (ver gráfico 5). Entre 1970 y 1981 la inversión aumentó vertiginosamente; en una primera etapa (1970-1977), más para responder al desmoronamiento de la reserva de producción –que condujo a diversas situaciones de racionamiento–, que para sostener el crecimiento, ya que la economía había entrado en una etapa de desaceleración. En una segunda etapa, el motor de la inversión fue, ahora si, las elevadas tasas de crecimiento económico alcanzadas durante los años del boom petrolero, además de la preocupación por continuar mejorando la reserva de producción, En 1991 la inversión alcanzó su máximo histórico de más de 3,500 millones de dólares.

A partir de 1982 la inversión ha seguido más claramente las variaciones de la economía y el estado de las finanzas públicas. Los cambios más importantes han ocurrido cuando las finanzas públicas han estado en serios apuros, como ocurrió durante la crisis de la deuda en 1982, el desplome de los precios internacionales del petróleo en 1986 y la más reciente crisis financiera de 1995. Las políticas de austeridad han afectado en primer lugar y sobre todo a los proyectos de inversión del sector energético, precisamente por lo cuantioso de sus montos. Conforme la economía se ha ido recuperando, las inversiones han aumentado.

Gráfico 5



Notas: Tasa de crecimiento de PIB calculado en dólares de 1990

Fuente: NAFINSA, *La Economía Mexicana en Cifras*, varios números. *Informe Presidencial*, varios años.

Los altibajos de la inversión pública han continuado después de la reforma (ver cuadro 11). Entre 1989 y 1992 creció a una tasa promedio anual del 15.3%, hasta alcanzar los 2,390 millones de dólares. Disminuye los dos años siguientes y acaba por desplomarse en 1995, llegando a 1,170 millones de dólares a raíz de la devaluación del peso y la crisis económica. En 1997 observa un repunte notable (+31%). El resultado total entre 1989 y 1997 es una débil tasa de crecimiento de sólo 1.6%, lo cual es inferior al ritmo de crecimiento de la inversión pública (4.8%), en particular de aquella destinada al conjunto del sector energético (6.3%). Vale la pena señalar que entre 1995 y 1997, las inversiones en la industria eléctrica crecieron 14.6% en tanto que las del conjunto del sector energético --que incluye Pemex-- lo hicieron al 32.0%, ya que el gobierno decidió impulsar la extracción de petróleo crudo para allegarse más recursos financieros y así afrontar el incremento de compromisos externos derivados de la crisis de 1995.

Cuadro 11
EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN PÚBLICA EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DE 1989 A 1997
(millones de dólares)

	<i>Total 1/</i>	<i>Energía 2/</i>	<i>Industria eléctrica 3/</i>	<i>Participación del sector energético en la inversión pública total (%)</i>	<i>Participación de la industria eléctrica en la inversión pública total (%)</i>	<i>Participación de la industria eléctrica en la inversión pública sectorial (%)</i>
	<i>/</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>2/1</i>	<i>3/1</i>	<i>3/2</i>
1989	8,981	3,569	1,352	39.7	15.1	37.9
1990	12,067	4,356	1,878	36.1	15.6	43.1
1991	13,076	4,939	2,191	37.8	16.8	44.4
1992	14,166	5,219	2,324	36.8	16.4	44.5
1993	15,204	5,012	2,143	33.0	14.1	42.8
1994	17,059	5,133	2,098	30.1	12.3	40.9
1995	10,410	3,338	1,169	32.1	11.2	35.0
1996	10,501	4,305	1,171	41.0	11.2	27.2
1997 4/	13,027	5,818	1,535	44.7	11.8	26.4

1/ Recursos previstos en el presupuesto y recursos extrapresupuestales para organismos y empresas de control presupuestal indirecto.

2/ Hasta 1994 se denominó Energía, Minas e Industria Paraestatal.

3/ Se refiere a la inversión de CFE y LFC.

4/ Inversión autorizada

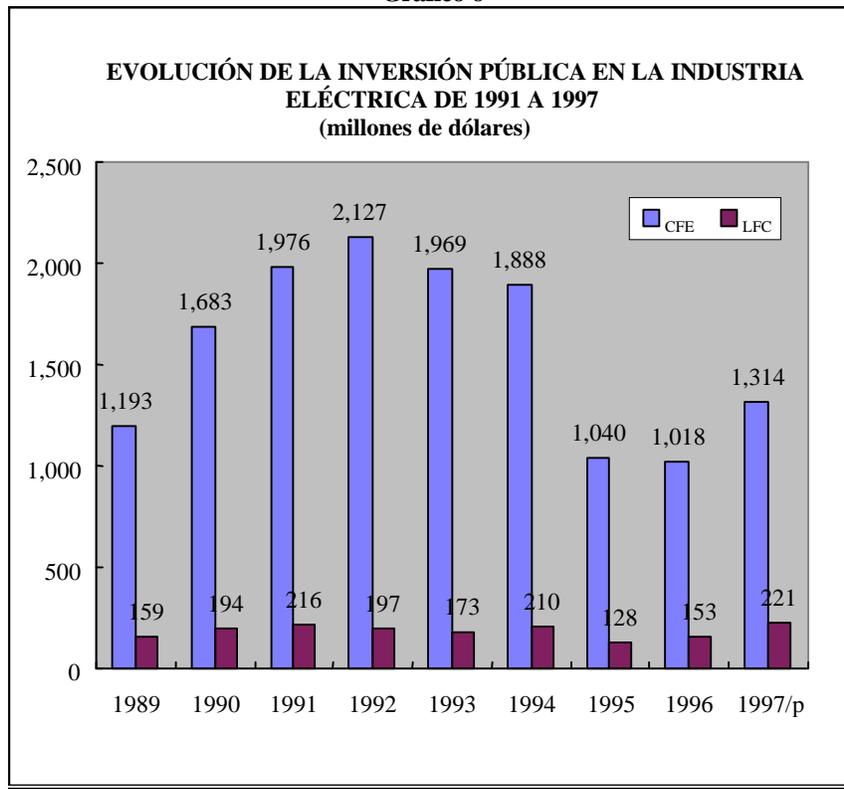
Fuente: *Informe Presidencial*, varios años.

Como consecuencia de las políticas de inversión, el peso de la industria eléctrica ha disminuido notablemente: si en 1992 llegó a representar casi el 17% de la inversión pública, un lustro después no alcanzaba el 12%. Con respecto a la inversión en el sector energético, su retroceso ha sido aún más acentuado, perdiendo casi 20 puntos porcentuales, al pasar del 46% al 26%. Nótese que el peso del sector energético en las inversiones públicas ha venido decayendo desde el inicio de la modernización impulsada por el presidente Salinas; en 1989 rozaba el 40%, pero en 1994 había caído hasta un 30%. Desde 1995 las inversiones se han vuelto a concentrar nuevamente en ese sector energético; para 1997 alcanzaba ya el 44.7%.

La inversión pública en el sector eléctrico se realiza sobre todo a través de CFE. En los últimos años ha realizado entre el 86% y el 90% de la inversión en esa industria. (ver gráfico 6). Como LFC opera sobre todo como empresa de distribución, sus montos de inversión son modestos y observan fluctuaciones menos marcadas que las de CFE, a quien afectan con mayor fuerza los cambios de la demanda y los vaivenes de la disponibilidad de recursos presupuestales del gobierno federal.

La importancia de las fuentes de financiamiento ha estado cambiando en forma notable (ver cuadro 12). Después de las medidas de saneamiento financiero y asunción de pasivos por parte del gobierno federal, en 1989 y 1990 el financiamiento reposó sobre todo en los recursos propios (alrededor del 74%) y en menor medida de las transferencias (16-11%) y los créditos (10-15%). Gracias a las medidas adoptadas para incrementar el autofinanciamiento, especialmente el aumento de tarifas, desde 1992 ya no se depende de los recursos fiscales para financiar la inversión pública en esta industria; desde entonces ha estado basada tanto en recursos propios como en créditos.

Gráfico 6



Fuente: Informe Presidencial, varios años. SE, Compendio Estadístico 1980-1997.

Cuadro 12
ESTRUCTURA FINANCIERA DE LA INVERSIÓN PÚBLICA EJERCIDA EN LA INDUSTRIA
ELÉCTRICA (1)
(millones de dólares)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
Comisión Federal de Electricidad									
Total	1,193	1,683	1,976	2,127	1,969	1,888.	1,040	1,018	1,314
Recursos fiscales	221	203	0	0	0	0.	0	0	0
Recursos propios	832	1,196	1,188	1,333	1,368	1,594.	508	207	258
Créditos	140	284	788	794	601	295.	533	812	1,056
Internos	0	0	421	349	197	0.	159	157	92
Externos	140	284	367	446	404	295.	373	654	964
Recursos fiscales (%)	18.5	12.1	0.0	0.0	0.0	0.	0.0	0.0	0.0
Recursos propios (%)	69.7	71.0	60.1	62.7	69.5	84.4.	48.8	20.3	19.6
Créditos (%)	11.7	16.9	39.9	37.3	30.5	15.6.	51.2	79.7	80.4
Luz y Fuerza del Centro									
Total	159	194	216	197	173	210.	128	153	221
Recursos fiscales	0	0	0	0	0	0.	0	0	0
Recursos propios	159	194	216	197	173	210.	128	153	221
Créditos	0	0	0	0	0	0.	0	0	0
Internos	0	0	0	0	0	0.	0	0	0
Externos	0	0	0	0	0	0.	0	0	0
CFE y LFC									
Total	1,352	1,878	2,191	2,324	2,143	2,098.	1,169	1,171	1,535
Recursos fiscales	221	203	0	0	0	0.	0	0	0
Recursos propios	991	1,390	1,403	1,530	1,542	1,803.	636	360	479
Créditos	140	284	788	794	601	295.	533	812	1,056
Internos	0	0	421	349	197	0.	159	157	92
Externos	140	284	367	446	404	295.	373	654	964
Recursos fiscales (%)	16.4	10.8	0.0	0.0	0.0	0.0.	0.0	0.0	0.0
Recursos propios (%)	73.3	74.0	64.0	65.8	71.9	86.0.	54.4	30.7	31.2
Créditos (%)	10.4	15.1	35.9	34.2	28.1	14.0.	45.6	69.3	68.8

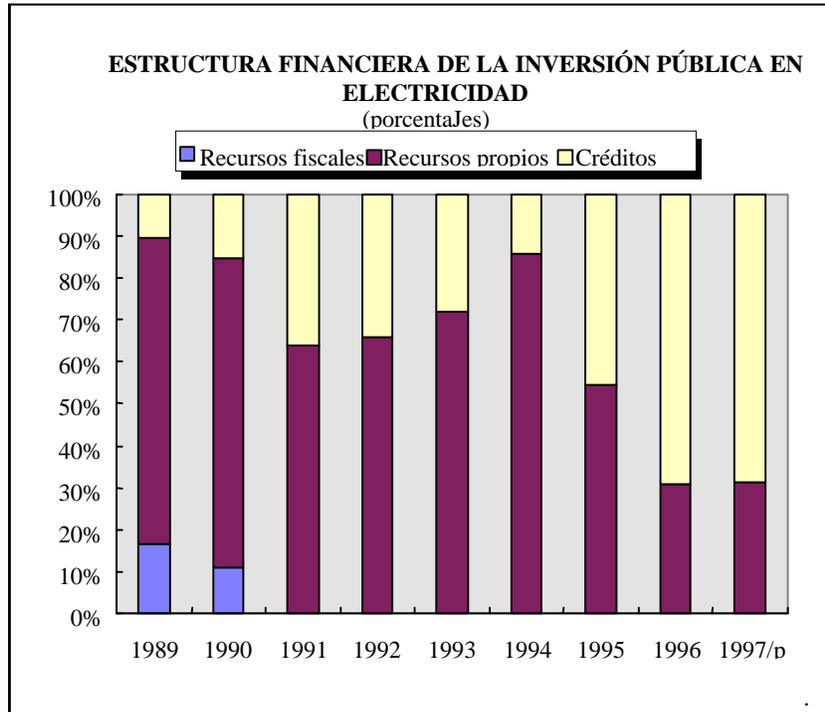
1. Inversión autorizada para 1997

Fuente: *Informe Presidencial*, varios años. SE, Compendio estadístico del sector energía 1980-1997.

Sin embargo, como la política de financiamiento ha puesto más énfasis en la participación privada mediante diversos esquemas financieros que en los recursos propios de las empresas públicas, el peso relativo de los créditos se ha incrementado en forma espectacular en los últimos tres años (ver gráfico 7): en 1996 y 1997 se situó en alrededor del 70%. En el caso de CFE, dicho peso es aún más importante, pues alcanzó el 80%. Por el contrario, LFC basa sus inversiones exclusivamente en recursos propios, aunque, como veremos más adelante, recibe cuantiosas transferencias del gobierno

para subsanar su déficit operativo. Hay que aclarar que la inversión privada para el servicio público de energía eléctrica está incluida dentro de las cifras relativas a CFE, ya que el pago de rentas cuenta como pasivos de largo plazo.

