



Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México

México 1999

Contenido

Presentación	1
1 Panorama general	3
Situación actual del sector eléctrico	3
Los retos del sector eléctrico mexicano	3
El cambio tecnológico	5
Experiencias de reforma en otros países	5
Antecedentes de reforma en México	8
Objetivos de la reforma	8
Visión de la nueva industria eléctrica	9
Proceso de reforma y transición	11
2 La estructura actual de la industria	13
Principales características del sector eléctrico	13
Participación privada en la industria eléctrica actual	16
La expansión del sistema eléctrico nacional	16
Impacto en el presupuesto público	18
Falta de incentivos comerciales	19
Falta de competencia dentro del sector	20
Falta de justificación para continuar con la integración vertical	20
3 La nueva industria eléctrica	23
Visión de la industria eléctrica	24
Introducción de competencia y regulación en el sector	25
Empresas de generación	26
Empresas de transmisión	27
Empresas de distribución	27
Usuarios	29
Comercializadores	29
Operador del sistema y del mercado (despacho eléctrico)	30
Desarrollo institucional	33
4 El mercado eléctrico	35

Funcionamiento del MEM	35
Programación del despacho de energía	38
Formación de precios en condiciones de oferta limitada	39
Mecanismo extraordinario de pago por capacidad y cobertura de precios	41
Contratos bilaterales	42
Servicios conexos	43
Medición y pagos	44
5 Marco regulatorio	45
Principios generales de regulación	45
Regulación económica	46
Formación de precios para los usuarios finales	49
Expansión del sistema de transmisión	50
Otros asuntos relacionados con la transmisión	52
Aspectos relacionados con los distribuidores	52
Subsidios	53
Regulación del COSEN	54
Límites a la integración societaria	54
Circunstancias especiales	56
6 Proceso de reforma	57
Reestructuración y transformación de los organismos públicos	58
Apertura a la inversión privada	59
Desincorporación de empresas públicas	59
Motivos para la desincorporación	61
Mecanismos de desincorporación	62
7 Transición y estructura final de la industria	65
Aspectos relativos a la transición	65
Aspectos laborales	67
Estructura final de la industria	68
Glosario	71

Gráficas y cuadros

1	Precios reales de electricidad en el Reino Unido después de la reforma (1988-1996)	6
2	Estructura actual de la industria	14
3	Participación en la capacidad de generación	15
4	Tarifas residenciales deflactadas por el IPC (1993-1998)	19
5	Dimensión de planta óptima (curvas de costos de 1930-1990)	21
6	Visión de la nueva industria eléctrica	25
7	Estructura del COSEN	33
8	Formación de precios en el MEM	36
9	Formación de precios con restricciones de transmisión	38
10	Contratos por diferencias (CpD)	43
11	Metodología de tarifas	49
12	Proceso de reforma	58
13	Esquemas de participación pública y privada	61

1	Proyectos asignados de generación eléctrica de CFE	17
---	--	----

Abreviaturas

CAT	Construcción-Arendamiento-Transferencia
CFALLA	Costo de Falla
CFE	Comisión Federal de Electricidad
COSEN	Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional
CpD	Contratos por Diferencias
CRE	Comisión Reguladora de Energía
DfT	Derecho Financiero de Transmisión
GW	Gigawatt
LFC	Luz y Fuerza del Centro
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MW	Megawatt
PIE	Productor Independiente de Energía
PROFECO	Procuraduría Federal del Consumidor
REN	Red Eléctrica Nacional, empresa concesionaria de la red nacional de transmisión
SE	Secretaría de Energía

Presentación

El titular del Ejecutivo Federal ha sometido a la consideración del Constituyente Permanente una iniciativa de reforma a los Artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. La reforma propuesta tiene por objeto establecer las bases para realizar un profundo cambio estructural en la industria eléctrica nacional a fin de asegurar para el largo plazo un suministro de energía eléctrica suficiente, confiable, de calidad y a precios competitivos.

Para hacer frente a la creciente demanda de energía eléctrica que plantea el desarrollo nacional será indispensable aumentar aceleradamente la oferta de electricidad, así como modernizar y ampliar los sistemas de transmisión y distribución. Enfrentar estas necesidades de inversión exclusivamente con recursos del Estado implicaría estar dispuestos a afectar el gasto social. Los recursos necesarios son de tal magnitud que el Gobierno difícilmente podría sufragarlos, aun distraendo recursos destinados a otras prioridades sociales.

El desarrollo de la infraestructura eléctrica que requiere el país es un gran reto que sólo podremos superar en la medida en que seamos capaces de sumar esfuerzos. Está en juego el bienestar de los mexicanos, tanto por el impacto de la energía eléctrica en la competitividad de la planta productiva nacional como por la posibilidad de mejorar la calidad de vida de los mexicanos.

Para asegurar la disponibilidad de recursos públicos que permitan elevar el nivel de bienestar social y, al mismo tiempo, atender las necesidades de la industria eléctrica nacional, debemos abrir y ampliar los espacios necesarios para la concurrencia de los sectores público, social y privado, bajo la rectoría del Estado. La madurez de la economía y de la industria eléctrica, así como los nuevos desarrollos tecnológicos y la disponibilidad de recursos en los mercados financieros internacionales para estos proyectos, hacen propicio el momento actual para impulsar dicha concurrencia. La suma de esfuerzos es la mejor garantía de que el país contará con un sector eléctrico acorde a su dinámica de crecimiento y a las aspiraciones de progreso y bienestar de los mexicanos.

A fin de que los interesados conozcan la propuesta elaborada por el Ejecutivo Federal para el cambio estructural de la industria eléctrica en México y estén debidamente informados sobre los alcances de la iniciativa de reforma constitucional presentada al Constituyente Permanente, la Secretaría de Energía presenta en este documento los objetivos de política que sustenta el cambio propuesto y la visión general de la nueva estructura industrial.

El documento describe los elementos básicos de la estructura propuesta para la industria eléctrica. Uno de estos elementos consiste en el establecimiento de un mercado eléctrico que promueva la eficiencia y competitividad de la industria eléctrica nacional. Otro es el establecimiento de un marco regulatorio e institucional que defina las responsabilidades de los distintos participantes en la nueva industria eléctrica y las atribuciones de la Secretaría de Energía y de la Comisión Reguladora de Energía en la materia. El establecimiento del mercado eléctrico y del marco regulatorio e institucional tomará por lo menos dos años, como lo muestra la experiencia internacional. El documento también describe de manera general el proceso de reforma que será necesario instrumentar para lograr una transición ordenada hacia la nueva industria eléctrica.

La visión general de la nueva industria eléctrica contenida en este documento constituye una propuesta que habrá de ser enriquecida con los puntos de vista de todos los interesados. Es una propuesta cuya transformación en una nueva realidad normativa e institucional requerirá de un amplio concurso de voluntades y de la decisión soberana del Poder Legislativo. Por ello, es natural que algunos aspectos de la visión general que se presentan sean modificados conforme avance el proceso de reforma.

Esta propuesta forma parte del esfuerzo de cambio estructural que ha promovido el Gobierno de la República en la presente administración. México no puede desaprovechar la oportunidad para alcanzar los niveles de eficiencia y bajos costos que han alcanzado las industrias eléctricas de otros países que han eliminado barreras a la competencia. Tampoco puede desaprovechar la oportunidad de dedicar recursos a revertir las tendencias de pobreza, desigualdad e insuficiencia de capital humano. El sector energético debe estar a la vanguardia para ofrecer insumos que apoyen la competitividad internacional de la planta productiva nacional y el bienestar de todos los mexicanos.

Luis Téllez K.
Secretario de Energía

1 Panorama general

La electricidad es esencial para nuestra sociedad. Su suministro influye, de manera directa, en el sector productivo y es un factor de bienestar en la población. Un precio competitivo, calidad y confiabilidad en el servicio eléctrico son condiciones necesarias para el crecimiento de nuestra economía. Es por esta razón que la energía eléctrica ha sido y seguirá siendo una prioridad del Estado mexicano.

Situación actual del sector eléctrico

Dos organismos públicos integrados verticalmente caracterizan la industria eléctrica actual. La Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro (LFC) llevan a cabo, en forma exclusiva, la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica que tiene por objeto la prestación del servicio público, como lo marca la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Durante varias décadas la exclusividad estatal fue el esquema apropiado para integrar el sistema eléctrico nacional y ampliar la cobertura a todo el territorio nacional. La tecnología disponible y la escala de los proyectos requeridos, así como las fuentes de inversión existentes, hicieron necesario que esta etapa del crecimiento ocurriera a partir de la centralización de los instrumentos de desarrollo de la industria eléctrica en el sector público. En estas condiciones, haber considerado a la electricidad como área estratégica a cargo del Estado en forma exclusiva fue el sustento natural para la consolidación de la infraestructura eléctrica nacional.

Hoy, las enormes necesidades de ampliación del sector eléctrico, los adelantos tecnológicos y la necesidad de contar con recursos adicionales para financiar otros requerimientos sociales, exigen transformar un esquema que limita la participación

privada a otro que facilite una amplia concurrencia social, dentro de un marco de efectiva regulación estatal definida en las leyes que establezcan las condiciones de operación del sector.

Los retos del sector eléctrico mexicano

En los próximos seis años, la demanda de energía eléctrica en México crecerá a un ritmo no menor de seis por ciento anual. Durante ese periodo será necesario invertir alrededor de 250 mil millones de pesos actuales para modernizar los sistemas eléctricos y garantizar el suministro.

La capacidad de generación adicional requerida en este periodo será de por lo menos 13 GW, para hacer frente a las necesidades del país. Ello implica un incremento equivalente a más de la tercera parte de la capacidad hoy disponible, instalada a lo largo de más de un siglo. De este modo, habrá que hacer en unos cuantos años lo que tomó décadas construir. Además, habrá que hacerlo con una disponibilidad limitada de recursos presupuestarios con respecto al pasado.

En materia de transmisión, el reto será modernizar la red y elevar su confiabilidad, su seguridad, así como la calidad de servicio, ya que en años recientes los niveles de inversión han estado limitados por la escasez de recursos públicos. Esto ha provocado restricciones en enlaces del sistema interconectado nacional, que no permiten aprovechar a plenitud la capacidad de generación, lo cual incrementa el costo de producción de la energía eléctrica y reduce la eficiencia y confiabilidad del sistema.

