

# Fuentes de sobrecostos y distorsiones en las empresas eléctricas públicas de México

Eduardo Martínez Chombo\*

Fecha de recepción: 21 de mayo de 2008; fecha de aceptación: 9 de junio de 2009.

*Resumen:* En este artículo se describen y se tratan de cuantificar los efectos de algunos de los principales factores que han incidido en los costos de las empresas eléctricas públicas en México (pérdidas de energías, combustibles y laborales). Se destaca que el impacto del incremento del precio de los combustibles sobre los costos totales de las empresas eléctricas públicas ha sido importante en los últimos años. Sin embargo, también se destaca que el costo de las pérdidas de energía y el “sobrecosto” laboral son significativos y comparables, en conjunto, al impacto del incremento del precio de los combustibles. Asimismo, se describe la estructura de subsidios cruzados de la industria, y se señala que ésta es compleja y que dificulta la evaluación del desempeño de dichas empresas.

*Palabras clave:* sector eléctrico, empresas eléctricas públicas, subsidios, pérdidas de energía, costo laboral, CFE, LyFC.

## ***Distortion and High-Cost Sources in State-Owned Electric Utilities in Mexico***

*Abstract:* This paper describes and tries to quantify the effects of some factors that have affected costs of state owned electric utilities in Mexico (energy losses, fuel and labor). It is noted that the impact of the increase in fuel prices on the electric utilities' total cost in the last years has been important. However, the “over-cost” associated to energy losses and labor is also significant and comparable to the impact of the increase in fuel prices. The structure of cross subsidies in the industry is also described, pointing out that it is complex and makes the performance evaluation of the state owned electric utilities difficult.

*Keywords:* electricity sector, state owned electric utilities, subsidies, electricity losses, labor costs, CFE, LyFC.

*Clasificación JEL:* H54, Q48.

---

\* Eduardo Martínez Chombo, ed.mtz.ch@gmail.com, profesor de asignatura del Colegio de México, México, D.F. Esta investigación fue realizada por el autor durante su estadía como investigador económico en el Banco de México. Las opiniones contenidas en este documento son responsabilidad del autor, y no representan las opiniones de las instituciones en las que labora.

## Introducción

En la literatura de desarrollo económico, a la electricidad, junto con otras tecnologías que funcionan a través de redes (por ejemplo, las Tecnologías de la Información y la Comunicación [TIC]), se le clasifica como “tecnología de uso generalizado” (Bresnahan y Trajtenberg, 1995; Helpman, 1998).<sup>1</sup> De acuerdo con la caracterización de Lipsey, Bekar y Carlaw (1998), estas tecnologías se distinguen por tener: *i*) un amplio campo para su desarrollo y mejora, *ii*) una amplia aplicación en diferentes sectores, *iii*) un amplio uso en productos y procesos, y *iv*) una fuerte complementariedad con tecnologías existentes o por desarrollar.

En los últimos 25 años, el avance tecnológico aplicable a la industria eléctrica ha sido importante, desde avances en los segmentos de generación, transmisión y distribución, hasta mejoras tecnológicas aplicables a la medición y la facturación del consumo eléctrico. El impacto de estos avances en términos de costos y seguridad del suministro, aunado al incremento y la volatilidad en los costos de los combustibles primarios (petróleo y gas) y a la convergencia del sector con el de las telecomunicaciones, son algunos de los factores que han dado gran relevancia a esta industria en el desarrollo de las economías.<sup>2</sup>

Diversos países han reestructurado su industria eléctrica con el propósito de sacar ventaja de los avances tecnológicos para reducir los costos de la electricidad y mejorar la calidad del abastecimiento de la energía. Algunos países en desarrollo también han visto la reestructuración de la industria como una oportunidad para mitigar los problemas presupuestales que enfrentan sus gobiernos (Newbery, 1999, 2002; Jamasb *et al.*, 2005; Besant-Jones, 2006). Un común denominador de dichas reformas ha sido permitir la participación privada en el abastecimiento de energía como medio para atraer inversiones en nuevas tecnologías e introducir competencia en el sector, aun en situaciones en las que el sector público es el predominante (es el caso, por ejemplo, de Francia<sup>3</sup>). Así, hoy en día la calidad de la infraestructura eléctrica, su abastecimiento garantizado, y la

<sup>1</sup> Las tecnologías de la información y la comunicación se refieren a la informática y equipos de computación, además de los servicios de telecomunicaciones.

<sup>2</sup> La convergencia del sector con el de las telecomunicaciones se está materializando con el uso de la infraestructura de la industria eléctrica para prestar servicios de telecomunicación a terceros; por ejemplo, el uso de la red de fibra óptica para prestar servicios de telecomunicaciones, y el desarrollo de la tecnología “Power Line Communication” (PLC) de servicio de banda ancha a través del cableado de la red eléctrica de distribución.

<sup>3</sup> Véase Glachant y Finon (2005) para una revisión de la situación del mercado eléctrico francés.

calidad y precio de este insumo generalizado se han convertido en parámetros que sirven para medir la competitividad entre los países (The Global Competitiveness Report, 2008-2009, y el World Competitiveness Yearbook, 2007, por ejemplo).

Ante este panorama del sector y la participación de México en la economía mundial, se hace ineludible la preocupación por asegurar que las dos empresas eléctricas públicas mexicanas (Comisión Federal de Electricidad [CFE], y Luz y Fuerza del Centro [LyFC]), encargadas del abastecimiento público de energía eléctrica, estén encaminadas a proveer un servicio que no restrinja la competitividad del país y que no comprometa el desarrollo de otros sectores.<sup>4</sup> En este sentido, el presente trabajo trata de contribuir a este importante tema al analizar el desempeño de la CFE y LyFC, señalar algunos de los factores que inciden en los costos de estas empresas y describir parte de la compleja estructura de subsidios existentes en la industria.

En la literatura son conocidos los problemas de eficiencia que enfrentan las empresas públicas (véase por ejemplo Shleifer, 1998, que hace un recuento de dichos problemas). Con base en argumentos que consideran la propiedad de los activos, Alchain y Demsetz (1972) señalan los problemas de incentivos que enfrentan los administradores que no pueden reclamar todos los beneficios de sus acciones (problema agente-principal). Por su parte Hart, Shleifer y Vishny (1997), al considerar dos tipos de incentivos para invertir (aquellos que reducen costos y aquellos que mejoran la calidad o innovación), encuentran que cuando los bienes son públicos los administradores tienen incentivos muy débiles para realizar cualquiera de estas inversiones. También existe la posibilidad de que las empresas públicas busquen lograr múltiples objetivos además de los de eficiencia: sociales, de tipo político o personales de los administradores. En dicho contexto, los problemas de costo y calidad son mayores si la preocupación del gobierno por las presiones de tipo político, incluidas en éstas las presiones de grupos de poder (como pudieran ser los sindicatos), es mayor que su preocupación por el beneficio social. Así, por ejemplo, Gordon (2003) sugiere que el interés del gobierno por alcanzar objetivos de redistribución del ingreso a través de las empresas públicas explica en parte la alta intensidad laboral en dichas empresas.

---

<sup>4</sup> De acuerdo con las leyes mexicanas, el Estado tiene la exclusividad de proveer el servicio público de energía eléctrica a través de sus empresas eléctricas públicas. Se permite la participación privada por medio de la figura de los productores independientes de energía, los cuales venden, en exclusividad, su energía a la CFE a través de contratos de compra-venta a largo plazo.

En México, en particular, las empresas eléctricas públicas parecen enfrentar un esquema de incentivos que no beneficia la reducción de costos ni la búsqueda de una mejor calidad del servicio eléctrico. En principio, no existe una relación directa entre los costos de operación (no asociados con el costo de los combustibles y del capital) y los ingresos por venta de energía de las empresas eléctricas públicas. Por una parte, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) fija las tarifas eléctricas.<sup>5</sup> Por otra parte, no existe un organismo independiente con capacidad técnica y de acceso a información que supervise los costos en los que incurren las empresas eléctricas públicas. En este sentido, resulta relevante que en el estudio comparativo a nivel internacional de Brophy y Pollit (2009) sobre las prácticas de evaluación del desempeño de las empresas eléctricas, México resulta con una calificación de cero en una escala de 0 a 8, donde ocho se define como la mejor práctica regulatoria. Así, bajo el esquema vigente, la diferencia entre costos e ingresos de las empresas eléctricas públicas es cubierta por el gobierno federal por medio de transferencias, lo que implícitamente crea un esquema de incentivos contrarios al uso eficiente de los recursos. Así, de acuerdo con cifras oficiales, en el periodo 2000-2008 la carga de las transferencias del gobierno federal a las empresas eléctricas públicas representó alrededor de 1 por ciento del PIB (en 2008 representó 1.1 por ciento) (INEGI, s.f.; *Segundo informe de gobierno*, 2008). Este monto es suficientemente elevado como para justificar la discusión sobre el desempeño de estas empresas.

Si bien el incremento en los precios de los combustibles primarios en los últimos años es un factor importante que ha presionado al alza los costos y por lo tanto las tarifas eléctricas, éste no es el único factor de presión de costos en las empresas eléctricas públicas de México. En este estudio se describen, en forma no exhaustiva, algunos de los principales factores que inciden en estos costos, los cuales podríamos agrupar en tres grandes rubros: *i) pérdidas de energía*, *ii) costos de combustible* y *iii) costos laborales*.<sup>6</sup> En cada

---

<sup>5</sup> El artículo 30 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica señala que “La venta de energía eléctrica se regirá por las tarifas que apruebe la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.” El artículo 31 de la misma ley también menciona que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las secretarías de Energía y de Economía, y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, “... fijará las tarifas, su ajuste o reestructuración, de manera que tienda a cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía.”

<sup>6</sup> Otro costo importante que enfrentan las empresas eléctricas públicas y que no se aborda en el presente trabajo son los costos de capital; por ejemplo, los costos en que se incurre al mantener reservas de capacidad de generación por arriba de los requerimientos mínimos necesarios, como ha sucedido en los últimos años.

caso, para detectar posibles costos en exceso a lo que se esperaría si las empresas eléctricas públicas se manejaran de manera eficiente, costos en exceso a los que llamaremos “sobrecostos”, se comparan indicadores de las empresas eléctricas públicas respecto a los de otras empresas eléctricas similares, a los de otros sectores, o a metas del nivel de los indicadores que en cierto momento se anunciaron como niveles factibles, pero que hasta el momento no se han alcanzado. En los ejercicios comparativos que se muestran se toma 2007 como año de referencia, dada la disponibilidad de la información hasta el momento. Cabe mencionar que en el presente trabajo no se realiza un análisis comparativo exhaustivo entre empresas eléctricas, como es el caso, por ejemplo, del estudio de Estache, Rossi y Ruzzier (2004).<sup>7</sup> Los ejercicios comparativos con otras empresas que se presentan aquí son comparaciones de indicadores de pérdidas de energía y productividad laboral, los cuales se deben entender como una primera aproximación para la construcción de un marco de referencia que sirva para evaluar a las empresas eléctricas públicas. A pesar de las posibles limitaciones de este procedimiento, los resultados de dicha comparación señalan diferencias de gran magnitud entre la operación de la CFE y LyFC respecto a otras empresas eléctricas internacionales, lo que sugiere serios problemas en estos rubros.

Como se mostrará, con excepción del costo del combustible, el “sobrecosto” estimado asociado con los otros dos componentes (pérdidas de energía y laboral) representan en forma agregada un monto significativo del costo total del suministro eléctrico, lo que apunta a que las mejoras que se requieren para la reducción de los costos en las empresas públicas son múltiples y necesitan atención en varios frentes. Cabe señalar que las estimaciones de costo presentadas en el estudio no consideran costos diferentes a los registrados contablemente por las empresas públicas, como podrían ser los costos sociales y ambientales que enfrenta el país por tener un suministro eléctrico como el actual.

En la primera sección se presentan algunos indicadores comparativos internacionales de calidad y precio de la electricidad que contextualizan la situación en México. En la segunda sección se aborda el serio problema de las pérdidas de energía eléctrica como un problema de control de costos de las empresas eléctricas públicas en México. En la tercera sección se trata de

---

<sup>7</sup> Estache, Rossi y Ruzzier (2004) presentan un análisis comparativo de eficiencia entre empresas distribuidoras de electricidad en Sudamérica, donde se controla por características de las empresas, factores del entorno económico y factores ambientales.

cuantificar el efecto del incremento en los precios de los combustibles sobre el costo total del suministro público de electricidad en los últimos años, mientras que en la cuarta sección se abordan los problemas asociados con los costos laborales. Parte de la estructura de transferencias entre los diferentes agentes económicos que participan en el sector, la cual surge en parte por las presiones de los “sobrecostos” en las empresas públicas, se describe en la quinta sección. Finalmente, en la última sección se concluye.

Cabe señalar que el presente trabajo se limita a los temas antes mencionados, por lo que no pretende ser un diagnóstico completo del sector eléctrico, ni evaluar la estructura de gobierno de las empresas eléctricas públicas. Tampoco se abordan algunos temas más específicos, como son el impacto de las nuevas tecnologías sobre el sector y su relación con otros sectores.

## **I. Calidad y precio del servicio eléctrico**

Para dimensionar el problema del abastecimiento de electricidad en nuestro país, a continuación se presentan comparaciones internacionales de indicadores de calidad y precio del servicio eléctrico.

### *I.1. Calidad del servicio*

En 2007 la Secretaría de Economía y el Banco de México levantaron una encuesta entre empresas con inversión extranjera directa (IED). Además de estimar niveles de inversión, esta encuesta tuvo como fin evaluar diversos aspectos de la competitividad del país, entre ellos los referentes al servicio eléctrico.<sup>8</sup> Los resultados de la encuesta sugieren que los problemas del servicio eléctrico van más allá de las elevadas tarifas: 54 por ciento de las empresas señaló que sufre cambios de voltaje o la interrupción frecuente del servicio eléctrico, siendo las empresas de servicios las más afectadas (67 por ciento de las empresas señaló este problema).<sup>9</sup> Cincuen-

---

<sup>8</sup> La encuesta se levantó entre mayo y junio de 2007, con la participación de 202 empresas en el país con inversión extranjera directa (IED). Un reporte de los resultados de la encuesta se puede encontrar en Banco de México (2007).

<sup>9</sup> La pregunta de la encuesta fue “¿Cómo es el servicio público de suministro de energía eléctrica que recibe la empresa?”. Las opciones con sus porcentajes de respuesta fueron: *a)* sin problemas de suministro y voltaje, 46 por ciento; *b)* interrupción frecuente del suministro, 12 por ciento; *c)* frecuentes cambios de voltaje, 30 por ciento, y *d)* problemas frecuentes de suministro y voltaje, 12 por ciento.

ta y dos por ciento de las empresas con proyectos de ampliación o de instalación de nuevas plantas de producción señaló que tuvo problemas de suministro o que el costo de conexión a la red eléctrica fue excesivo;<sup>10</sup> estos problemas los percibieron mayormente las empresas de servicios (68 por ciento de estas empresas) y las empresas automotrices (cinco de las seis armadoras consideradas en la muestra).

La baja calidad del servicio eléctrico origina una diversidad de costos adicionales. Entre los más importantes se encuentran los relacionados con la afectación de la producción y con la adquisición de equipo adicional para garantizar la calidad del flujo eléctrico (así, por ejemplo, 23.5 por ciento de las empresas encuestadas indicó contar con una planta de autoabastecimiento de electricidad, en tanto que 37 por ciento afirmó tener plantas eléctricas de respaldo). Adicionalmente, las empresas incurren en problemas relacionados con la pérdida de producción e información, así como incumplimiento con los clientes.

De igual manera, algunos indicadores internacionales también sugieren problemas en el sector. De acuerdo con el Índice de la Calidad de la Electricidad, publicado por el Foro Económico Mundial en su reporte anual de competitividad (WEF, 2008),<sup>11</sup> México se coloca a la zaga en términos de la calidad del servicio eléctrico respecto a algunos países con los que compite internacionalmente, como Corea, Hungría, Portugal y Turquía (para la identificación de los países con los que compite México en el mercado mundial, véase Chiquiar, Frago y Ramos Francia, 2007).<sup>12</sup>

## *1.2. Comparativo internacional de precios de la electricidad*

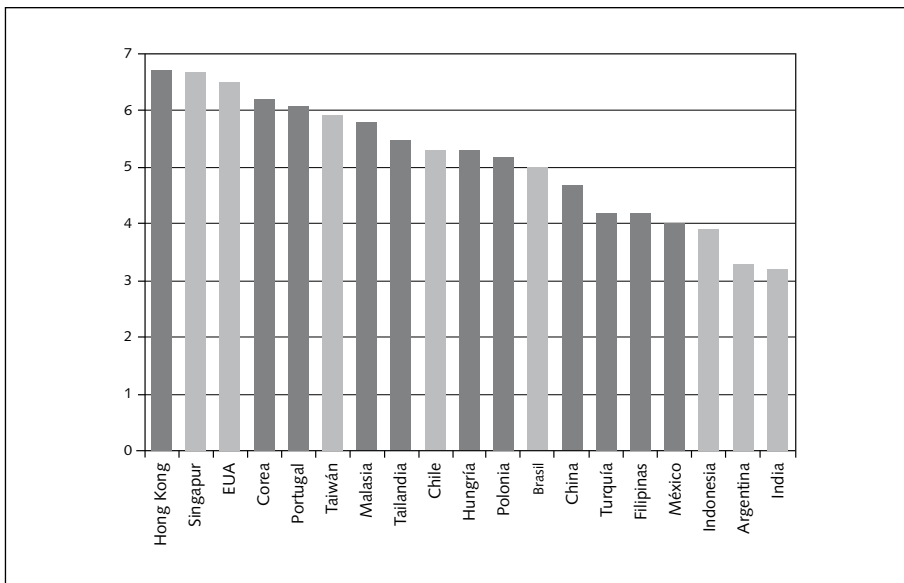
Desde principios de la presente década, los precios medios de la electricidad en México han superado los niveles de Estados Unidos. Esto, después de que durante 25 años sus niveles se mantuvieron por debajo de los nive-

<sup>10</sup> La pregunta de la encuesta fue "Cuando la empresa ha ampliado su planta de producción o abierto nuevas plantas, ha habido problemas de:". Las opciones con el porcentaje de respuesta fueron: a) sin problemas de suministro, 48 por ciento; b) falta de capacidad de suministro, 15 por ciento; c) excesivo costo para la conexión a la red pública, 20 por ciento, y d) excesivo costo de conexión y falta de capacidad de suministro, 17 por ciento.

<sup>11</sup> Para el índice de calidad, el tipo de pregunta cualitativa que se hace a las empresas en el país analizado es la siguiente: "The quality of electricity supply in your country (lack of interruptions and lack of voltage fluctuations) is (1 = worse than in most other countries, 7 = meets the highest standards in the world)", WEF (2008).

<sup>12</sup> Se consideran países competidores de México por la similitud de sus ventajas comparativas, calculada con la correlación de rango de Spearman entre las ventajas relativas reveladas de México y las de cada país para el periodo 1996-2004 (Chiquiar, Frago y Ramos Francia, 2007).

**Gráfica 1.** Índice Internacional de la Calidad del Servicio Eléctrico, 2008-2009 (escala de 1 a 7, mayor valor indica mayor calidad del servicio)



Fuente: WEF (2008). Nota: Barras oscuras representan países competidores de México, de acuerdo con la similitud de las ventajas comparativas entre los países, calculada con la correlación de rango de Spearman entre las ventajas comparativas reveladas de México y cada país para el periodo 1996-2004 (Chiquiar, Frago y Ramos Francia, 2007).