Gráfico 7

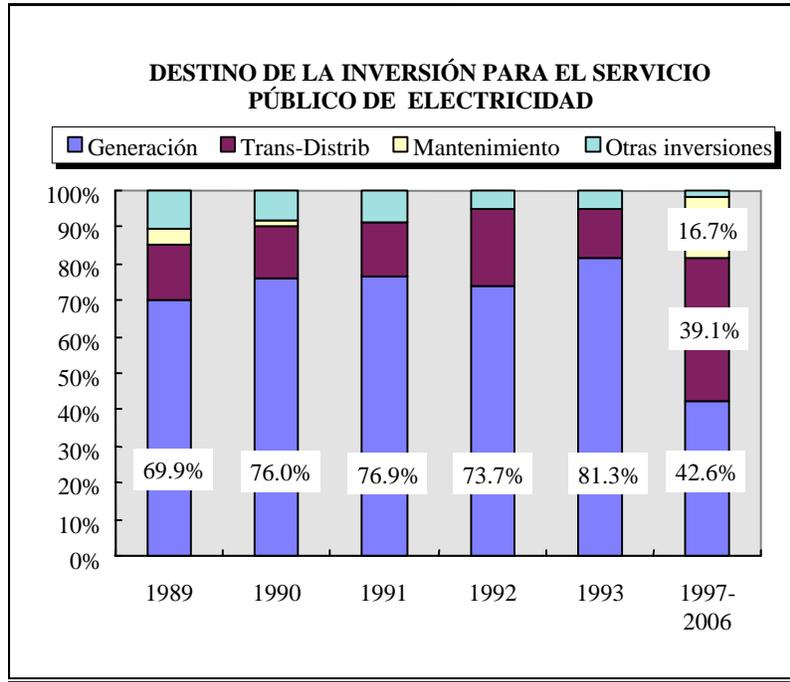


Fuente: Informe Presidencial, varios años. SE, Compendio Estadístico 1980-1997.

No es ocioso señalar que el monto de los subsidios a los consumidores ha llegado a ser más importante que el de la inversión: en 1995 y 1996 fue 50% superior, ya que en esos años la inversión se situó en 1,171 y 1,535 millones de dólares, pero los subsidios alcanzaron 1,733 y 2,391 millones de dólares.

Por lo que toca al destino de la inversión, la mayor parte se ha destinado a la actividad de generación (ver gráfico 8): entre el 70% y el 81% se orientó a ese rubro en el periodo 1989-1993. La construcción de líneas de transmisión y distribución así como de subestaciones acaparó entre 14% y 21%. El resto se ocupó en mantenimiento y otras inversiones (construcción de inmuebles, estudios, etcétera). La disminución de las inversiones en mantenimiento desde 1989 podrían explicar el aumento de las pérdidas totales de energía en el SEN, las cuales se elevaron de 10.0% en 1992 a 15.2% en 1995.²¹

Gráfico 8



Fuente: elaborado con cifras de Bastarrachea y Aguilar (1994) y SE (1997).

4. Requerimientos de inversión para la expansión del SEN entre 1997-2006

Se calcula que las inversiones requeridas para la expansión del SEN en el periodo 1997-2006 ascienden a unos 25,114 millones de dólares (ver cuadro 13), de las cuales la mayor parte se destinarán a la expansión del parque de generación (42.6%) y del sistema de transmisión (22.0%). La distribución y el mantenimiento absorberán porcentajes similares (17.1% y 16.7%, respectivamente). El restante 1.7% se destinará a otras inversiones complementarias. Esa estructura contrasta con la repartición tradicional en años precedentes, la cual acordaba mayor importancia a la generación. Se puede concluir, por lo tanto, que en años venideros se consentirá mayor esfuerzo a la disminución de las pérdidas e incremento de la eficiencia global del sistema.

Alrededor de 10,700 millones de dólares se destinarán para incrementar la capacidad de generación, la cual debe aumentar 13,189 MW. La expansión del sistema reposa fundamentalmente en la moderna tecnología de ciclo combinado (78.4% de las inversiones en generación). La participación de CFE y el sector privado es similar (52.1% y 47.9%), aunque la inversión pública sigue siendo ligeramente mayoritaria. Empero, hay una repartición de tareas precisa, CFE se concentrará en la transmisión (65.6%) y el sector privado en generación (94.7%).

Cuadro 13
REQUERIMIENTOS DE INVERSIÓN PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA, 1997-2006

	<i>millones de pesos de 1997</i>	<i>millones de dólares 1997</i>	<i>Participación de los sectores público y privado</i>	<i>Estructura de la inversión</i>
Total	198,862	25,114	100.0	100.0
CFE	103,611	13,085	52.1	
Sector privado (Pidiregas: CAT o PEE)	95,251	12,029	47.9	
Generación	84,737	10,701	100.0	42.6
CFE	4,529	572	5.3	
Sector Privado (Pidiregas: CAT o PEE)	80,208	10,129	94.7	
Hidroeléctricas	7,052	891		
Geotermoeléctricas	2,505	316		
Ciclos Combinados	66,452	8,392		
Duales	1,895	239		
Termoeléctricas	1,867	236		
Carboeléctricas	437	55		
Transmisión	43,728	5,522	100.0	22.0
Sector privado (Pidiregas: CAT)	15,042	1,900	34.4	
CFE	28,686	3,623	65.6	
Obras de transmisión y transformación	23,379	2,952		
Ampliaciones en subestaciones	3,763	475		
Ampliaciones normales del Cenace	1,545	195		
Distribución (3)	33,963	4,289		17.1
Mantenimiento (3)	33,123	4,183		16.7
Mantenimiento capitalizable	26,546	3,352		
Repotenciación	1,093	138		
Conversión a gas y reducción de NOx	1,825	230		
Otras inversiones (3)	3,312	418		1.7

1/ Tipo de cambio de 7.9185 pesos por un dólar

2/ La participación del sector privado se realizará mediante los Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto Público (Pidiregas) mediante esquemas financieros tipo CAT para transmisión, así como tipo CAT y Productor Externo de Energía (PEE) en generación.

3/ A cargo de CFE

Fuente: Secretaría de Energía, *Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 1997-2006*.

5. Situación financiera de CFE

CFE es una de las empresa de servicio público más grandes en el continente americano. Sus activos suman cerca de 40,000 millones de dólares. Atiende a 15.8 millones de usuarios repartidos en todo el territorio nacional, lo cual es equivalente al 74.8% de todos los usuarios. Genera 149,970 GWh, equivalente al 93.0% de la electricidad producida en el país. Además, sobre ella reposa casi todo el peso de la responsabilidad de responder al crecimiento de la demanda. Su situación financiera es clave para la obtención de créditos, tanto por parte de la misma empresa como por parte de los consorcios privados que desean participan en el financiamiento del programa de obras e inversiones mediante esquemas de arrendamiento o producción independiente; en esos tres casos --recursos propios, arrendamiento o productor independiente, la empresa pública es la fuente de las amortizaciones a los préstamos. En el caso concreto de los convenios de arrendamiento, las obligaciones de pago tienen clasificación igual a la del endeudamiento de la entidad. Por lo tanto, los bancos internacionales de fomento exigen una situación financiera sana por parte del arrendatario antes de aprobar cualquier préstamo. Entonces, la solvencia financiera de CFE es vital para el éxito de los proyectos de arrendamiento, sobre los cuales se apoya fuertemente la expansión del sistema eléctrico nacional.

CFE es una compañía sujeta a control presupuestal directo por parte del Estado. Su presupuesto de ingresos y egresos (más de 5,600 millones de dólares en 1996) es aprobado por el Congreso de la Unión a propuesta de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Esta última se encarga de fijar las tarifas eléctricas, la capacidad de endeudamiento, las reglas para el uso de los recursos disponibles y los esquemas financieros contratados con el sector privado, etcétera. Como resultado, la situación financiera de la entidad depende, en buena medida, de las decisiones que se toman fuera de la empresa.

Como se ha señalado, durante muchos años la situación financiera de CFE fue precaria, pero mejoró notablemente a finales de la década de los años ochenta y principios de la presente. La crisis económica y financiera en la que entró el país en diciembre de 1994 vino a complicar nuevamente la situación. Una combinación de factores desfavorables (retraso en los aumentos en las tarifas, exposición al endeudamiento en divisas y fuerte programa de inversiones) volvió a presionar las finanzas de la empresa. Por un lado, como su deuda de largo plazo --incluidos los arrendamientos-- están en su mayor parte contratados en moneda extranjera, sus obligaciones del servicio de la deuda aumentaron en forma considerable después de la devaluación. Por otro lado, los aumentos de tarifas no fueron lo suficientemente rápidos y cuantiosos para cerrar la brecha entre precios y costos reales de la electricidad, ya que el gobierno buscaba al mismo tiempo mitigar el impacto inflacionario y los efectos negativos sobre la sociedad. Finalmente, la crisis desaceleró momentáneamente el crecimiento de la demanda de electricidad, pero afectó el programa decenal de inversiones por la disminución de recursos para invertir. A pesar de todo, la contingencia fue rápidamente absorbida.

En la actualidad, la situación no es delicada, aunque hay que reconocer que podría ser mejor si la tarifas permitieran cubrir integralmente los costos. Analizando en detalle el periodo 1991-1996 se concluye que la estructura financiera de CFE ha sido relativamente sana, a pesar de los vaivenes de la economía (ver cuadros 14 y 15):

- Las transferencias del gobierno, comunes en el pasado para cubrir los costos operativos, fueron prácticamente eliminadas entre 1991 y 1994. Y aunque la devaluación del peso hizo necesario recurrir nuevamente a ese mecanismo, el monto de las transferencias ha disminuido notablemente: 602.2 millones de dólares en 1995 y 50.3 millones de dólares más en 1996:
- El margen operativo excluyendo beneficios y subsidios se ha situado entre 21% y 38%, respecto a los ingresos.
- La participación del activo fijo neto en el activo total ha fluctuado entre 78% y 94%.
- El activo fijo neto ha estado financiado entre un 3.4% y un 19.8% con pasivos a largo plazo en favor de terceros.
- El pasivo total ha sido equivalente al patrimonio entre 9.2% y 26.0%, lo que significa que por cada peso adeudado se han tenido entre 10.9 y 3.9 pesos propios. Aunque hay que reconocer que el peso de los pasivos de largo plazo ha ido en continuo aumento, en razón de las obligaciones de arrendamiento (ver gráfico 9).
- La participación propia en los activos (patrimonio/activo) se ha situado entre 91.6% y 77.3%.
- El nivel de liquidez (activo circulante/pasivo de corto plazo) es aceptable ya que por cada peso comprometido a menos de un año se ha dispuesto de entre 1.0 y 2.5 pesos.

De acuerdo con el *Informe Anual* de la empresa, en 1996 la vida útil remanente de los activos fijos en operación equivalía a 70% de la vida probable y su depreciación promedio por año era de 2.4%, lo que significa una garantía de por los menos 29 años de capacidad instalada para generar energía eléctrica y ventas similares a las de 1995. Las cuentas por cobrar representaban el 13.6% de los productos anuales, equivalentes a poco más de un mes de facturación, lo que se considera razonable en función de los tiempos de lectura, facturación y cobranza. En general, los indicadores de rentabilidad eran favorables: el margen de utilidad sobre ventas se situó en 7%, cifra superior al 6.4% observado en 1995.

Como se había señalado, la situación podía ser mejor sino fuera por los subsidios, los cuales siguen gravitando negativamente sobre las finanzas de CFE. La relación precio/costo de la electricidad ha disminuido en forma sostenida desde 1991, por lo que el monto total del subsidio ha ido en continuo aumento, pasando de 677 millones de dólares ese año a 2,391 millones de dólares en 1996 (ver gráfico 10)

Cuadro 14
BALANCE FINANCIERO DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(millones de dólares)

	1993	1994	1995	1996	1997p
Ingreso corriente	6,402	6,113	4,438	5,178	6,765
Ventas de bienes y servicios	6,040	5,892	4,169	4,998	6,533
Ingresos diversos	363	222	269	180	232
Gastos de operación	3,953	4,359	3,486	3,981	4,701
Servicios personales	1,225	1,405	855	881	1,021
Materiales y suministros	2,096	2,210	1,816	2,280	2,799
Intereses	301	252	438	346	314
Servicios generales	323	492	378	473	566
Balance de operación	2,450	1,754	952	1,197	2,065
+ Transferencias corrientes	0	0	713	50	0
- Impuestos	467	203	293	116	137
Balance corriente	1,982	1,551	1,372	1,132	1,928
Gasto de capital	1,969	2,003	1,040	1,018	1,524
Inversión física	1,969	1,888	1,040	1,018	1,524
Inversión de capital	0	115	0	0	0
Variación de cuentas ajenas	72	52	-11	33	44
Balance financiero total	85	-399	321	147	447
Financiamiento neto	-85	399	-321	-147	-447
Endeudamiento neto	206	174	-2,941	84	-354
Interno	197	123	-180	81	-21
Externo	8	50	-112	4	-334
Variación de disponibilidades	-291	226	-28	-231	-93

p. Cifras preliminares

Fuente: Con cifras de la SHCP, Estadísticas oportunas de finanzas públicas y deuda pública, varios números.