El esfuerzo en materia de distribución no será menor. La inversión ha sido insuficiente, sobre todo en momentos de estrechez económica. Hoy día, la falta de recursos y de inversión se manifiesta en pérdidas relativamente elevadas de electricidad. Además, la calidad y confiabilidad del servicio, sobre todo en la zona centro del país, tiene indicadores por debajo de los requeridos para el desarrollo de México. Esto a pesar del valioso esfuerzo de los técnicos y trabajadores electricistas mexicanos. Elevar y unificar los niveles de eficiencia en todo el territorio nacional y mejorar estos indicadores será una labor prioritaria que requerirá un importante esfuerzo y grandes recursos en el futuro inmediato.

Los requerimientos de inversión en el sector eléctrico durante los próximos años ejercerán una presión sin precedente sobre la disponibilidad presupuestaria y la capacidad financiera del sector público. Pretender enfrentar estos requerimientos nada más con recursos públicos, podría no sólo poner en riesgo la modernización y expansión del sector eléctrico, sino también distraer fondos indispensables para atender otras necesidades básicas en una actividad en la que los recursos pueden ser aportados por otros sectores productivos. Al concurrir de los sectores público, social y privado se reforzará la capacidad del Estado para atender objetivos prioritarios en materia de desarrollo social y combate a la pobreza.

Las inversiones en los sistemas de generación, transmisión y distribución son impostergables. Sin estas inversiones se pone en riesgo la prestación del servicio a la población en general, en las condiciones que demanda la competitividad de la economía y, con ello, la capacidad de generación de empleos de la planta productiva nacional.

El cambio tecnológico

La organización de la industria eléctrica a través de monopolios integrados verticalmente ha dejado de ser necesaria dado el avance tecnológico y la reducción de la escala necesaria para la generación eficiente de electricidad. Hoy en día no se justifica mantener monopolios en la generación de energía eléctrica ni conservar la integración vertical en las demás actividades de la industria.

Durante los últimos años, los avances tecnológicos han cambiado las posibilidades de participación y competencia en el sector eléctrico. En generación, los avances en resistencia de materiales y métodos de fabricación de unidades generadoras turbogas y de ciclos combinados han permitido reducir el tamaño económico de las centrales de generación, aumentando al mismo tiempo el grado de eficiencia y disminuyendo los tiempos de construcción y costos de operación. Hoy es posible la competencia entre los generadores, lo que hace factible la operación de un mercado de energía en el que concurren diversos participantes.

Además, los desarrollos tecnológicos en comunicaciones y en sistemas de información han permitido mejorar notablemente los estándares de calidad y confiabilidad de las redes de transmisión y distribución. Gracias a ello, distintos países han abierto el acceso a las redes de transmisión y distribución para que generadores y usuarios puedan elegir con quiénes establecer relaciones comerciales para la venta y adquisición de electricidad. Con ello, ha desaparecido la razón que justificó mantener monopolios verticalmente integrados en la industria eléctrica.

Experiencias de reforma en otros países

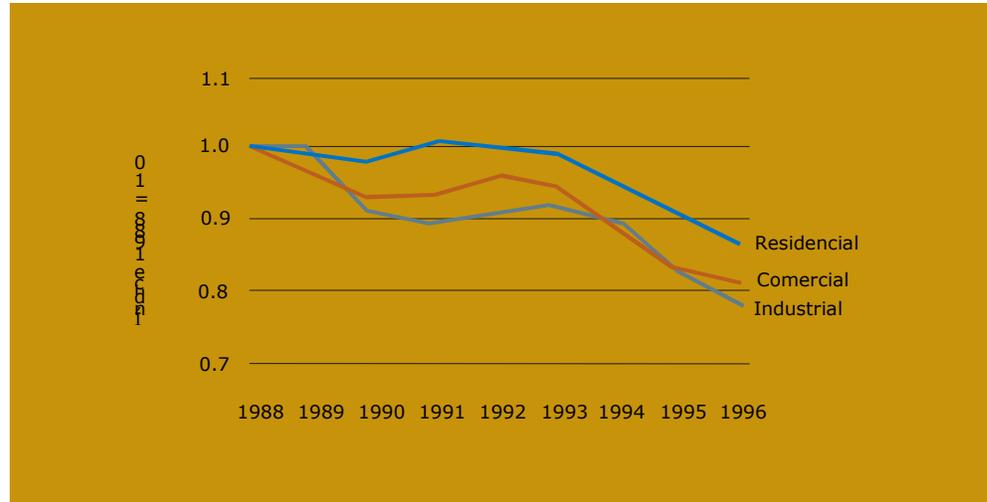
Durante los últimos años, muchos países han enfrentado los retos en el desarrollo de su industria eléctrica. La solución más frecuente ha sido la de promover un cambio estructural en la organización del sector. De este modo, una industria eléctrica monopólica y verticalmente integrada pasa a ser una industria segmentada, con condiciones de competencia efectiva en la generación y venta de energía eléctrica, y regulada en la transmisión y distribución, con alta participación privada. Algunos países que han instrumentado este tipo de cambios son Argentina, Australia (Victoria),

Bolivia, Canadá (Alberta), Colombia, El Salvador, España, Estados Unidos de América (California), Guatemala, Inglaterra, Noruega, Nueva Zelanda y Perú, entre otros.

Inglaterra Inglaterra y Gales reestructuraron su industria eléctrica en 1990. Si bien no tenían un problema de crecimiento de la demanda, sí contaban con la presencia de un elevado número de centrales eléctricas obsoletas de muy alto costo que requerían reemplazo. La empresa a cargo del monopolio estatal insistió en la necesidad de que el propio Estado construyera nuevas centrales eléctricas. Sin embargo, el Gobierno optó por crear el marco institucional para el desarrollo de un mercado competitivo y dejar que las nuevas empresas generadoras compitieran con tecnologías de punta. En este caso, la nueva capacidad de generación agregada desde la reestructuración ha sido superior a la necesaria para atender la demanda y menos costosa de lo esperado. Los resultados obtenidos han sido los siguientes:

- Se instalaron alrededor de 15 GW de nueva capacidad, la mayoría proveniente de turbinas de gas de ciclo combinado de bajo costo. Las nuevas instalaciones han sustituido a las que utilizaban carbón o combustóleo, que son más contaminantes y menos eficientes;
- Aproximadamente la mitad de las nuevas instalaciones de turbinas de gas de ciclo combinado fueron construidas por nuevas empresas generadoras;
- El precio de la energía para un nuevo generador resultó 20 por ciento más bajo que lo previsto; y
- Como resultado de menores costos de producción, los precios reales de la energía eléctrica al consumidor se redujeron de manera significativa, principalmente en los sectores comercial e industrial.

Gráfica 1
Precios reales de electricidad en el Reino Unido
 después de la reforma (1988-1996)



Argentina Argentina enfrentaba una carencia crónica de inversiones en su industria eléctrica, un elevado crecimiento de la demanda (superior a 7 por ciento anual) y frecuentes interrupciones en el servicio eléctrico. En respuesta a esta situación, en 1992 el Gobierno introdujo un mercado competitivo de energía. A partir de entonces, el sector privado ha financiado exitosamente las inversiones en generación, transmisión y distribución y ha roto el cuello de botella que significaba el suministro eléctrico. Las estadísticas son reveladoras:

- Se incorporaron al sistema 2 GW de capacidad termoeléctrica de gas y por lo menos otros 2 GW se encuentran en construcción;
- La capacidad total instalada aumentó de 15 GW a 19 GW; y
- El número de generadores pasó de 14 a 45 (40 son privados).

De hecho, existe actualmente un exceso de capacidad en el mercado argentino. Esta circunstancia ha motivado una caída de los precios en el mercado eléctrico y ha beneficiado directamente a los consumidores y a la competitividad de la economía. Aun así, hay todavía crecimiento en las inversiones privadas en la generación de electricidad. El marco regulador y las expectativas de crecimiento hicieron particularmente atractiva la inversión en el sector eléctrico de este país.

Guatemala

En 1996, Guatemala inició un proceso de reforma estructural en su sector eléctrico. Esta reforma estaba orientada a segmentar los monopolios estatales verticalmente integrados encargados del suministro eléctrico y de abrir la industria eléctrica a la participación de la inversión privada. Al igual que otros países, la definición de un marco regulador e institucional, el establecimiento de un mercado eléctrico competitivo y la desincorporación de ciertas áreas de la industria fueron los pilares de la reforma.

En el caso de Guatemala, los generadores estatales (principalmente hidroeléctricos) y privados conviven en un mercado eléctrico que es operado por un organismo privado. Todos los participantes de la industria están representados en dicho organismo para garantizar su operación imparcial. La red de transmisión está concesionada a una empresa estatal y los sistemas de distribución a empresas regionales.

A menos de dos años de iniciado el proceso de reforma, un gran número de empresas generadoras privadas participa en el mercado con centrales nuevas o recién desincorporadas. Además, recientemente el gobierno concluyó la desincorporación de la empresa de distribución de la capital del país, por la que se recibieron más de 500 millones de dólares. Estos recursos, aunados a los ahorros presupuestales en la operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos estatales, han permitido al gobierno instrumentar un programa de electrificación nacional. Con este programa se logró pasar de 40 por ciento de la población con suministro eléctrico antes de la reforma, a más de 70 por ciento dos años después.

Reformas parciales

Los países que han intentado introducir reformas parciales han fracasado en sus objetivos. La experiencia de reforma en los países que realizaron cambios en la industria eléctrica pero no una auténtica reestructuración, ha sido particularmente desafortunada para atraer inversión privada y aumentar la capacidad en el sector. Lo anterior se ilustra con dos ejemplos:

- En la India, el gobierno instauró un modelo con un comprador centralizado y una tarifa múltiple, pero sin un mercado eléctrico competitivo. Los inversionistas requirieron garantías al gobierno para disminuir los riesgos de su inversión. Sin embargo, el gobierno se mostró renuente. El programa de reforma tuvo que ser abandonado sin la instalación de un solo MW.