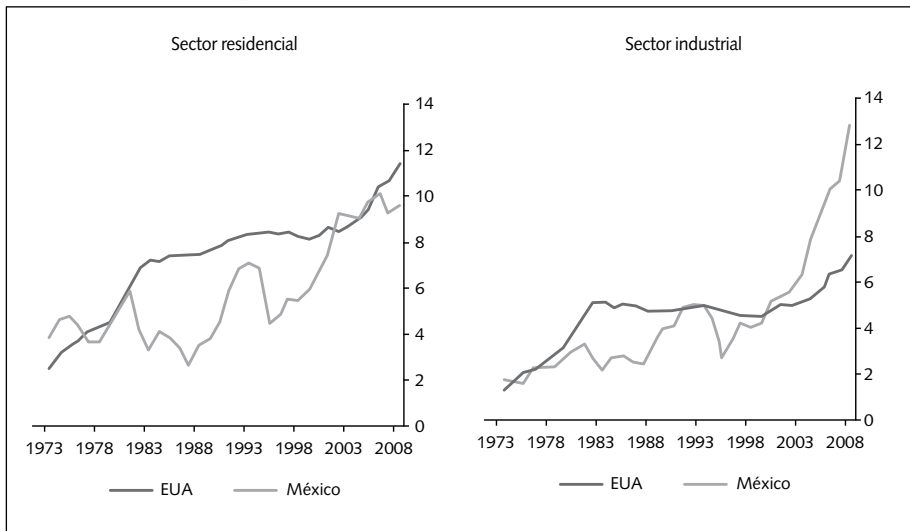
les prevalecientes en el vecino país.<sup>13</sup> Para 2007, el precio medio de la electricidad en el país superó en alrededor de 18 por ciento el precio medio en EUA; para 2008 la diferencia ascendía a 25 por ciento (Agencia Internacional de la Energía 2009).

Si se consideran los precios medios para los sectores residencial e industrial (gráfica 2), se puede observar que existen fuertes diferencias sectoriales en el comportamiento de los precios de la energía. Mientras que en el sector residencial la política de contención de tarifas por parte del gobierno federal ha colocado el precio medio de la electricidad en niveles

<sup>13</sup> Los precios medios se obtienen de la división de los ingresos por venta de electricidad entre la cantidad de energía vendida (kwh). Como medida general del nivel de precios de la electricidad, ésta no refleja distorsiones en las tarifas horarias, diferencias entre sectores, ni la existencia de otros costos para los usuarios, como pueden ser los costos de conexión a la red eléctrica y los asociados con la calidad del servicio.



**Gráfica 2.** Precios medios de la electricidad México-EUA, 1973-2008 (centavos de dólar por kWh)



*Fuente:* Periodo 2000 a 2008, Agencia Internacional de la Energía (2009). Años anteriores, cálculo con información de la CFE y de la Agencia de Información de Energía de EUA (2009).

por debajo de los prevalecientes en EUA, e incluso se ubica entre los más bajos de los países de la OCDE, en el sector industrial el panorama es diferente. En 2007, el precio medio en México para el sector industrial llegó a ser 59 por ciento mayor que el nivel alcanzado en EUA, mientras que para 2008 esta diferencia se acercaba a 80 por ciento. Además, el precio medio de la electricidad para la industria en México se colocó por arriba del promedio de los países miembros de la OCDE en esos años (Agenda Internacional de la Energía, 2009).

Así, mientras que la calidad del servicio eléctrico en el país se encuentra rezagada respecto a la de otros países, el costo de la electricidad para la industria es elevado. La situación anterior debería colocar la pérdida de competitividad asociada con el costo de la energía eléctrica como uno de los temas a discusión en la agenda económica.

## II. Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía representan costos adicionales para el suministro eléctrico que son pagados directamente por los usuarios, vía tarifas, o

indirectamente por los contribuyentes, vía impuestos (subsidios). En México estas pérdidas se han venido incrementando, principalmente en la zona de influencia de LyFC. Comparada con las de otros países, la industria eléctrica de México tiene las mayores pérdidas entre los países de la OCDE, y se compara desfavorablemente respecto a otros países con los que compite en el mercado internacional (gráfica 3).

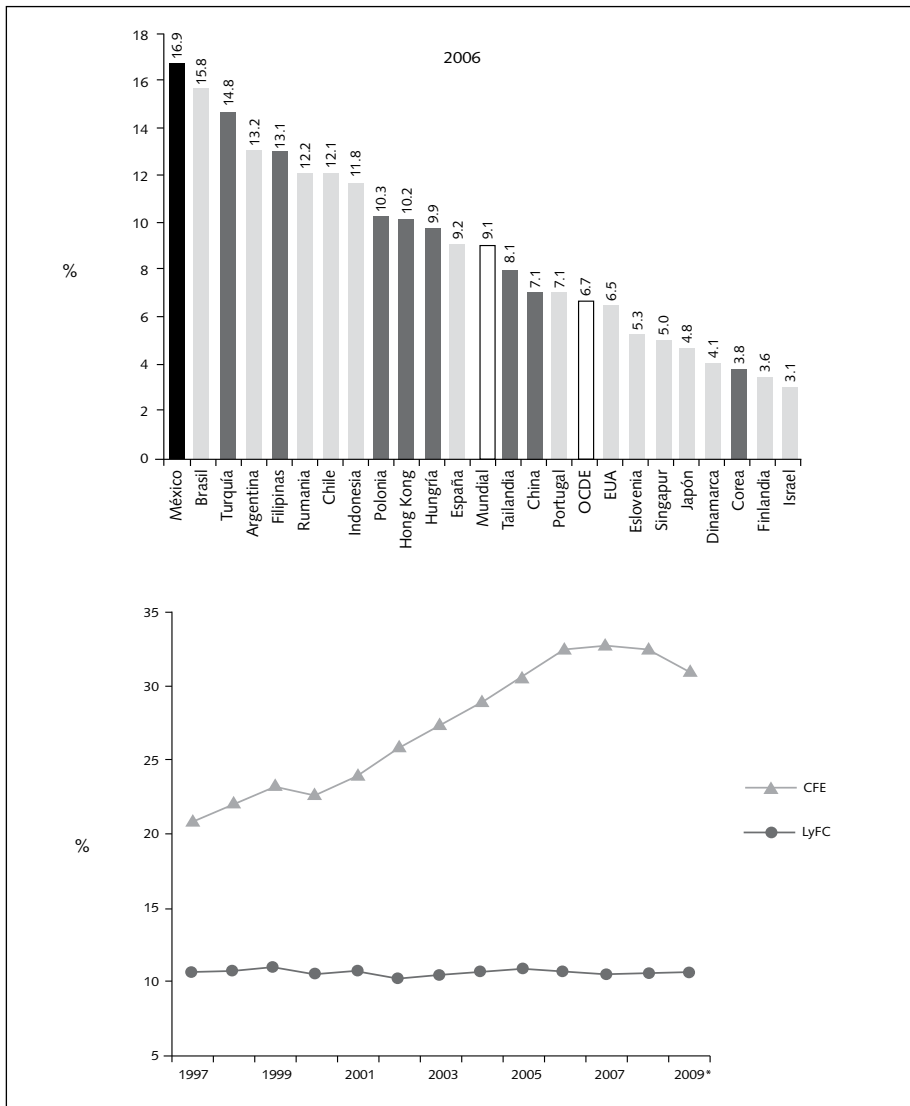
Los costos del suministro eléctrico y el nivel de los subsidios se ven afectados por las elevadas pérdidas de energía, las cuales incluyen tanto pérdidas técnicas (pérdidas en la red eléctrica por calentamiento de la red o equipo) como pérdidas no técnicas (por alteraciones a medidores, tomas clandestinas, facturación alterada y toma errónea de consumo, por ejemplo).<sup>14</sup> En particular, una parte importante del costo de la energía en LyFC se explica precisamente por los altos niveles de pérdidas no técnicas. En siete años, de 2000 a 2007, el porcentaje de pérdidas por este concepto en LyFC se incrementó de 11.9 a 18.9 por ciento (Auditoría Superior de la Federación, 2007). Por el contrario, en la CFE dichas pérdidas han disminuido (de 3.1 a 2%), de acuerdo con reportes de la misma empresa.<sup>15</sup>

---

<sup>14</sup> Las pérdidas de energía eléctrica se calculan con la diferencia entre la energía disponible en la red eléctrica y la energía vendida por las empresas. De acuerdo con sus causas se pueden clasificar en dos categorías: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Se entiende por pérdidas técnicas la energía que se convierte en calor durante la transmisión en la red eléctrica. Este tipo de pérdidas tiene su origen en el recalentamiento de las líneas de transmisión y distribución y del equipo, por lo que están asociadas con la condición de la infraestructura. Estas pérdidas no pueden eliminarse totalmente; sólo pueden reducirse a través del mantenimiento y mejoramiento de la misma red eléctrica. Las pérdidas no técnicas se refieren al remanente de las pérdidas una vez deducidas las pérdidas técnicas, y generalmente están asociadas con la energía eléctrica que algún agente consume pero no paga. En esta última categoría se encuentra la energía consumida pero no registrada debido a alteración de medidores, tomas ilegales y toma errónea de la lectura del medidor, por ejemplo.

<sup>15</sup> Para LyFC, Auditoría Superior de la Federación (2007). Para la CFE, información proporcionada por la CFE, pedimento al IFAI 1816400002806. Dentro de las pérdidas no técnicas destacan principalmente las provocadas por los usos ilícitos de energía (consumo de electricidad sin el pago o reconocimiento del adeudo correspondiente). De acuerdo con el *Informe del resultado de la revisión y fiscalización superior de la cuenta pública 2007*, Auditoría Superior de la Federación, en 2007 58.7 por ciento de las pérdidas no técnicas se relacionó con irregularidades en la medición, toma de lectura, fraude y errores administrativos; 21.2 por ciento se relacionó con problemas en el proceso de facturación (información desactualizada, obsolescencia de los sistemas de operación comercial, falta de aplicaciones informáticas y de los sistemas de telecomunicaciones en las oficinas comerciales); 15.9 por ciento con consumo no medido de unidades habitacionales y asentamientos irregulares; 2.6 por ciento con imprecisiones en la estimación del consumo por alumbrado público, y sólo 1.6 por ciento se relacionó con la toma de energía en vía pública por el ambulante, tianguis, ferias, anuncios, mercados populares, puestos fijos y semi-fijos, y bombeo de agua.

**Gráfica 3.** Pérdidas de electricidad, comparativo (por ciento respecto a la energía inyectada a la red de transmisión-distribución)



*Fuente:* Datos internacionales, estimación con datos de la Agencia Internacional de la Energía (2008b). Datos de la CFE, LyFC y Sener. \*Datos a mayo de 2009. *Nota:* OCDE incluye 30 países. Mundial, 137 países. Pérdidas en India, 27 por ciento. Barra negra representa México, barras gris oscuro representan países competidores de México, de acuerdo con la similitud de las ventajas comparativas entre los países, calculada con la correlación de rango de Spearman entre las ventajas comparativas reveladas de México y cada país, para el periodo 1996-2004 (Chiquiar, Fragoso y Ramos Francia, 2007).

Las pérdidas no técnicas de energía son en la práctica subsidios de 100 por ciento del costo de la energía eléctrica consumida por algunos usuarios. Así, coexisten dos tipos de consumo de electricidad, aquel por el que se paga la tarifa vigente y que contablemente tiene cierto subsidio, y aquel consumo de energía que recibe implícitamente un subsidio de 100 por ciento del costo de la electricidad; este último es el caso, por ejemplo, del consumo de energía del comercio informal, de los asentamientos irregulares y, en general, del robo de energía.<sup>16</sup>

Cabe señalar que la definición de subsidio a las tarifas eléctricas que se utiliza en los documentos del gobierno federal se basa en una definición contable, y no económica, del término subsidio. En particular, se considera que las tarifas eléctricas están subsidiadas al no cubrir la totalidad del costo del suministro eléctrico. Desde esta perspectiva, cualquier aumento en los costos por ineficiencias en la operación de las empresas públicas, por ejemplo, se asume como exógeno. Así, ante una gran disparidad entre ingresos y costos del servicio eléctrico, puede prevalecer la idea de que el problema se encuentra en los bajos niveles de las tarifas eléctricas, cuando en realidad su origen es, en parte, la falta de control de costos de las empresas eléctricas públicas. Los altos niveles de pérdidas de energía, los “sobrecostos” laborales, la baja productividad, y en general las ineficiencias en la operación, son parte de este problema de control de costos que enfrentan las empresas públicas. Entonces, las transferencias del gobierno federal al sector no representan en su totalidad subsidios a los consumidores, sino que son transferencias a las empresas públicas para cubrir costos mayores a los que se esperarían de una empresa que operara bajo criterios de eficiencia.

### *II.1. Incidencia de las pérdidas de energía de LyFC en las transferencias por sector*

Las pérdidas de energía son un ejemplo concreto de los problemas de control de costos de las empresas públicas, las cuales pueden distorsionar la interpretación de los indicadores económicos del sector. Por ejemplo, para

---

<sup>16</sup> El desarrollo de complejos habitacionales sin regularización oficial es uno de los factores que propician el robo de energía; las empresas eléctricas públicas se ven impedidas jurídicamente para celebrar contratos con este tipo de desarrollos irregulares. Sin embargo, la falta de supervisión y de sanciones creíbles ante el robo de energía al parecer hacen que la alteración de medidores y la toma clandestina de energía eléctrica sea una práctica común, aun en zonas habitacionales perfectamente regularizadas.

el cálculo oficial de la razón precio-costo se incluye implícitamente el costo de las pérdidas no técnicas de energía (los ingresos totales obtenidos de toda la energía por la que se paga la tarifa vigente se divide entre el costo total de la energía que se consume, incluyendo el consumo de energía por la que no se paga la tarifa correspondiente).<sup>17</sup> Así, el aumento de las pérdidas no técnicas se refleja en una reducción en la razón precio-costo por kWh. Esto podría interpretarse erróneamente como una transferencia a todo un sector, cuando en realidad son transferencias a los consumidores que en alguna forma evaden el pago de la energía.

Para medir la incidencia de las pérdidas no técnicas en el costo de la energía de LyFC, se realizó un ejercicio para 2007 en el que se estimó el costo de la energía sin considerar el costo relacionado con las pérdidas no técnicas.<sup>18</sup> En el cuadro 1 se ilustra el tipo de estimación que se llevó a cabo para el sector residencial. De acuerdo con los resultados del ejercicio, se estima que 39 por ciento de la energía que se consumió en el sector residencial recibió un subsidio de 100 por ciento, es decir, LyFC no recibió ninguna compensación monetaria por esa energía.

En la primera columna del cuadro 1 se replica la forma en que se estimó oficialmente la relación precio-costo en la zona de influencia de LyFC para el sector residencial. El costo total de la energía (incluida la pérdida por consumo ilícito) dividido entre la energía por la que se paga la tarifa vigente resulta en un costo de \$4.54 pesos por kWh en 2007, cifra mayor al costo medio de \$3.48 pesos que se obtiene al dividir el costo total entre toda la energía consumida. Si el precio promedio fue de \$1.13 pesos por kWh, resulta que la transferencia asciende a 75.1 por ciento del costo imputado al consumo de energía por el que se paga la tarifa vigente. La columna dos reporta el mismo ejercicio, pero con la eliminación de las pérdi-

---

<sup>17</sup> En los informes del gobierno federal se habla de la razón precio-costo de la electricidad y del monto del subsidio por sector. Véase en *Informes de gobierno*, anexos estadísticos, relación precio-costo por sector.

<sup>18</sup> Supuestos del ejercicio: 1) La parte correspondiente a las pérdidas “no técnicas” a nivel de transmisión se le atribuyeron al sector industrial, pues es el único que toma energía en alta tensión. De acuerdo con el *Informe de resultados sobre la revisión de la cuenta de la hacienda pública federal 2000*, realizado por la Auditoría Superior de la Federación (ASF), 20.5 por ciento de la energía perdida en LyFC se da a nivel de transmisión. 2) Las pérdidas a nivel de distribución se asignaron al sector comercial y residencial. Las pérdidas en asentamientos irregulares y el consumo no medido en unidades habitacionales se asignaron al sector residencial (15.9% de las pérdidas no técnicas, de acuerdo con el *Informe del resultado de la revisión y fiscalización superior de la cuenta pública 2007*, ASF). Para las pérdidas en distribución por irregularidades en la medición (58.7%, ASF 2007) y fallas en el proceso de facturación (21.2%, ASF 2007), a falta de un mejor criterio se asignó 50 por ciento a cada sector.

**Cuadro 1.** Costo y subsidio ajustado por pérdidas no técnicas, sector residencial, LyFC (2007)

<i>Concepto</i>	<i>Transferencia prorrateada entre la energía consumida</i>	<i>Transferencia ajustada, energía por la que se paga la tarifa vigente</i>	<i>Transferencia ajustada, energía por la que no se paga</i>
Energía total consumida (GWh)	10 503 (100%) A		
Energía (GWh) por la que se paga la tarifa vigente	6 402 (60.9%) B	6 402 B*	
Pérdidas no técnicas (GWh) (consumo ilícito)	4 102 (39.1%) C		4 102 C**
Costo total (millones \$)	29 063 D	17 714 D*	11 349 D**
Costo por kWh consumido (\$/kWh)	2.77 E = D/A	2.77 E* = D*/B*	2.77 E** = D**/C**
Costo prorrateado entre la energía que sí paga la tarifa vigente (\$/kWh)	4.54 F = D/B	2.77 F* = D*/B*	2.77
Precio medio (\$/kWh)	1.13 G	1.13 G*	0.00 G**
Transferencia por kWh (\$/kWh)	3.41 H = F-G	1.63 H* = F*-G*	2.77 H** = F** - G**
Transferencia (% del costo)	75.1 % I = G/F	59.1% I* = G*/F*	100% I** = G**/F**

*Fuente:* Estimación con datos de LyFC, *Informes de labores*, varios años, y *Segundo informe de gobierno*, 2008, anexo estadístico. *Nota:* La suma de las partes puede no coincidir con el total por el redondeo de cifras.

das no técnicas. Si se considera solamente la energía por la que se paga la tarifa vigente (la cual se estima asciende a 60.9 por ciento de la energía consumida en el sector), se estima que el gobierno cubrió por medio de transferencias, sin contar pérdidas, alrededor de 59.1 por ciento del costo en 2007, porcentaje menor a la transferencia sugerida oficialmente de 75.1 por ciento del costo por kWh (razón precio-costo de 25 por ciento).

Se pueden realizar ejercicios similares para los demás sectores. Los resultados se presentan en la gráfica 4, en términos de transferencias del gobierno y precios medios por kWh. Los datos de LyFC “ajustados” por pérdidas se presentan con el subfijo “a”. Se presentan también los datos reportados para la CFE con fines de comparación.

Otros resultados del ejercicio sugieren que LyFC no recibió retribución por 44 por ciento de la energía consumida en el sector comercial en 2007, mientras que por el restante 56 por ciento de la energía consumida en el mismo sector se pagó la tarifa vigente. Al ajustar por pérdidas (excluidas las pérdidas no técnicas), se estima que el sector comercial recibió transferencias menores (4 por ciento de los costos) a las sugeridas oficialmente (46 por ciento de los costos). Esto es, el precio medio por kWh para el sector comercial cubrió prácticamente todo su costo.

Por otra parte, en el sector industrial se estima que las transferencias del gobierno ajustadas por pérdidas por usos ilícitos (calculadas en alrededor de 10 por ciento de la energía que se consumió en el sector) ascendieron aproximadamente 26 por ciento del costo, cifra que contrasta con 32 por ciento reportado oficialmente con cifras sin ajustar por pérdidas no técnicas.