Cuadro 15
ESTRUCTURA DEL BALANCE FINANCIERO DE LA CFE
(millones de dólares al mes de diciembre)

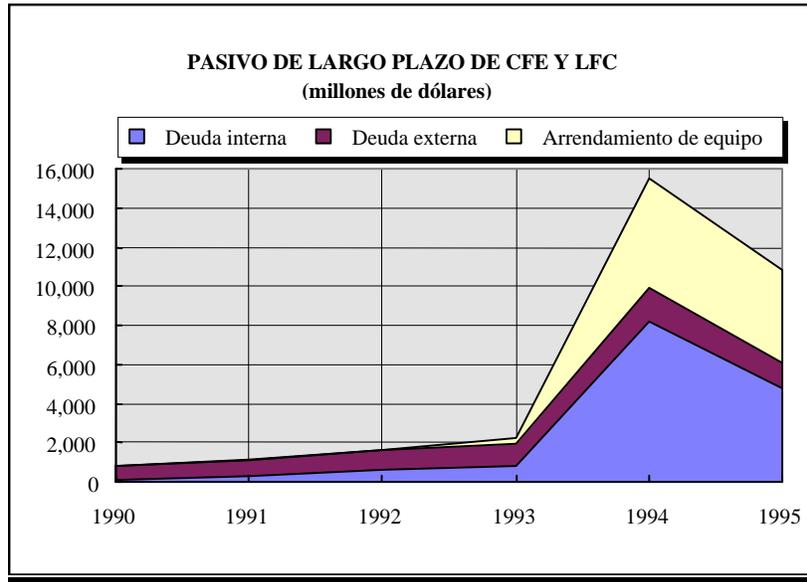
	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Activo	35,262	38,814	44,431	53,077	44,013	38,960
Activo fijo neto	32,442	34,567	34,575	42,698	36,705	36,458
Inversiones y cuentas por cobrar	264	308	6,680	6,905	5,214	91
Activo circulante	2,420	3,755	2,989	3,123	1,942	2,285
Otros saldos deudores	135	183	187	377	153	127
Pasivo y patrimonio	35,262	38,814	44,431	53,077	44,013	38,960
Largo plazo	1,100	1,627	2,187	8,716	7,248	5,766
Corto plazo	1,303	1,509	1,617	2,975	1,704	2,043
Diferido	185	147	107	100	16	0
Reservas	371	451	208	239	123	129
Patrimonio total	32,303	35,079	40,313	41,047	34,922	31,022
Relaciones financieras						
<i>Del balance (%)</i>						
Activo fijo/activo total	92.0	89.1	77.8	80.4	83.4	93.6
Activo fijo neto/patrimonio total	100.4	98.5	85.8	104.0	105.1	117.5
Activo fijo neto/patrimonio + pasivo a largo plazo	97.1	94.2	81.4	85.8	87.0	99.1
Pasivo a largo plazo/activo fijo neto	3.4	4.7	6.3	20.4	19.7	15.8
Depreciación/activo fijo promedio	2.4	2.4	2.8	2.8	2.5	2.4
Activo circulante/pasivo a corto plazo (veces)	1.9	2.5	1.8	1.0	1.1	1.1
Pasivo/Patrimonio	9.2	10.6	10.2	29.3	26.0	25.6
Patrimonio/activo	91.6	90.4	90.7	77.3	79.3	79.6
<i>Del estado de resultados (%)</i>						
Costo de explotación/ventas totales	63.2	63.3	60.7	62.9	70.4	70.9
Depreciación/ventas totales	15.4	14.5	14.0	15.9	20.9	19.9
Gastos de oficina nacional/ventas totales	1.1	1.1	1.4	1.5	3.1	2.8
Cuentas por cobrar/productos	nd	nd	nd	nd	14.0	13.7
Productos/activo fijo neto	16.0	16.6	19.0	15.6	12.6	15.5

Fuente: con cifras de CFE, *Informe Anual*, varios años

Es importante señalar que la compañía asume ella sola ese costo; es parte de la función social que le han asignado los sucesivos gobiernos, sin distinguir si estos se inclinan por las tendencias estatistas o neoliberales. Para mitigar las distorsiones asociadas a ese subsidio, la Secretaría de Hacienda introdujo en la contabilidad de CFE el concepto de "subsidio explícito". Sin embargo, "es un rubro sin contrapartida en efectivo que representa solamente una cuenta interna de crédito del gobierno. Compensa estos subsidios un rubro llamado "aprovechamientos" que es un cargo del gobierno a CFE y se basa en un porcentaje fijo de los activos fijos netos del año anterior. Otro rubro

sin contrapartida en efectivo que aparece en los estados financieros es la amortización de la deuda asumida por el gobierno federal".²²

Gráfico 9



Fuente: INEGI, El Sector Energético en México 1996.

Gráfico 10



Fuente: Bastarrachea y Aguilar (1994) y CFE, Informe Anual, varios años.

6. Políticas de financiamiento para la expansión del SEN

De acuerdo con el *Informe Anual 1996* de CFE en el transcurso de ese año se estructuró el plan de financiamiento, que tiene por objetivo primordial, por un lado, financiar la expansión del sistema eléctrico nacional de acuerdo con el pronóstico de crecimiento de la demanda y, por el otro, mejorar el perfil de la deuda de la entidad mediante el refinanciamiento de pasivos con menores costos y plazos más largos. El plan se adecua a las nuevas disposiciones dictadas por la Secretaría de Hacienda en materia de criterios de evaluación financiera, registro contable y presupuestal, así como manejo de obligaciones de deuda. Es importante señalar que la clasificación crediticia de CFE continúa siendo equivalente a la deuda soberana del país.

Dentro del primer objetivo --financiar la expansión del SEN-- el plan continúa propiciando la participación del sector privado en la ampliación de la infraestructura eléctrica del país, convocando a concurso instalaciones de centrales generadoras y proyectos de transmisión y transformación. La participación de la inversión privada se contempla bajo tres figuras distintas: contratos CAT, los Contratos de Servicios y los esquema Productor Externo de Energía. Los contratos CAT se aplican tanto a las plantas generadoras como a las líneas de transmisión y estaciones de transformación. Los Contratos de Servicio corresponden a obras complementarias como la construcción de instalaciones para alimentar con combustible las centrales. Los esquemas Productor Externo de Energía, equivalentes a los contrato del tipo BOO (*Built-Own-Operate*), corresponden a proyectos para vender toda la electricidad generada a CFE.

Esas tres figuras han sido ajustadas a los nuevos lineamientos para la realización de proyectos con recursos privados, cuyo financiamiento no afecta el presupuesto de la entidad y no incrementa de manera inmediata el gasto público. Este esquema normativo se denomina Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS).²³ Este esquema se destina a los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo que permiten ampliar la cobertura del gasto público pero diferir su pago en los subsecuentes ejercicios fiscales. La fuente de pago es el flujo de recursos generado por el proyecto. Se registran como pasivo directo los pagos correspondientes a los vencimientos del ejercicio corriente y del que sigue, en tanto que el resto se consideran como pasivo contingente conforme al desarrollo del proyecto. Dentro de ese reciente esquema normativo ya se han incluido los proyectos Samalayuca II, Rosarito III, Chihuahua y Monterrey.

También dentro del objetivo de financiar la expansión del SEN, el plan de financiamiento contempla la contratación de créditos sindicados en los mercados internacionales de deuda y capitales, emisiones de bonos, papel comercial y apoyos crediticios de la banca multilateral de desarrollo, para que CFE realice las obras que no se hayan dejado a cargo de empresas privadas.

Los resultados de la nueva política de financiamiento mediante recursos privados desde que inició la reforma en 1989 y hasta comienzos de 1998, han sido los siguientes:

Contratos Construir-Arrendar-Transferir

Respecto a la generación se tienen los siguientes resultados

- 4 proyectos en operación comprendiendo una capacidad de 3,320 MW e inversiones por 3,600 millones de dólares: se trata de las centrales térmicas de Petacalco II (1400 MW), Tuxpan II (1,400 MW) y Topolobampo II (320 MW), así como de la hidroeléctrica Temascal II (200 MW).
- 1 proyecto en operación comprendiendo la hidroeléctrica Huites (420 MW) en participación con la Comisión Nacional del Agua.
- 1 proyecto en construcción (Samalayuca II), de 690 MW e inversión por 643 millones de dólares, completamente financiada por inversionistas privados y sin garantía gubernamental.
- 4 proyectos en licitación totalizando 1,450 MW y una inversión de 884 millones de dólares. Se trata de los ciclos combinados Rosarito III (450 MW), Chihuahua (450 MW) y Monterrey (450 MW), así como la central geotérmica Cerro Prieto (100 MW), que tampoco contará con garantía gubernamental.

Respecto a las líneas de transmisión y transformación se tienen los siguientes resultados

- 2 paquetes en operación: la línea Mazatlán-Durango y la subestación San Nicolás
- 11 paquetes de líneas licitados en diciembre de 1996.
- 9 paquetes a licitarse en el transcurso de 1997.

Contratos de Servicio

- Gasoducto para la centrales Mérida III, implicando una inversión por 300 millones de dólares.
- Gasoducto para la central Samalayuca II, con un monto de inversión de 33 millones de dólares.
- Terminal de carbón para la central Petacalco, con 148 millones de dólares de inversión extranjera directa.

Productor Externo de Energía

1 central en construcción (Mérida III), de una capacidad de 440 MW e inversión de 240 millones de dólares.

4 centrales en licitación entre 1997 y 1998, comprendiendo una capacidad total de 1,350 MW y un monto de inversión de 900 millones de dólares. Se trata de las centrales de ciclo combinado El Sauz (450 MW), Hermosillo (225 MW), Río Bravo (450 MW) y Saltillo (225 MW),

En total, el sector privado ha movilizado recursos por alrededor de 5,000 millones de dólares desde que se inició la reforma, sin contar las obras en transmisión y transformación A corto plazo (2 años) se espera el ingreso de otros 1,800 millones de dólares, únicamente en proyectos de generación.

Desgraciadamente, los costos de generación de los proyectos financiados con capitales privados no son públicos. Las autoridades y las empresas consideran las cifras como información estratégica y confidencial. Sin embargo, de acuerdo con fuentes confiables de la industria que declinaron ser citadas, el orden de magnitud de dichos costos sería el siguiente: para los productores

independiente estaría entre 2.4 y 2.8 centavos de dólar por kWh, los cuales resultan muy competitivos. Estas cifras corresponden a los proyectos Monterrey y Rosarito III respectivamente. Mérida III caería en este intervalo al registrar un costo de 2.8-3.0 centavos de dólar por kWh. Los proyectos financiados mediante el esquema BLT tendría costos de producción mucho más importantes. Por ejemplo, los de Samalayuca II serían del orden de 5.5 centavos de dólar por kWh, lo cual es relativamente caro, pues representa casi el doble de los precios propuestos por los productores independientes señalados.

Los resultados de CFE en conseguir recursos para autofinanciar las obras que le han sido asignadas son los siguientes. En 1992 y en 1993 se efectuó una emisión de eurobonos y una operación de venta-arrendamiento-transferencia, denominada en inglés “sale-leaseback”, que en conjunto aportaron 350 millones de dólares. En 1996 obtuvo recursos por 1,000 millones de pesos en el mercado nacional mediante la Oferta Pública de Pagares CFE, a un plazo de tres años, colocada por medio de la Bolsa Mexicana de Valores. Ese mismo año, la CFE regreso a los mercados internacionales de dinero con dos operaciones: la primera con la emisión de papel comercial por 300 millones de dólares y la segunda con un crédito sindicado por un monto de 250 millones de dólares. Se recibieron créditos la financiar líneas de transmisión por 14.5 millones de marcos. Con la banca alemana se establecieron dos líneas de crédito globales de 100 y 14.5 millones de marcos. Con la banca francesa se contrato una línea de crédito por 100 millones de francos.

7. Inversión en la generación de electricidad autoabastecida

Desde el comienzo de la reforma hasta el mes de febrero de 1998 se habían otorgado 71 permisos para generar electricidad para usos propios, de los cuales 32 han tenido como finalidad regularizar a los autogeneradores en operación antes de la entrada de la reforma.²⁴ Los otros 42 permisos corresponden a nuevos proyectos de generación y pueden ser considerados fruto de la reforma. Las inversiones involucradas en dichos proyectos, si todos se materializan, ascenderán a unos 1,720 millones de dólares.²⁵ Sin embargo hay que tomar en cuenta que algunos sufren retrasos y otros probablemente no verán la luz por razones técnicas, económicas o financieras.