- En 1992, Portugal adoptó un modelo en el cual coexistían generadores que vendían su producción a través de contratos a largo plazo y generadores que podían participar a través de un mercado libre. Ningún inversionista participó en el mercado libre debido a que el precio fijado en los contratos a largo plazo resultaba más atractivo. El gobierno asumió los riesgos de los proyectos, ya que tuvo que garantizar el financiamiento y la rentabilidad de las inversiones.

Antecedentes de reforma en México

Las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992 abrieron un espacio limitado para la participación privada nacional y extranjera en el sector. Este cambio implicó un reconocimiento de la necesidad de sumar el esfuerzo privado en esta industria para ampliar la oferta eléctrica, ante las limitaciones financieras del Gobierno. En virtud de esas reformas, los particulares participan en la generación de energía eléctrica a través de esquemas de autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente de energía eléctrica.

Si bien estas reformas constituyeron un primer paso en la dirección correcta, debe reconocerse que el número de participantes privados ha sido muy limitado, por las restricciones que impone la estructura legal e institucional a los autoabastecedores y cogeneradores. Además, en el caso de productores independientes, como los suministradores públicos son por mandato de Ley los únicos compradores, la realización de estos proyectos exige contratos de largo plazo. En la práctica, estos contratos transfieren buena parte de los riesgos de las inversiones al sector público.

Objetivos de la reforma

El Gobierno ha desarrollado un programa de reforma estructural con el objeto de atraer capital privado tanto nacional como extranjero al sector y asegurar para México un servicio eléctrico eficiente. Este programa incorpora las mejores prácticas adoptadas en los sectores eléctricos de otros países y, al mismo tiempo, considera las particularidades de la economía mexicana y su sector eléctrico. La reforma estructural propuesta toma en cuenta las consideraciones siguientes:

- La capacidad del país para mantener el dinamismo de su economía y mejorar las condiciones de vida de la población depende, en gran medida, de la expansión y modernización del sector eléctrico nacional. Frente a las elevadas tasas de crecimiento de la demanda eléctrica previstas para los próximos años, la reestructuración del sector resulta un paso inevitable.
- El avance tecnológico experimentado en los últimos años hace factible que el sector privado complemente la actividad del Estado en la tarea de impulsar al sector eléctrico. La suma de esfuerzos es la mejor garantía de que el país contará con una industria eléctrica acorde a su dinámica de crecimiento y a las aspiraciones de progreso y bienestar de los mexicanos. El Estado ejercerá la rectoría sobre la industria eléctrica como actividad prioritaria del desarrollo nacional.
- La eficiencia y la competitividad de la industria eléctrica nacional serán promovidas por medio de la operación de un mercado eléctrico que permitirá garantizar que la demanda existente en cada momento sea cubierta con la energía eléctrica generada por las centrales que ofrezcan las mejores condiciones de seguridad, estabilidad y precio.
- La necesidad de obtener recursos para el pago de pasivos financieros y laborales de los organismos públicos del sector eléctricos y para la constitución de un fondo para el desarrollo de infraestructura hidráulica, cuya expansión es prioritaria para el bienestar de la población y el desarrollo del país.
- La expansión de la industria eléctrica que resultará de estas reformas y que la convertirá en uno de los sectores de mayor dinamismo de nuestra economía, permitirá a los trabajadores del sector eléctrico obtener mejores ingresos y generará empleos permanentes y bien remunerados en la economía nacional.
- En general, la propuesta de cambio estructural de la industria eléctrica planteada por el Ejecutivo Federal tiene por objeto incrementar el nivel de eficiencia del sector. Esto significa introducir condiciones de mercado y de regulación para asegurar las inversiones necesarias para su expansión, reducir los costos de producción en toda la cadena eléctrica, principalmente en la generación, introducir tecnología de punta que permitan modernizar los sistemas eléctricos actuales.

Visión de la nueva industria eléctrica

La reforma estructural planteada por el Ejecutivo Federal busca establecer un sector eléctrico capaz de cubrir la creciente demanda de energía eléctrica. La reforma permitirá atraer capital privado para reducir el impacto presupuestal y los riesgos que asume el Estado, así como fortalecer la rectoría del Estado en el sector.

La generación de energía nuclear y la operación y el control de la red nacional de transmisión (despacho eléctrico) continuarán a cargo del sector público de manera exclusiva. Las demás actividades de la industria eléctrica serán consideradas actividades de carácter prioritario y en ellas podrán participar los sectores social y privado.

Se introducirá competencia en las actividades de la industria eléctrica que lo permiten, especialmente en la generación y la comercialización las cuales estarán sujetas a un régimen de permisos. Las actividades que aún constituyen monopolios naturales, como la transmisión y la distribución, serán objeto de una regulación económica que simulará condiciones de competencia. Los activos que se destinen a estas últimas actividades serán considerados como bienes del dominio público de la Federación, por lo que se requerirá de concesión para llevar a cabo su explotación. La distribución de energía eléctrica será un servicio público.

Los principales elementos del programa de reforma pueden resumirse en diez puntos:

1. La transformación de los actuales organismos públicos del sector eléctrico en distintas empresas especializadas de generación y de distribución y una empresa de transmisión encargada del sistema nacional de transmisión;
2. La creación de un organismo público descentralizado encargado de la operación de la red nacional de transmisión y del mercado eléctrico mayorista (despacho eléctrico) y otro que tenga por objeto la generación de energía nucleoelectrica;
3. La apertura de las actividades de la industria eléctrica a la inversión privada, tanto nacional y como extranjera;
4. El establecimiento de un mercado eléctrico mayorista de corto plazo a través del cual los generadores vendan su energía en condiciones de competencia y el precio sea determinado libremente;

5. El libre acceso a la red nacional de transmisión y la posibilidad de que los grandes consumidores (usuarios calificados) participen, directamente o a través de comercializadores, en el mercado eléctrico mayorista;
6. El desarrollo de contratos bilaterales de largo plazo, cuyos términos serán pactados libremente entre los generadores y los distribuidores, comercializadores y usuarios calificados;
7. El establecimiento de disposiciones que permitan variaciones del modelo principal en los sistemas eléctricos del país que no estén interconectados a la red nacional de transmisión;
8. La aplicación de una política de subsidios transparente y eficaz, con objetivos explícitos de beneficio social;
9. La planeación por parte de la Secretaría de Energía de las inversiones en la red nacional de transmisión y, en su caso, el establecimiento de incentivos para el desarrollo eficiente y competitivo del sector eléctrico; y
10. El desarrollo de un marco jurídico claro, transparente y predecible que brinde seguridad jurídica a la inversión privada y permita a la Comisión Reguladora de Energía, como autoridad independiente, regular la transmisión y la distribución en cuanto a precio, inversiones y calidad del servicio en beneficio de los usuarios finales.

La instrumentación de la nueva industria eléctrica requerirá de cambios significativos en el marco jurídico vigente. Será necesario reformar los Artículos 27 y 28 de la Constitución General de la República y la legislación secundaria, así como expedir una nueva Ley de la Industria Eléctrica y nuevas disposiciones reglamentarias y de regulación. En el nuevo marco jurídico se deberán establecer las responsabilidades de los participantes en el sector eléctrico y definir las atribuciones de la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía.

Proceso de reforma y transición

Para garantizar una transición ordenada y gradual hacia la nueva industria eléctrica, el Gobierno tiene prevista la instrumentación del proceso de reforma en tres etapas.

En la primera etapa, CFE y LFC se transformarán en diversas empresas de participación estatal especializadas: varias empresas de generación y de distribución y una empresa de transmisión. En esta etapa también se establecerá el marco de regulación básico, el diseño del mercado eléctrico y se crearán el organismo público, llamado Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional (COSEN), encargado de la operación de la red nacional de transmisión y el mercado (despacho eléctrico) y el organismo descentralizado responsable de la generación nucleoelectrica.

La segunda etapa estará marcada por el inicio de operaciones del mercado eléctrico mayorista por lo que la generación y la comercialización se abrirán a la inversión privada, nacional y extranjera. Las empresas de generación, públicas y privadas, competirán unas con otras en el mercado eléctrico. Los generadores podrán establecer contratos bilaterales con las nuevas empresas de distribución y con los usuarios calificados, con o sin la intervención de comercializadores. Asimismo, se otorgarán concesiones a empresas de transmisión interesadas en desarrollar redes no interconectadas al sistema nacional de transmisión.

Por último las empresas públicas de generación y distribución y la empresa de transmisión serán desincorporadas progresivamente. Este proceso será crucial para que la transformación del sector eléctrico sea completa y exitosa, y permitirá obtener recursos para el desarrollo de la infraestructura del agua potable, alcantarillado y tratamiento de aguas residuales, y para constituir los fondos que sustenten los pasivos laborales con los trabajadores y los jubilados del sector. El Gobierno estará en condiciones de llevar a cabo la desincorporación de empresas públicas a partir del año 2000. En ella podrá preverse la participación de capital de los gobiernos locales atendiendo objetivos de federalización, así como participación social con recursos de los trabajadores y sus fondos de pensiones.

La consecución de las etapas del proceso de reforma y la instrumentación de una transición ordenada permitirán asegurar que la estructura final de la nueva industria eléctrica corresponda a los objetivos de política planteados en este documento.

2 La estructura actual de la industria

La evolución del sector eléctrico ha estado vinculada a las realidades tecnológicas, económicas y sociales de más de un siglo de la historia de México. En su primera etapa, la construcción de infraestructura eléctrica y la prestación del servicio estuvo a cargo del sector privado. Posteriormente, cuando fue necesario electrificar el país mediante la realización de proyectos de infraestructura de gran escala, el Estado mexicano asumió de manera exclusiva la responsabilidad de prestar el servicio de energía eléctrica y de ampliar la cobertura del mismo. Desde entonces, el Estado ha destinado grandes recursos financieros para dotar de electricidad al país, haciendo posible el desarrollo de la industria y los servicios. También ha permitido que un número creciente de mexicanos gocen de los satisfactores derivados de ella.

Principales características del sector eléctrico

La generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica, como prestaciones del servicio público, son actividades de competencia exclusiva de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de Luz y Fuerza del Centro (LFC). CFE tiene a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional, salvo en el Distrito Federal y parte de los estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla, áreas atendidas por LFC.