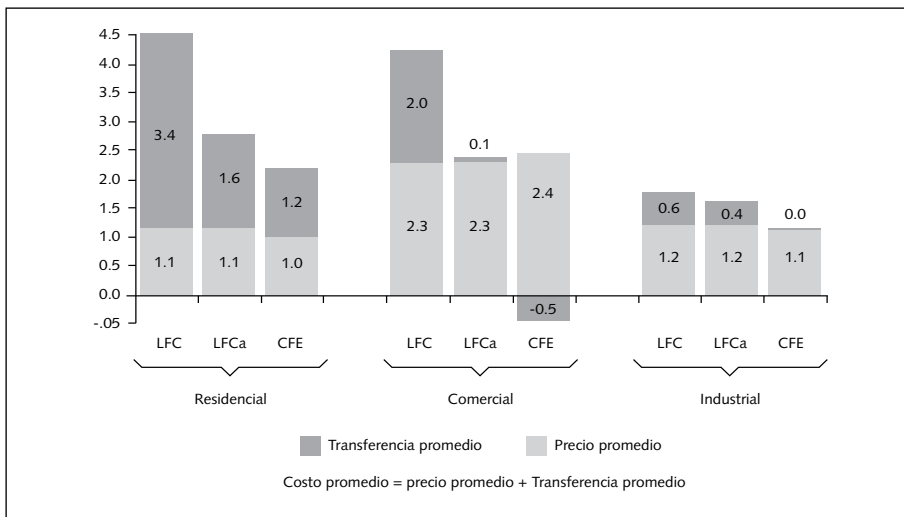
## *II.2. El robo de energía*

### *II.2.1. Efectos*

Las consecuencias económicas del robo masivo de energía van más allá del sector eléctrico:

- a) Es una presión sobre los requerimientos de capacidad del sector y sobre el costo de la electricidad. El no pagar nada por el consumo de electricidad induce una mayor demanda de energía, lo que eventualmente se traducirá en una presión adicional sobre la capacidad de generación eléctrica y sobre los requerimientos de inversión en el sector.
- b) Disminuye los recursos para otros programas. El costo del robo masivo de electricidad requiere cubrirse a través de tarifas o subsidios. Ante restricciones presupuestales del gobierno federal, el aumento de las

**Gráfica 4.** Costo de la electricidad con ajuste por pérdidas no técnicas, LyFC (pesos/ kWh, 2007)



Fuente: Datos ajustados, estimaciones propias. Datos de LyFC y CFE, y Segundo informe de gobierno, 2008.

transferencias al sector impacta la asignación a otros programas. Así, por ejemplo, en 2007 el costo de las pérdidas no técnicas de energía en LyFC, el cual se estima que ascendió a cerca de \$6.5 mmp, representó 18 por ciento del costo del programa social Oportunidades.<sup>19</sup>

- c) Es un incentivo a actividades económicas informales (esto mediante el cambio en los precios relativos). Permitir el robo a gran escala representa en la práctica la disponibilidad de un subsidio de 100 por ciento al consumo de energía eléctrica. El nulo costo de la energía permite que ésta se utilice para actividades con baja productividad (ambulante o actividades informales); estas actividades serían menos rentables si tuvieran que pagar su consumo de energía.
- d) Se reducen los incentivos a pagar la luz que se consume, y en general se crea una cultura de no pago.

<sup>19</sup> Se considera el total de las pérdidas no técnicas de energía, que es energía consumida por algún agente pero que no se paga por su consumo. En 2007 dichas pérdidas en LyFC ascendieron a 9,225 GWh, las cuales, evaluadas al costo promedio de la energía comprada a productores independientes de energía, \$0.71 por kWh, asciende a un costo de \$6.5 mmp (véase la sección II.3.1). Información del costo del Programa Oportunidades, véanse los nexos al Segundo informe de gobierno (2008).



## II.2.2. Leyes y reglamentos

El robo de energía eléctrica se encuentra tipificado como delito federal (Código Penal Federal, artículo 368, fracción II), y de acuerdo con la Secretaría de Seguridad Pública se encuentra entre los delitos federales más frecuentes.<sup>20</sup>

La Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) establece sanciones específicas sobre el uso indebido de la energía eléctrica, usos sin autorización ni contrato, y usos diferentes a lo previamente contratado (LSPEE, capítulo VI, respecto a sanciones). Aquellas incluyen desde multas hasta la suspensión del servicio. La misma ley señala que es competencia de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y de la Secretaría de Energía (Sener) la aplicación de dichas sanciones (artículo 44, capítulo VIII sobre competencias). También se señala que es la Secretaría de Energía la encargada de adoptar medidas conducentes a la regulación de los servicios de energía eléctrica a favor de usuarios de escasos recursos que hayan incurrido en la toma de energía sin contrato o permiso (artículo 40, capítulo VI).

Por su parte, en el Estatuto Orgánico de LyFC se establece que la empresa ejercerá las funciones que determine la LSPEE (artículo 1). Sin embargo, dado el creciente incremento de las pérdidas de energía, al parecer no se ha detenido el crecimiento del consumo de energía eléctrica sin medición ni factura en viviendas recién construidas y en asentamientos irregulares, ni tampoco la toma clandestina de energía en la vía pública, ni la manipulación de los medidores de energía.

## II.2.3. Combate a las pérdidas de energía

Existen experiencias internacionales de casos en los que programas de reducciones de robo de energía han tenido resultados positivos, como en algunas regiones de Argentina y la India.

Por ejemplo, es ilustrativo el caso de la Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte S.A. (Edenor, S.A.), primera empresa distribuidora en Argentina, en términos de clientes, que da servicio a parte del área metropolitana de Buenos Aires. En 1992 sus pérdidas de energía alcanzaban niveles de 30 por ciento, por lo que se implementó un plan de reducción de

---

<sup>20</sup> Secretaría de Seguridad Pública, <http://www.ssp.gob.mx/portalWebApp/images/ssp/pdf/triptico3.pdf>.

pérdidas (plan de disciplina del mercado). Para 1998, las pérdidas descendieron a 10 por ciento. El plan se basó en mayores controles de medición (inspecciones periódicas, instalación de nuevos medidores e implementación de políticas de corte ante la falta de pago) y en la mejora de los equipos (tendido de redes a alturas más elevadas a las que no puede accederse fácilmente, defensas cerca de los postes de luz, cables concéntricos, medidores reforzados). Además, se aplicó un programa de regulación de los usuarios, que incluía la participación de las comunidades y los gobiernos locales; se instalaron medidores colectivos en zonas populares; se realizaron campañas para enseñar a racionar el consumo de energía; se subsidiaron lámparas de bajo consumo; se brindaron opciones de pagar en cuotas y actualmente se han instalado mecanismos para consumo prepago. En 2006 las pérdidas fueron del orden de 11 por ciento (Edenor, 2007).

Otro ejemplo es el Estado de Andhra Pradesh, en la India (país con serios problemas de robo de electricidad de alrededor de 28 por ciento). En 2002 se aprobaron reformas legales que permitieron establecer sanciones creíbles al robo de energía (penas de cárcel, multas severas, suspensión del servicio en caso de reincidencia, y creación de cortes y juzgados especiales para dar celeridad a los juicios por este delito, por ejemplo). Antes de que el nuevo marco legal entrara en vigor, se concedió un periodo en el que se permitió regularizar el servicio a los usuarios. En los primeros 18 meses después del inicio del programa, 1.9 millones de usuarios (de un total de 75 millones) pidieron regularizar su situación; además, hubo detenciones para 2 800 personas, entre ellas empleados de las empresas eléctricas públicas y legisladores locales. La facturación aumentó 34 por ciento y los ingresos, 29 por ciento, esto sin considerar los incrementos por aumento en las tarifas (Bakovic, Tenenbaum y Woolf, 2003).

Estas experiencias internacionales muestran que es posible una reducción de las pérdidas no técnicas de energía, pero para ello se necesita tomar medidas en múltiples dimensiones y en forma conjunta entre los diferentes niveles de gobierno y las empresas eléctricas.

### *II.3. Valuación de las pérdidas de energía*

#### **II.3.1. El costo por pérdidas no técnicas de energía en LyFC**

A pesar de que se han puesto en marcha planes para la reducción de pérdidas en LyFC, hasta el momento sus metas no se han cumplido. Así, en 2004 se esperaba reducir las pérdidas totales de energía a 19 por ciento en

dos años (LyFC, 2004). Sin embargo, para 2005 éstas ascendían a 30.54 por ciento, y para 2008 a 32.4 por ciento.

Como se mencionó anteriormente, la mayor parte de las pérdidas de energía en LyFC tiene su origen en las pérdidas no técnicas. Por ejemplo, para 2007 sólo las pérdidas no técnicas ascendieron a 18.9 por ciento (ASF, 2007). Para lograr la meta de 19 por ciento de pérdidas totales en ese año se hubiera requerido reducir las pérdidas no técnicas de 18.9 por ciento a 5.2 por ciento; esto representaría, en términos de energía, una reducción de 9 225 a 2 538 GWh (de pérdidas no técnicas). Si se considera que el costo unitario de la energía comprada a los Productores Independientes de Energía (PIE) por parte de la CFE en ese año fue de \$0.71 por kWh,<sup>21</sup> dicha reducción en pérdidas no técnicas representaría una reducción en costos de \$4,748 millones de pesos en 2007; esto es, 1.50 por ciento de los costos totales de las empresas eléctricas públicas en ese año.

### II.3.2. El costo por pérdidas técnicas de energía en CFE

La situación es diferente en la CFE. De acuerdo con estadísticas proporcionadas por la misma empresa, las pérdidas “no técnicas” han estado en niveles relativamente controlados en su área de influencia. Sin embargo, en 2004 la empresa estimaba que era factible disminuir las pérdidas técnicas en tres puntos porcentuales en relación con lo observado en ese año, es decir, consideraba factible tener pérdidas totales de alrededor de 7.6 por ciento.<sup>22</sup>

Si se considera nuevamente el cargo en que incurrió la CFE para comprar energía a los PIE, la posible reducción de las pérdidas totales de 10.6 por ciento (nivel observado) a 7.6 por ciento en 2007 representaría un ahorro de 6 824 GWh o, en términos monetarios, de \$4,845 millones de pesos de 2007. Este monto es equivalente a 1.53 por ciento del costo total de las empresas eléctricas públicas en ese año.

---

<sup>21</sup> Los Productores Independientes de Energía (PIE) son entidades que poseen su propia infraestructura para generar energía eléctrica y tienen contratos de exclusividad de venta de energía con la Comisión Federal de Electricidad. Datos sobre los costos unitarios de la energía comprada a los PIEs, con datos del *Informe de resultados 2007*, Gerencia de Control de Gestión, CFE, solicitud de acceso a la información, IFAI, folio 1816400063008.

<sup>22</sup> Estimado de acuerdo con lo reportado por la CFE en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), 2004-2015.

### II.3.3. Efecto conjunto de las pérdidas de energía en la CFE y LyFC

Las pérdidas de energía factibles de poder evitarse, de acuerdo con las mismas declaraciones de las empresas eléctricas públicas, representarían en 2007 alrededor de 3.03 por ciento de los costos totales de dichas empresas. Cabe señalar, sin embargo, que en las estimaciones anteriores no se contemplaron los costos en los que se incurrirían al echar a andar programas tendientes a la reducción de las pérdidas. Así, ésta es una aproximación que sirve para dimensionar el problema de control de las pérdidas de energía, junto con otros problemas de control de costos de las empresas eléctricas públicas.

## III. Estructura de consumo de combustibles en las plantas de generación eléctrica

Actualmente, el gas natural es el principal combustible para la generación de electricidad en México, combustible que utilizan las plantas de ciclo combinado y turbogas. A pesar de que las plantas de vapor, a base de combustóleo, fueron la principal tecnología de generación eléctrica en el siglo pasado, en los últimos años se ha priorizado la tecnología de ciclo combinado. Así, de acuerdo con la Secretaría de Energía, en 1997 del total de la electricidad generada en las empresas eléctricas públicas 49.9 por ciento era a base de combustóleo, mientras que 12.5 por ciento era a base de gas natural. Para 2007 estos porcentajes se revirtieron: 20.1 por ciento utilizó combustóleo y 46.7 por ciento, gas natural (Sener, 2008).

El impulso a la inversión en plantas de ciclo combinado en los últimos años se explica principalmente por la conjunción de los siguientes factores: *i)* menores costos por capacidad instalada de las plantas de ciclo combinado frente a otras tecnologías, así como menor tiempo de instalación y mayor eficiencia técnica;<sup>23</sup> *ii)* expectativas optimistas sobre las posibilida-

---

<sup>23</sup> Estimaciones de la CFE señalan que la nueva tecnología de ciclo combinado disponible en 2004 consumía 35 por ciento menos combustible que las plantas de ciclo combinado disponibles en 1990. Así, este tipo de plantas se posicionó como la tecnología más eficiente en términos de consumo de combustible (55-60 por ciento *vs.* 40 por ciento de eficiencia). Por otra parte, en el mismo periodo, el costo por unidad de capacidad (kW) de estas plantas disminuyó entre 46 y 53 por ciento respecto a la tecnología térmica convencional, su más cercano competidor (\$1,200 *vs.* \$700 dólares/kW). Cabe señalar que las plantas térmicas convencionales tienen en general costos unitarios de capacidad menores a los de otras alternativas tecnológicas, como son las plantas carboeléctricas, eólicas e hidroeléctricas. Asimismo, el carácter modular de la construcción de las plantas de ciclo combinado permite un menor tiempo para la entrada en operación

des de abastecimiento y evolución del precio del gas natural a finales de la década pasada<sup>24</sup> y *iii*) la decisión del gobierno federal de impulsar la participación privada en generación eléctrica a través de los esquemas de productores independientes de energía.<sup>25</sup>

La estructura tecnológica adoptada en México, en conjunto con el incremento en los precios del gas natural y del combustóleo, ha significado para las empresas eléctricas públicas aumentos importantes en sus costos. Dado el contrapeso (*trade-off*) entre el costo de capital y el costo de los combustibles en las plantas de generación eléctrica, el bajo costo de capital de las plantas de ciclo combinado ha tenido como contrapeso altos niveles y alta volatilidad en los precios del gas natural en los últimos años. Por su parte, los precios del carbón han sido más estables, si bien el costo de inversión de las carboeléctricas comparado con el costo de las plantas de ciclo combinado sigue siendo elevado.

De acuerdo con reportes de la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés) sobre los precios de los combustibles en el país, mientras el precio del carbón para generación eléctrica en el periodo 1999-2007 se incrementó nominalmente 7.8 por ciento promedio anual (para un crecimiento acumulado en esos ocho años de 82.6 por ciento), el precio del gas natural se incrementó 19.3 por ciento promedio anual (para un acumulado de 309.9 por ciento) y el combustóleo 17.6 por ciento promedio anual (para un acumulado de 266.8 por ciento) (véase la gráfica 5) (Agencia Internacional de la Energía, 2008a y 2009).<sup>26</sup>

---

de la planta (Sener, 2000). Para la comparación de costos de capital y eficiencia técnica, véase CFE (1990, 2004).

<sup>24</sup> Por ejemplo, en el año 2000 se estimaba que para 2005 el costo de generación sería de 3.52 cts. de dólar/kWh en las plantas de ciclo combinado contra 4.09 cts. de las plantas de carbón y 5.15 de las de combustóleo. Sin embargo, estimaciones para 2005 señalaban que los costos de generación de las plantas de ciclo combinado y las carboeléctricas eran muy similares (Sener, 2000, CFE, 2005).

<sup>25</sup> En 2007, 31 por ciento del total de la energía generada para las empresas eléctricas públicas se generó en plantas de los Productores Independientes de Energía (Sener, 2008).

<sup>26</sup> Se considera 1999 como año de inicio de la comparación para capturar los incrementos abruptos en precios de los combustibles que se presentaron desde el año 2000. De acuerdo con datos de la CFE, el costo del combustible por kWh generado en las plantas carboeléctricas de esa empresa se incrementó nominalmente 7 por ciento promedio anual en el periodo 1999-2005; para las plantas de ciclo combinado, dicho costo se incrementó 20 por ciento promedio anual, y para las plantas a base de combustóleo, 16 por ciento promedio anual. En términos reales, el costo de los combustibles fósiles por kWh generado se incrementó 9.8 por ciento anual durante el periodo 1999-2005. Para la estimación de los costos a precios constantes se utilizó como deflactor el INPP publicado por el Banco de México. Cabe mencionar que mientras el precio del gas natural y del combustóleo tuvieron crecimientos acumulados en el periodo 1999-2005 de 370 y 158 por ciento, respectivamente, el incremento acumulado del costo del combustible por kWh para to-

A modo de cuantificar el impacto en el costo total del incremento del precio de los combustibles, podría considerarse el comportamiento del precio del carbón, el cual ha sido más estable, como referencia para estimar el efecto del incremento de los precios de los otros combustibles sobre el costo total de las empresas eléctricas públicas. Así, si suponemos que el costo del combustible fósil por kWh generado en plantas de la CFE tuvo un incremento nominal acumulado igual al observado para el precio del carbón en el periodo 1999-2007, de 82.6 por ciento en lugar de su crecimiento observado de 164 por ciento, el costo total de los combustibles sería 41.7 por ciento menor que el observado por las empresas eléctricas públicas en 2007. En términos del costo total de las empresas, esta trayectoria más estable del costo del combustible por kWh generado hubiera representado un costo total 11.5 por ciento menor que el observado ese año.<sup>27</sup>

Del ejercicio anterior se desprende que el incremento en el precio de la electricidad en México en los últimos años, en comparación con el de EUA, por ejemplo, se explica en gran parte por la estructura tecnológica y el uso del combustóleo y gas en las plantas generadoras que utiliza la CFE, a diferencia de EUA, donde se utiliza principalmente carbón como combustible primario para la generación de electricidad.<sup>28</sup>

En los últimos años, el cambio en los precios relativos de los combustibles y en el costo relativo del capital para diferentes tipos de plantas térmicas de generación eléctrica ha hecho atractiva la inversión en otras alternativas tecnológicas diferentes al ciclo combinado. En el cuadro 2 se compara el costo relativo para diferentes tecnologías en 1998 y 2007, de acuerdo con estimaciones de la CFE. Se observa que mientras en 1998 las plantas de ciclo combinado presentaban el menor costo de generación, para 2007, con los incrementos en el costo del gas natural, éstas ya competían en términos de costos con las plantas carboeléctricas y las plantas

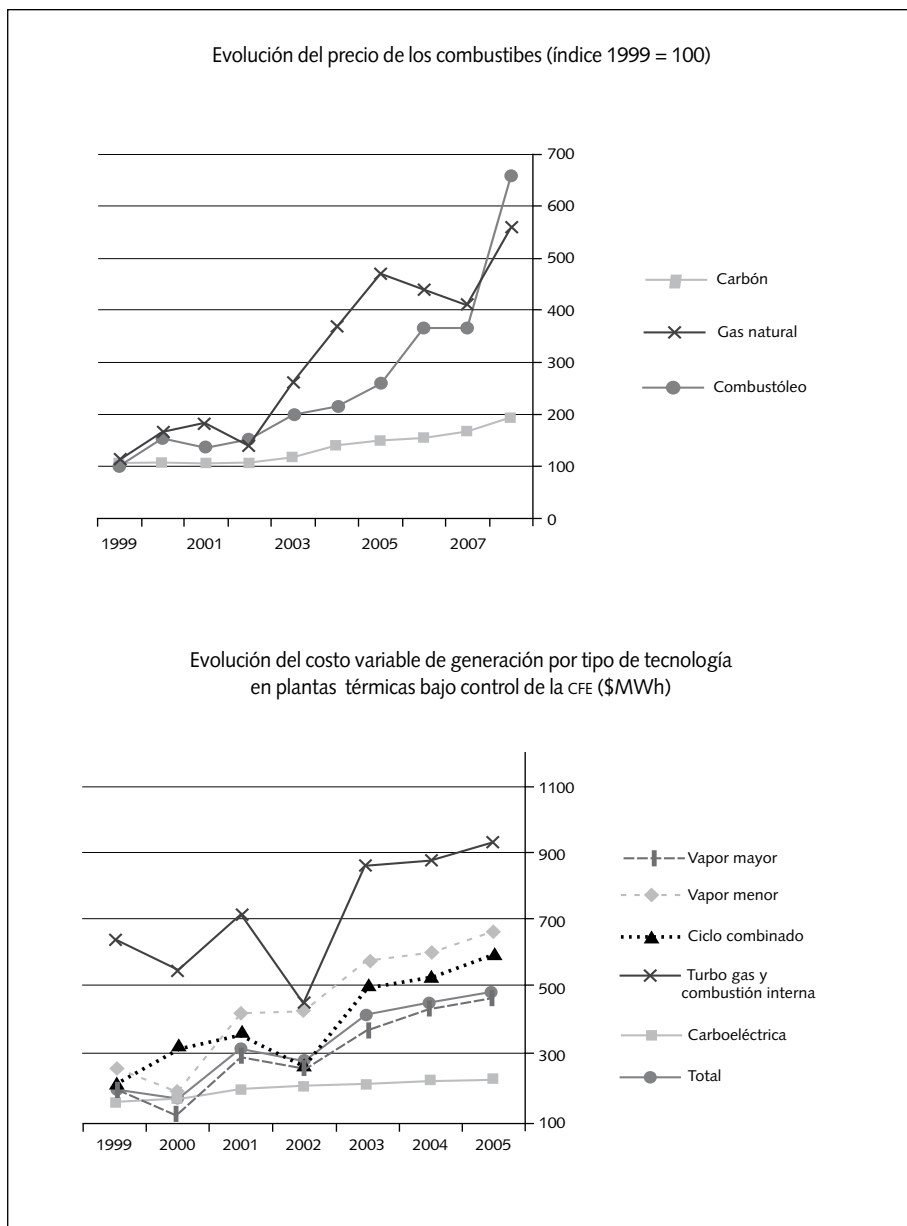
---

das las plantas de la CFE que consumieron hidrocarburos o carbón fue de 152 por ciento. Con datos de la Agencia Internacional de la Energía (2008) y Costo de Combustible de las Plantas Térmicas por Unidad de Generación, CFE, solicitud de acceso a la información pública, IFAI folio 1816400082205.