V. LA PARTICIPACIÓN DEL SECTOR PRIVADO EN LA INVERSIÓN

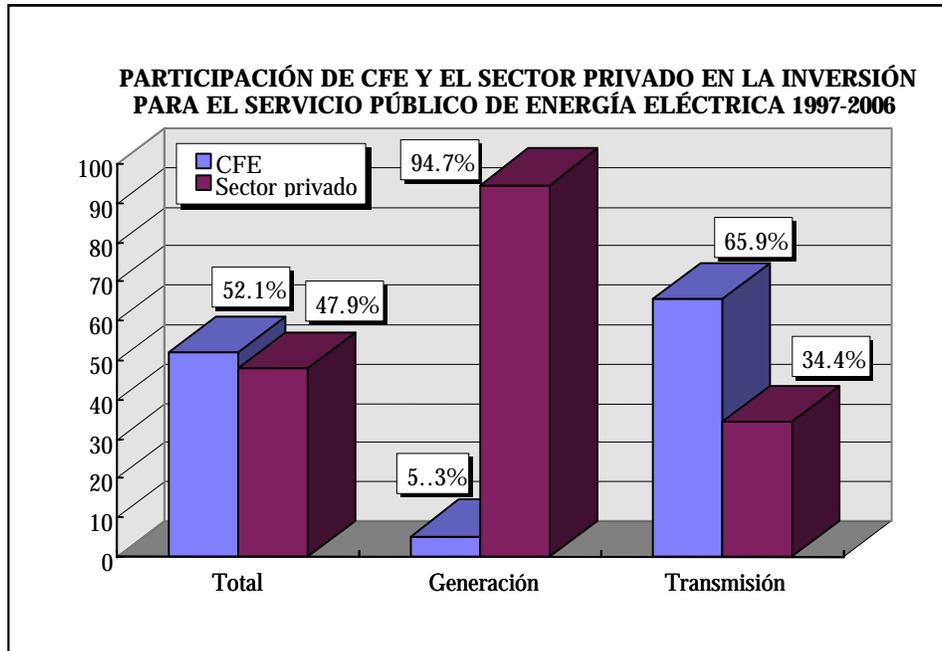
Contrariamente al pasado, el sector privado puede ahora participar en las actividades de generación, transmisión y comercio exterior (ver recuadro 1). En el primer segmento dicha participación ocurre en dos niveles: por un lado en la generación de energía eléctrica para el servicio público, la cual debe darse en el marco de los planes oficiales de desarrollo del sistema eléctrico nacional mediante un contrato CAT o un esquema productor independiente; por otra parte, en la generación de energía eléctrica para usos propios, la cual no está sujeta a un plan determinado y por lo tanto es libre, aunque debe solicitarse un permiso de autoabastecimiento, pequeña producción o cogeneración. La generación para exportación también está permitida, siempre y cuando provenga de la producción independiente, la cogeneración o la pequeña producción. En la transmisión, los inversionistas privados pueden participar únicamente mediante contratos CAT. La importación para autoabastecimiento tampoco está sujeta a un programa oficial de compras externas, pero requiere de un permiso.

Recuadro 1	
ESPACIOS ABIERTOS AL SECTOR PRIVADO A PARTIR DE DICIEMBRE DE 1992 Y MODALIDAD DE PARTICIPACIÓN	
•	Generación para servicio público <i>Contratos CAT</i> <i>Permiso de productor independiente</i>
•	Generación para usos propios <i>Permiso de autoabastecimiento</i> <i>Permiso de cogeneración</i> <i>Permiso de pequeña producción</i>
•	Transmisión y transformación para servicio público <i>Contrato CAT</i>
•	Transmisión y transformación para usos propios
•	Importación de electricidad para autoabastecimiento <i>Permiso de importación</i>
•	Exportación a partir de permisos de cogeneración, autoabastecimiento y pequeña producción

Si en un principio la participación del sector privado en la industria eléctrica se concibió como complementario, con el correr de los años ha adquirido mayor importancia y en algunas actividades es

ahora preponderante (ver gráfico 11). Así, para el periodo 1997-2000 se prevé que las empresas privadas participen con el 94.7% de las inversiones en generación mediante esquemas CAT o productor independiente. En las actividades de transmisión esa contribución se eleva al 34.4%, pero sólo se prevén esquemas del tipo CAT. En total, se prevé que el sector privado participe con el 47.9% de todas las inversiones destinadas a la expansión del SEN en los próximos diez años.

Gráfico 11



Fuente: SE, Documento de Prospectiva del Sector Eléctrico, 1997-2006.

A continuación se analiza los avances y las perspectivas de la participación privada en cada uno de esos segmentos, así como en el conjunto de la industria.

1. En la generación para el servicio público

De acuerdo con la LSPEE y el decreto de creación de LFC, dos empresa públicas, CFE y LFC, son las encargadas de generar electricidad que tenga por objeto la prestación de servicio público. Pero recae únicamente sobre CFE la obligación de formular y proponer al Ejecutivo Federal los programas de operación, inversión y financiamiento que a corto, mediano y largo plazo, requiera la prestación del servicio público. Tanto en el corto como en el largo plazo, debe aprovecharse la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo y que ofrezca además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio.

Para cumplir con lo anterior se procede de la manera siguiente: CFE elabora planes de expansión del sistema eléctrico nacional, incluyendo las características de las nuevas instalaciones de generación que se requieran. Con base en la información anterior, la Secretaría de Energía determina las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación; así mismo y

apoyándose en criterios comparativos de costos de dicha dependencia, determina si la instalación será ejecutada por las empresas públicas o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica requerida.

En el primer caso, es decir, cuando la empresa pública es la ejecutora del proyecto, ésta se responsabiliza de reunir fondos necesarios, por lo cual puede apoyarse en las fuentes tradicionales de financiamiento (recursos propios, crédito que le otorguen los proveedores de equipo, préstamos de organismos multilaterales de crédito, transferencias del gobierno federal, préstamos de la banca comercial), en las emisiones de bonos en los mercados de capital, o en esquemas financieros contratados con inversionistas privados, normalmente en la forma de contratos CAT. En el segundo caso, es decir, cuando se convoca a los particulares a suministrar directamente la energía eléctrica, estos se encargan de reunir los fondos necesarios, realizar la obra, operar la planta y entregar la producción al SEN.

Los planes de expansión se plasman en un Documento de Prospectiva, aprobado y publicado por la Secretaría de Energía al menos una vez al año, de acuerdo por lo previsto en el Reglamento de la LSPEE. Este documento describe y analiza por un período de 10 años las necesidades previsibles del país en materia de energía eléctrica, las posibles acciones a emprender por parte del suministrador (CFE y LFC), y de los particulares para enfrentar dichas necesidades. Sirve como documento oficial para todos los interesados y marco de referencia general para los programas de obras para la prestación del servicio público, sin perjuicio que éstos podrán ser definidos, modificados o ajustados por la Secretaría de Energía de acuerdo a las circunstancias.

1.1 Contratos CAT para construcción de centrales

Desde que se inició la reforma en 1989 y hasta 1995, CFE contrató cuatro proyectos de generación utilizando el esquema CAT, asumiendo al mismo tiempo la responsabilidad del financiamiento y los riesgos durante la construcción. Al término de ésta última etapa, CFE transfería los compromisos financieros y los riesgos a las empresas privadas participantes en el proyecto en el marco de un convenio de renta-arrendamiento. Dichos proyectos (Petacalco, Tuxpan, Topolobampo y Temascal), sumaron 3,320 MW y una inversión estimada de 3,600 millones de dólares (ver cuadro 16). Dos de los mismos fueron financiados parcialmente luego de la construcción, mediante la colocación privada de bonos por un valor de 250 millones de dólares en 1993.

En mayo de 1996 se contrató el proyecto Samalayuca II (ciclo combinado de 690 MW) también bajo el esquema CAT, pero esta vez la construcción sería completamente financiada con fondos privados. El financiamiento (643.4 millones de dólares) fue concebido originalmente por los patrocinadores, quienes ganaron la licitación internacional correspondiente en diciembre de 1992, como una transacción en el mercado internacional de capitales. Sin embargo, con la devaluación del peso en diciembre de 1994 esta alternativa dejó de ser viable.

Cuadro 16
PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BAJO LA MODALIDAD
CONSTRUIR-ARRENDAR-TRANSFERIR, 1993-2003

<i>Proyecto y Ubicación</i>	<i>Consortio</i>	<i>Tipo (1)</i>	<i>Fecha de concurso</i>	<i>Capacidad (MW)</i>	<i>Situación al primer trimestre de 1988 (2)</i>	<i>Entrada en operación</i>	<i>Inversión (millones de dólares)</i>
Petalcalco	nd	C/CA	nd	2100	En operación	1993	nd
Tuxpan	nd	C	nd	700	En operación	1996	nd
Topolobampo II	nd	C	nd	320	En operación	1995	nd
Temascal II	nd	HID	nd	200	En operación	1996	nd
Samalayuca II	General Electric...	CC	1991	690	En construcción	1998	643
Cerro Prieto IV	Mitsubishi	GEO	1996	100	En negociación	2000	100
Rosarito III (7 y 8)	ABB, Missho Iwai	CC	1996	450	En negociación	2000	244
Chihuahua	Mitsubishi	CC	1996	450	En negociación	2000	240
Monterrey	ABB, Missho Iwai	CC	1996	450	En negociación	2000	300
La Venta 1 y 2	Pendiente	EOL	1996	54	En trámite	1999	nd
Marítaro	ICA	GEO	1997	50	En negociación	1999	nd
El Chino I	Pendiente	GEO	1997	50	En trámite	1999	nd
Tres Vírgenes	Pendiente	GEO	1988	10	En trámite	1998	nd
Pto. San Carlos	Pendiente	CITD	1988	75	En trámite	2001-2003	nd
Guerrero Negro 6	Pendiente	CITD	1988	18	En trámite	1999	nd

1. C: combustóleo. CA: Carbón. HID: Hidroeléctrica. CC: Ciclo Combinado. GEO: Geotérmica. CITD: Combustión Interna Diesel. TG: Turbina de Gas. EOL: Energía eólica.
2. En negociaciones: pláticas con el ganador de la licitación para afinar detalles. En trámite: licitación en trámite con las autoridades.

Fuente: Secretaría de Energía, *DOPSE*, varios años. CFE, *Informe Anual*, varios años.

Bajo las nuevas circunstancias, el proyecto fue reestructurado para que el financiamiento estuviera a cargo del los patrocinadores (20%), la CFE (1.9%) y el BID (11.6%). El 66.5% restante será aportado por bancos comerciales internacionales y el EXINBANK de Estados Unidos. Este último extendió una cobertura exclusivamente contra riesgos políticos durante la construcción. La financiación del arrendamiento sería provista por bancos comerciales al amparo de una garantía amplia o de un préstamo directo del EXINBANK. Los costos estimados del proyecto presentan en el cuadro 17.

Cuadro 17
COSTOS DEL PROYECTO SAMALAYUCA II

	<i>Millones de dólares</i>	<i>%</i>
Total del proyecto	643.4	100
Contrato llave en mano	428.2	67
Derechos aduaneros	22.3	3
Costos legales, financieros y de desarrollo	18.0	3
Intereses durante la construcción y cargos	144.9	22
Imprevistos	30.0	5

Fuente: Banco Interamericano de Desarrollo (1995).

Las obligaciones de pago de la CFE en virtud del convenio de arrendamiento tienen clasificación igual a la de endeudamiento externo de la entidad.

El proyecto se realiza en dos fases: la primera comprende el diseño, la adquisición, el financiamiento, la construcción de la planta y las pruebas de desempeño. CFE es la responsable de las medidas para el abastecimiento del combustible, así como de la capacidad de transmisión eléctrica para la planta. El gas natural será traído de los Estados Unidos mediante un ducto de 34 km. La segunda fase consiste en el arrendamiento por 20 años, durante los cuales CFE tiene a su cargo el funcionamiento y el mantenimiento. Al final del periodo de arrendamiento la propiedad de la planta será transferida a la CFE.