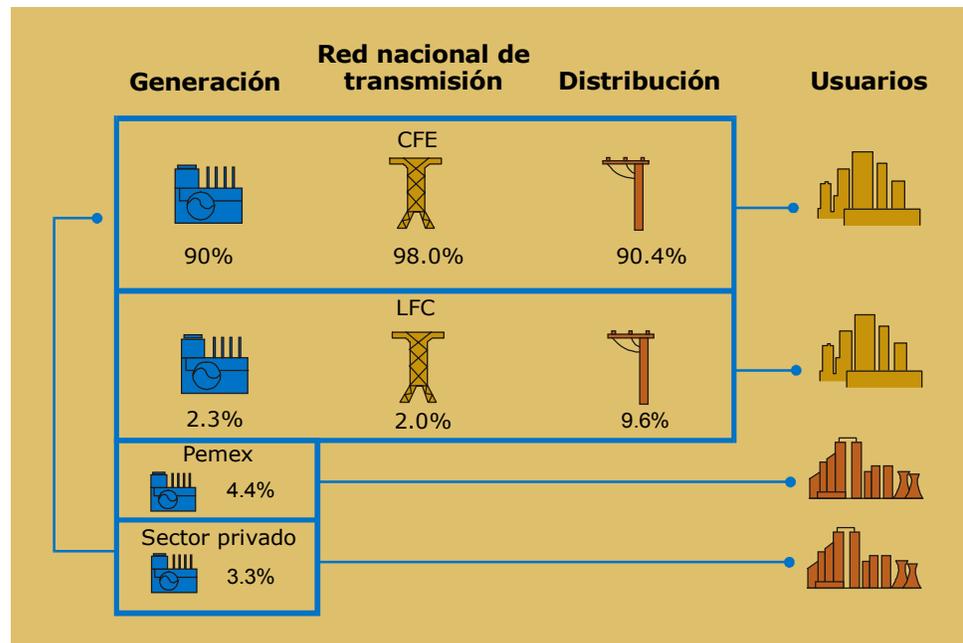
La capacidad instalada para generación eléctrica en el territorio nacional comprende instalaciones de estas dos entidades públicas que representan 92 por ciento del total. El resto corresponde a generadores externos, entre los cuales destacan Petróleos

Mexicanos, autoabastecedores y cogeneradores privados. Además, en los próximos años entrarán en operación varios productores independientes de energía (PIE).

La capacidad instalada del sistema eléctrico nacional asciende a 36.1 GW, de los cuales 53 por ciento corresponde a unidades de vapor convencional, de ciclo combinado y turbinas de gas; 28 por ciento a generación hidroeléctrica; 7 por ciento a carbón; 6 por ciento a unidades duales diseñadas para quemar carbón o combustóleo; 2 por ciento a geotérmica (México ocupa el tercer lugar mundial en su aprovechamiento) y el restante 4 por ciento es de tipo nuclear (Central de Laguna Verde, Veracruz).

Actualmente, la capacidad instalada de generación comprende 168 centrales eléctricas, integradas por 570 unidades generadoras de electricidad. De estas centrales, 79 son hidroeléctricas y las restantes son termoeléctricas, además de una nucleoelectrica, una eoloelectrica y cinco geotermoeléctricas.

Gráfica 2
Estructura actual de la industria



El sistema eléctrico está interconectado a través de dos redes de transmisión; una que cubre casi la totalidad del país, y otra en la península de Baja California que, por razones de orden técnico y económico, permanece aislada del resto del sistema. El sistema eléctrico nacional presenta fundamentalmente líneas de 400, 230 y 115kV (alta

tensión) con una longitud de 74 mil kilómetros. Los sistemas de distribución, que comprenden líneas de media y baja tensión, tienen una longitud de 592 mil kilómetros.

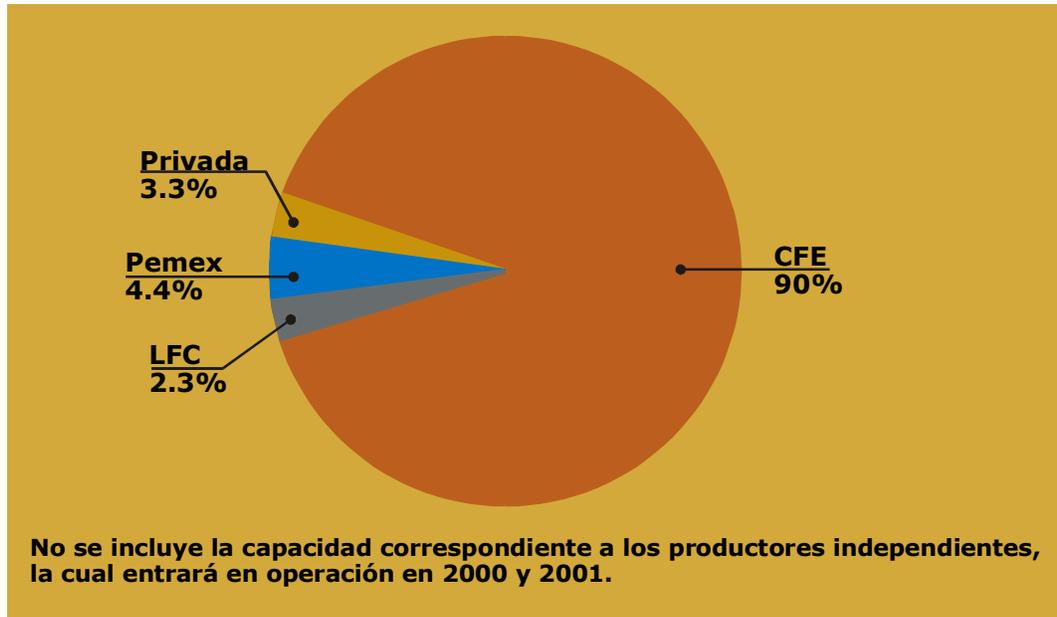
Se estima que en 1998, el número de usuarios se incrementó en 612 mil respecto al año anterior, para alcanzar la cifra total de 22 millones, atendidos por ambas empresas estatales. Esta cifra implica que alrededor de 95 por ciento de los mexicanos cuentan hoy con el servicio de energía eléctrica.

El sector eléctrico actual está organizado de la forma siguiente:

- **Planificación.-** Es competencia de CFE. La Secretaría de Energía supervisa la Prospectiva del sector eléctrico nacional y LFC se encarga de la planificación de su sistema de distribución.
- **Generación.-** A cargo de CFE (con 90 por ciento de la capacidad de generación total), LFC (con 2.3 por ciento), cogeneradores y autoabastecedores (con 4.4 por ciento a cargo de PEMEX y 3.3 por ciento por parte de inversionistas privados) y tres PIE (Mérida III, Hermosillo y Río Bravo) que entrarán en funcionamiento en 2000 y 2001.
- **Despacho eléctrico.-** Es competencia de CFE.
- **Transmisión.-** Es competencia de CFE y de LFC. En el caso de los generadores privados, la transmisión se efectúa a través de la red nacional con arreglo a contratos privados de interconexión.
- **Distribución.-** Es competencia de CFE en gran parte del país (90 por ciento de capacidad nacional de distribución) y de LFC en la zona central (10 por ciento). CFE y LFC han organizado sus sistemas de distribución en unidades de negocios con vistas a descentralizar su operación.
- **Comercialización.-** Es competencia exclusiva de CFE y LFC. Los cogeneradores y autoabastecedores privados sólo están autorizados para vender energía a CFE y no pueden comercializar su electricidad directamente a terceros. Los PIE celebran contratos de compraventa de energía eléctrica de largo plazo para vender la totalidad de su producción a CFE.

- **Usuarios finales.-** Unicamente CFE y LFC pueden suministrar energía eléctrica a los consumidores finales. Sin embargo, algunos usuarios industriales han optado por recurrir a esquemas de autoabastecimiento o cogeneración.

Gráfica 3
Participación en la capacidad de generación actual



Participación privada en la industria eléctrica actual

En diciembre de 1992, se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica para permitir una mayor participación del sector privado en la generación de energía eléctrica. A pesar de esta importante reforma, la participación del sector privado ha sido limitada. La existencia de condiciones monopólicas en la comercialización y la regulación vigente hacen poco atractiva la inversión de capital privado sin garantías del Estado en la generación de energía eléctrica. Bajo la regulación actual, los PIE sólo pueden vender su producción a CFE bajo contratos de largo plazo.

Por otra parte, ante la falta de un mercado para vender sus excedentes de producción, los cogeneradores y autoabastecedores se limitan a satisfacer sus necesidades propias. Así, los proyectos de generación sólo son rentables para los inversionistas privados cuando el productor consume toda la energía eléctrica que genera o cuando la

producción es vendida totalmente a CFE mediante un contrato de largo plazo bajo la modalidad de PIE.

La expansión del sistema eléctrico nacional

El incremento en la demanda eléctrica requiere una inversión de 250 mil millones de pesos a precios constantes sólo en los próximos seis años para construir una capacidad adicional de generación de 13 GW y para modernizar los sistemas de transmisión y distribución a fin de alcanzar estándares internacionales en calidad y eficiencia del servicio.

La expansión de la capacidad en generación en este periodo implica un incremento que representa más de la tercera parte de la capacidad disponible en estos momentos y equivalente al esfuerzo de varias décadas de incrementos en la capacidad de generación. Los requerimientos de inversión seguirán aumentando durante los siguientes años.

Durante los últimos tres años, la estrategia del Gobierno para hacer frente a estos requisitos ha sido utilizar el financiamiento privado a través de esquemas de construcción-arrendamiento-transferencia (CAT) y de producción independiente de energía. Hasta la fecha, CFE ha celebrado contratos tipo CAT por un total de 4.1 GW y tres contratos de producción independiente de energía por 1.1 GW, que representan 11.6 y 3.1 por ciento, respectivamente, de su capacidad de generación. Además, están en proceso de licitación nuevos proyectos de producción independiente de energía.