<sup>27</sup> Incluye el costo directo por combustible de las empresas eléctricas públicas y el costo variable (básicamente por combustible) que las empresas eléctricas públicas pagan a los productores independientes de energía por la energía que compran. Estimación con base en información de la Hacienda Pública Federal, 2007, 2006, 2005 y 2004; la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; estados de resultados de la CFE y LyFC, 2007, y datos del Costo de Combustible de las Plantas Térmicas por Unidad de Generación, CFE, información para el periodo 1999-2005, solicitud de acceso a la información pública, IFAI folio 1816400082205.

<sup>28</sup> Del total de la electricidad generada en EUA en 2007, 49.2 por ciento fue producida con carbón. En México ese porcentaje fue de 12.3 por ciento (Agencia Internacional de la Energía, 2008b).

**Gráfica 5. Costo de los combustibles para generación de electricidad**



Fuente: (arriba) Agencia Internacional de la Energía, 2009; (abajo) CFE, solicitud de acceso a la información pública, IFAI, folio 1816400082205.

**Cuadro 2.** Costo unitario de generación de electricidad por tipo de planta

<i>Tipo de planta</i>	<i>Costo de inversión</i>		<i>Costo de combustible<sup>1</sup></i>		<i>Costo de operación y mantenimiento</i>		<i>Costo total</i>	
	1998	2007	1998	2007	1998	2007	1998	2007
Térmica convencional (dól/MWh) <sup>2</sup>	13.1	21.9	28.0	46.1	2.0	6.3	43.1	74.3
Térmica convencional (índice) <sup>3</sup>	100	100	100	100	100	100	100	100
Ciclo combinado (índice) <sup>4</sup>	50	50	63	96	136	79	62	81
Carboeléctricas (índice) <sup>5</sup>	161	146	44	45	216	121	88	82
Nuclear (índice) <sup>6</sup>	289	194	20	14	379	149	119	79
Geotérmica (índice) <sup>7</sup>	122	133	55	48	202	127	82	80
Hidro (Chicoásen, índice) <sup>8</sup>	330	327	2	1	59	32	104	100

*Fuente:* CFE, Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico (COPAR), Generación, 1998 y 2007.

<sup>1</sup>El costo medio del combustible se deriva del escenario medio de evolución de los precios que estima la CFE. <sup>2</sup>Corresponde al costo unitario de generación de una planta con dos unidades de 350 MW de capacidad cada una. Este tamaño de planta, de acuerdo con CFE, tiene los menores costos unitarios entre las térmicas convencionales. Los costos están en dólares corrientes, precios medios de los respectivos años. <sup>3</sup>El índice es con base en el costo de la planta térmica convencional. <sup>4</sup>Para 1998, el costo corresponde al promedio simple del costo de unidades con capacidad de 268 y 537 MW. Para 2007, corresponde al promedio de unidades con capacidad de 291, 583, 400 y 802 MW. <sup>5</sup>Corresponde al promedio de tres plantas con dos unidades de generación, cada una con 350 MW de capacidad; una de ellas se estima bajo el supuesto de que consume carbón nacional, y las otras carbón importado. De estas dos últimas, una se supone con desulfurador y la otra sin desulfurador. El costo de inversión no incluye el correspondiente a la terminal de recibo y manejo de carbón. Para ello, de acuerdo con la CFE, deben sumarse 3.67 dólares/MWh al costo, con lo que el índice de inversión varía en 2007 de 146 a 162, y el del costo total de 82 a 86. <sup>6</sup>Corresponde al costo de una unidad de 1 356 MW de capacidad. El costo de inversión ya incluye un costo por desmantelamiento de 0.09 dól/MWh y un cargo por manejo de combustible de 1.04 dól/MWh. <sup>7</sup>Sus costos corresponden a una planta con cuatro turbinas, con una capacidad de 26.6 MW cada una, para un total de 106.4 MW. <sup>8</sup>Ejemplo particular; corresponde al costo estimado de la Hidroeléctrica Chicoásen, con cinco turbinas de 300 MW de capacidad cada una. Se presenta una gran dispersión en los costos de inversión entre las hidroeléctricas. En particular, los costos de inversión, y los costos totales de Chicoásen se encuentran entre los más bajos manejados por la CFE.



nucleares. Por otra parte, actualmente también existe una seria preocupación por el impacto que tienen las diferentes tecnologías sobre el medio ambiente, lo que hace valorar más las alternativas no contaminantes, como la geotérmica, eólica e hidroeléctrica.<sup>29</sup>

Una política de largo plazo que busque la reducción de los costos de generación eléctrica implicaría, por lo tanto, una diversificación de las tecnologías utilizadas que considere, además del costo del capital, el nivel y la volatilidad de los precios de los combustibles, y los eventuales costos sociales y ambientales que impliquen las diversas tecnologías.

#### **IV. Costos laborales**

Los costos asociados con los niveles salariales y de prestaciones y con la falta de productividad laboral son, como se verá a continuación, componentes importantes de los costos totales de las empresas eléctricas públicas, CFE y LyFC.

##### *IV.1. Salarios y prestaciones*

Mucho se ha discutido en la literatura de economía laboral sobre la existencia de un premio salarial para los trabajadores del sector público respecto a sus similares en el sector privado. Ehrenberg y Schwarz (1986) y Gregory y Borland (1999) presentan una amplia revisión de esta literatura. Las explicaciones que se han dado de este fenómeno son diversas: la multiplicidad de objetivos de las empresas, como el de redistribución del ingreso; la falta de incentivos y medios de control de costos, y la susceptibilidad de las empresas públicas a presiones de grupos de interés, entre ellos los sindicatos, con objetivos muy bien definidos y un alto grado de organización, entre otras explicaciones. En esta sección se describe el premio en percepciones (salarios y prestaciones) a los trabajadores de la CFE y LyFC, y se trata de cuantificar, en una primera aproximación, su peso respecto a los costos totales que enfrentan dichas empresas eléctricas.

---

<sup>29</sup> Cabe señalar que actualmente ya se han dado pasos en esa dirección, con la puesta en marcha en 2007 de la hidroeléctrica El Cajón, ubicada en Nayarit, que tiene una potencia de 750 MW entre sus dos unidades generadoras. Asimismo, en 2007 se inició la ampliación de la carboeléctrica Petacalco, que consiste en la construcción de dos unidades más con capacidad de 324 MW cada una (CFE, página electrónica).

### IV.1.1. Salarios

De acuerdo con los salarios base de cotización reportados por el Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), la industria eléctrica (generación, transmisión y distribución de energía eléctrica) es la actividad que tiene los mayores salarios promedio en el sector industrial (30 ramas de actividad).<sup>30</sup> A nivel de todas las actividades económicas, el salario promedio de los trabajadores de la industria eléctrica se colocó en 2008 en el cuarto lugar entre todas las ramas de actividad (62 ramas), después de actividades de servicios especializados como comunicaciones, servicios de organismos internacionales y transporte aéreo.

Si bien en EUA las remuneraciones a los trabajadores electricistas también se encuentran entre las más elevadas (aun por arriba de las remuneraciones en las actividades de telecomunicación y de servicios financieros), la situación en México es particular por dos aspectos. Primero, en México el salario promedio en esta industria ha crecido en los últimos años con mayor rapidez que el salario promedio de todas las actividades económicas, a diferencia de lo observado en EUA, cuyo crecimiento es equiparable al del promedio general. Segundo, en México existe una mayor diferencia relativa entre el salario promedio del sector eléctrico y el salario promedio de todas las actividades económicas que el observado en EUA; así, en 2008 la razón entre ambos en México era de 2.57, mientras que en EUA era de 2.12.<sup>31</sup> En el cuadro 3 se muestra la evolución del salario promedio en México para este sector y para toda la economía en general.

---

<sup>30</sup> Incluye la industria extractiva, de transformación, eléctrica, suministro de agua y gas, y construcción. La comparación se hizo por medio del salario base de cotización al Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), que además de considerar el salario base de cotización incluye el valor monetario de algunas prestaciones. Un posible problema al usar este indicador de salario es que existe un tope superior de registro de 25 salarios mínimos (véase Ley del Seguro Social). Este tope podría eliminar el efecto de los ingresos de algunos puestos directivos; sin embargo, para el objeto de este análisis el salario base de cotización al IMSS resulta ser un buen indicador de las remuneraciones de una amplia base de trabajadores (operativos y de administración), además de poseer la conveniencia de tener apertura por ramas de actividad económica que permite identificar el sector eléctrico.

<sup>31</sup> Datos para México, estimación con información de la Comisión Nacional de Salarios Mínimos (Conasami), con base en el salario promedio diario de cotización al IMSS, <http://www.conasami.gob.mx>. Para los datos de EUA se utilizó información de la *Current Employment Statistics, U.S. Department of Labor, Bureau of Labor Statistics* ([www.bls.gov](http://www.bls.gov)), remuneraciones semanales promedio de los trabajadores de producción del sector privado (average weekly earnings of production workers, Total private).

**Cuadro 3.** Salario promedio diario (pesos corrientes)

	<i>Todos los sectores</i>		<i>Industria eléctrica</i>		<i>Razón</i>
	<i>Nivel</i>	<i>Tasa de crecimiento (%)</i>	<i>Nivel</i>	<i>Tasa de crecimiento (%)</i>	
	<i>A</i>		<i>B</i>		
2000	129.69		272.14		2.10
2001	146.19	12.7	321.33	18.1	2.20
2002	158.04	8.1	361.92	12.6	2.29
2003	168.36	6.5	394.59	9.0	2.34
2004	178.62	6.1	427.94	8.5	2.40
2005	188.89	5.7	457.98	7.0	2.42
2006	198.50	5.1	492.55	7.5	2.48
2007	209.18	5.4	532.91	8.2	2.55
2008	220.28	5.3	566.29	6.3	2.57
2009*	230.22	4.5	593.48	4.8	2.58
Promedio anual		6.6		9.0	

*Fuente:* Comisión Nacional de Salarios Mínimos (Conasami). *Nota:* Corresponde al salario promedio diario de cotización al Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS). \*Cifras a junio de 2009.

Las diferencias salariales entre trabajadores de las empresas eléctricas públicas y trabajadores empleados en otras empresas son evidentes también en comparaciones por tipo específico de ocupación o puesto. Con base en información obtenida de la *Encuesta nacional de ocupación y empleo* (ENOE) del segundo trimestre de 2008,<sup>32</sup> en el cuadro 4 se presentan las percepciones promedio de las cinco ocupaciones, especializadas y no especializadas, en las empresas eléctricas públicas que aparecen con mayor frecuencia en la muestra de la ENOE.

<sup>32</sup> La ENOE es una encuesta a los hogares. El número total de categorías de ocupación consideradas fue de 78.

**Cuadro 4.** Percepciones medias mensuales por tipo de ocupación: Muestra de las cinco principales ocupaciones, especializadas y no especializadas, capturadas por la ENOE (pesos corrientes, II trimestre, 2008)

<i>Clasificación ENEO</i>	<i>Ocupación</i>	<i>Empresas eléctricas públicas</i>	<i>Otras empresas</i>
<i>Ocupaciones especializadas</i>			
5270	Electricistas y linieros	7 805	6 020
1205	Técnicos en ingeniería eléctrica, electrónica, informática y telecomunicaciones	8 355	6 030
5170	Jefes, coordinadores y similares en la generación de energía, la instalación, reparación y mantenimiento de equipo eléctrico y de telecomunicaciones	12 062	11 138
5171	Supervisores, inspectores y similares en la generación de energía, la instalación, reparación y mantenimiento de equipo electrónico y de telecomunicaciones	10 478	10 628
5370	Operadores de instalaciones y plantas de la generación y distribución de energía	12 554	6 211
1105	Ingenieros eléctricos, en electrónica, informática y telecomunicaciones	12 287	10 968
<i>Ocupaciones no especializadas</i>			
6270	Otros trabajadores en servicios administrativos no clasificados anteriormente	7 866	6 231
6200	Secretarias	6 728	5 125
6140	Jefes de departamento, coordinadores y supervisores en servicios de infraestructura (agua, luz, caminos, etc.)	13 138	7 370
6111	Jefes de departamento, coordinadores y supervisores en administración, recursos humanos, materiales, archivo y similares	13 675	9 415
8124	Trabajadores de aseo en oficinas, escuelas, hospitales y otros establecimientos	6 252	3 283

*Fuente:* INEGI (2008).

De los resultados de dicha comparación se observa que, en la mayoría de las ocupaciones seleccionadas, la media de las percepciones de los trabajadores empleados en las empresas eléctricas públicas es mayor que la media de las percepciones para el mismo tipo de ocupación en otras empresas o actividades. Destaca que aun en ocupaciones como secretarías, trabajadores de aseo y cajeros, que no implican trabajo especializado ni escaso y que suponen actividades homogéneas, también se presentan diferencias importantes en las percepciones a favor de los trabajadores de las empresas eléctricas públicas en México. Este resultado sugiere que las diferencias salariales no se explican por la utilización, o escasez, de técnicos especialistas, sino que responden más bien a fricciones en el mercado laboral del tipo de pertenencia o no a un gremio o sector. Las condiciones de trabajo establecidas en los contratos colectivos de trabajo (CCT) sugieren que el poder de negociación sindical pudiera ser uno de los principales factores que explican estas diferencias.

#### IV.1.2. Prestaciones

Las prestaciones también explican las diferencias en percepciones entre trabajadores de las empresas eléctricas públicas y trabajadores empleados en otras empresas. Mientras que para algunos trabajadores los incrementos salariales del tabulador constituyen la fuente principal de mejora económica, los trabajadores electricistas obtienen mejoras adicionales mediante prestaciones. De acuerdo con los CCT, por ejemplo, las prestaciones correspondientes a transporte, despensa y renta representan en forma conjunta 77.8 y 81.5 por ciento de los salarios de tabulador o de nómina en la CFE y LyFC, respectivamente. En el cuadro 5 se muestran las principales prestaciones de estas empresas.

Las prestaciones también son objeto de negociación en las revisiones contractuales. Así, en la negociación del CCT de 2008-2010 el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) obtuvo incrementos considerables en ayuda de despensa, de renta y de transporte, mientras que el Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) obtuvo incrementos significativos en ayuda de transporte y en su fondo de ahorro.<sup>33</sup>

---

<sup>33</sup> De acuerdo con información de la Secretaría del Trabajo y Previsión Social, en los últimos años los incrementos directos al tabulador en la industria eléctrica han sido semejantes al promedio de todas las actividades económicas. Esto implica que la diferencia de salarios base de cotización al IMSS (los cuales incluyen algunas prestaciones) entre trabajadores de la industria eléctrica y trabajadores de otras actividades se explica principalmente por los incrementos en las prestaciones. Así, por ejemplo, entre el contrato del Sindicato Mexicano de Electricistas

**Cuadro 5.** Prestaciones económicas de los trabajadores electricistas (por ciento del salario de tabulador)

	CFE-SUTERM		LyFC-SME	
	CCT 2006-2008	CCT 2008-2010	CCT 2006-2008	CCT 2008-2010
Ayuda de despensa	19.3%	<b>24.3%</b>	22.0%	<b>22.0%</b>
Ayuda de renta	37.0%	<b>39.0%</b>	36.5%	<b>36.5%</b>
Ayuda de transporte	12.5%	<b>14.5%</b>	19.0%	<b>23.0%</b>
Servicio eléctrico <sup>1</sup>	350 kWh	<b>350 kWh</b>	350 kWh	<b>350 kWh</b>
<i>Prestaciones anuales</i>				
Fondo de ahorro	28.0%	<b>28.0%</b>	22.0%	<b>24.2%</b>
Fondo de previsión	5.0%	<b>5.0%</b>	–	–
Aguinaldo	54 días	<b>54 días</b>	54 días	<b>54 días</b>
Compensación por fidelidad / antigüedad <sup>2</sup>	1 por ciento por año de antigüedad, pago mensual		Con base en sus años de antigüedad, pagaderos al tiempo de separación o jubilación del trabajador	
Prima de vacaciones	De 13 a 50 días según años de servicio		1.42 veces los días de vacaciones	

*Fuente:* CCT SME y CCT SUTERM, 2006-2008, 2008-2010. <sup>1</sup>Es la cantidad de energía eléctrica para consumo residencial que la empresa se compromete a otorgar, sin costo, al trabajador. El consumo adicional se paga a razón de un centavo por kWh para empleados de la CFE, y a la tarifa al público para los empleados de LyFC. <sup>2</sup>Para LyFC la compensación será proporcional al número de bimestres trabajados y de acuerdo con la causa del retiro (separación por despido, renuncia o jubilación).

#### IV.1.3. Condiciones de jubilación

Las condiciones de jubilación para los trabajadores electricistas también difieren significativamente de las de otros trabajadores; en particular, sus CCT otorgan mejores condiciones de retiro y beneficios económicos que los recibidos por pensionados conforme a la Ley del Seguro Social (LSS) de 1997. Por ejemplo, en la CFE y LyFC la edad de jubilación es de 55 años para los hombres

de LyFC 2000-2002 y el contrato vigente en el periodo 2008-2010, la ayuda de renta se incrementó de 31.5 a 36.5 por ciento del salario de nómina, la ayuda de transporte de 8.5 a 23 por ciento, la ayuda de despensa de 11 a 22 por ciento y los días de aguinaldo de 50 a 54 días, entre otros incrementos.

y de 50 para las mujeres, y su pensión se calcula con base en el último salario del trabajador y se indiza a los aumentos salariales (y en el caso de LyFC también con base en los aumentos a prestaciones).<sup>34</sup> Por su parte, la LSS establece la jubilación a los 65 años, la pensión se calcula de acuerdo con la cantidad aportada al fondo de retiro, y la pensión mínima se indiza al Índice Nacional de Precios al Consumidor (SUTERM, 2008; SME, 2008; IMSS, 1997).