El proyecto se licitó y adjudicó según los lineamientos para la realización de Proyectos Termoeléctricos con Recursos Extrapresupuestales de julio de 1991 y establecidos por la Comisión Intersecretarial de Gasto y Financiamiento de la Secretaría de Hacienda. Entre los principales requisitos estipulados se contaban los siguientes: a) el proyecto debía ser construido y operado sin afectar el presupuesto de inversión del gobierno o de la CFE; b) la CFE celebraría un convenio de arrendamiento para la planta y el título de propiedad quedaría en manos de la CFE al término del arrendamiento; c) el convenio de arrendamiento debía estipular el empleo de una empresa de fideicomiso autorizada por el gobierno como arrendador; d) todos los proyectos serían realizados bajo contratos llave en mano; e) los proyectos construidos bajo estos lineamientos no serían garantizados por el gobierno federal o la CFE. El empleo de la estructura de fideicomiso era una medida importante para resguardar los pagos a los prestamistas e inversionistas.²⁶

Así, para cumplir con el marco jurídico, se constituyó un fideicomiso, cuya administración quedó a cargo del Banco Nacional de México (BANAMEX), la principal institución bancaria privada del país, fungiendo como síndico, en representación de los prestamistas e inversionistas. El síndico es el encargado de celebrar los convenios de arrendamiento, los de préstamo y el contrato llave en mano en representación de la Compañía Samalayuca II, propietaria del fideicomiso. El fideicomiso recibe y desembolsa todos los pagos relacionados con el proyecto. El convenio de fideicomiso define los derechos y obligaciones de los inversionistas, CFE, prestamistas y del consorcio constructor. El contrato llave en mano fija la obligación del consorcio constructor de diseñar y construir la central de

acuerdo con un precio fijo y un tiempo determinado. El convenio de arrendamiento, establece un periodo de arrendamiento por 20 años, durante el cual la CFE se obliga a pagar todos los costos y gastos relacionados con el uso, operación, mantenimiento, seguro y reparación de la planta durante ese período. Los pagos por concepto de arrendamiento de destinan a cancelar las obligaciones financieras del proyecto, incluyendo intereses, honorarios, así como el rendimiento del capital prenegociado (“renta básica”). El convenio de arrendamiento también dispone el pago de impuestos, honorarios del síndico y el incremento del arrendamiento, en caso de aumento de costos (“renta complementaria”). Los pagos se efectúan en dólares de los Estados Unidos.

1.2 Contratos CAT para obras auxiliares en generación

Para la construcción de costosas instalaciones auxiliares, por ejemplo para alimentar con combustible las centrales, CFE se ha estado también apoyando en el sector privado, mediante contratos de servicio. En ese caso se encuentran los gasoductos que alimentarán a las centrales Mérida III y Samalayuca II, así como la Terminal de Carbón Petacalco asociada a la central carboeléctrica Plutarco Elías Calles.

1.3 Producción independiente

Desde que se modificó la LSPEE y hasta 1998 se ha autorizado sólo un permiso (Mérida III) y se ha lanzado la licitación para que cuatro proyectos de ciclo combinado para que se desarrollen bajo esa modalidad (ver cuadro 18).

Cuadro 18
PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BAJO LA MODALIDAD PRODUCCIÓN INDEPENDIENTE

<i>Proyecto y Ubicación</i>	<i>Consortio</i>	<i>Tipo</i>	<i>Fecha de concurso</i>	<i>Capacidad (MW)</i>	<i>Situación IT-1988</i>	<i>Entrada en operación</i>
Mérida III	Nichimen Corporation	CC	1996	499	En construcción	2000
El Sauz	En concurso	CC	1998	450	En trámite	2001
Hermosillo	En concurso	CC	1998	225	En trámite	2001
Río Bravo	En concurso	CC	1998	900	En trámite	2003-2004
Saltillo	En concurso	CC	1998	225	En trámite	2001

1. CC: Ciclo Combinado.

2. En trámite: licitación en trámite con las autoridades.

Fuente: Secretaría de Energía, *DOPSE*, varios años. CFE, *Informe Anual*, varios años.

Después de varios errores que impidieron cumplir con el calendario originalmente previsto, la viabilidad del proyecto Mérida III quedó garantizada con la firma de cuatro contratos y la obtención de dos permisos expedidos por la CRE, cuyo orden fue el siguiente: un contrato de Compromiso de Capacidad de Generación y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada, entre la CFE y el grupo ganador de la licitación correspondiente; un contrato para el Servicio de Transporte de Gas Natural, por 25 años, entre la CFE y el grupo Gutsa-Intergen-Transcada, que ganó la licitación lanzada para ese efecto; un contrato de compraventa de gas natural entre la CFE y PGPB, que es el abastecedor de primera mano; un contrato de interconexión de gas entre el vendedor de primera mano (PGPB) y el transportista; un permiso de producción independiente de

energía eléctrica para Nichimen y sus socios; y un permiso de transporte de gas natural para Gutsa y sus socios. Nótese que el papel jugado por la CFE es crucial, al desempeñarse simultáneamente, como comercializador de gas natural (actividad que no requiere permiso de la CRE), al comprar el energético al productor, contratar el servicio de transporte y vender el insumo al productor independiente, asimismo, como cliente cautivo del IPP al comprar toda la energía eléctrica generada por este último. Así, es la CFE la que asume el riesgo de suministro de gas, descargando a los inversionistas privados --transportista o productor independiente-- de esa posibilidad. De igual modo, la CFE asume el riesgo de la demanda de electricidad, la cual podría ser inferior a lo previsto.

Cuadro 19
PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CON ESQUEMA
FINANCIERO POR DEFINIRSE Y ENTRAR EN OPERACIÓN A PARTIR
DEL AÑO 2002

<i>Proyecto y Ubicación</i>	<i>Consortio</i>	<i>Tipo</i>	<i>Fecha de concurso</i>	<i>Capacidad (MW)</i>	<i>Entrada en operación</i>
El Cajón	A concurso	HID	1988	636	2005
Monterrey	A concurso	CC	1988	450	2002
Altamira	A concurso	CC/C	1988	1350	2002-2006
Naco-Nogales	A concurso	CC	1988	450	2003-2005
Rosarito 10 y 11	A concurso	CC	1988	450	2003
Tuxpan	A concurso	CC	1988	900	2002-2003
Campeche III	A concurso	CC	1988	225	2002
F. Villa	A concurso	CC	1999	249	2003
Laguna I y II	A concurso	CC	2000	450	2004
Matamoros	A concurso	CC	2001	900	2005-2006
Oriental	A concurso	CC	2001	900	2005-2006
Valladolid	A concurso	CC	2001	225	2005
Pto San Carlos	A concurso	CITD	2002	37.5	2006
Baja California	A concurso	CC	2002	225	2006

C: combustóleo. HID: Hidroeléctrica. CC: Ciclo Combinado. CITD: Combustión Interna Diesel.

Fuente: Secretaría de Energía, DOPSE, varios años. CFE, Informe Anual, varios años.

1.4 Proyectos con esquema financiero por definirse

Hasta el primer trimestre de 1998 desconocía el esquema financiero (CAT, PEE o RP) que será aplicado a los 15 proyectos que se licitarán entre 1998 y el año 2002, los cuales suman 8,347 MW y deberán empezar a operar en ese último año. Se espera que todos sean desarrollados por inversionistas privados, con excepción de la central hidroeléctrica El Cajón.

2. En la generación para usos propios

Desde las modificaciones a la LEPSS en diciembre de 1992 y la publicación de su Reglamento en mayo de 1993, hasta el mes de febrero de 1998, se han extendido 71 permisos para demanda autoabastecida totalizando una capacidad de 3,144 MW (ver cuadro 20). De esta capacidad el 47.6% corresponde a la modalidad de autoabastecimiento, 51.7% a la de cogeneración y 0.6% a la de pequeña producción.²⁷

La tecnología utilizada por los permisionarios es bastante diversificada (ver cuadro 21), aunque con fuerte concentración en el uso de las turbinas de gas (51.3%), seguida de las turbinas de vapor (20.2%), lecho fluidizado (13.7%), aerogeneradores (5.3%), combustión interna (3.6%), microcentrales hidráulicas (3.5%), ciclo combinado (2.2%) y calderas de parrilla (0.2%).

Cuadro 21
TECNOLOGÍA UTILIZADA EN LA GENERACIÓN PARA USOS PROPIOS

<i>Tecnología</i>	<i>Permisos</i>	<i>Capacidad (MW)</i>	<i>Participación (%)</i>
Total	71	3144	100.0
Turbinas de gas	27	1,614	51.3
Ciclo combinado	1	69	2.2
Lecho fluidizado	2	430	13.7
Turbina de vapor	11	635	20.2
Motores de combustión	16	113	3.6
Turbinas hidráulicas	8	111	3.5
Caldera de parrilla	1	5	0.2
Eoloelectricas	5	168	5.3

Notas: permisos otorgados desde el inicio de la reforma hasta febrero de 1998

Fuente: elaboración con cifras proporcionadas por la CRE.

La respuesta a la pregunta qué tan modernos son los equipos que están utilizando las empresas que se autoabastecen es un tanto incierta. Las altamente eficientes plantas de ciclo combinado y de lecho fluidizado totalizan 69 MW y 430 MW respectivamente, lo que corresponde a sólo un 24.3% de la capacidad total implicada en los permisos. Es muy probable que esa participación de la tecnología moderna sea mayor, sin embargo, la información disponible no permite saber cuánto más, en buen medida porque se desconoce el número de equipos de alta eficiencia que operan dentro de la categoría turbinas de gas.²⁸

Cuadro 20

PERMISOS OTORGADOS PARA AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Empresa permisionaria	Tipo de permiso	Fecha de permiso	Capacidad MW	Tecnología	Ubicación (estado)	Costo \$US/kW	Inversión (M\$US)	
Cogeneración								
1	Energía de Nuevo León S.A. de C.V.	COG	10-Mar-94	225.00	Turbina de gas	Nuevo León	300	67.5
2	Productora de Papel, S.A. de C.V.	COG	20-Jul-94	9.23	Turbina de gas	Nuevo León	300	2.8
3	Fersinsa Gist-Brocades, S.A. de C.V.	COG	20-Jul-94	5.30	Turbina de gas	Coahuila	300	1.6
4	Fabrica la Estrella, S.A. de C.V.	COG	06-Sep-94	8.38	Turbina de gas	Coahuila	300	2.5
5	Proteinas industriales de La Laguna, S.A. de C.V.	COG	06-Sep-94	2.65	Turbina de gas	Durango	300	0.8
6	Productos Ecológicos, S.A. de C.V.	COG	15-Sep-94	42.40	Turbina de gas	Veracruz	300	12.7
7	Almidones Mexicanos, S.A. de C.V.	COG	05-Oct-94	12.00	Turbina de gas	Jalisco	300	3.6
8	Industrias Monfel, S.A. de C.V.	COG	15-Nov-94	2.55	Turbina de gas	S.L.P.	300	0.8
9	Cartones Ponderosa, S.A. de C.V.	COG	15-Nov-94	9.00	Turbina de gas	Queretaro	300	2.7
10	Tazcomex, S.A. de C.V.	COG	01-Mar-95	47.00	Turbina de gas	Edo de México	300	14.1
11	Pritsa Power, S.A. de C.V.	COG	01-Mar-95	30.00	Turbina de gas	Hidalgo	300	9.0
12	Albrigh & Wilson Troy de México, S.A. de C.V.	COG	01-Mar-95	6.25	Turbina de vapor	Veracruz	1000	6.3
13	Corrugados La Estrella, S.A. de C.V.	COG	27-Mar-95	26.27	Turbina de gas	Hidalgo	300	7.9
14	Aceitera La Junta, S.A. de C.V.	COG	27-Mar-95	2.33	Turbina de gas	Jalisco	300	0.7
15	Compañía Eléctrica de Cozumel, S.A. de C.V.	COG	28-Mar-95	29.50	Combustión interna	Quintana Roo	800	23.6
16	General Tire de México, S.A. de C.V.	COG	04-Mar-96	5.13	Turbina de gas	S.L.P.	300	1.5
17	Pegi, S.A. de C.V.	COG	24-May-96	617.30	Turbina de gas	Nuevo León	300	185.2
18	Energía Bidarena, S.A. de C.V.	COG	21-Jun-96	1.90	Combustión interna	Edo de México	800	1.5
19	Celulosa y Corrugados de Sonora, S.A. de C.V.	COG	02-Aug-96	4.00	Turbina de vapor	Sonora	1000	4.0
20	Beri Cali Sur, S.A. de C.V.	COG	27-Sep-96	5.00	Caldera de parrilla	B.C.S.	2200	11.0
21	Advanced Cogen, S.A. de C.V.	COG	03-Sep-97	19.90	Turbina de vapor	BCS	1000	19.9
22	PGPB: Complejo Procesador de Gas Cactus	COG	23-Jan-98	120.70	Turbina de gas	Chiapas	300	36.2
23	Petroquímica Morelos, S.A. de C.V.	COG	13-Feb-98	172.00	Turbina de vapor	Veracruz	1000	172.0
24	Petroquímica Pajaritos, S.A. de C.V.	COG	13-Feb-98	58.50	Turbina de gas	Veracruz	300	17.6
25	Petroquímica Cangrejera, S.A. de C.V.	COG	13-Feb-98	163.50	Turbina de vapor	Veracruz	1000	163.5
				1625.79				768.89
Autoabastecimiento								
1	D:D:F: (San Bartolito)	AUT	03-May-94	2.66	Hidráulica	Edo. de México	1500	4.0
2	D:D:F: (El Borracho)	AUT	03-May-94	1.35	Hidráulica	Edo. de México	1500	2.0
3	D.D.F: (Las Palmas)	AUT	03-May-94	2.73	Hidráulica	Edo. de México	1500	4.1
4	Minera Hecla, S.A. de C.V.	AUT	06-May-94	2.80	Combustión interna	Sonora	800	2.2
5	Pemex Exploración y Producción: Complejo Abkatun-Delta	AUT	06-Sep-94	7.52	Turbina de gas	Campeche	300	2.3
6	Soc. Cons. Energ. Son. S.A. de C.V. (El Mezquite)	AUT	21-Nov-94	26.60	Hidráulica	Sonora	1500	39.9
7	Soc. Cons. Energ. Son. S.A. de C.V. (La Dura)	AUT	21-Nov-94	23.00	Hidráulica	Sonora	1500	34.5
8	Soc. Cons. Energ. Son. S.A. de C.V. (Soyapa)	AUT	21-Nov-94	30.00	Hidráulica	Sonora	1500	45.0
9	Soc. Cons. Energ. Son. S.A. de C.V. Faustino)	AUT	21-Nov-94	23.00	Hidráulica	Sonora	1500	34.5
10	Papelera Veracruzana, S.A. de C.V.	AUT	01-Mar-95	1.26	Hidráulica	Veracruz	1500	1.9
11	Agrogen, S.A. de C.V.	AUT	28-Mar-95	11.52	Turbina de vapor	Queretaro	1000	11.5
12	Minera Manhattan, S.A. de C.V.	AUT	19-Apr-95	2.73	Combustión interna	Chihuahua	800	2.2