Cuadro 1 Proyectos asignados de generación eléctrica de CFE

LA ESTRUCTURA ACTUAL DE LA INDUSTRIA

Proyecto	Ubicación	Tipo	Fecha de Licitación	Capacidad (MW)	Inversión (millones de pesos)
Samalayuca II	Chihuahua	CAT	1992	521.7	5,091.6
Cerro Prieto IV	B. California	CAT	1996	100.0	1,309.4
Rosarito III	B. California	CAT	1996	550.0	3,967.8
Monterrey I	Nuevo León	CAT	1996	489.9	3,917.0
Chihuahua	Chihuahua	CAT	1996	417.8	3,223.7
San Carlos II	B. California S.	CAT	1997	37.5	527.7
Guerrero Negro II	B. California S.	CAT	1997	9.0	161.2
Tres Vírgenes	B. California S.	CAT	1997	10.0	157.9
Mérida III	Yucatán	IPP	1996	531.5	2,900.2
Río Bravo I	Tamaulipas	IPP	1998	568.6	2,715.8
Hermosillo	Sonora	IPP	1998	252.7	1,145.9
El Sauz (Bajío)	Guanajuato	IPP	1998	475.0	3,008.5
Saltillo	Coahuila	IPP	1998	245.0	1,112.8
Altamira II	Tamaulipas	IPP	1998	450.0	1,912.1
Monterrey II	Nuevo León	IPP	1998	450.0	1,912.1
Tuxpan II	Veracruz	IPP	1998	450.0	1,912.1
Campeche II	Campeche	IPP	1998	245.0	1,144.8
TOTAL				5,803.7	36,120.6

Estos esquemas no representan una verdadera inversión de capital por parte del sector privado, ya que el Estado asume los riesgos de inversión. Por ello, en otros países, dichos esquemas están siendo abandonados a favor de reformas estructurales de apertura a la competencia y al capital privado.

La red de transmisión presenta pérdidas de energía y problemas de capacidad y confiabilidad en algunos tramos. Esto dificulta el aprovechamiento eficiente de la capacidad de generación. Las restricciones de algunos enlaces del sistema interconectado no permiten despachar a su máxima capacidad algunas centrales de generación de menor costo, lo que incrementa el costo global de producción de energía eléctrica. En los últimos años, las inversiones necesarias para mejorar las características de la red de transmisión y elevar sus parámetros de confiabilidad, seguridad y calidad de servicio, se han retrasado debido a restricciones presupuestales.

En materia de distribución, el rezago de inversiones se ha reflejado tanto en pérdidas técnicas por sobrecargar las redes y equipos de distribución, equivalentes a 10 por

ciento de las ventas en baja tensión, como en pérdidas comerciales por insuficiencia de medidores y otros equipos. Ello se ha traducido en mayores costos de producción, en un uso más intensivo de combustibles y en un deterioro de la calidad y confiabilidad del servicio.

Las inversiones en los sistemas de generación, transmisión y distribución son impostergables. Sin estas inversiones se pone en riesgo la prestación del servicio a la población en general en las condiciones que demanda la competitividad de la economía y con ello la capacidad de generación de empleos de la planta productiva del país.

Impacto en el presupuesto público

Uno de los problemas más importantes que enfrenta la industria eléctrica actual estriba en la carga que implica para las finanzas públicas la necesidad de efectuar costosas inversiones con cargo a un presupuesto limitado, especialmente cuando el presupuesto cuenta con pocos recursos para otros objetivos prioritarios como la seguridad pública, los programas para aliviar la pobreza extrema y otros programas sociales como los de salud y educación.

En estas condiciones, los esfuerzos del Estado deberán verse complementados con los del sector privado para garantizar el financiamiento de las inversiones que hoy demanda la industria eléctrica.

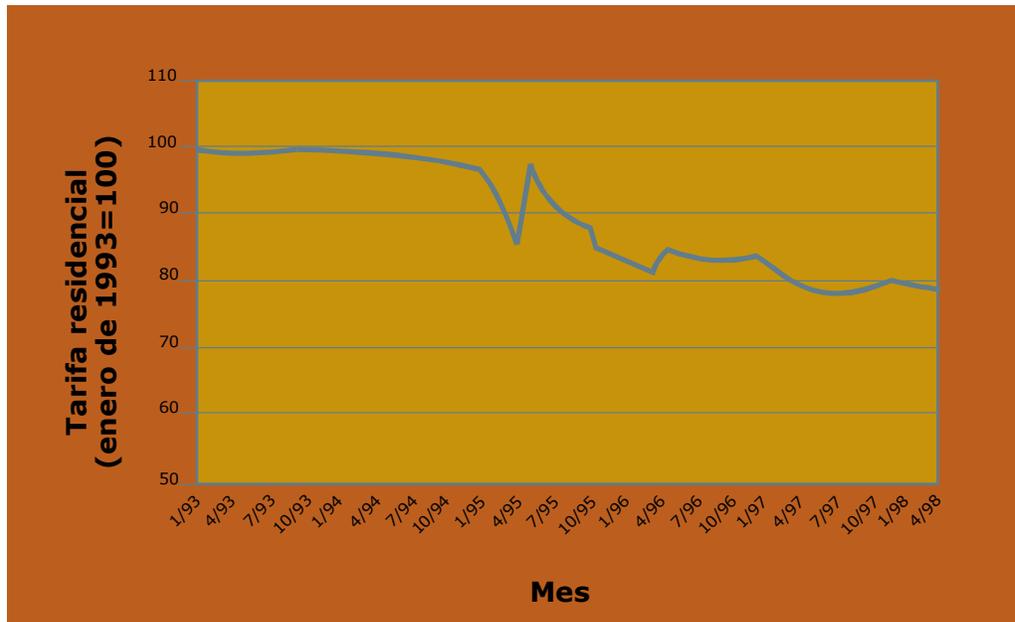
En los mercados eléctricos competitivos de otros países ha quedado ampliamente demostrado que los inversionistas privados están dispuestos a asumir los riesgos de sus proyectos. Cuando existe un mercado competitivo, crece la construcción de centrales eléctricas sin la necesidad de contar con garantías del Estado e incluso sin la necesidad de celebrar previamente contratos de largo plazo para la comercialización de la energía generada. Lo anterior hace previsible que la reforma propuesta por el Gobierno traiga consigo importantes volúmenes de inversión privada para el sector eléctrico en términos más favorables para el país.

Falta de incentivos comerciales

En la actualidad, los dos organismos que tienen a su cargo la prestación del servicio público de energía eléctrica operan como dependencias del Gobierno con una fuerte incidencia sobre el presupuesto federal. La importancia presupuestaria del sector eléctrico genera un conflicto entre los objetivos macroeconómicos del Gobierno y el desarrollo de la industria eléctrica. El control de la inflación y los límites del presupuesto nacional, entre otros objetivos, determinan en gran medida las decisiones de inversión que deben adoptar CFE y LFC.

El Gobierno ha fijado las tarifas eléctricas tomando muchas veces en consideración la situación macroeconómica, y no sobre la base de los costos de la industria. Las tarifas para uso residencial y agrícola no son suficientes para que CFE y LFC cubran los costos correspondientes. La diferencia entre los precios y el costo, superior a 50 por ciento en el caso del sector residencial, demuestra la magnitud del subsidio que reciben los usuarios.

Gráfica 4
Tarifas residenciales deflactadas por el IPC (1993-1998)



Existen razones de peso para otorgar o mantener subsidios, pero la política actual de concederlos de manera generalizada a través de las tarifas está socavando la viabilidad financiera del sector. Resulta preferible que los subsidios se concedan en forma transparente y se destinen a quienes realmente los necesitan.

Debido a los límites presupuestarios, el Gobierno no ha podido financiar las inversiones que requieren, en particular, los segmentos de transmisión y distribución. Como consecuencia de lo anterior, la producción de algunas centrales de generación eficientes no puede llegar a los usuarios. Ello necesariamente encarece el costo del fluido eléctrico.

Falta de competencia dentro del sector

Otro inconveniente que presenta la estructura actual de la industria eléctrica es la falta de competencia, sin la cual no se dan los suficientes incentivos para aumentar la eficiencia, a pesar del esfuerzo que realizan los trabajadores y técnicos de la industria eléctrica nacional.

El programa de PIE introdujo un sistema de ofertas competitivas para la construcción y operación de nuevas centrales de energía eléctrica. Sin embargo, esta competencia queda restringida a la adjudicación inicial de los contratos, después de la cual el PIE disfruta de un precio protegido y de un mercado garantizado.

Un sector eléctrico auténticamente competitivo reduce los costos e incentiva la innovación. En un mercado eléctrico mayorista, la competencia es continua y ejerce constantes presiones para la reducción de precios. Además, en los segmentos en que no puede existir competencia (transmisión y distribución) opera una regulación económica que establece condiciones similares a las que brinda un entorno competitivo. La estructura actual de la industria eléctrica no proporciona ninguno de estos incentivos.

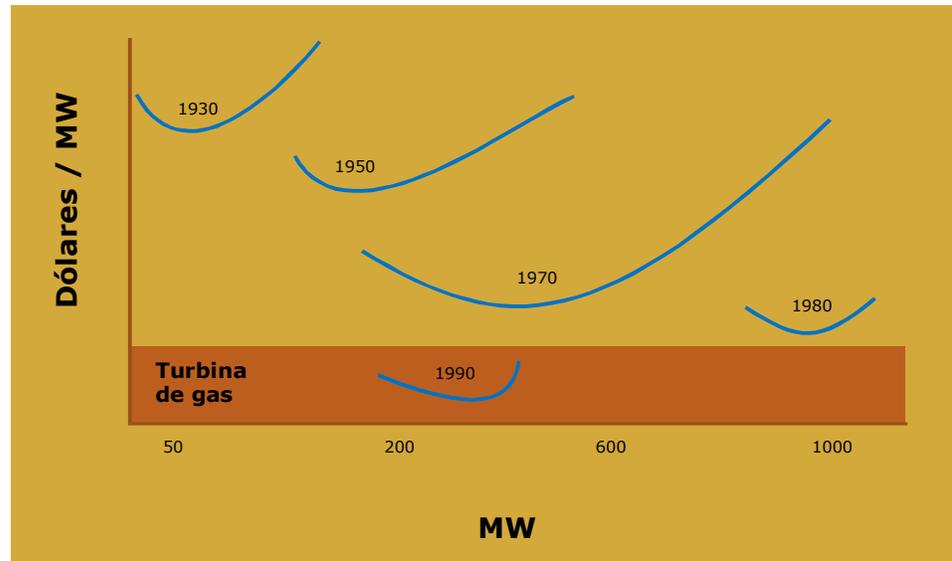
Falta de justificación para continuar con la integración vertical

La organización de la industria eléctrica a través de monopolios integrados verticalmente ha dejado de ser necesaria dado el avance tecnológico y la reducción de la escala necesaria para la generación eficiente de electricidad.