Es importante señalar también que existen diferencias significativas entre el dinamismo de la trayectoria de las pensiones de los jubilados de la CFE y el de los jubilados de LyFC. En la CFE, un trabajador al jubilarse puede percibir 21 por ciento más que lo que obtenía como trabajador activo por un efecto de cambio de base para el cálculo de la ayuda de despensa y el aguinaldo. Estas prestaciones, en el régimen de jubilación, se calculan como porcentaje del monto de la pensión jubilatoria, la cual se compone a su vez de los mismos conceptos que componen la percepción total mensual de los trabajadores activos, y no sobre el salario de tabulador que resulta ser una base menor (SUTERM, 2008, cláusulas 30, 31, 69 y 75). Sin embargo, la pensión se indiza solamente a los incrementos de los salarios de tabulador, por lo que con el tiempo puede irse rezagando respecto a las percepciones de los trabajadores activos, quienes reciben además incrementos por mejoras en prestaciones. Así, de acuerdo con la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2007 y datos del número de trabajadores activos y pensionados, las percepciones medias de los trabajadores activos en la CFE (salarios, prestaciones y seguridad social) fue de \$27,465 pesos mensuales, mientras que las percepciones medias de sus jubilados (pagos por pensiones y jubilaciones) ascendió a \$28,016, es decir 1.02 veces las percepciones de los trabajadores activos.<sup>35</sup>

En LyFC, de acuerdo con el CCT del SME, un trabajador al jubilarse podría tener percepciones 26 por ciento superiores a las que recibía como

---

<sup>34</sup> En agosto de 2008 se cambió el régimen de jubilación para los nuevos trabajadores que se incorporen a la CFE. A partir de entonces se maneja un régimen dual de pensiones. Las principales características del régimen de los trabajadores contratados a partir del 19 de agosto de 2008 son: 1) cuentas individuales, donde el trabajador aporta 5 por ciento del salario base de cotización y la empresa, 7.5 por ciento; 2) manejo de los fondos determinado por acuerdo entre la CFE y el SUTERM; 3) esquema de cuentas individuales independiente del esquema fondo de ahorro para el retiro del Instituto Mexicano del Seguro Social, y 4) extensión por 5 años más del tiempo de servicio de los trabajadores (a excepción de los trabajadores que trabajan con líneas vivas). Así, por ejemplo, la jubilación por edad cambia para los nuevos trabajadores de 55 a 60 años para los hombres (*Segundo informe de gobierno*, 2008).

<sup>35</sup> En 2005, la razón entre las percepciones medias de los jubilados y las percepciones medias de los trabajadores activos en la CFE fue de 1. En 2008, esta razón fue de 1.04. Estas cifras coinciden en lo general con lo reportado por Valencia (2006). Información de "Trabajadores activos y jubilados", CFE, en <http://www.cfe.gob.mx> y SHCP (2007).

trabajador activo (al incorporar al monto de la pensión la ayuda de renta, transporte y servicio eléctrico, y sobre el nivel de la pensión, que representa una base mayor en comparación con el salario de tabulador utilizado como base para los trabajadores activos, recalcular otras prestaciones como despensa, aguinaldo y fondo de ahorro) (SME, 2008, cláusulas 39, 41, 64, 90, 97, 106 y 117). Sin embargo, a diferencia del CCT del SUTERM, los ajustes a las pensiones consideran tanto los incrementos al tabulador como a las prestaciones, lo que propicia efectos compuestos (piramidados) que resultan en aumentos mayores a los de las percepciones de los trabajadores activos.

El efecto compuesto se origina por la prestación de ayuda para renta de casa. Al haber un aumento general de salarios, se ajusta la cuota de jubilación y todos los montos de las prestaciones asociadas con dicha cuota (pero sobre una base mayor). En el ajuste de la cuota de jubilación se aplica el porcentaje de ayuda para renta de casa sobre el monto pasado de la cuota de jubilación, que en sí misma ya incluye el monto pasado de esa prestación. En el ejemplo del cuadro 6, un trabajador que se jubila en diciembre de 2006 con una cuota de jubilación de 267 pesos diarios (de los cuales 95 pesos son de ayuda para renta) recibe como pensión total 424 pesos. Así, un incremento de 4.25 por ciento a los salarios de tabulador en marzo de 2007 se reflejaría en un aumento nominal de la pensión de 6.66 por ciento, por el efecto compuesto de la ayuda de renta.

El efecto de los incrementos salariales sobre la trayectoria de las pensiones se refuerza al combinarlos con los incrementos en prestaciones. En la gráfica 6 se muestra una simulación de la trayectoria de las percepciones de un trabajador que se jubila en 2000, y la trayectoria de la percepción alcanzable en su último puesto. Ambos conceptos aumentan por incrementos en salarios y prestaciones obtenidos durante el periodo 2000-2007. En el ejercicio se parte en 2000 de una diferencia de 13 por ciento entre la percepción del jubilado y la del trabajador activo a punto de jubilarse (diferencia dada por las condiciones del CCT vigente en el periodo 2000-2002). Para 2007, los incrementos en la pensión permiten al trabajador con siete años de jubilación tener una percepción 39 por ciento mayor que la del trabajador activo que ocupa el mismo puesto que anteriormente ocupó el trabajador jubilado.<sup>36</sup>

---

<sup>36</sup> En la simulación se tomaron en cuenta los incrementos contractuales (a los salarios de tabulador) registrados para el sector eléctrico en marzo de cada año (mes en el que se realiza la revisión salarial de LyFC (STPS, 2000-2007). Para el cálculo se consideraron los cambios en el CCT que afectaron las prestaciones en el periodo. Para la simulación se tomó un salario diario de



**Cuadro 6.** Efecto de la ayuda de renta en los incrementos a las pensiones en LyFC (remuneración por día, pesos corrientes)

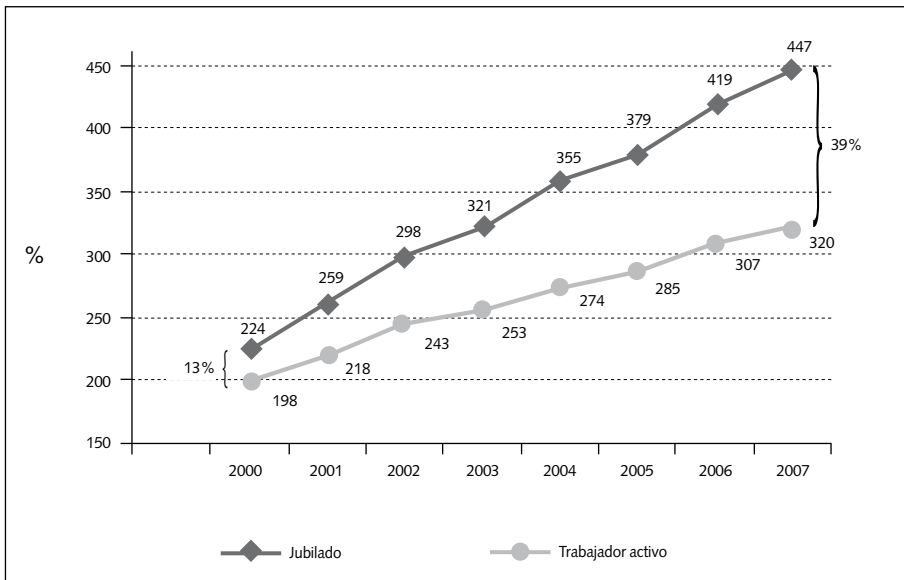
<i>Concepto</i>	<i>Dic. 2006</i>	<i>Marzo 2007</i>
<i>Aumento de tabulador</i>	–	4.25%
Anterior cuota de jubilación	–	\$267.3
Aumento cuota	–	\$11.4
Porcentaje de renta (36.5%)	\$95.3	\$101.7
-última renta entregada		-\$95.3
Nueva cuota de jubilación	\$267.3	\$285.1
Fondo de ahorro (22%)	\$58.8	\$62.7
Despensa (22%)	\$58.8	\$62.7
Aguinaldo (54 días)	\$39.5	\$42.2
Pensión total	\$424.5	\$452.8
<i>Aumento de pensión</i>	–	6.66%

*Fuente:* Elaboración propia con base en el CCT del SME 2006-2008. *Nota:* El porcentaje correspondiente a la ayuda de renta se aplica a la anterior cuota de jubilación, ajustada por el incremento al tabulador ( $0.365 \times (267.3 + 11.4) = 101.7$ ).

El efecto compuesto de las prestaciones para el cálculo de las pensiones es un factor por el que la percepción media de los trabajadores activos es menor que la percepción media de los jubilados. Así, de acuerdo con información de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2007 y datos del número de trabajadores y jubilados, la percepción media mensual de los trabajadores activos en LyFC fue de \$19,610; nivel muy por debajo de las

tabulador de \$100 para 2000; a partir de este salario se aplicaron los porcentajes de las prestaciones para obtener el monto total de las percepciones del trabajador antes de jubilarse, el cual se fue actualizando con los incrementos en salarios y prestaciones anuales. Para la percepción del trabajador jubilado se calculó su cuota de jubilación para 2000, y se le aplicaron los incrementos salariales y de prestaciones correspondientes.

**Gráfica 6.** Trayectoria de las percepciones de un trabajador de LyFC que se jubila en el año 2000, y las percepciones alcanzables en su último puesto (remuneración por día, pesos corrientes)



Fuente: Estimación propia con datos de los incrementos salariales y el CCT del SME vigente en los diferentes años, para el periodo 2000-2007.

percepciones medias de los jubilados, que ascendieron a \$36,472, es decir, 1.86 veces las percepciones de los trabajadores activos.<sup>37</sup>

El incremento de las pensiones, aunado al incremento de la esperanza de vida de los trabajadores, ha colocado las obligaciones laborales (pensiones, primas de antigüedad y compensaciones –presentes y futuras) como uno de los principales componentes del pasivo de las empresas eléctricas públicas. Así, el pasivo por obligaciones laborales pasó de 53 a 62 por ciento del total de sus pasivos en el periodo 2000-2007, mientras que para LyFC pasó de 51 a 69 por ciento.<sup>38</sup> Cabe señalar que en 2007 la CFE mantenía una proporción

<sup>37</sup> En 2005 la razón entre las percepciones medias de los jubilados y las percepciones medias de los trabajadores activos en LyFC fue de 1.83. En 2008 esta razón fue de 1.87 (LyFC, 2008; SHCP, 2007).

<sup>38</sup> Corresponden a los pasivos por obligaciones laborales: valor presente de las obligaciones por beneficios a los que, a la fecha estimada de retiro, tienen derecho los trabajadores de la CFE y LyFC. Estos pasivos se calculan con estimaciones actuariales. Incluyen jubilaciones, primas de antigüedad y otras compensaciones (CFE, 2000; LyFC, 2007). Para 2008 el balance general de

de 2.7 trabajadores activos por cada pensionado, mientras que en LyFC había 1.9 trabajadores activos por cada pensionado.<sup>39</sup>

Para dimensionar el costo de mantener en 2007 percepciones de los jubilados cuyo monto fue en promedio 1.86 veces las percepciones medias de los trabajadores activos en LyFC, en comparación con una proporción de 1.02 en la CFE, la diferencia en percepciones a favor de los jubilados de LyFC representó 5.3 por ciento del costo total de esa empresa observado en 2007. En términos del costo total de las empresas eléctricas públicas, esto representó alrededor de 1.4 por ciento, o \$4.4 mmp de ese año.<sup>40</sup>

#### IV.1.4. Impacto de los incrementos salariales por arriba del incremento en la productividad laboral

Un indicador del poder de negociación de los sindicatos es el mayor crecimiento del salario real de sus agremiados en comparación con el crecimiento de la productividad laboral. Como se muestra en el cuadro 7, las tasas de crecimiento de la energía vendida (kWh) por trabajador y del número de usuarios por trabajador se comparan desfavorablemente con el crecimiento del salario real en la industria eléctrica durante la mayor parte del periodo 2001-2008.

Al considerar como indicador de poder de negociación de los sindicatos electricistas la diferencia del crecimiento de las percepciones reales del trabajador promedio en comparación con el crecimiento de la productividad laboral en el periodo 2000-2007, se estima a continuación el costo que representó dicho poder de negociación en las finanzas de las empresas eléctricas públicas en 2007. Para ello se procede en la siguiente forma:

- 1) Se toma como base el salario promedio del sector del año 2000. En este año la razón entre el salario promedio de la industria eléctrica y del total de la economía era de 2.1; razón semejante a la existente en EUA.<sup>41</sup>

---

la CFE presenta un ajuste en el reconocimiento de las obligaciones laborales, al eliminarse los pasivos adicionales y los activos intangibles, lo que hace incompatible la comparación con años anteriores (CFE, 2008).

<sup>39</sup> En 2005 la proporción era de 3.13 trabajadores activos por cada pensionado en la CFE, y de 1.89 en LyFC. En 2008, de 2.58 para la CFE y de 1.95 para LyFC (LyFC, varios años; CFE, página electrónica).

<sup>40</sup> El ajuste es sólo para las erogaciones anuales por concepto de pensiones y jubilaciones. No se incluyen los efectos de la reducción de las obligaciones laborales futuras.

<sup>41</sup> Es probable que en ese año ya existieran distorsiones entre el comportamiento de los salarios y la productividad laboral. En este caso, las estimaciones presentadas en esta sección representarían una subestimación del costo adicional que implica el poder de negociación de los sin-

- 2) Se hace el supuesto de que los salarios en el sector se incrementan de acuerdo con el crecimiento de la productividad laboral durante el periodo 2000-2007. Entre las medidas de productividad laboral comúnmente utilizadas se encuentra el número de usuarios por trabajador o la energía vendida por trabajador.
- 3) La diferencia del salario promedio bajo este supuesto respecto al salario promedio observado en el sector se considera como una aproximación del costo del poder de negociación salarial de los sindicatos electricistas en dicho periodo.

Así, si se toma como indicador de productividad el número de usuarios por trabajador, se tendría que para el año 2007 el salario promedio de la industria eléctrica sería 16.6 por ciento menor respecto al nivel observado en ese año (por su parte, si se utiliza como indicador de productividad la energía vendida por trabajador, el salario sería 25.9 por ciento menor que el observado en 2007).<sup>42</sup> Dado que la mayor parte de las prestaciones se encuentran indexadas al salario de tabulador,<sup>43</sup> en el presente ejercicio se hizo el supuesto de que el nivel de las pensiones también era 16.6 por ciento menor al observado en 2007 (25.9 por ciento si se considera la energía vendida por trabajador como indicador de productividad).<sup>44</sup>

En términos del costo total de la electricidad, 16.6 por ciento (25.9%) del costo laboral observado en 2007 (que incluye salarios, prestaciones y

---

dicatos sobre los costos laborales de las empresas eléctricas. Sin embargo, tomar el 2000 como año base se podría justificar si se tuviera como referencia la estructura sectorial de salarios en EUA, cuya razón entre las remuneraciones de la industria eléctrica y el promedio de remuneraciones de toda la economía se ha mantenido alrededor de un nivel de 2.

<sup>42</sup> En el ejercicio se supone que el comportamiento de los salarios de los trabajadores sindicalizados se refleja también en el salario de los demás trabajadores. Este fenómeno se ha documentado en otros estudios sobre el diferencial de salarios en el sector público (Gregory y Borland, 1999).

<sup>43</sup> Prestaciones tales como ayuda de transporte, ayuda de renta, aguinaldo, despensa, vacaciones y fondo de ahorro. Véase el cuadro 5.

<sup>44</sup> Otro ejercicio que también se realizó fue considerar que la tasa de crecimiento de los salarios del sector eléctrico era la misma que la tasa de crecimiento del salario promedio de todos los sectores durante el periodo 2000-2007. Es decir, si en el año 2000 el salario promedio de la industria fue 2.1 veces el salario promedio de cotización nacional, se supuso que esta misma relación se mantenía igual en 2007 (al tener como base el salario promedio nacional) en lugar de la observada de 2.55. La razón de 2.1 entre los salarios nacionales y de la industria eléctrica se asemeja al observado en EUA. Con este supuesto se obtiene que los salarios deberían ser 17.6 por ciento menores que los observados en 2007, lo que implicaría una reducción de 3.1 por ciento en el costo total de las empresas eléctricas públicas.

**Cuadro 7.** Productividad laboral y salario real en la industria eléctrica (tasa de crecimiento anual)

	<i>Energía vendida / núm. Trab.</i>	<i>Usuarios / núm. Trab.</i>	<i>Salario real*</i>
2001	-2.19	0.58	11.01
2002	-0.67	1.45	7.24
2003	0.75	4.87	4.29
2004	0.53	2.44	3.59
2005	3.64	3.35	2.92
2006	1.70	1.68	3.78
2007	2.11	3.44	4.07
2008	-0.07	1.95	1.08
<i>Crecimiento en el periodo</i>			
00-08	5.84	21.48	44.49

*Fuente:* Elaboración con base en información sobre el número de trabajadores en la industria, reportados en el *Sexto informe de gobierno*, 2006; e información de la CFE y LYFC. Ventas y usuarios reportados por la Sener, y salarios base de cotización al IMSS reportados por la Comisión Nacional de Salarios Mínimos (Conasami). \*El salario real corresponde al salario promedio diario de cotización al IMSS, deflactado por el INPC.

pensiones) representó 2.9 por ciento (4.6%) del costo total de la energía en ese año; esto es, alrededor de \$9.2 mmp (\$14.4 mmp).

#### *IV.2. Productividad laboral*

Otra característica de las empresas eléctricas públicas en México es su alto nivel de empleo en relación con los niveles de capital, el número de clientes o el número de conexiones eléctricas de las empresas, en comparación con los mismos indicadores de empleo de empresas eléctricas de otros países.

Los altos niveles de empleo no son una característica exclusiva de las empresas eléctricas públicas en México, sino que afectan las empresas públicas en general. Vickers y Yarrow (1991) señalan que si bien el problema agente-principal induce una menor eficiencia en las empresas, entre

ellas la baja productividad laboral, este problema se presenta tanto en empresas públicas como privadas.<sup>45</sup> Dewenter y Malatesta (2001), por su parte, presentan evidencia empírica a nivel internacional de que las empresas públicas son menos rentables que las empresas privadas, y además presentan una alta intensidad laboral (medida como las ventas por trabajador). Otro tipo de explicación, diferente al del problema agente-principal, relaciona la alta intensidad laboral de las empresas públicas con posibles objetivos sociales de las empresas, con intereses políticos o con el poder de negociación sindical (Krueger, 1990; Boycko, Shleifer y Vishny, 1996; véase también Ehrenberg y Schwarz, 1986; Gregory y Borland, 1999, para una reseña de esta literatura). Recientemente se ha propuesto otro tipo de explicaciones, como por ejemplo las relacionadas con la estructura de impuestos al salario que favorecen el empleo en las empresas públicas, en comparación con su efecto en el empleo en las empresas privadas (Poutvaara y Wagener, 2008).