(continúa)

Cuadro 20 (continuación)

<i>Empresa permissionaria</i>	<i>Tipo de permiso</i>	<i>Fecha de permiso</i>	<i>Capacidad MW</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Ubicación (estado)</i>	<i>Costo \$US/kW</i>	<i>Inversión (M\$US)</i>
13 Electricidad del Sureste, S.A. de C.V.	AUT	26-Apr-96	27.00	Aerogeneradores	Oaxaca	1200	32.4
14 Carboeléctrica Sabinas, S.A. de C.V.	AUT	26-Apr-96	180.00	Lecho fluidizado	Coahuila	1300	234.0
15 Termoeléctrica del Golfo, S.A. de C.V.	AUT	24-May-96	250.00	Lecho fluidizado	S.L.P.	1300	325.0
16 Enertek, S.A. de C.V.	AUT	24-May-96	120.00	Turbina de gas	Tamaulipas	300	36.0
17 Pemex Exploración y Producción: Plataforma Cayo Arcas	AUT	31-May-96	1.57	Combustión interna	Campeche	800	1.3
18 Pemex Exploración y Producción: Complejo Ku-H	AUT	31-May-96	1.05	Combustión interna	Campeche	800	0.8
19 Pemex Exploración y Producción: Complejo Nohoch-A	AUT	31-May-96	5.20	Combustión interna	Campeche	800	4.2
20 Pemex Exploración y Producción: Complejo Marino de Rebombeco	AUT	31-May-96	1.94	Combustión interna	Campeche	800	1.5
21 Pemex Exploración y Producción: Complejo Abkatum Inyección	AUT	31-May-96	35.50	Turbina de gas	Campeche	300	10.7
22 Pemex Exploración y Producción: Complejo Ku-A	AUT	31-May-96	3.30	Turbina de gas	Campeche	300	1.0
23 Pemex Exploración y Producción: Complejo Pol-A	AUT	31-May-96	6.23	Turbina de gas	Campeche	300	1.9
24 Compañía Minera de Baztan, S.A. de C.V.	AUT	21-Jun-96	2.20	Combustión interna	Michoacán	800	1.8
25 Polimar, S.A. de C.V.	AUT	10-Jul-96	0.85	Combustión interna	Tamaulipas	800	0.7
26 Arancia CPC, S.A. de C.V.	AUT	04-Sep-96	21.30	Turbina de gas	Queretaro	300	6.4
27 Cogeneración Mexicana, S.A. de C.V.	AUT	25-Oct-96	69.00	Ciclo combinado	Queretaro	500	34.5
28 Cozumel 2000, S.A. de C.V.	AUT	25-Oct-96	30.00	Aerogeneradores	Quintana Roo	1200	36.0
29 Residuos Industriales Multiquim, S.A. de C.V.	AUT	03-Dec-96	0.80	Combustión interna	Nuevo León	800	0.6
30 Pemex Exploración y Producción: Complejo Ek-Balam	AUT	13-Dec-96	22.91	Combustión interna	Campeche	800	18.3
31 Terminal de Productos Especializados, S.A. de C.V.	AUT	13-Dec-96	2.89	Combustión interna	Tamaulipas	800	2.3
32 Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey	AUT	24-Jan-97	9.20	Combustión interna	Nuevo León	800	7.4
33 Energía y Agua Pura de Cozumel, S.A. de C.V.	AUT	18-Jul-97	25.71	Combustión interna	Quintana Roo	800	20.6
34 Servicios de Agua y Drenaje de Monterrey, planta norte	AUT	15-Aug-97	1.60	Combustión interna	Nuevo León	800	1.3
35 Petroquímica Cosoleacaque, S.A. de C.V.	AUT	24-Oct-97	59.20	Turbina de gas	Veracruz	300	17.8
36 Petroquímica Escolin, S.A. de C.V.	AUT	02-Dec-97	48.00	Turbina de gas	Veracruz	300	14.4
37 PGPB: Complejo Procesador de Gas La Venta	AUT	17-Dec-97	24.80	Turbina de gas	Tabasco	300	7.4
38 PGPB: Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	AUT	17-Dec-97	64.00	Turbina de gas	Tabasco	300	19.2
39 PGPB: Complejo Procesador de Gas Reynosa	AUT	17-Dec-97	6.00	Turbina de vapor	Tamaulipas	1000	6.0
40 PGPB: Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex	AUT	17-Dec-97	92.00	Turbina de vapor	Tabasco	1000	92.0
41 PGPB: Complejo Procesador de Gas Poza Rica	AUT	17-Dec-97	18.00	Turbina de vapor	Veracruz	1000	18.0
42 Pemex-Refinación Complejo Procesador Independencia	AUT	17-Dec-97	60.00	Turbina de vapor	Puebla	1000	60.0
43 Fuerza Eólica del Istmo, S.A. de C.V.	AUT	14-Jan-98	30.00	Aerogeneradores	Oaxaca	1200	36.0
44 Baja California 2000, S.A. de C.V.	AUT	14-Jan-98	60.50	Aerogeneradores	Baja California	1200	72.6
45 Pemex-Refinación, Refinería Miguel Hidalgo	AUT	23-Jan-98	82.00	Turbina de vapor	Hidalgo	1000	82.0
			1497.92				1388.01
Pequeña producción							
1 Eleoeléctrica del Istmo, S.A. de C.V.	PP	10-May-95	20.16	Aerogeneradores	Oaxaca	1200	24.2
			20.16				24.19
71 Total			3144				2181

1/ Permisos Revocados: Suministro Energético Industrial (07/11/94) y Arancia, S.A. de C.V. (16/08/95)

Fuente: Comisión Reguladora de Energía

3. Contratos CAT en la transmisión

El 17 de diciembre de 1996 se publicaron las convocatorias de licitación pública internacional para la construcción y financiamiento de 11 paquetes de obras de transmisión y transformación para satisfacer los principales requerimientos de la CFE en lo que se refiere a líneas de transmisión, subestaciones de potencia y distribución, así como de equipo de compensación. Los paquetes están considerando 89 obras, implicando 2,324 km de líneas de transmisión. 6,622 MVA de capacidad de transformación y 195 MVAR de quipos de compensación. Cuya fecha de entrada en operación se han definido para el segundo semestre de 1999.

4. Importación de electricidad

Hasta el primer trimestre de 1998 se habían concedido sólo dos permisos: el primero, el 4 de marzo de 1996, para la empresa Bose S.A. de C. V., ubicada en la ciudad de San Luis Río Colorado en el estado de Coahuila, comprometiendo una capacidad de 4 MW. El segundo permiso se otorgó el 15 de agosto de 1997, para la empresa Minera Muzquiz, S.A. de C. V., ubicada en el estado de Coahuila, comprometiendo una capacidad de 0.75 MW. Cabe destacar que las importaciones de electricidad están penalizadas con arancel que le resta competitividad frente a la energía eléctrica nacional. Dicho arancel, de 10% en 1992 y 5% en 1998, ha estado disminuyendo de un punto porcentual cada año, de acuerdo a lo pactado en el TLCAN, y desaparecerá definitivamente en 2003.

5. ¿Hacia una mayor participación privada?

La crisis financiera que estalló con la devaluación del peso en diciembre de 1994 y cuyas secuelas se dejan sentir hasta hoy día, pareció crear condiciones favorables para una segunda fase de reforma. La emergencia desencadenó tremendas presiones externas. Entre los compromisos adquiridos por el nuevo gobierno (1994-2000), para acceder al paquete de rescate financiero por casi 50,000 millones de dólares, organizado por Bill Clinton y el Fondo Monetario Internacional, estaba el de extender las privatizaciones hacia sectores estratégicos, entre otros, puertos, ferrocarriles, petroquímica y energéticos, así mismo ampliar la desregulación de los mercados y facilitar la participación del sector privado.

Entre los cambios introducidos a raíz de la crisis, tres destacan por su impacto sobre la industria eléctrica:

- i) La desregulación de la industria del gas natural.²⁹ Ahora el sector privado puede participar en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización; además, la importación y la exportación son libres, así como el precio del gas de importación. Por el contrario, el precio del gas producido por Pemex estará regulado, lo mismo que las tarifas de los servicios hasta que no existan condiciones de competencia.
- ii) A la CRE se le otorgó autonomía técnica y operativa y se le encargó la regulación de los operadores públicos y privados, en materia no sólo de energía eléctrica sino también de gas

natural y gas licuado por medio de ductos.³⁰ Sin embargo, la Secretaría de Hacienda no le transfirió el poder de fijar las tarifas de electricidad.

- i) En la industria eléctrica, se eliminó el concepto de complementariedad de la inversión privada en la generación; en adelante, el desarrollo de nuevos medios de producción quedaría mayoritariamente en manos de las empresas privadas. Asimismo, se comenzaron a estudiar diversas modalidades de privatización de una parte del parque de generación y la creación de un mercado de electricidad.

De acuerdo a versiones periodísticas publicadas durante la gestión del Secretario Ignacio Pichardo Pagaza (diciembre 1994-enero1996), CFE y la Secretaría de Energía habrían definido cuatro ejes para fortalecer la participación del sector privado en la generación de energía eléctrica:³¹ i) privatizar las principales plantas por medio de la Bolsa Mexicana de Valores; ii) posibilitar a los inversionistas privados nacionales y extranjeros participar en una proporción mayor a 50% en las acciones; iii) ceder a empresarios privados la operación de las principales plantas (la electricidad producida sería vendida a CFE a través de convenios), mientras que CFE continuaría operando aquellas que no fueran atractivas al capital privado; iv) reservar la actividad de transporte y distribución para CFE y LFC. Esas declaraciones parecían traducir los compromisos contraído ante el FMI.³²

Bajo la administración de Jesús Reyes Heróles, titular de la Secretaría de Energía de enero de 1996 a noviembre de 1997, no se retomó oficialmente el proyecto de privatizar las plantas, ni mucho menos la posibilidad de autorizar la apertura de la red u operar una desintegración vertical competitiva. Sin embargo, diversas señales enviadas desde septiembre de 1996 inducen a creer que el gobierno contempla ya una segunda fase de liberalización y desregulación.

Es el caso de las declaraciones del presidente de la CRE y del Ministro de Hacienda, en el sentido de la desregulación del gas natural era un paso previo a la reforma estructural del sector eléctrico, y que la reforma estructural mexicana contemplaba de manera esencial, el cambio de la propiedad en materia de electricidad. De hecho, la Secretaría de Hacienda estimaban en 6,000 millones de dólares los ingresos derivados de la venta de las plantas de CFE en el periodo 1995-96.³³

Si bien se puede situar esas declaraciones en el contexto de un discurso oficial dirigido hacia afuera del país orientado a crear un clima de confianza en la política económica de Ernesto Zedillo y despertar expectativas entre la comunidad financiera internacional y las empresas extranjeras del ramo, no puede ocultarse el hecho que diversas dependencias gubernamentales han venido trabajando en la elaboración de una propuesta de creación de un mercado mayorista de electricidad, donde CFE y LFC actuarían como compradores únicos³⁴.