Durante décadas, el establecimiento de monopolios verticalmente integrados fue la forma predominante de organización de los sectores eléctricos en todo el mundo. La dimensión óptima de las centrales eléctricas era cada vez mayor. Por esta razón la generación de energía eléctrica fue concebida como un monopolio natural y era más eficiente que una sola empresa se encargara del servicio de electricidad para una región determinada. Esta fue la forma de organización que perduró hasta la década de los ochenta.

Sin embargo, hoy en día no se justifica mantener monopolios en la generación de energía eléctrica ni conservar la integración vertical en las demás actividades de la industria eléctrica. Los cambios tecnológicos registrados a partir de los años ochenta han reducido la dimensión óptima para las centrales eléctricas. Estos cambios han obedecido a los descubrimientos en resistencia de los metales, consecuencia de los programas espaciales, y a la introducción de turbinas de ciclo combinado operadas con gas natural con altos niveles de eficiencia

Gráfica 5
Dimensión de planta óptima (curvas de costos de 1930-1990)



Lo anterior permitió a los generadores competir con centrales de menor tamaño, así como reducir el tiempo para su construcción y montaje. Esta circunstancia también permitió a las pequeñas empresas financiar nuevas instalaciones de generación y ubicarlas en los lugares más convenientes.

Si bien la generación ha dejado de ser un monopolio natural, las economías de escala continúan siendo aplicables a las redes de transmisión y distribución. Por lo tanto, la transmisión y distribución de electricidad todavía deben ser considerados monopolios naturales.

La posibilidad de establecer condiciones de competencia en la generación ha desarrollado nuevas formas de organización en la industria eléctrica. A su vez, las razones que justificaron la integración vertical de la generación, transmisión y distribución han perdido vigencia debido a los cambios tecnológicos en telecomunicaciones y al manejo masivo de datos con procesadores de bajo precio. De hecho, la participación de un número importante de empresas de generación en la industria hace deseable que ninguna de estas empresas tenga el control de la transmisión o de la distribución.

En la mayoría de los países que han reestructurado su industria eléctrica, se ha separado la distribución de la transmisión con el fin de introducir condiciones de competencia en la generación y en la comercialización de electricidad. La transmisión es un servicio que se presta a unos cuantos usuarios (generadores, distribuidores, usuarios calificados), mientras que la distribución es un servicio al público en general e implica la atención a los clientes. De hecho, contar con varias empresas de distribución regionales permite que los distribuidores respondan mejor a las necesidades de la comunidad a la que abastecen. También facilita la regulación, porque permite comparar el desempeño de dos o más empresas distribuidoras.

3 La nueva industria eléctrica

En este documento, la visión de la industria eléctrica corresponde a un sector competitivo con amplia participación de la iniciativa privada, bajo la rectoría del Estado. El marco institucional propuesto es similar a los aplicados con éxito en diversos países en la última década, mismos que se han venido estudiando con gran detenimiento. Ciertos aspectos de la experiencia internacional han sido adaptados al caso mexicano.

En la nueva industria eléctrica, las actividades que actualmente realizan CFE y LFC serán asumidas por empresas especializadas en generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

La operación de la red nacional de transmisión (es decir, la determinación de qué centrales entrarán en operación y en qué momento para satisfacer la demanda, conocido como despacho eléctrico) y la generación de energía nucleoelectrica serán áreas estratégicas y estarán a cargo de nuevos organismos descentralizados de la administración pública federal. Las demás actividades de la industria eléctrica serán consideradas como actividades prioritarias donde pueden concurrir los sectores público, social y privado.

Bajo el arreglo institucional propuesto, la generación quedará en manos de un número importante de empresas tanto públicas como privadas, que serán propietarias de las centrales eléctricas y estarán sujetas a permisos de operación otorgados por periodos de treinta años, renovables. Estas empresas competirán para vender su producción y coexistirán con empresas regionales de distribución, las que comprarán la energía eléctrica para suministrarla a sus clientes. Todos los generadores conectados a la red nacional de transmisión participarán en el mercado eléctrico mayorista. De esta forma

actuarán en condiciones de competencia no sólo para las nuevas centrales, sino también para las ya existentes.

Por su parte, el Estado conservará el dominio de las redes de transmisión y distribución, por lo que se prevé el establecimiento de un régimen de concesiones para su explotación. Estas concesiones se otorgarán con una vigencia de 30 años y serán renovables. Las nuevas empresas concesionadas realizarán la explotación económica de los sistemas de transmisión y distribución con la obligación de conservarlos, ampliarlos, mantenerlos y restituirlos al Estado al término de la concesión. En particular, la explotación y aprovechamiento de la red nacional de transmisión será concesionada a una empresa que se denominará Red Eléctrica Nacional (REN).

La operación de la red nacional de transmisión (despacho eléctrico) se asignará a un nuevo organismo público descentralizado: el Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional (COSEN). Este organismo también será el responsable de operar el mercado eléctrico.

Los grandes usuarios (usuarios calificados) tendrán la opción de contratar el suministro con la empresa de distribución o con los generadores, ya sea directamente o a través de empresas de comercialización.

Visión de la industria eléctrica

En la nueva industria eléctrica existirá un mayor número de participantes. La industria estará desagregada en distintos segmentos. Por ello, las actividades que actualmente desarrollan CFE y LFC serán asignadas a los organismos descentralizados y a las empresas especializadas siguientes:

- Un organismo público tendrá a su cargo la generación de energía nucleoelectrica;
- Las empresas de generación estarán encargadas de la producción de energía eléctrica;
- La empresa de transmisión (REN) tendrá concesionada la explotación y aprovechamiento del sistema nacional de transmisión y será responsable de su ampliación, conservación y mantenimiento para la conducción de energía eléctrica

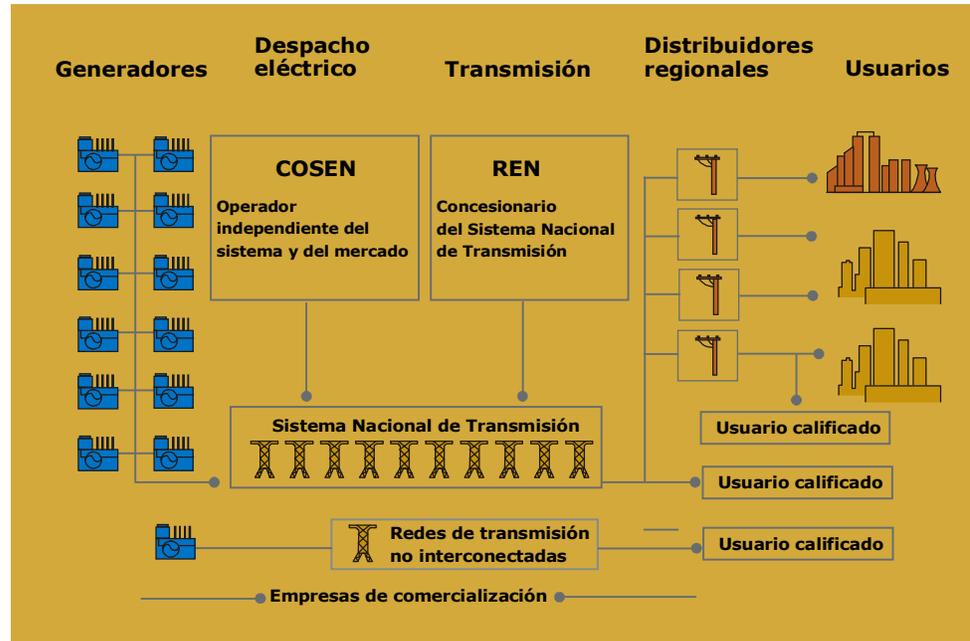
en líneas de alta tensión de las centrales generadoras a las instalaciones de las empresas de distribución y de los usuarios calificados;

- Las empresas regionales de distribución serán responsables de la conducción de energía eléctrica en líneas de media y baja tensión, así como del suministro a los usuarios finales; y
- El organismo público encargado de operar la red nacional de transmisión y el mercado eléctrico (COSEN), responsable del despacho eléctrico.

En la nueva industria eléctrica, las empresas de generación venderán energía a los distribuidores, a los comercializadores y a los usuarios calificados en un mercado abierto y competitivo.

Asimismo, existirá la posibilidad de otorgar concesiones a otras empresas de transmisión para permitir el desarrollo de nuevas líneas de transmisión de interés privado no interconectadas al sistema nacional. En caso de interconectarse, esta infraestructura pasará a formar parte del sistema concesionado a la REN. Además, se prevé la existencia de empresas de comercialización que tendrán por objeto la intermediación en la compraventa de energía entre los distintos generadores y las empresas de generación y usuarios calificados.

Gráfica 6
Visión de la nueva industria eléctrica



Introducción de competencia y regulación en el sector

La segmentación funcional de la industria eléctrica y la creación de un mercado eléctrico hacen indispensable la adecuación del marco institucional del sector para lograr una clara separación de actividades y fortalecer la función reguladora del Estado. Las características propias de la industria eléctrica, entre las que destacan la existencia de monopolios naturales en los segmentos de transmisión y distribución y la complejidad técnica y económica de las actividades y servicios que la integran, hacen necesario el fortalecimiento institucional de la Secretaría de Energía (SE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Competencia en la generación

La creación de un mercado eléctrico competitivo es un elemento esencial para el nuevo esquema institucional propuesto. Para garantizar la inversión privada en el sector y establecer un sistema eficiente, será indispensable que las empresas de generación puedan desarrollarse en un entorno competitivo y con reglas claras. La competencia en la industria eléctrica se introducirá particularmente en el segmento de generación.