En México, lo que hace característico el caso de las empresas eléctricas públicas es la magnitud que ha alcanzado dicha intensidad laboral. Esto, como se señalará, ha sido uno de los factores que han presionado al alza los costos de la energía en el país. Para dimensionar las prácticas de empleo y productividad laboral de las empresas eléctricas públicas en México, teniendo en cuenta las *salvedades* señaladas en la introducción, a continuación se compara el desempeño laboral de LyFC y la CFE con empresas eléctricas de otros países en los segmentos distribución y generación. El objetivo de la comparación entre indicadores de productividad laboral se limita en este estudio a presentar una aproximación del margen que pudieran tener las empresas eléctricas públicas para mejorar su productividad laboral.

#### IV.2.1. Segmento de distribución

En el estudio comparativo del sector eléctrico de Andres, Foster y Guash (2006), en el que se consideran 181 empresas eléctricas de distribución en

---

<sup>45</sup> El problema agente-principal se refiere a los problemas que enfrentan los propietarios de una empresa o responsables de una institución para que sus directivos o empleados se comporten de acuerdo con sus intereses u objetivos. Estos problemas surgen por la asimetría de información entre el principal y el agente, y porque el agente puede enfrentar incentivos que no estén alineados a los intereses del principal. En el caso de las instituciones públicas, el problema se refiere a que los ciudadanos (principal) pueden hacer que los funcionarios públicos (agentes) actúen de acuerdo con sus intereses. Véase por ejemplo, Stiglitz (2000).

América Latina que fueron privatizadas en los pasados 25 años, los autores estiman que estas empresas redujeron en promedio 38 por ciento su planta laboral durante el periodo que va del anuncio de la reforma a un año después de que se da la concesión al sector privado. Más aún, los autores estiman que este ajuste a la baja en el número de trabajadores llegó a ser de hasta 47 por ciento en los siguientes cinco años después de la reforma. Esto es, si suponemos que la energía vendida por la empresa promedio de la muestra después de la reforma es igual a la energía vendida antes de la reforma, en promedio se obtuvo una mejora en la productividad laboral entre 61.3 y 88.7 por ciento.<sup>46</sup> Cabe resaltar que los autores obtuvieron este resultado al comparar la evolución promedio de las empresas antes y después de la reforma. A pesar de que este incremento en productividad es resultado de un proceso de privatización, la magnitud del cambio estimado puede utilizarse como un indicador indirecto del margen para mejorar que tienen las empresas eléctricas públicas de distribución, en caso de que se estableciera como uno de sus objetivos la mejora de la productividad laboral. En particular, el incremento de la productividad laboral en el primer año de la privatización es un dato significativo, dado que es muy probable que en un periodo tan corto los cambios que pudieran darse en el capital sean marginales o inexistentes, y por lo tanto su impacto en la productividad laboral sea mínimo.

Otro marco de referencia que puede utilizarse para caracterizar las empresas mexicanas es el desempeño que tienen las empresas eléctricas similares en otros países. Sin embargo, es difícil encontrar empresas con características similares dada la gran cantidad de variables que las determinan, como es la densidad de población y las características geográficas de la zona de servicio, por ejemplo. Sin embargo, se puede dar una primera aproximación general a esta caracterización si se compara el desempeño de varias empresas y nos abstraemos de las posibles diferencias específicas.<sup>47</sup> Si utilizamos información recolectada por el Banco Mundial

---

<sup>46</sup> Tasa de crecimiento del producto por unidad de trabajo. Por ejemplo, si se normaliza el número de trabajadores antes del anuncio de la reforma a 1 y definimos  $Q$  como el producto en  $h$ , dicha razón es igual a  $Q/1$ ; un año después de la reforma, el número de trabajadores sería de 1-0.38, y la razón producto por trabajador, si asumimos que la producción no cambia, sería  $Q/(1-0.38)$ . El incremento de la productividad sería de 61.3 por ciento. Este incremento en productividad aumenta a 88.7 por ciento si se considera la reducción del empleo en los siguientes cinco años.

<sup>47</sup> De hecho, éste es un tema de investigación a futuro, el cual requiere un gran esfuerzo de recolección de datos complementarios a los recolectados por el Banco Mundial.

(s.f.),<sup>48</sup> al comparar indicadores de desempeño del segmento de distribución de las empresas eléctricas públicas en México con los observados en empresas eléctricas grandes (públicas y privadas) en América Latina y el Caribe para el año 2005, se observa que la productividad laboral de las empresas mexicanas dista mucho de encontrarse entre las mejores. En el cuadro 8 se reportan indicadores de productividad de 16 empresas, de un total de 81 clasificadas como grandes.<sup>49</sup> Como se observa, si bien la CFE y LyFC son de las empresas de distribución más grandes en la región (al considerar el número total de conexiones, ocupan el lugar 1 y 3 de la muestra, respectivamente), su productividad laboral se encuentra muy por debajo de la de las empresas más productivas: la CFE y LyFC se colocan, de acuerdo con el indicador de energía vendida por trabajador de distribución,<sup>50</sup> en los lugares 32 y 37 (de un total de 81), respectivamente, y en los lugares 36 y 41 de acuerdo con el número de conexiones por trabajador.

Así, bajo la suposición de que son empresas comparables, si en 2005 las empresas mexicanas hubieran trabajado con los estándares de EMCALI de Colombia (la empresa estatal con mejor desempeño en energía vendida por trabajador), LyFC hubiera tenido un sobreempleo aproximado de 44 por ciento, mientras que la CFE de alrededor de 25 por ciento.<sup>51</sup> En el caso extremo, si se compara con el estándar de la empresa con mejor desempeño en este criterio, CGE de Chile, el sobreempleo sería de 67 por ciento en LyFC y de 56 por ciento en la CFE. Si se toma la estimación de la Secretaría de Energía de una tasa media de crecimiento anual de las ventas de electricidad del sector público de 3.5 por ciento para la zona central del país y de 5.1 por ciento para el resto del territorio nacional para el periodo

---

<sup>48</sup> Esta base de datos consiste en información de 25 países y 249 empresas eléctricas de distribución. De acuerdo con el Banco Mundial, esta base de datos es representativa de 88 por ciento de la electrificación de la región. De la muestra, 81 empresas están clasificadas como grandes.

<sup>49</sup> La muestra se seleccionó de tal forma que incluyera las cinco primeras empresas eléctricas de cada indicador (energía vendida por trabajador, número de conexiones por trabajador de distribución y número total de conexiones). Además, se incluyeron las cinco empresas estatales más grandes, de acuerdo con sus ventas por trabajador.

<sup>50</sup> De un total de 160 empresas de distribución con datos de mWh/trabajador en 2005 (independientemente de su tipo y tamaño), la CFE ocupa el lugar número 45 y LyFC el 66. Como se mencionó anteriormente, este ejercicio tiene como fin ser una primera aproximación general, por lo que no se consideran factores más específicos que pudieran influir en estas diferencias.

<sup>51</sup> Si se toma como indicador de productividad laboral el número de conexiones por trabajador, los porcentajes de sobreempleo serían 47 y 39 por ciento, respectivamente. Estos porcentajes de sobreempleo se obtienen de la razón (Productividad Laboral en Y – Productividad Laboral en X) / Productividad Laboral en Y.



**Cuadro 8.** Comparativo de indicadores de productividad laboral; empresas grandes de distribución de electricidad en América Latina y el Caribe (2005)

País	Empresa	Tipo	Energía vendida (MWh) por trabajador de distribución		Número de conexiones por trabajador de distribución		Número total de conexiones	
			Lugar*	Nivel	Lugar*	Nivel	Lugar*	Nivel
Chile	CGE	Privada	1	7 793		n/d	26	1 046 590
Brasil	ELETROPAULO-SP	Privada	2	7 227	6	1 129	4	5 296 170
Brasil	CPFL-PIRATINGA	Privada	3	7 133	12	1 028	22	1 264 497
Colombia	CODENSA	Privada	4	6 703		n/d	14	2 089 907
Argentina	EDENOR	Privada	5	6 505	16	868	11	2 404 204
Brasil	CERJ-RJ	Privada	8	5 376	2	1 451	13	2 120 243
Colombia	EMCALI	Estatal	14	4 553	19	820	48	483 121
Brasil	CELPE	Privada	15	4 533	4	1 214	10	2 441 064
Venezuela	ENELVEN	Estatal	16	4 404	59	227	53	434 794
Bolivia	ELECTROPAZ	Privada	19	3 904	3	1 242	61	360 123
Costa Rica	ICE	Estatal	24	3 786	58	236	45	526 232
Brasil	COELBA-BA	Privada	25	3 696	5	1 184	5	3 844 438
Brasil	COELCE-CE	Privada	26	3 657	1	1 469	12	2 296 856
México	CFE	Estatal	32	3 424	36	499	1	23 265 575
Brasil	CEEE	Estatal	35	2 905	34	519	19	1 330 490
México	LyFC	Estatal	37	2 552	41	436	3	5 720 558

Número total de empresas grandes consideradas en la muestra del Banco Mundial: 81  
 Número total de empresas públicas grandes consideradas en la muestra: 22

*Fuente:* Elaboración con base en datos del Banco Mundial, Benchmarking Database of the Electricity Distribution Sector in the Latin America and Caribbean Region, 1995-2005. <http://info.worldbank.org/etools/facelectricity/home.htm>. \*Lugar se refiere al lugar que ocupa la empresa al ordenar la muestra en forma descendente, de acuerdo con el indicador respectivo. n/d: No disponible.

2007-2016 (Sener, 2007);<sup>52</sup> se estima que si la CFE mantiene en niveles de 2006 su planta laboral en el segmento distribución, le tomaría hasta el 2011 igualar la energía vendida por trabajador de distribución que se observa en la empresa EMCALI de Colombia (con los mismos supuestos, le tomaría hasta 2021 alcanzar los parámetros de CGE de Chile). Por su parte, si se congelara la planta laboral de LyFC de 2006 en el segmento distribución, esta empresa alcanzaría el nivel de energía vendida por trabajador de distribución observado actualmente en EMCALI de Colombia hasta 2024.

#### IV.2.2. Segmento de generación

En este segmento también se presenta una baja productividad laboral de la CFE en comparación con el desempeño y la práctica de empresas eléctricas internacionales. De la misma manera que en la sección anterior, en el presente ejercicio se pretende ilustrar cuál es el margen para mejorar la productividad laboral en el segmento de generación eléctrica.

Al comparar la energía generada por trabajador y la capacidad instalada por trabajador de la CFE con los mismos indicadores de las filiales latinoamericanas de la empresa española Endesa,<sup>53</sup> por ejemplo, se observa que la productividad laboral en la CFE es, por lo menos, 60 por ciento más baja que la productividad de Endesa. Para 2005, la energía generada por trabajador en el segmento de generación en la CFE fue de 9.8 GWh, mientras que en Endesa-Chile fue de 24.5 GWh. En ese mismo año, la capacidad instalada por trabajador en la CFE y Endesa-Chile fue de 2.2 y 6.1 MW, respectivamente (véase la gráfica 7).

Los indicadores agregados de empleo en generación tienen el inconveniente de no considerar diferentes combinaciones de tecnologías que se pueden presentar en las empresas. Sin embargo, estudios más detallados realizados por Salomon Associates, que comparan el personal ocupado de plantas de generación con tecnología similar, muestra la misma tendencia.

---

<sup>52</sup> Para menores tasas de crecimiento, la convergencia a niveles de productividad laboral semejantes a las de otras empresas eléctricas de AL sería más tardada. Las tasas medias de crecimiento para el periodo 2008-2017 reportadas en *Prospectiva del sector eléctrico 2008-2017*, son de 1.8 por ciento para la zona centro y de 3.8 por ciento para el resto del país.

<sup>53</sup> Endesa es una empresa española con participación en empresas eléctricas en varios países de América Latina: <http://www.endesa.es/Portal/es/default.htm>.

A petición de la CFE, la empresa Salomon Associates realizó estudios comparativos (*benchmarking*) de algunas unidades generadoras de electricidad de la CFE en 2004 y 2005, para los cuales tomó como referencia 300 unidades generadoras a nivel internacional (Salomon Associates, 2004a, 2004b, 2005).<sup>54</sup> Las tecnologías consideradas en el análisis fueron: 1) térmica convencional, 2) ciclo combinado y 3) carboeléctricas. Las unidades generadoras consideradas en el estudio son representativas de plantas de la CFE que en conjunto suman una capacidad de 16 322 MW; aproximadamente 45 por ciento de la capacidad térmica total bajo control de la CFE en 2006.<sup>55</sup>

En la gráfica 8 se muestran algunas de las gráficas reportadas por Salomón Associates. En ellas, las unidades de generación se ordenan en forma ascendente de acuerdo con el número de trabajadores por unidad de capacidad. Las posiciones que ocupan las unidades de generación de la CFE dentro de la muestra considerada se encuentran señaladas con pequeños círculos. De esta gráfica destaca que las plantas de la CFE se encuentran entre las que más trabajadores emplean en la industria para los diferentes tipos de tecnologías consideradas. En el caso de las unidades a base de combustóleo y de carbón, las unidades generadoras de la CFE aún se encuentran rezagadas respecto a las unidades de la muestra que emplean un mayor número de trabajadores. Por su parte, las unidades de ciclo combinado de la CFE no son de las que más personal emplean, pero se encuentran alejadas de la mediana de la muestra (aproximadamente 70 por ciento más de personal).

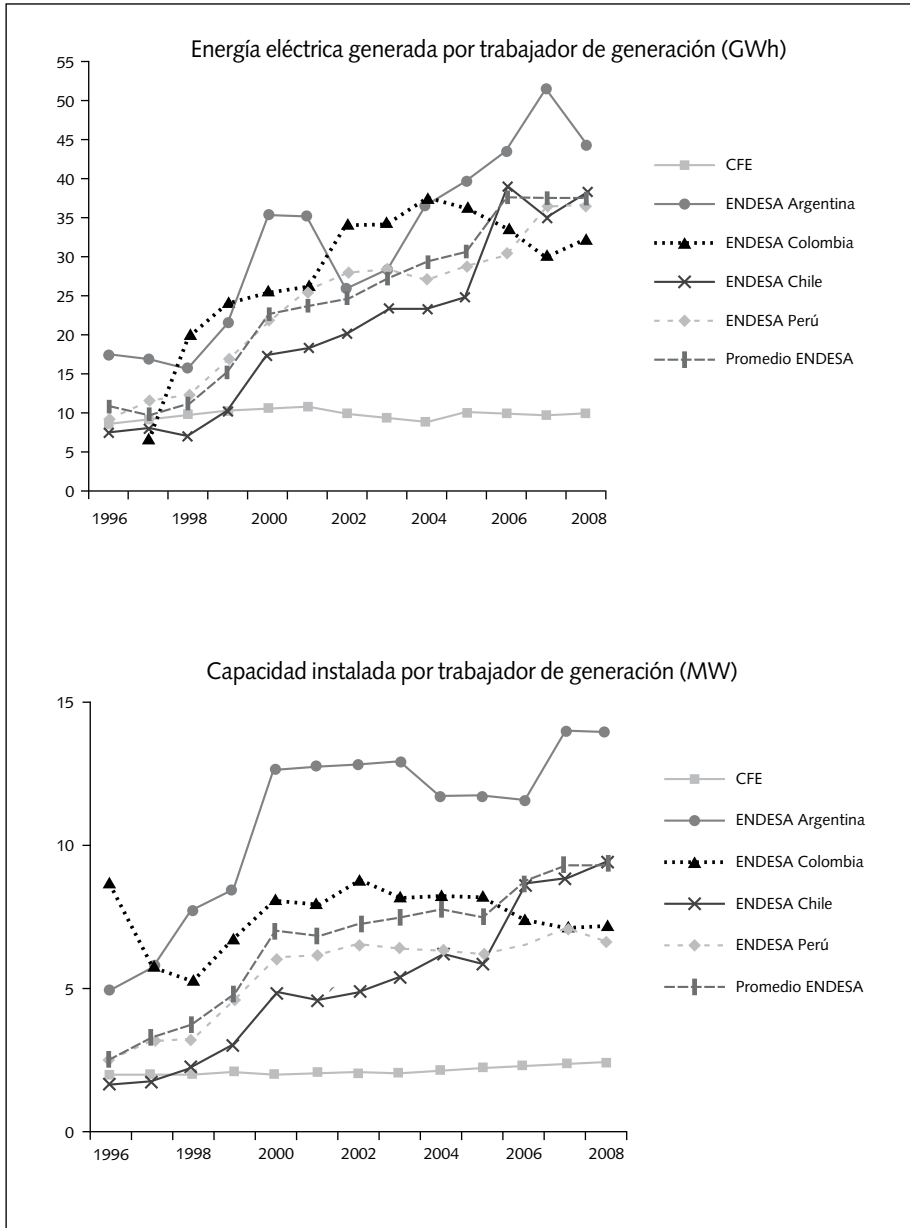
Con base en estas comparaciones, las recomendaciones de Salomon Associates se centran en la necesidad de realizar estudios de personal, de tener una mejor administración del personal ocupado, de revisar las prácticas de contratación (de contratistas y de personal temporal), así como de disminuir el ausentismo de los trabajadores.

---

<sup>54</sup> Informes obtenidos a través de la Auditoría Superior de la Federación, "Auditoría Especial de Desempeño", Dirección General de Auditoría de Desempeño a las Funciones Productivas y de Infraestructura, respuesta a la solicitud de acceso a la información pública gubernamental, folio 056, agosto de 2006. Los estudios fueron realizados en los años 2004 y 2005, con información de 2002 y 2003.

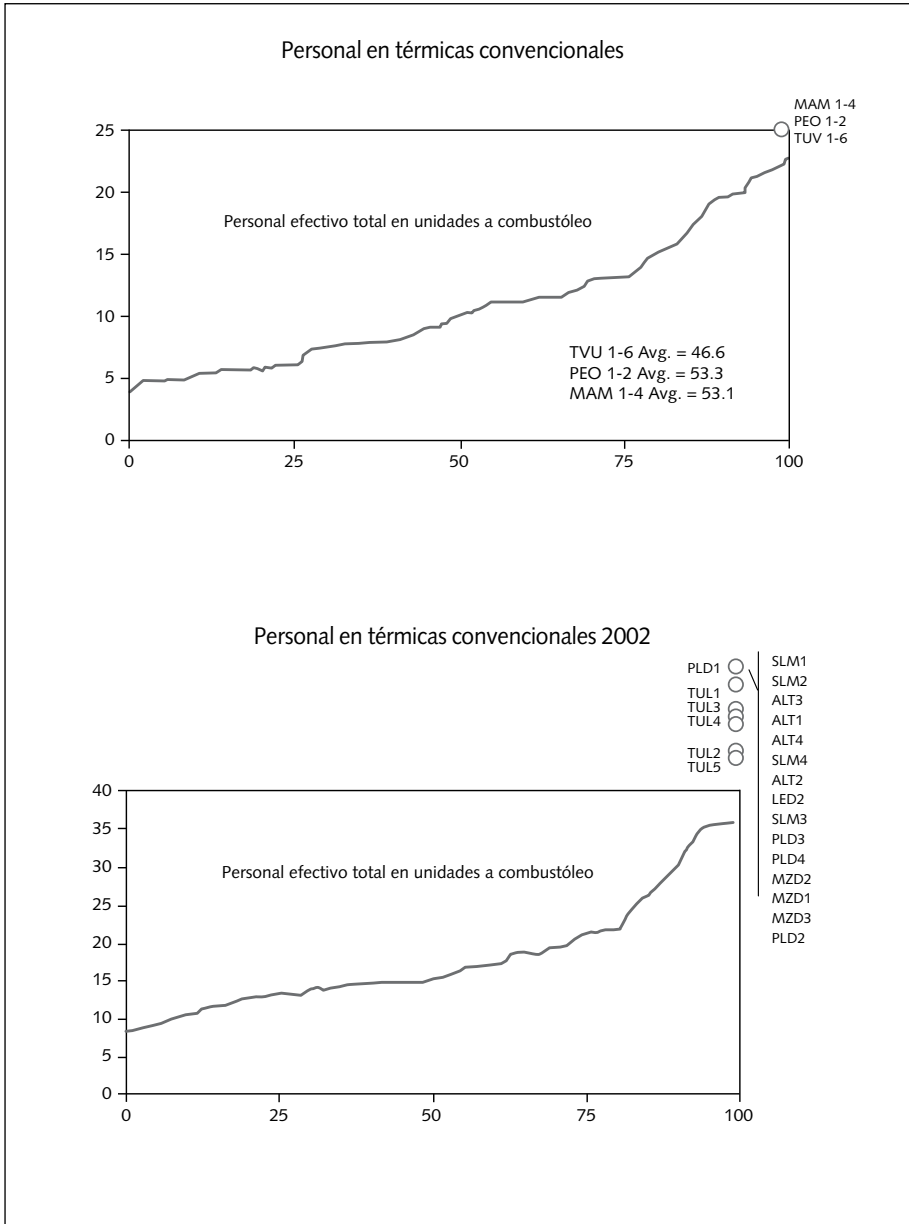
<sup>55</sup> Todas las plantas eléctricas consideradas en el estudio de Salomon Associates son operadas por la CFE. El porcentaje de 45 por ciento es sobre toda la capacidad térmica de la CFE en 2006, incluyendo las plantas de los PIE, que operan bajo contrato de largo plazo de compra de energía con la Comisión.