Hasta el primer trimestre de 1998 el gobierno no había presentado ni los resultado de esos estudios, ni elaborado ninguna propuesta pública de reforma. La industria eléctrica seguía funcionando conforme a los cambios aprobados en diciembre de 1992 que han sido descritos en páginas anteriores. Y al parecer, la presente administración ha decidido mantener el *status quo* de la industria eléctrica

hasta el fin de su mandato, en el año 2000. Ante ese hecho cabe preguntarse ¿por qué se detuvo ahí la reforma? Y más concretamente ¿por qué la crisis no logró hacer avanzar los cambios estructurales?

De acuerdo con Cuevas (1994), la experiencia latinoamericana muestra que la amplitud y la velocidad de los nuevos cambios organizativos y regulatorios en la industria eléctrica de la región han sido función de cuatro variables principales: la reserva de producción, el apoyo político con que cuenta el gobierno, los indicadores financieros de la empresa eléctrica pública dominante y los mecanismos de financiamiento.

Si el nivel de reserva es bajo, si el apoyo político es fuerte, si los indicadores financieros de la empresa eléctrica nacional se degradan considerablemente y los nuevos mecanismos de financiamiento dejan de funcionar o lo hacen lentamente, las medidas que se adoptarán serán radicales y rápidas; en esas circunstancias la desintegración vertical y/o el acceso abierto a la red podrían tener alguna posibilidad de implantación. Por el contrario si no se cumplen esas condiciones, las modificaciones sólo serán moderadas, por ejemplo la consolidación del modelo tradicional reformado (el monopolio público verticalmente integrado con apertura a los privados en la generación).

En el caso de México, la crisis ha afectado a CFE pero está lejos de haberla sacado del juego. La devaluación, la contracción del gasto público, los retardos e insuficiencia de los ajustes tarifarios y la inflación debilitan las finanzas de esa entidad, pero hasta ahora la situación no parece extremadamente crítica. La situación financiera de la entidad es relativamente sana. De igual modo, existen numerosas compañías interesadas en participar en la construcción de nuevos medios de producción, tanto bajo los esquemas BLT, como por medio del esquema productor independiente. CFE ha regresado nuevamente a los mercados internacionales de dinero y de capitales.

Por otra parte, no ha existido ni existe suficiente apoyo político para una reforma radical. La presión al cambio ha venido principalmente de afuera, pero es adentro donde debe dársele legalidad y sobre todo legitimidad. Y como eso no se ha logrado, el gobierno ha optado por “capotear” las presiones de los Estados Unidos, los organismos multilaterales de fomento, así como de los promotores, industriales e inversionistas extranjeros que amenazan con orientar sus capitales hacia otros países de América Latina, en donde pueden encontrar mayor campo de acción y condiciones más atractivas.³⁵

El gobierno ha sido y sigue siendo cauteloso. Una reforma radical enfrentaría la férrea oposición de los sindicatos del ramo, los cuales no han sido golpeados como lo ha sido el sindicato petrolero. Ya el SME ha comenzado a organizar manifestaciones en contra de una eventual privatización de LFC. El enfrentamiento con los partidos políticos también sería inevitable, aunque es difícil prever el resultado. La privatización total de la petroquímica pudo ser frenada por la corriente nacionalista. Pero las posiciones de la clase política respecto a la industria eléctrica no son tan claras e identificadas como lo son respecto al petróleo. En todo caso, el tema tendría que ser debatido antes del proceso electoral de cambio de presidente en el año 2000 o después de la toma de posesión del nuevo gobierno.

De igual modo, es difícil que una reforma radical encuentre apoyo en los pequeños y medianos empresarios, así como en la sociedad. La experiencia de anteriores privatizaciones deja mucho que desear en cuanto la calidad y precios de los bienes y servicios de las compañías privatizadas. Otro punto espinoso es la transparencia con la que se efectuaron esas operaciones y los beneficiarios de las mismas. Por último, la dificultad para justificar y encontrar apoyo político será creciente por la legitimidad social con la que goza CFE entre los usuarios. Los subsidios, la calidad del servicio, la capacidad profesional, el uso de tecnología moderna, son algunos de los elementos que le dan esa legitimidad. Aunque ello no excluye algunas fricciones puntuales, sobre todo, por el cobro de adeudos en la facturación, la contaminación y la promesas no cumplidas a los damnificados por las obras de construcción.

Asimismo, profundizar la reforma resulta incompatible, en el corto y mediano plazo, con las políticas macroeconómicas gubernamentales, concretamente respecto al control de la inflación. Cerrar la brecha que separa a México de Estados Unidos en ese terreno disfruta de la máxima prioridad gubernamental. Desde esa perspectiva, la definición de tarifas con base en costos económicos reales y la consecuente eliminación de los subsidios, condición necesaria para pasar a formas de organización y regulación más complejas, parece poco probable. La política social del gobierno, uno de cuyos pilares fundamentales es el subsidio a las tarifas residenciales de electricidad y bombeo agrícola, los recortes presupuestales a raíz de la reciente caída de los precios del petróleo y la relativa cercanía de elecciones presidenciales del año 2000 fortalecen esa conclusión.

En conclusión, en el corto y mediano plazos (3 años) parece muy poco probable la puesta en práctica de una segunda fase de reforma, mucho menos si plantea cambios radicales, como es el caso de una desintegración vertical y horizontal competitiva.

VI. CONCLUSIONES

El desarrollo de la industria eléctrica en México estuvo en manos del sector privado hasta la tercera década de este siglo. Cuando los requerimientos del país comenzaron a rebasar claramente la capacidad y los intereses de las empresa privadas prestadoras del servicio, el gobierno decidió intervenir creando la CFE (1937) y, posteriormente, nacionalizando (1960). Los éxitos de la gestión pública de la industria fueron importantes: se electrificó prácticamente todo el país y se cumplió en abastecer en forma oportuna una demanda en rápido crecimiento. Sin embargo, también hubo deficiencias, cuyo origen se localiza principalmente en los grandes subsidios concedidos a los consumidores, por lo que con el correr de los años, la situación financiera se hizo cada vez más precaria, hasta el punto de poner en riesgo la continuidad del servicio.

En un contexto de profundo cambio estructural de la economía, en 1989 el gobierno inició un proceso de reforma girando alrededor de tres ejes: reestructuración tarifaria, saneamiento y modernización de las dos empresas públicas, y apertura de espacios al sector privado para movilizar capital privado hacia los proyectos de inversión en obra pública, así como posibilitar a los particulares el autoabastecimiento en electricidad. Las acciones emprendidas estuvieron lejos de las reformas radicales puestas en práctica en otros países. Más que un cambio de modelo, la reforma consistió en ajustar el existente, el monopolio público integrado verticalmente, adaptándolo a las nuevas circunstancias.

CFE ya no tiene el monopolio ni en la generación ni en la transmisión, pero lo conserva en la distribución y en la importación de electricidad para el servicio público. Sigue siendo una empresa verticalmente integrada y el actor protagónico, encargado de la planeación del SEN. Por su parte, ahora el sector privado puede participar en la expansión del SEN, a través de tres modalidades: contratos CAT (en generación y transmisión), contratos de servicio para la construcción de obras complementarias y esquemas tipo productor independiente. También puede generar e importar electricidad para satisfacer sus propias necesidades y, si lo desea, construir sus propias líneas de transmisión y subestaciones de transformación.

Los resultados alcanzados han sido notables a juzgar por el nivel alcanzado en los índices de referencia, lo cual demuestra que la gestión pública de la industria eléctrica puede ser tan eficiente como la del sector privado. Aunque hay que reconocer que no todos los problemas han sido resueltos y que se podría avanzar más. En primer lugar, la reforma tarifaria aumentó sólo temporalmente el margen de autofinanciamiento de CFE; persisten generosos subsidios para el sector residencial y el bombeo agrícola; el precio promedio de la electricidad sigue siendo inferior al costo marginal de largo plazo. En segundo lugar, la reestructuración interna ha permitido aumentar los índices de seguridad,

eficiencia, productividad y calidad del servicio en CFE; en cambio, el desempeño de LFC, aunque se trate de una empresa de importancia secundaria, sigue estando muy por debajo de estándares internacionales. Finalmente, se han financiado con capital privado importantes obras, pero el costo financiero para CFE ha sido más elevado que el que hubiera resultado si la propia empresa pública hubiese desarrollado las obras con recursos propios --obtenidos mediante tarifas adecuadas-- o con financiamiento de la banca de desarrollo.

La reforma no ha sido radical, pero no por ello ha sido menos exitosa en atraer capital privado, el cual no sólo ha comenzado a fluir hacia la industria, sino que se ha constituido en pilar fundamental del financiamiento de los programas de expansión del SEN, en los segmentos de generación y transmisión. Al unísono, un número creciente de empresas producen electricidad para satisfacer sus propias necesidades, evitando a CFE inversiones que hubieran sido necesarias para abastecer a esas empresas. Como resultado, el Estado ha podido responder satisfactoriamente a su obligación constitucional de asegurar el suministro de energía eléctrica en el país en condiciones adecuadas de cantidad, calidad y precio. Al mismo tiempo, la presión sobre las finanzas públicas se ha relajado y parte de los recursos que antes se dedicaban a esta industria se han orientado a otras actividades. El peso de la industria eléctrica en la inversión pública ha disminuido.

Desde el inicio de la reforma y hasta 1997, la gran mayoría de las inversiones han sido efectuadas por el sector público y se destinan en su totalidad a la expansión del SEN. La inversión privada se orienta tanto a la realización de obras para la expansión del SEN, como al autoabastecimiento.

La inversión pública se realiza principalmente por medio de CFE y en menor medida por LFC. La importancia de las fuentes de financiamiento ha estado cambiando en forma notable, como resultado de la reforma: prácticamente ya no se depende de los recursos fiscales; ahora se basa tanto en recursos propios como en créditos. Sin embargo, como la política de financiamiento ha puesto más énfasis en la participación privada mediante esquemas financieros que en los recursos propios, el peso relativo de los créditos se ha incrementado en forma espectacular en los últimos tres años. Y eso porque el pago de rentas se contabiliza en las empresas públicas como pasivo de largo plazo. La mayor parte de la inversión se ha destinado a la generación; en cambio la dedicada al mantenimiento ha estado disminuyendo, con el consecuente incremento de las pérdidas de energía en los sistemas; el plan para los próximos 10 años contempla medidas correctiva.

En total, el sector privado ha movilizad recursos por alrededor de 5,000 millones de dólares para obra pública desde que se inició la reforma, sin contar las obras en transmisión y transformación. Por otra parte, las autoridades han expedido 42 permisos para la construcción de nuevos proyectos de generación para autoabastecimiento, que de concretarse involucrarían inversiones por aproximadamente 1,720 millones de dólares. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que algunos de esos permisos sufren retrasos y otros probablemente no verán la luz por razones técnicas, económicas o financieras.

Si en un principio la participación del sector privado en la industria eléctrica se concibió como complementario, con el correr de los años ha adquirido mayor importancia y en algunas actividades es

ahora preponderante. Para el periodo 1997-2000 se prevé que las empresas privadas participen con el 94.7% de las inversiones en generación mediante esquemas CAT o productor independiente. En las actividades de transmisión esa contribución se eleva al 34.4%, pero sólo se prevén esquemas del tipo CAT. En total, se prevé que el sector privado participe con el 47.9% de todas las inversiones destinadas a la expansión del SEN en los próximos diez años.

El gobierno han venido trabajando en la elaboración de una propuesta de creación de un mercado mayorista de electricidad, donde CFE y LFC actuarían como compradores únicos. Sin embargo, hasta el primer trimestre de 1998 no se había presentado ninguna propuesta concreta ni a la opinión pública ni al Congreso. La salud financiera de CFE, el interés del sector privado en participar en los espacios ya abiertos y la situación política en el país, no favorecen, sin embargo, la puesta en práctica de una nueva reforma, mucho menos si ésta plantea cambios radicales, como es el caso de una desintegración vertical y horizontal competitiva.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez J., (1994). "El régimen jurídico de las inversiones extranjeras en el sector eléctrico, en *La modernización del sector eléctrico*, SEMIP y Centro de Investigación y Docencia Económicas.
- Bastarrachea J. y Aguilar J.A. (1994) "Las inversiones del sector eléctrico" en Reséndiz-Núñez D. (Coordinador), *El sector eléctrico de México*, México D.F., Fondo de Cultura Económica.
- Banco Interamericano de Desarrollo, México, *Proyecto Samalayuca II (ME-0189), Propuesta de Préstamo*, septiembre 1995.
- CEPAL (1997), *Reforma de las industrias de energía eléctrica y gas natural en México*, Unidad de Energía, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1995). *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico (COPAR)*, 13a. edición, México 1995.
- Comisión Federal de Electricidad (1996a). *Estadísticas del Sector Eléctrico Nacional 1996*, México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad (1996b), *Precios internos y externos de referencia de los principales energéticos 1970-1995*. México D.F.
- Comisión Federal de Electricidad, *Informe Anual*, México D.F.
- Comisión Reguladora de Energía (1996a). *La Comisión Reguladora de Energía (Documento 1)*, México, D.F.
- Comisión Reguladora de Energía (1996b). *La Regulación del Gas Natural en México (Documento 2)*, México, D.F.
- Comisión Reguladora de Energía (1996c). *Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y Reglamento de Gas Natural (Documento 3)*, México D.F.
- Comisión Reguladora de Energía (1996d). *Informe Anual 1996*, México D.F.