La central nucleoelectrica Laguna Verde también participará en el mercado eléctrico, pero se sujetará a reglas de operación especiales para vender su producción, debido a la naturaleza de sus procesos.

La estructura industrial propuesta prevé la posibilidad de que los generadores vendan su producción a través del mercado eléctrico o que celebren contratos bilaterales con las empresas de distribución, los usuarios calificados o los comercializadores. Ello permitirá la creación de un mercado de corto plazo y de un mercado de contratos de largo plazo. El funcionamiento de estos mercados se describe con mayor profundidad en el capítulo siguiente.

Regulación de la transmisión y distribución

La transmisión y distribución de electricidad constituyen monopolios naturales. La existencia de más de una empresa de transmisión o distribución para una misma zona implicaría duplicar esfuerzos y desperdiciar recursos. Cuando la competencia no es posible, la mejor alternativa es la regulación económica.

En la estructura propuesta, el Estado se encargará de establecer las metodologías para la regulación de las tarifas y otras condiciones para proteger a los usuarios y simular, en la medida de lo posible, condiciones propias de competencia.

Empresas de generación

En el esquema institucional propuesto todos los generadores conectados a la red nacional de transmisión participarán en el mercado eléctrico operado por el COSEN. Este régimen de competencia creará un ambiente propicio para que las centrales eléctricas optimicen la eficiencia al utilizar mejores tecnologías y al reducir costos. Lo anterior se traducirá en una reducción del precio de la electricidad.

Para definir los activos por asignarse a las nuevas empresas de generación y asegurar que el mercado promueva la eficiencia y el suministro de energía eléctrica a bajo costo, se utilizarán los criterios siguientes:

- Las centrales eléctricas existentes se agruparán de tal forma que garanticen una competencia efectiva, tomando en cuenta el tamaño, tipo y ubicación de cada central;

- Se tomará en consideración el balance que resulte de la agregación de centrales en cuanto al tipo de activos, rentabilidad, puntos de suministro y acceso a la capacidad de transmisión y de combustibles; y
- Los contratos celebrados por CFE con productores independientes de energía serán asumidos por las nuevas empresas de generación, previo convenio entre las partes.

La generación de energía eléctrica quedará sujeta a un régimen de permisos otorgados por la CRE una vez satisfechos los requisitos jurídicos, técnicos y financieros establecidos en la legislación y reglamentación correspondientes.

Las empresas de generación deberán observar las normas oficiales mexicanas correspondientes y otras especificaciones técnicas. La autoridad competente verificará que no incurran en prácticas monopólicas. Por lo demás, no se establecerán mayores requisitos para la participación de empresas en la generación. Por el contrario, se promoverá la entrada de nuevos participantes a esta actividad.

Empresas de transmisión

El Estado conservará el dominio de las redes de transmisión. Los activos de transmisión utilizados por CFE y LFC serán asignados a la REN y constituirán, con la salvedad de algunas líneas no interconectadas, el sistema nacional de transmisión. También podrá concesionarse a otras empresas la construcción, operación y mantenimiento de nueva infraestructura de transmisión no interconectada al sistema nacional.

La REN será responsable de la conservación, mantenimiento y ampliación del sistema nacional de transmisión, pero la operación del sistema (despacho eléctrico) quedará a cargo del COSEN por tratarse de una actividad estratégica. En el caso de las redes de transmisión no interconectadas al sistema nacional, la concesión comprenderá tanto la operación como la construcción, ampliación, conservación y mantenimiento de dichas redes.

La SE será responsable de conducir la planeación para la expansión de la capacidad de transmisión. Los concesionarios de redes de transmisión estarán obligados a ampliar

la red y a cumplir con los estándares de calidad en los términos del título de concesión. La CRE, por su parte, regulará el precio, la calidad del servicio y las inversiones que deban realizarse.

Empresas de distribución

Las empresas de distribución serán responsables de la construcción, ampliación, explotación, conservación, operación y mantenimiento de las redes de distribución y de suministrar la energía eléctrica a los usuarios finales.

El territorio nacional se dividirá en distintas zonas de distribución. Las redes de distribución que actualmente operan CFE y LFC serán asignadas a nuevas empresas especializadas. La definición del número de empresas y las zonas de distribución en el territorio nacional incluirán los criterios siguientes:

- Las características de la demarcación territorial correspondiente;
- El tamaño mínimo para una operación eficiente y rentable; y
- Los patrones existentes de distribución en las localidades respectivas.

La existencia de distintas empresas de distribución permitirá comparar su eficiencia y definir mecanismos e incentivos adecuados para incrementar su productividad. Asimismo, introducirá competencia en la compraventa de energía eléctrica.

La distribución de electricidad también presenta características de monopolio natural, por lo que la CRE regulará a las empresas de distribución en cuanto a tarifas, calidad del servicio e inversiones que deban realizar. La distribución de energía eléctrica se sujetará a un régimen de servicio público y las concesiones correspondientes serán otorgadas por la CRE para periodos renovables de treinta años.

El servicio de distribución comprenderá la conducción y venta de energía eléctrica. Sin embargo, tratándose de usuarios calificados que adquieran la energía eléctrica directamente de los generadores o comercializadores, sólo comprenderá la conducción de energía eléctrica. Las empresas de distribución serán responsables de llevar a cabo la medición, facturación y cobranza a los usuarios del servicio.

El Estado mantendrá su compromiso de que el servicio eléctrico llegue a todos los mexicanos. Para tal efecto, las empresas de distribución estarán obligadas a satisfacer toda demanda de servicio que sea económicamente viable dentro de su zona concesionada. En los casos de electrificación rural y de zonas populares, el Gobierno Federal garantizará el desarrollo de este tipo de proyectos a través de un mecanismo de apoyos a la inversión.

Por otra parte, la CRE podrá otorgar concesiones adicionales para prestar el servicio de distribución en un área específica a través de la figura de subdistribuidor. Lo anterior implica que las empresas de distribución no tendrán exclusividad en sus zonas de servicio.

Usuarios

Existirán dos tipos de consumidores de electricidad. Por un lado, los usuarios del servicio de distribución y, por otro, los usuarios calificados, que podrán elegir a su suministrador.

Usuarios del servicio de distribución

Los usuarios del servicio de distribución generalmente serán aquellos que tengan consumos relativamente bajos, como las empresas medianas y pequeñas y los clientes residenciales. Estos usuarios recibirán un servicio integrado por parte de la empresa de distribución de su región. El suministro que reciban incluirá la conducción y venta de la energía eléctrica. El precio que pagarán al distribuidor será regulado y estará integrado por el costo de la electricidad más las tarifas de transmisión y distribución correspondientes.

La reforma permitirá que los usuarios del servicio de distribución se beneficien de la competencia en la generación de energía eléctrica y del establecimiento de incentivos para que la empresa de transmisión y los distribuidores mejoren su eficiencia y disminuyan sus costos, ya que ello tendrá un impacto positivo en los precios finales al consumidor.

Usuarios calificados

Los usuarios calificados serán aquellos que tengan consumos elevados, como las grandes empresas comerciales e industriales. Inicialmente podrán adquirir esta categoría los usuarios que sean registrados ante la CRE y demuestren tener consumos anuales mayores a 5.0 GWh. La CRE estará facultada para reducir este límite cuando

sea factible. Actualmente existen alrededor de 350 usuarios con estas características y en su conjunto demandan cerca de 30 por ciento de la capacidad total de generación del país.

Para este tipo de usuarios, los beneficios de elegir al proveedor de energía eléctrica pueden ser mayores que el costo que representa contratar el suministro integrado con la empresa de distribución. Por esta razón, los usuarios calificados podrán adquirir la energía eléctrica de una empresa de generación, de un comercializador o en el mercado eléctrico, o bien contratar el suministro con la empresa de distribución de su región. En caso de requerirlo, el usuario calificado podrá contratar con la empresa de distribución únicamente el servicio de conducción de energía eléctrica.

Si bien todos los usuarios se beneficiarán de la reforma estructural, la profundidad y asimilación de estos beneficios variará de acuerdo con el tipo de usuario. En países que han reestructurado su industria eléctrica, como Inglaterra y Argentina, los grandes usuarios comerciales e industriales han absorbido más rápido los beneficios de la competencia. En particular, estos usuarios tendrán la habilidad de puentear los sistemas de distribución a un costo relativamente bajo, por medio de su interconexión directa de la red de transmisión. Esta posibilidad permitirá a los grandes usuarios negociar descuentos importantes con el distribuidor o bien optar por otro suministrador.

Comercializadores

Los comercializadores podrán comprar energía eléctrica a las empresas de generación y en el mercado eléctrico, para revenderla en condiciones especiales a las empresas de distribución y usuarios calificados. También podrán participar como intermediarios en la contratación entre compradores y vendedores. En la mayor parte de los mercados competitivos, la actividad de comercialización ha sido desarrollada por las propias empresas de generación y de distribución.

Los principales beneficios que aportarán los comercializadores a la nueva industria eléctrica son los siguientes:

- Agregación de servicios de acuerdo a las necesidades de los distintos usuarios;

- Administración de riesgos;
- Arbitraje de precios; y
- Esquemas de financiamiento independientes y flexibles.

En el marco institucional propuesto, el segmento de comercialización será competitivo y los precios no serán regulados. Las empresas de generación y distribución sólo podrán comercializar energía eléctrica a través de subsidiarias y, tratándose de distribuidoras, sólo podrán hacerlo fuera de su zona de distribución. La actividad de comercialización se sujetará a un régimen de permisos con el objeto de proteger a los consumidores. La CRE otorgará los permisos a quienes acrediten capacidad financiera y solvencia moral.

Operador del sistema y del mercado (despacho eléctrico)

La red nacional de transmisión constituye el sistema físico a través del cual operará la conducción de la electricidad vendida o adquirida en el mercado eléctrico. Por lo tanto, la operación de esta red nacional tendrá una importancia crucial para el sistema. Por esa razón, el Gobierno propone que esta función sea una actividad estratégica.

Operador independiente del sistema

El Estado operará la red nacional de transmisión por conducto del COSEN, un organismo descentralizado de la Administración Pública Federal. Al igual que en algunos países que han abierto su mercado eléctrico, se ha considerado conveniente que además de operar la red nacional de transmisión, el COSEN sea también responsable de operar el mercado eléctrico. Resulta conveniente combinar la operación del mercado con la operación de la red nacional de transmisión por razones de eficiencia.