**Gráfica 7.** Indicadores de productividad laboral; segmento generación

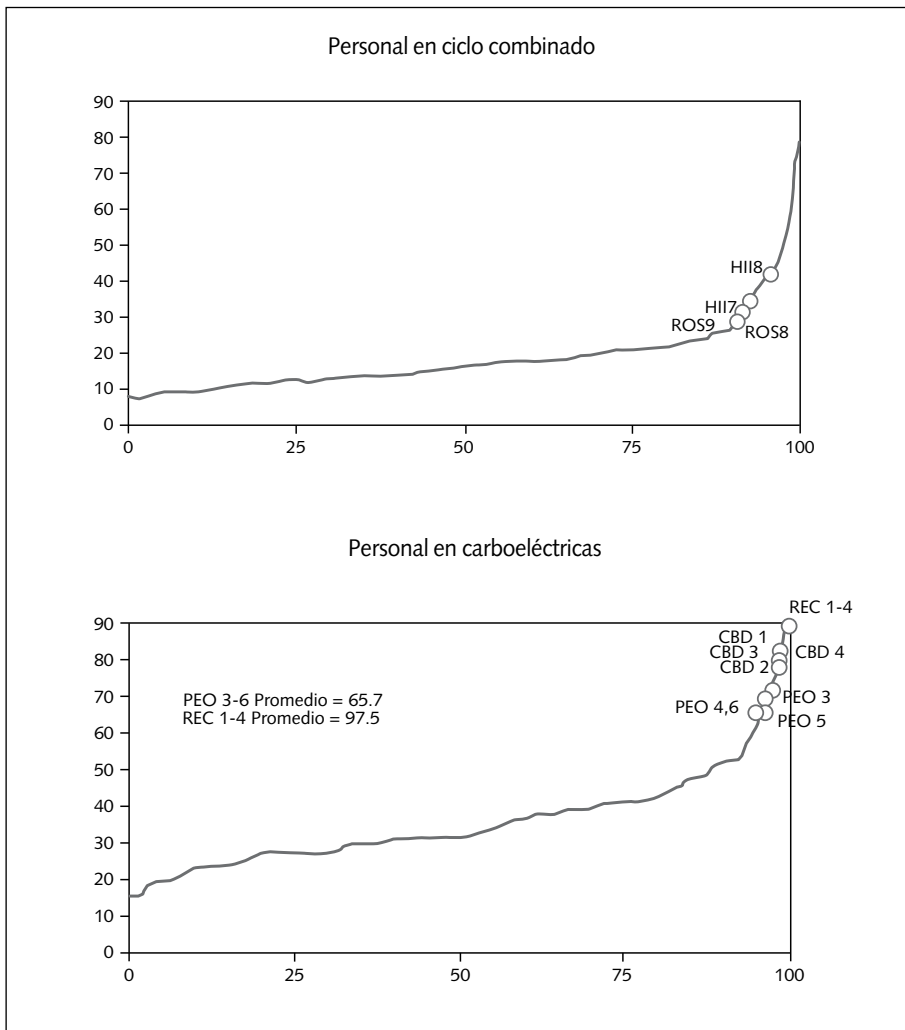


Fuente: Elaboración con información de la CFE, informes anuales; y Endesa (varios años).

**Gráfica 8.** Indicadores de productividad laboral; segmento generación comparativo a nivel de unidades de generación. Resultados de Salomon Associates. (Trabajadores efectivos\* / 100 MW)



**Gráfica 8.** Indicadores de productividad laboral; segmento generación comparativo a nivel de unidades de generación. Resultados de Salomon Associates. (Trabajadores efectivos\* / 100 MW) (continuación)



Fuente: Salomon Associates (2004a, 2004b, 2005). Reproducción de gráficas del informe obtenido a través de la Auditoría Superior de la Federación, “Auditoría Especial de Desempeño.” Dirección General de Auditoría de Desempeño a las Funciones Productivas y de Infraestructura, respuesta a la solicitud de acceso a la información pública gubernamental, folio 056, agosto de 2006. \*Incluye trabajadores permanentes, sustitutos y adicionales; tiempo extraordinario; contratistas y parte proporcional de subgerencia, gerencia y subdirección. Los círculos representan la posición de las unidades de generación de la CFE; la clave de sus nombres se encuentra señalado.

### IV.2.3. Impacto de la baja productividad laboral

De acuerdo con la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2007 y los estados de resultados de las empresas eléctricas públicas, el costo de los servicios personales (sueldos, salarios y gastos de previsión social) del personal activo representaron alrededor de 11.3 por ciento de los costos totales. Por su parte, el pago de pensiones y jubilaciones representó alrededor de 6.2 por ciento de los costos.<sup>56</sup>

Una política que trate de mejorar la productividad laboral de las empresas eléctricas públicas en México a niveles semejantes a los observados en las empresas eléctricas más productivas de Latinoamérica podría reducir considerablemente el costo de la electricidad. Por ejemplo, se estima que un incremento de la productividad laboral en 61 por ciento en 2007 podría representar una reducción en el costo total del suministro eléctrico de alrededor de 4.3 por ciento (\$13.7 mmp de 2007).<sup>57</sup>

Internacionalmente existen ejemplos en los que empresas eléctricas han implementado políticas que buscan incrementar su productividad laboral. Un caso es la empresa Japonesa TEPCO, una de las más grandes a nivel internacional y la cual tiene el monopolio del suministro eléctrico en Tokio. Esta empresa ha implementado medidas para reducir el número de empleados a través de la revisión de su organización y sus operaciones, así como la automatización de sus procesos. De este modo, de 2000 a marzo de 2008, TEPCO redujo su planta laboral 7.6 por ciento.<sup>58</sup> Otro ejemplo es el programa "Altitude" de mejora de desempeño del grupo Électricité de

---

<sup>56</sup> Estimaciones con base en los resultados financieros de la CFE y LyFC, y de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2005. En el cálculo del costo agregado de las empresas eléctricas públicas se evitó la doble contabilización, al excluir las compras de energía de LyFC a CFE, por lo que el costo agregado resulta menor que la suma de los costos por empresa. Asimismo, estos costos no incluyen los costos actuariales del año de las obligaciones laborales.

<sup>57</sup> Un incremento de la productividad laboral de 61 por ciento es semejante al promedio del incremento de la productividad laboral estimado en el estudio de Andres, Foster y Guash (2006) un año después de haberse implementado reformas en el sector en diversos países de AL (véase sección IV.2.1). Por otra parte, al considerar las prácticas internacionales de productividad laboral en plantas de generación en comparación con las observadas en la CFE, este incremento de 61 por ciento resulta conservador.

Al mantener el nivel de la energía vendida constante, el incremento de 61 por ciento de la productividad laboral correspondería a una planta laboral igual a 62 por ciento de la existente, que se reflejaría en reducciones proporcionales en pago de sueldos, salarios y prestaciones. En el cálculo no se incluyó la disminución correspondiente del costo de las obligaciones laborales de los trabajadores activos, por lo que las reducciones estimadas en los costos totales representan una aproximación de la cota inferior de las posibles reducciones.

<sup>58</sup> De 41 403 a 38 250 empleados (TEPCO, 2006).

France, que en 2005 contemplaba una tasa de remplazo no mayor a 30 por ciento de 9 000 trabajadores a retirarse en el periodo 2005-2007.<sup>59</sup>

#### *IV.3. Efecto agregado de la baja productividad y del nivel de percepciones laborales*

Las estimaciones presentadas anteriormente tienen como fin dimensionar el orden de escala de los costos asociados con la baja productividad laboral y con el premio en percepciones de los trabajadores de las empresas eléctricas públicas. Se estima que: 1) la baja productividad laboral podría haber representado en 2007 4.3 por ciento de los costos totales de las empresas eléctricas públicas; 2) el poder de negociación sindical en la determinación de los incrementos salariales durante el periodo 2000-2007 representaría 2.9 por ciento de los costos en 2007, si se toma como indicador de productividad el número de usuarios por trabajador (4.6 por ciento si alternativamente se utiliza la energía vendida por trabajador), y 3) el costo de mantener pensiones en LyFC 1.86 por arriba de las percepciones medias de los trabajadores activos, en comparación con el factor 1.02 observado en la CFE, podría haber representado 1.4 por ciento de los costos totales de la industria (incluidas la CFE y LyFC). Como se observó, cada uno de estos conceptos, considerados por separado, no representa un porcentaje elevado de los costos totales. Sin embargo, tomados en conjunto representan un costo significativo: el efecto conjunto suma 7.5 por ciento de los costos totales en 2007.<sup>60</sup>

### **V. Estructura de subsidios entre participantes de la industria**

La existencia de sobrecostos y la determinación exógena de los precios de la electricidad generan en las empresas eléctricas públicas presiones para encontrar fuentes de financiamiento diferentes a los ingresos por venta de energía. La exclusividad de la CFE y LyFC del servicio de suministro público

<sup>59</sup> Este programa se implementó desde 2004 con el objetivo de mejorar la productividad y reducir costos de la empresa (EDF Group, 2005).

<sup>60</sup> Para evitar la doble contabilización en el agregado, se consideró el costo por el efecto del incremento de los salarios por arriba del incremento en productividad sólo para 62 por ciento de la planta laboral; para el restante 38 por ciento se estimó el monto total de sus salarios y prestaciones, y se le asoció con el costo por baja productividad laboral. Es decir, el impacto del poder sindical en salarios se estimó en 1.8 por ciento de los costos totales, en lugar de 2.9 por ciento reportado sin considerar el ajuste por baja productividad.



de electricidad en el país les proporciona diversos mecanismos que les abren la posibilidad de obtener recursos a expensas de otros agentes participantes en el sector, y se refuerza así que los incentivos no estén alineados con el uso eficiente de los recursos.<sup>61</sup> En esta sección se describen algunos de estos mecanismos. Además, se describe parte de la estructura de subsidios y transferencias que se dan en el sector.

### *V.1. Transferencias entre entidades federales*

*Subsidio cruzado de los organismos y entidades federales a las empresas eléctricas públicas.* En febrero de 2002, conjuntamente con el ajuste de las tarifas residenciales, se crearon las tarifas destinadas a la “producción y provisión de bienes y servicios públicos federales”, las cuales son las tarifas vigentes multiplicadas por un factor de 2.5 y que son aplicadas a los organismos y entidades federales (DOF, 2002).<sup>62</sup>

La creación de este sobreprecio a la electricidad consumida por el gobierno federal, motivada por la necesidad de respaldar las finanzas de las empresas eléctricas públicas ante los efectos de la modificación de las tarifas residenciales, es en realidad la cesión de un subsidio cruzado, indirecto, del gobierno federal a las empresas eléctricas públicas. Estos subsidios alcanzan niveles de 4.7 por ciento de los ingresos totales de LyFC y de 2.6 por ciento de los ingresos de la CFE.<sup>63</sup> Fue en diciembre de 2007 cuando se decretó que dicha tarifa especial se suprimiera a partir del 1 de enero de 2010 (DOF, 2007).

*Endeudamiento del gobierno.* La falta de pago del servicio de energía eléctrica y la consecuente acumulación de adeudos por parte de los tres niveles de gobierno representan un financiamiento implícito de las empresas eléctricas estatales en los distintos niveles de gobierno. En 2005 dichos adeudos representaron 56 por ciento del total de las deudas y documentos

---

<sup>61</sup> Sappington y Sidak (2003), por ejemplo, señalan que la existencia de múltiples objetivos de las empresas públicas, diferentes a la maximización de las utilidades, puede llevar a comportamientos anticompetitivos, como la creación de barreras a la entrada y elevación de los costos de operación de las empresas competidoras, por ejemplo.

<sup>62</sup> El gobierno federal puede demandar energía a baja, mediana y alta tensión; por ejemplo, Pemex puede demandar energía a alta, media y baja tensión, y los edificios públicos a mediana y baja tensión. Se exenta de este sobreprecio a las instituciones de educación pública, a la Comisión Nacional del Agua del sistema Cutzamala, y a las mismas CFE y LyFC.

<sup>63</sup> Estimación propia con información para CFE correspondiente al periodo enero-septiembre de 2006, y para LyFC al periodo enero-diciembre 2005. Información de la CFE y LyFC, pedimento IFAI, folios 1850000041806 y 1816400087406.

por cobrar de LyFC (\$4.3 mmp), mientras que para la CFE representaron 9 por ciento (\$2.6 mmp).<sup>64</sup>

La mayor parte de la deuda gubernamental es deuda de organismos y dependencias federales. Destacan, sin embargo, los niveles de endeudamiento que mantienen los municipios en comparación con los de los estados. En el caso de la CFE, los adeudos municipales casi duplicaron el monto de los adeudos estatales (\$697.8 mp *vs.* \$319.9 mp respectivamente en 2005), mientras que en LyFC la mayoría es deuda municipal (\$500 mp *vs.* \$7.2 mp de los estados).

*El aprovechamiento.* A diferencia de LyFC, la CFE tiene por ley la obligación de transferir recursos al gobierno federal como pago por el “aprovechamiento” de bienes de dominio público, equivalentes a 9 por ciento del nivel de los activos de la empresa.<sup>65</sup> Para 2005, el aprovechamiento representaba alrededor de 21 por ciento de los costos totales de la CFE y 75 por ciento de los subsidios. Así, por un lado, el aprovechamiento se registra como un cargo a la empresa pero, por otro, se le retiene como parte de las transferencias del gobierno federal, lo que resulta en realidad en una transacción contable. En LyFC no existe este concepto de aprovechamiento, por lo que el total del subsidio a esta empresa sí implica transferencia de recursos.

*Bajo margen de comercialización de LyFC a favor de la CFE.* LyFC funciona como una empresa distribuidora que compra a la CFE alrededor de 95 por ciento de la energía que requiere para abastecer su zona de influencia.<sup>66</sup> De acuerdo con las transacciones entre las empresas eléctricas públicas en 2005, la CFE vende energía a LyFC a tarifas muy semejantes a las que esta última vende a la gran industria, lo que deja a LyFC con un nulo

---

<sup>64</sup> La deuda gubernamental incluye deuda de municipios, gobiernos estatales, y organismos y dependencias públicas federales, incluidas empresas paraestatales. Se incluyen adeudos vencidos. Información de la Sener y estados financieros dictaminados de la CFE y LyFC.

<sup>65</sup> El gobierno federal, al asumir los pasivos de la CFE en la segunda mitad de los ochenta, se adjudicó el derecho de percibir pagos de la CFE iguales al monto que la empresa se ahorraría por pago de intereses. Estos pagos, “aprovechamientos”, con cargo a los estados de resultados de la CFE, se formalizaron en la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) en su reforma de 1986, y se estableció que se destinarían para inversión en nuevas obras de infraestructura eléctrica. En la actualidad se ha permitido utilizar estos recursos para cubrir los subsidios que otorga el gobierno federal a la CFE, medida que compete con el objetivo original de utilizar estos recursos para financiar infraestructura eléctrica.

<sup>66</sup> La principal suministradora de energía eléctrica a nivel nacional es la CFE, que controla la generación de electricidad a través de sus propias plantas o a través de los contratos de compra-venta con los productores independientes de energía.

margen de comercialización.<sup>67</sup> Cabe señalar que los costos por kWh del suministro de energía a empresas pequeñas y a los hogares (que representan alrededor de 69 por ciento de las ventas totales de la empresa) sobrepasan en más de 100 por ciento los precios promedio de la industria. Además, LyFC presenta elevadas pérdidas de energía (de más de 30 por ciento de total de la energía disponible), lo que eleva considerablemente sus costos de operación.

La CFE por su parte, al tener a su disposición diferentes posibilidades tecnológicas en sus plantas de generación (por ejemplo, plantas hidroeléctricas y de carbón, cuyo costo es de los más bajos), puede mantener en algunos casos costos de generación de electricidad menores a los costos de venta de energía a LyFC.<sup>68</sup> Esto es, al no existir un mercado de compra de energía al mayoreo, LyFC no puede aprovechar la diversidad de tecnologías ni la diversidad de costos asociados de las que dispone la CFE. Así, los altos precios de la energía para reventa, aunados a los altos costos de operación, diluyen toda posibilidad de que LyFC obtenga ingresos netos positivos.

## *V.2. Transferencias del sector privado a las empresas eléctricas públicas*

Los problemas de control de costos de las empresas eléctricas públicas implican sobrecostos para la industria y potenciales desventajas en un ambiente competitivo internacional. Una alternativa para reducir los costos de producción y asegurar el suministro eléctrico ha sido la instalación de plantas de generación para abastecimiento privado. Actualmente la LSPEE permite a las empresas instalar sus propias plantas de generación, con fines de autoabastecimiento, bajo las figuras de permisionarios privados (cogeneración, autoabastecimiento y pequeño productor). Si bien estos esquemas han servido para el abastecimiento local de energía, el uso de la red eléctrica pública permite potenciar el aprovechamiento de las ventajas del autoabastecimiento. A pesar de que la LSPEE autoriza a la CFE y a LyFC a ofrecer el servicio de transmisión de energía por la red eléctrica pública,

---

<sup>67</sup> Los precios de compra de energía a la CFE por parte de LyFC (\$0.8609 pesos por kWh) resultan ser semejantes al precio promedio pagado por la CFE por la energía proveniente de los productores independientes de energía (\$0.8381 pesos por kWh, si se incluye el cargo por energía y por capacidad). Datos de los cargos a PIE, estimados con datos de enero a noviembre de 2005, CFE, solicitud de acceso a la información, IFAI, folios 1816400100605 y 1816400100705. Datos del costo de la energía que la CFE vende a LyFC, CFE, solicitud de acceso a la información, IFAI, folio 1816400070006.

<sup>68</sup> En 2005, la diferencia en costos por kWh entre la CFE y LyFC era de 55 por ciento. Estimación con base en información del *Sexto informe de gobierno* (2006).

el control de la red eléctrica les permite determinar en cierta medida la viabilidad y las condiciones de las conexiones de nuevos usuarios.

*Acceso a los servicios de la red eléctrica.* El control de la CFE y LyFC sobre la red eléctrica es muy amplio: *i)* la CFE tiene el control de la red eléctrica, a través del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace);<sup>69</sup> *ii)* ambas empresas tienen el control de la información que se genera por el manejo de la red de transmisión y distribución en sus respectivas áreas de influencia, y son ellas las únicas que pueden determinar con precisión la viabilidad técnica de las nuevas conexiones, y *iii)* el control de la red eléctrica y el manejo de información sobre las características de su funcionamiento les permite a ambas empresas tener gran influencia en la determinación de la expansión de la misma.