- Cuevas, F (1993). "La réglementation d'un monopole naturel, le cas de l'industrie électrique en Amérique Latine; une approche politico-économique", Tesis Doctoral, Universidad de Montpellier I, Francia, septiembre.
- Guerrero Villalobos G., y Reséndiz Núñez D. (1994). "La modernización institucional de la Comisión Federal de Electricidad", en SEMIP, CIDE, *La modernización del sector eléctrico*, México: Fondo de Cultura Económica.
- INEGI, *El sector energético en México 1996*, México D.F:
- Jiménez J., (1994). "La modernización institucional de Luz y Fuerza del Centro", en *La modernización del sector eléctrico*, SEMIP y Centro de Investigación y Docencia Económicas.
- Kelly G. (1994.) "Marco legal y regulación del servicio público de energía eléctrica en México", en Reséndiz-Núñez D. (Coordinador), *El sector eléctrico de México*, México D.F., Fondo de Cultura Económica.
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, *Diario Oficial de la Federación*, 23 de diciembre de 1992.
- OLADE, *La modernización del sector energético en América Latina y El Caribe: marco regulatorio, desincorporación de activos y libre comercio*. XXVII Reunión de Ministros, Montevideo, Uruguay, 25-28 de noviembre de 1997.
- Ortiz J. (1994). "Implicaciones del Tratado de Libre Comercio de América del Norte en el sector eléctrico", en *La modernización del sector eléctrico*, SEMIP y Centro de Investigación y Docencia Económicas.
- Rodríguez y Rodríguez G. (1994). "Evolución de la industria eléctrica en México", en Reséndiz-Núñez D. (Coordinador), *El sector eléctrico en México*, México, D.F., CFE, Fondo de Cultura Económica.
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, *Diario Oficial de la Federación*, 31 de mayo de 1993.
- Rodríguez-Padilla, V y Vargas, R (1996). "Energy reform in Mexico; A new development model or modernization of statism?", *Energy Policy*, **24**(3), marzo.
- Secretaría de Energía (1995). *Programa de desarrollo y reestructuración del sector de la energía, 1995-2000*, México, D.F.

Secretaría de Energía (1997a). *Prospectiva del mercado de gas natural 1997-2006*, México, D.F., noviembre.

Secretaría de Energía, (1997b). *Prospectiva del sector eléctrico 1997-2006*, México, D.F., noviembre.

Secretaría de Energía, (1997c). *Prontuario del Sector Energético 1991-1996*, México, D.F., noviembre.

Secretaría de Hacienda y Crédito Público, *Estadísticas oportunas de finanzas públicas y deuda pública*, 1994-1997.

Zedillo E (1997), *III Informe de Gobierno*, Poder Ejecutivo Federal, México D.F. septiembre.

Serie Reformas Económicas ¹

No.	Título
1	La gestión privada y la inversión en el sector eléctrico chileno (LC/L.1070), septiembre de 1997.
2	Chile: las reformas estructurales y la inversión privada en áreas de infraestructura (LC/L.1083), noviembre de 1997.
3	Chile: las inversiones en el sector minero 1980-2000 (LC/L.1131. Rev.1), julio de 1998.
4	Las reformas del sector de telecomunicaciones en Chile y el comportamiento de la inversión (LC/L.1137), agosto de 1998.
5	Regulación e inversiones en el sector eléctrico argentino (LC/L.1145), septiembre 1998.
6	Inversiones en infraestructura vial: La experiencia argentina (LC/L.1149), octubre 1998.
7	Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina (LC/L.1154), octubre 1998.
8	Algunos determinantes de la inversión en sectores de infraestructura en la Argentina (LC/L.1155), noviembre 1998.
9	Determinantes de la inversión en telecomunicaciones en Argentina (LC/L.1157), noviembre 1998.
10	Los retos de la institucionalidad laboral en el marco de la transformación de la modalidad de desarrollo en América Latina (LC/L.1158), noviembre 1998.
11	Los mercados laborales en América Latina: Su evolución en el largo plazo y sus tendencias recientes (LC/L.1160), diciembre 1998.
12	Indexes of structural reform in Latin America (LC/L.1166), enero 1999.
13	Reformas estructurales y comportamiento tecnológico: Reflexiones en torno a las fuentes y naturaleza del cambio tecnológico en América Latina en los años noventa (LC/L.1170), febrero 1999.
14	Cambios estructurales y evolución de la productividad laboral en la industria latinoamericana en el período 1970-1996 (LC/L.1171), febrero 1999.
15	Inversión y productividad en la industria boliviana de la electricidad (LC/L.1172), febrero 1999.
16	Inversión y productividad en la industria boliviana de telecomunicaciones (LC/L.1173), febrero 1999.
17	El cambio estructural de las telecomunicaciones y la inversión: el caso de México (LC/L.1174), febrero 1999.
18	Impacto de la reforma económica sobre las inversiones de la industria eléctrica en México: el regreso del capital privado como palanca de desarrollo. (LC/L. 1175), febrero 1999.

¹. El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la División de Desarrollo Económico, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago de Chile.

Notas

¹ Véase OLADE, La modernización del sector energético en América Latina y El Caribe: marco regulatorio, desincorporación de activos y libre comercio. XXVII Reunión de Ministros, Montevideo, Uruguay, 25-28 de noviembre de 1997.

² Esta sección se apoya en Rodríguez y Rodríguez (1994).

³ Compañía Eléctrica Mexicana del Norte, Compañía Eléctrica Mexicana del Centro, Compañía Eléctrica Mexicana del Sureste, Compañía Eléctrica Nacional, Compañía de Electricidad de Tampico, Compañía Nacional de Bienes Raíces y Compañía Eléctrica de Mérida.

⁴ Antiguamente CLFC se denominó Compañía de Fuerza del Suroeste de México. Sus tres empresas asociadas eran la Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, la Compañía de Luz y Fuerza Eléctrica de Toluca y la Compañía Mexicana Meridional de Fuerza.

⁵ Esta sección se apoya fundamentalmente en Cepal (1997) y Bastarrachea y Aguilar (1994)

⁶ Estos valores se obtuvieron dividiendo el precio medio de la tarifa industrial entre el precio medio de la tarifa residencial.

⁷ Las fuentes tradicionales de financiamiento son los recursos propios, los créditos por parte de los proveedores de equipo y los préstamos de las bancos multilaterales.

⁸ Las cifras sobre los Estados Unidos corresponden a su valor en 1994 y aparecen citadas en Guerrero y Reséndiz (1994).

⁹ La disponibilidad de una central se refiere a el tiempo durante el cual una central puede realmente estar en servicio respecto al tiempo durante el cual se le solicita.

¹⁰ El "costo evitado" es el costo en el que tendría incurrir una empresa eléctrica para satisfacer, con su nivel promedio de eficiencia, cierto volúmen de demanda. El aumento de la eficiencia promedio de la empresa o la compra de la energía a un tercero, le evita a dicha empresa construir nuevos medios de producción para satisfacer esa demanda.

¹¹ El párrafo segundo del artículo II del Decreto por el cual se crea LFC, dispone que las menciones a la CFE consignadas en la LSPEE y su Reglamento se entenderán referidas, en lo conducente, a LFC y se reserva a CFE las funciones que en el ámbito nacional se le asignen en los artículos 9, 20 y 31 de la ley.

¹² La empresa acusa al sindicato de no haber cumplido con los acuerdos de productividad. A su vez, el sindicato se defiende señalando que las fallas son por la pésima administración y que la intensión del gobierno es quebrar la empresa para privatizarla. El debate ha sido reportado en *Petróleo y Electricidad*, marzo 1998.

¹³ El debate ha sido reportado en *Petróleo y Electricidad*, marzo 1998.

¹⁴ Para un análisis sobre el renglón energético del TLC véase Ortiz (1994).

¹⁵ Gracias a ese mecanismo jurídico se construyeron 5 centrales termoeléctricas con una capacidad total instalada de 3,740 MW; los generadores de vapor Topolobampo-Petalco; la línea de transmisión Mazatlán-Durango y la subestación San Nicolas.

¹⁶ CFE, La estructura jurídico financiera del esquema CAT-BLT, mimeo, s.f.

¹⁷ Estos consumos corresponden a los de 1996.

¹⁸/ Véase: Secretaría de Energía, *Documento de Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1997-2006*.

¹⁹ La capacidad firme significa un nivel de potencia eléctrica mínima garantizada.

²⁰ La reserva de producción es la diferencia entre la capacidad efectiva disponible en un sistema eléctrico y la demanda máxima en las horas de punta.

²¹ Cifras de CFE, *Estadísticas del SEN*, 1996.

²² "La diferencia entre estas cuentas (beneficios menos subsidios más amortización de la deuda del gobierno) se acredita al capital de la CFE como "aportaciones". BID, México, *Proyecto Samalayuca II (ME-0189), Propuesta de Préstamo*, septiembre 1995. En el anexo se presenta el estado de resultados según el nuevo sistema de contabilidad para 1995 y 1996.

²³ Véase el *Manual de Normas para el Ejercicio del Gasto en la Administración Pública Federal*, Capítulo 5. Inversión Física.

²⁴ El conjunto de permisos otorgados comprende inversiones por 2,434 millones de dólares. Si todos fueran llevados a cabo, la cifra anterior podría verse como un costo que CFE se ha evitado, pues de otra manera habría

tenido que desembolsar esa suma para abastecer a esos autoprodutores, dada la obligación legal de suministrar el servicio a quien lo solicite.

²⁵ Estimación efectuada con base en cifras de la CRE.

²⁶ Según la ley mexicana, los pagos por arrendamiento son considerados “pagos de alquiler”, los cuales están sujetos a deducción o cancelación automática en la eventualidad de daños a propiedad por cualesquiera de las partes (CFE o patrocinadores). Mediante el uso del fideicomiso, los pagos de arrendamiento son convertidos en “pagos de pérdidas estipuladas”, que permiten abonos ininterrumpidos al fideicomiso y a los financistas.

²⁷ De los permisos concedidos hasta mayo de 1997, el 54% de los permisos estaba en operación, el 7% en construcción, el 24% por iniciar obras y el 19% se encontraba inactivo.

²⁸ De los permisos otorgados hasta mayo de 1997, el gas natural es el combustible más utilizado por los permisionarios (64.1%) en la generación. Sin embargo, se observa una alta diversificación de fuentes de energía (coque, carbón, agua, viento, combustóleo, bagazo de caña, gas residual, gas dulce, biogás, diesel y residuos sólidos), lo cual indica un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles en el país. Es, sin duda alguna, un punto favorable de la reforma. El área de actividad de los permisionarios es también bastante diversificada. En primer lugar se sitúa el sector servicios, acaparando el 37.0% de los 2048.1 MW autorizados; viene en enseguida los sectores de alimentos, fabricación de cemento, minas, petroquímica, papel, servicios municipales, petróleo, textil, química, azúcar y hule. Cifras del *DOPSE 1997-2006*.

²⁹ Para un recuento y análisis de los cambios efectuados véase CEPAL (1997).

³⁰ Ley de la Comisión Reguladora de Energía, *Diario Oficial de la Federación*, octubre de 1995

³¹ *El Financiero*, 16 de enero de 1996.

³² En efecto, en la carta compromiso enviada por la Secretaría de Hacienda y el Banco de México al FMI el 5 de diciembre de 1995, en la que se solicitaba a esa institución hacer uso de 1,635 millones de dólares del crédito contingente aprobado el 1 de febrero de 1995 por un monto de 12,070 millones de dólares, el gobierno mexicano se comprometió a "acelerar las reformas reglamentarias y legales pendientes y los procedimientos administrativos necesarios para completar la desregulación de las frecuencias de los satélites y la generación de la electricidad y la privatización del sector petroquímico". Dicha carta fue publicada en *La Jornada*, 29 de septiembre de 1996.

³³ *El Financiero*, 13 y 30 de septiembre de 1996.

³⁴ Se trataría de un mercado con características similares al previsto por la directiva europea bajo el sistema de comprador único, propuesto y defendido por Electricidad de Francia.

³⁵ Por ejemplo, la garantía gubernamental de comprar toda la electricidad producida a tarifas que permitan altas tasa de retorno.