La doble función de la CFE y LyFC de abastecer energía y a la vez controlar la red eléctrica genera un claro conflicto de intereses, pues las plantas privadas de autoabastecimiento, que potencialmente podrían reducir la base de usuarios de las empresas públicas, adquieren el acceso a la red eléctrica sólo bajo un convenio con estas empresas. Así, el control de la información sobre la capacidad de interconexión del sistema eléctrico da a las empresas públicas la posibilidad de poder dictaminar como no factibles proyectos que pudieran amenazar su posición en el abastecimiento de energía.

*Los contratos de interconexión.* Una vez que se califica como factible la interconexión con la red eléctrica, tanto los nuevos usuarios del servicio público como los permisionarios privados deben pasar por un proceso de negociación con la CFE o LyFC para definir las características de la infraestructura que es necesario construir o modificar para tener acceso a la red eléctrica. La LSPEE establece la aplicación de un pago (“aportación”) a favor de las empresas eléctricas públicas y a cargo de los solicitantes, con el fin de cubrir los costos de dicha obra. En su caso, se permite al usuario realizar por sí mismo las obras de infraestructura bajo la dirección y supervisión de la CFE o LyFC.

El Reglamento en Materia de Aportaciones regula la relación entre las empresas eléctricas públicas y los usuarios; sin embargo, algunos aspectos

---

<sup>69</sup> El Cenace es el órgano encargado de garantizar en todo momento el abastecimiento de electricidad y la estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. Para realizar su función, entre sus competencias se encuentra la de autorizar la entrada y salida de operación de las plantas generadoras conectadas a la red, e inhabilitar líneas de transmisión por motivos de mantenimiento o reparación, por ejemplo. Entre la información que recaba durante sus funciones se encuentra la dirección de los flujos de energía dentro de la red, la capacidad real de las líneas de transmisión, sus periodos de congestamiento, etcétera.

concretos de definición de la obra a realizar y de determinación del monto de las aportaciones son negociados entre los particulares y las empresas eléctricas públicas.<sup>70</sup>

Una vez terminadas las obras, por ley, pasan a formar parte del patrimonio de las empresas eléctricas públicas, sin mediar compensación alguna, lo que las convierte en claras transferencias de los usuarios a la CFE y LyFC. Las aportaciones han resultado ser una fuente importante de recursos, particularmente para LyFC. Así, a pesar de que LyFC es una empresa que comercializa alrededor de 15 por ciento del servicio público de energía eléctrica, recibe por concepto de aportaciones montos superiores a los de la CFE. Para 2002, el monto de las aportaciones recibidas por LyFC representaba 18 por ciento de la inversión neta en activos fijos; para 2005, su monto llegó a representar 29 por ciento.<sup>71</sup>

*Cargos por servicio de transmisión.* Las empresas eléctricas públicas tienen incentivos para establecer cargos elevados por servicio de transmisión que les permitan hacer frente a los altos costos en otros rubros o segmentos de la industria (por ejemplo, por pérdidas de energía o por costos laborales). Las oportunidades para elevar los cargos por servicios de transmisión son múltiples, entre los cuales podemos identificar los siguientes: *a)* la metodología de determinación de cargos por servicio de transmisión no contempla pagos a los usuarios de la red en los casos en que exista un beneficio para la empresa eléctrica pública por la interconexión con el usuario. Esto resta incentivos para desarrollar proyectos de generación que pudieran mejorar la estabilidad de la red eléctrica; *b)* se permite trasladar los aumentos en costos a los cargos por servicio de transmisión; por ejemplo, la metodología incluye implícitamente un cargo proporcional por pérdida de energía, y *c)* se permite discrecionalidad a las empresas eléctricas públicas en la determinación de algunos componentes del costo, principal-

---

<sup>70</sup> La función de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en el reglamento se concreta en aprobar el catálogo de precios de los materiales y mano de obra para la realización de las obras requeridas, aprobar los modelos de convenio de suministro, e intervenir, a petición de los usuarios, como mediador en caso de conflicto. En dado caso, la intervención de la CRE depende de la información otorgada por la CFE.

<sup>71</sup> El monto de las aportaciones registradas en los estados financieros de la CFE incluye las aportaciones de particulares y de gobiernos estatales y municipales, sin presentar un desglose por componentes. Tampoco se diferencia el origen de estas aportaciones, si son por interconexiones para servicio público o para servicio de transmisión de permisionarios. En 2005, por ejemplo, las aportaciones recibidas por LyFC fueron del orden de \$1,363,518 millones de pesos, mientras que en la CFE fueron de \$627,747 millones de pesos. (Información de los estados financieros de LyFC y CFE).

mente en los cargos por transmisión en baja tensión (menor a 69kV). Cabe mencionar que la efectividad de la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía, contemplada en la metodología, depende crucialmente de la calidad de la información proporcionada por las mismas empresas públicas. Bajo el esquema vigente, los incentivos para establecer cargos elevados por servicio de transmisión introducen distorsiones en el desarrollo de proyectos eléctricos que podrían ser socialmente necesarios.

## **VI. Conclusión**

Es muy probable que en México sigamos viendo en los próximos años precios de la electricidad mayores que los de EUA y que los de otros países con los que competimos internacionalmente. Esto se debe, en parte, a la estructura tecnológica de las plantas de generación eléctrica de la que dispone el país y a la alta volatilidad de los precios de los hidrocarburos. Sin embargo, el incremento en los precios de los combustibles y el consecuente incremento en el precio de la electricidad han hecho más evidentes los grandes problemas de control de costos de las empresas eléctricas públicas en México.

La reducción de los costos de la energía eléctrica no es una tarea que se pueda realizar en el corto plazo y en un solo frente, ya que no existe un factor único que explique el deterioro de los costos de operación en la CFE y LyFC. En particular, en el presente artículo se identificaron las siguientes fuentes de sobrecostos de las empresas eléctricas públicas: 1) pérdidas de energía susceptibles de ser controladas (que podrían representar 3 por ciento del costo total incurrido por las empresas eléctricas públicas en 2007); 2) baja productividad laboral (4.3 por ciento del costo total de las empresas eléctricas públicas); 3) crecimiento de los salarios por arriba de la productividad laboral (premio en percepciones, que se estima representó 2.9 por ciento de los costos totales en 2007, 1.8 por ciento si se considera conjuntamente el ajuste por productividad laboral); 4) exceso de las percepciones de los jubilados de LyFC en comparación con las percepciones de los trabajadores activos (1.4 por ciento del costo total de las empresas eléctricas públicas). A pesar de que esta lista de factores de sobrecostos no es exhaustiva, los factores mencionados pudieron representar en conjunto 10.5 por ciento de los costos totales de la CFE y LyFC en 2007. Estos sobrecostos son equiparables a la estimación del impacto del incremento en los costos de combustibles en el periodo 1999-2007, estimados en alrededor de 11.5 por ciento del costo total de las empresas públicas en el último año del periodo.

El efecto de las ineficiencias en el sector eléctrico se expande más allá de los límites propios del sector: al ser la electricidad un insumo de uso generalizado, el costo social de estas ineficiencias es posiblemente mucho mayor que el costo directo sobre las finanzas de las empresas eléctricas públicas y sobre el erario. Por ejemplo, existen costos indirectos adicionales a las empresas y los hogares, como los propiciados por las interrupciones, por la baja calidad del suministro y por las distorsiones en la industria, que no se contabilizaron en el presente ejercicio. Asimismo, la complejidad de la estructura de transferencias entre empresas y gobierno, causada en parte por las presiones de costos en las empresas eléctricas públicas, hace poco transparente la evaluación de su desempeño. En general, esta estructura de transferencias no es congruente con un esquema de incentivos para el control de los costos de la CFE y LyFC.

En este contexto, el reto es crear mecanismos que induzcan la reducción de costos y la mejora en la calidad del servicio de las empresas eléctricas públicas. Para tal fin adquiere relevancia la discusión de propuestas para transparentar y regular las operaciones de la CFE y LyFC: la redefinición y delimitación de los objetivos de las empresas eléctricas públicas, la mejora de sus prácticas de gobierno corporativo, la separación contable de sus diferentes segmentos, la revisión de sus criterios para decidir los incrementos salariales y la contratación de personal, la revisión de sus regímenes de pensión (en particular de LyFC), la creación de un órgano independiente con capacidad técnica y de acceso a la información para la supervisión de su funcionamiento y desempeño, y el reforzamiento de las atribuciones regulatorias de la Comisión Reguladora de Energía, entre otras medidas.

## Referencias bibliográficas

Agencia Internacional de la Energía (1998), "Projected Costs of Generating Electricity", en Secretaría de Energía, *Prospectiva del sector eléctrico, 2000-2009*.

\_\_\_\_\_ (2008a), *Energy Prices and Taxes, Third Quarter 2008*, OCDE.

\_\_\_\_\_ (2008b), "Ofertas y pérdidas de electricidad", *Electricity Information*, OCDE.

\_\_\_\_\_ (2009), *Energy Prices and Taxes, First Quarter 2009*, OCDE.

Alchian, Armen A. y Harold Demsetz (1972), "Production, Information Costs, and Economic Organization", *American Economic Review*, 62 (5), pp. 777-95.

- Andres, Luis, Vivien Foster y José Luis Guash (2006), “The Impact of Privatization on the Performance of Infrastructure Sector: The Case of Electricity Distribution in Latin American Countries”, World Bank Policy Research Working Paper 3936.
- Auditoría Superior de la Federación (ASF) (2007), *Informe del resultado de la revisión y fiscalización superior de la cuenta pública 2007*.
- Bakovic, Tonci, Bernard Tenenbaum y Fiona Woolf (2003), “Regulation by Contract: A New Way to Privatize Electricity Distribution?”, Energy & Mining Sector Board Discussion Papers Series, Banco Mundial, Paper 7.
- Banco de México (2007), “Informe sobre la inflación, abril-junio 2007”, disponible en: [http://www.banxico.org.mx/publicaciones/JSP/b\\_informeInflacion.jsp](http://www.banxico.org.mx/publicaciones/JSP/b_informeInflacion.jsp).
- Banco Mundial (s.f.), *Benchmarking Database of the Electricity Distribution Sector in the Latin America and Caribbean Region, 1995-2005*, disponible en: <http://info.worldbank.org/etools/lacelectricity/home.htm>.
- Brophy, Aoife y Michael Pollit (2009), “Efficiency Analysis of Energy Networks: An International Survey of Regulators”, EPRG working paper 0915, Cambridge Working Paper in Economics 0926.
- Besant-Jones, John E. (2006), “Reforming Power Markets in Developing Countries: What Have We Learned?”, World Bank, Energy and Mining Sector Board Discussion Paper 19.
- Bresnahan, Timothy F. y Manuel Trajtenberg (1995), “General Purpose Technologies ‘engines of growth?’”, NBER Working Paper Series, vol. 4148.
- Boycko, Maxim, Andrei Shleifer y Robert W. Vishny (1996), “A Theory of Privatization”, *Economic Journal*, 106(435), pp. 1-33.
- Chiquiar, Daniel, Edna Fragoso y Manuel Ramos-Francia (2007), “La ventaja comparativa y el desempeño de las exportaciones manufactureras mexicanas en el periodo 1996-2005”, documento de investigación del Banco de México 2007-12, disponible en: <http://www.banxico.org.mx/tipo/publicaciones/DocumentosInvestigacion/doctos.html>.
- Comisión Federal de Electricidad (1998, 2007), *Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión (Copar)* (varios años).
- \_\_\_\_\_ (2000, 2008), *Balance general*, disponible en: <http://www.cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/finanzas/estadosfinancieros/>
- \_\_\_\_\_ (2004), Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), 2004-2015.
- \_\_\_\_\_ (s. f.), <http://www.cfe.gob.mx>.
- \_\_\_\_\_ (varios años), *Informes anuales y Estados financieros dictaminados*.



- Dewenter, Kathryn L. y Paul H. Malatesta (2001), "State-Owned and Privately Owned Firms: An Empirical Analysis of Profitability, Leverage, and Labor Intensity", *American Economic Review*, 91(1), pp. 320-334.
- Diario Oficial de la Federación (2002), "Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y reduce el subsidio a las tarifas domésticas", 7 de febrero.
- \_\_\_\_\_ (2007), "Acuerdo que autoriza el ajuste, modificación y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica", 26 de diciembre.
- EDF Group (2005), *Annual Report y Management Report*, disponibles en: [http://www.edf.fr/html/ra\\_2005/uk/pdf/ra2005\\_gestion\\_full\\_va.pdf](http://www.edf.fr/html/ra_2005/uk/pdf/ra2005_gestion_full_va.pdf).
- Ehrenberg, Ronald y Joshua Schwartz (1986), "Public-Sector Labor Markets", en Orley Ashenfelter y Richard Layard (eds.), *Handbook of labor economics*, vol. 2, North-Holland, Ámsterdam.
- Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (Edenor) (2007), "Prospecto de información que acompaña a la oferta de acciones ordinarias de la empresa, 17 de abril de 2007", disponible en: <http://www.rava.com.ar/v2/research/nota/EDENOR.pdf>.
- Endesa (varios años), *Memorias anuales* (Argentina, Colombia, Chile y Perú), disponible en: [http://www.endesa.cl/Endesa\\_Chile/action.asp?id=00010&lang=es](http://www.endesa.cl/Endesa_Chile/action.asp?id=00010&lang=es).
- Estache, Antonio, Martín A. Rossi y Christian A. Ruzzier (2004), "The Case for International Coordination of Electricity Regulation: Evidence from the Measurement of Efficiency in South America", *Journal of Regulatory Economics*, 25(3), pp. 271-295.
- Gordon, Roger H. (2003), "Taxes and Privatization", en Sijbren Cnossen y Hans-werner Sinn (eds.), *Public Finance and Public Policy in the New Century*, The MIT Press.
- Glachant, Jean-Michel y Dominique Finon (2005), "A Competitive Fringe in the Shadow of a State Owned Incumbent: The Case of France", *Cambridge Working Papers in Economics* 0524, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Gregory, Robert G. y Jeff Borland (1999), "Recent Developments in Public Sector Labor Markets", en Orley Ashenfelter y David Card (eds.), *Handbook of labor economics*, vol. 3, North-Holland, Ámsterdam.
- Hart, Oliver, Andrei Shleifer y Robert W. Vishny (1997), "The Proper Scope of Government: Theory and an Application to Prisons", *Quarterly Journal of Economics*, 112(4), pp. 1127-1161.

- Helpman, Elhanan (1998), *General Purpose Technologies and Economic Growth*, The MIT Press.
- IMD (2007), *World Competitiveness Yearbook 2006*, IMD, Génova, disponible en: <http://www.imd.ch/research/publications/wcy/index.cfm>.
- Informes de gobierno (varios años), "Anexos estadísticos".
- Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS) (1997), *Nueva Ley del Seguro Social*.
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) (s.f.), <http://www.inegi.org.mx>.
- \_\_\_\_\_ (2008), *Encuesta nacional de ocupación y empleo*, segundo trimestre.
- Jamasb, Tooraj, Raffaella Mota, David Newbery y Michael Pollitt (2005), "Electricity Sector Reform in Developing Countries: A Survey of Empirical Evidence on Determinants and Performance", Working Paper, World Bank.
- Krueger, Anne O. (1990), "Government Failures in Development", *Journal of Economic Perspective*, 4(3), pp. 9-23.
- Lipsey Richard G., Bekar Cliff y Carlaw Kenneth (1998), "The Consequences of Changes in GPTs", en Elhanan Helpman, *General Purpose Technologies and Economic Growth*, The MIT Press.
- Luz y Fuerza del Centro (2004), *Tercer informe ejecutivo del PND 2001-2006*.
- \_\_\_\_\_ (2007), *Balance general*, disponible en: <http://www.lfc.gob.mx/situacionFinanciera/>.
- \_\_\_\_\_ (2008), *Informe de autoevaluación*, segundo semestre.
- \_\_\_\_\_ (varios años), *Informes de labores y Estados financieros*.
- Newbery, David M. (1999), "Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities", The MIT Press.
- \_\_\_\_\_ (2002), "Issues and Options for Restructuring Electricity Supply Industries", Working Paper CMI EP No. 01/DAE No. 0210, Department of Applied Economics, University of Cambridge, Cambridge.
- Poutvaara, Panu y Andreas Wagener (2008), "Why is the Public Sector more Labor-intensive? A Distortionary Tax Argument", *Journal of Economics*, Springer, 94(2), pp. 105-124.
- Salomon Associates (2004a), "Análisis comparativo del desempeño de unidades carboeléctricas y térmicas convencionales 2002, resultados fase 2", febrero, solicitud de acceso a la información pública gubernamental a la Auditoría Superior de la Federación, folio 056.
- \_\_\_\_\_ (2004b), "Power Generation Comparative Performance Analysis, Operating Year 2004", solicitud de acceso a la información pública gubernamental a la Auditoría Superior de la Federación, folio 056.

- \_\_\_\_\_ (2005), “Análisis comparativo del desempeño de unidades ciclo combinado 2002/2003 y térmicas convencionales 2002, resultados fase III”, abril, solicitud de acceso a la información pública gubernamental a la Auditoría Superior de la Federación, folio 056.
- Sappington, David E. M. y J. Gregory Sidak (2003), “Incentives for Anti-competitive Behavior by Public Enterprises”, *Review of Industrial Organization*, 22, pp. 183-206.
- Secretaría de Energía (Sener) (2000), *Prospectiva del sector eléctrico, 2000-2009*.
- \_\_\_\_\_ (2007), *Prospectiva del sector eléctrico, 2007-2016*.
- \_\_\_\_\_ (2008), *Prospectiva del sector eléctrico, 2008-2017*.
- Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2007), *Gasto en percepciones laborales (servicios personales, y pensiones y jubilaciones)*, Cuenta de la Hacienda Pública Federal.
- Secretaría del Trabajo y Previsión Social (STPS) (2000-2007), “Estadísticas del sector, revisiones del salario contractual en la jurisdicción federal por rama de actividad económica”, disponible en: STPS, [http://www.stps.gob.mx/DGIET/web/menu\\_infsector.htm](http://www.stps.gob.mx/DGIET/web/menu_infsector.htm).
- Secretaría de Seguridad Pública (SSP) (s. f.), <http://www.ssp.gob.mx/portalWebApp/images/ssp/pdf/triptico3.pdf>.
- Shleifer, Andrei (1998), “State Versus Private Ownership”, *Journal of Economic Perspectives*, 12(4), pp. 133-150.
- Sindicato Mexicano de Electricistas (SME) (varios años), Contrato Colectivo de Trabajo.
- Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) (varios años), Contrato Colectivo de Trabajo.
- Stiglitz, Joseph E. (2000), “Economics of the Public Sector,” 3a. ed., W.W. Norton & Co.
- Tepco (2006), “Fiscal 2006 Business Management Plan” y “Tepco at a Glance”, disponibles en: <http://www.tepco.co.jp/en/>.
- Valencia Armas, Alberto (2006), “Empleo, salarios y pensiones de retiro”, en Roberto Ham Chande y Berenice P. Ramírez López (eds.), *Efectos económicos de los sistemas de pensiones*, México, El Colegio de la Frontera Norte/Plaza Valdés Editores.
- Vickers, John y George Yarrow (1991), “Economic Perspectives on Privatization”, *Journal of Economic Perspectives*, 5(2).
- World Economic Forum (2008), *The Global Competitiveness Report 2008-2009*, Nueva York, Oxford University Press, disponible en: <http://www.weforum.org>.