El operador del sistema será independiente del resto de los participantes en el mercado a fin de evitar conflictos de interés y discriminación de participantes.

El sistema de transmisión funciona como una red de carreteras por las que transita la electricidad que es objeto de transacciones. Sin embargo, la red de transmisión de electricidad presenta condiciones especiales, ya que los flujos que viajan por ella no pueden ser almacenados ni se puede distinguir un electrón de otro. Debido a ello, el sistema eléctrico debe estar perfectamente balanceado en todo momento para evitar

interrupciones en el servicio. Con el objeto de mantener la seguridad del sistema, el operador debe estar facultado para ordenar a las centrales que generen o dejen de generar cuando las condiciones lo requieran.

Por otra parte, como los usuarios del sistema realizan transacciones comerciales unos con otros, una de las condiciones fundamentales del nuevo sistema será la garantía de acceso no discriminatorio, a través de un conjunto de reglas y procedimientos claros.

Las principales responsabilidades del COSEN como operador independiente del sistema serán las siguientes:

- Mantener la seguridad del sistema;
- Balancear la oferta con la demanda a través de la coordinación de la programación de la generación;
- Despachar el sistema al mínimo costo posible y administrar las restricciones de la red en forma eficiente;
- Obtener los servicios conexos para la transmisión;
- Llevar a cabo los procedimientos de emergencia cuando se ponga en riesgo la seguridad del sistema; y
- Coordinar los programas de mantenimiento en la generación y la transmisión.

Operador del mercado

Mientras que el operador del sistema controla el sistema físico, el operador del mercado controla los flujos financieros del sistema. Las principales responsabilidades del COSEN como operador del mercado serán las siguientes:

- Supervisar que las reglas de operación del mercado propicien un mercado competitivo, transparente y eficiente;
- Administrar el mercado eléctrico mayorista y determinar el precio de acuerdo con las reglas de operación del mercado;
- Establecer y supervisar los sistemas de medición;
- Cobrar los cargos por transmisión a los distribuidores, generadores y usuarios calificados, y pagar a la REN por el uso de la red nacional de transmisión;

- Cobrar por los servicios conexos y pagar a quien los provea; y
- Contratar mecanismos de administración de riesgos en mercados financieros para prevenir alzas extraordinarias en los precios del mercado eléctrico.

En la mayoría de los países en los que ha tenido lugar una reestructuración exitosa, las funciones de operador independiente del sistema y de operador del mercado se han encomendado a un solo organismo. Con base en estas experiencias, este esquema también será adoptado en México.

Creación del COSEN

La ley correspondiente creará un organismo público denominado Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional, que llevará a cabo estas funciones. El COSEN será una organización no lucrativa y actuará en forma independiente a los demás participantes en la industria. Además el COSEN asesorará a la SE en lo que se refiere a la planeación de la expansión de la generación y la transmisión.

Administración del COSEN

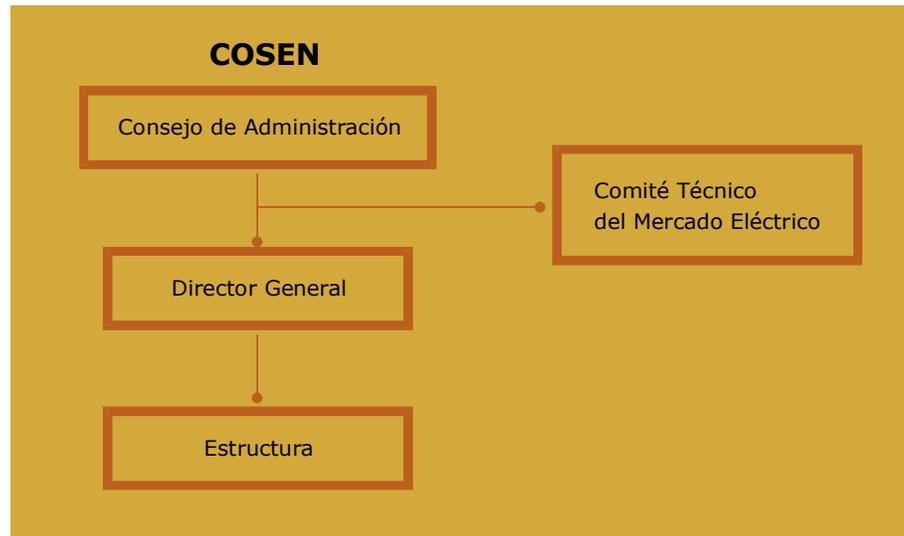
Para asegurar su independencia, el COSEN tendrá su propio Consejo de Administración integrado por nueve miembros, todos ellos designados por el Secretario de Energía. Cada segmento de la industria contará con un representante, uno propuesto por los generadores, otro por los distribuidores, otro por las empresas de transmisión y finalmente otro que represente a los usuarios calificados. Estos representantes deberán contar con suficiente preparación técnica y experiencia en el sector. Los cinco miembros restantes no tendrán una representación particular. La ley correspondiente establecerá los requisitos de capacidad técnica y experiencia profesional que deberán cumplir los consejeros. Al menos cinco miembros del Consejo deberán ser servidores públicos en activo. El Secretario de Energía designará al Presidente del Consejo que será uno de sus miembros. El Consejo de Administración nombrará al Director General del COSEN. El Secretario de Energía tendrá poder de veto en esta designación.

La tarea central del Consejo será la de supervisar la operación del COSEN con el objeto de que exista un mercado eficiente y competitivo. El Consejo vigilará el desempeño del Director General para asegurarse de que las diferentes tareas y funciones asignadas al COSEN se realicen de manera eficaz y a un costo razonable para los participantes en el mercado. Una de las principales funciones del Consejo será

decidir las adecuaciones a las reglas de operación del mercado, de acuerdo con la experiencia que se vaya adquiriendo.

El Consejo de Administración del COSEN tendrá un comité especial de representantes del mercado cuyos miembros no podrán ser integrantes del Consejo. Este Comité Técnico tendrá por objeto proponer modificaciones o ajustes a las reglas de operación del mercado.

Gráfica 7
Estructura del COSEN



El COSEN será un organismo público descentralizado independiente de los generadores, de los distribuidores, de los usuarios calificados y de los comercializadores. Tiene que ser así porque las decisiones que tome el COSEN pueden afectar los ingresos y los costos. Para asegurar que haya interés del sector privado en participar en la industria, es esencial que los inversionistas potenciales tengan confianza en que las reglas del juego sean justas y transparentes. El COSEN proveerá esta confianza al asegurar a los inversionistas que el mercado eléctrico mayorista sea manejado en forma no discriminatoria.

El COSEN también deberá ser independiente de la REN por razones similares, es decir, porque tomará decisiones que podrán afectar la rentabilidad de esta empresa. La separación entre el COSEN y la REN creará un marco que será mucho más fácil de

diseñar, administrar y supervisar en términos regulatorios; evitará conflictos de interés y será más transparente.

Desarrollo institucional

Un elemento fundamental en el proceso de reforma de la industria eléctrica es el fortalecimiento técnico, funcional y legal de las instituciones encargadas de supervisar el funcionamiento eficiente de los nuevos participantes. En este sentido, la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía tendrán un papel importante en el desarrollo e instrumentación del cambio estructural del sector.

Secretaría de Energía

La SE conducirá la política energética y el cambio estructural en el sector eléctrico. Además, tendrá a su cargo la planeación del sistema eléctrico respecto a la expansión de la generación y la transmisión. La planeación de la generación será indicativa con objeto de informar a los inversionistas sobre las oportunidades existentes. En contraste, la planeación obligatoria en la transmisión que realice la SE deberá asegurar su adecuada expansión.

La magnitud de estas tareas hace necesario el fortalecimiento de la estructura de la SE con el personal adecuado para su desarrollo e incluso requerirá la transferencia de algunos de los recursos humanos que laboran actualmente en CFE y LFC.

Comisión Reguladora de Energía

La CRE es un órgano colegiado, desconcentrado de la SE con autonomía técnica y operativa, en términos de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía. En la actualidad, la CRE se ha centrado fundamentalmente en la regulación del gas natural, por lo que deberá ser reforzada tanto con equipos como con personal técnico para cumplir sus nuevas funciones en la industria eléctrica.

La CRE será responsable de la regulación técnica y económica del sector eléctrico. La principal obligación de la CRE será la protección de los intereses de los consumidores, tanto en el corto como en el largo plazo. Para fomentar la confianza de los consumidores y las nuevas empresas en la aplicación del nuevo régimen, las decisiones de la CRE deben continuar siendo autónomas e independientes.

4 El mercado eléctrico

En la nueva industria eléctrica, las empresas de generación venderán energía y los distribuidores, comercializadores y usuarios calificados comprarán energía en un mercado abierto y competitivo llamado mercado eléctrico mayorista (MEM). El MEM será operado por el COSEN, que conducirá un proceso de programación diaria y de despacho en tiempo real de los generadores que utilicen la red nacional de transmisión.

El primer paso para el establecimiento del MEM será la creación del COSEN como un organismo independiente. Este capítulo describe el funcionamiento propuesto para el MEM y su relación con los contratos bilaterales de largo plazo.

Funcionamiento del MEM

El COSEN será el operador del MEM y tendrá la responsabilidad de realizar el despacho de energía en términos económicos y confiables. Debido a que la operación del MEM se realiza casi de manera simultánea con el despacho en tiempo real, requiere de más reglas que los mercados ordinarios a fin de que el suministro de energía esté disponible en condiciones de suficiencia y confiabilidad al momento que se realizan las transacciones.

Las reglas de operación del mercado serán expedidas por el COSEN. Las reglas iniciales se desarrollarán en el contexto del cambio institucional, bajo la supervisión de la SE y la CRE, y serán entregadas al COSEN para su aplicación. El COSEN será responsable del despacho de la energía producida por los generadores y también de la operación de la red nacional de transmisión. Los precios de la energía se fijarán de acuerdo con las reglas de operación del mercado. El COSEN despachará a las

unidades de generación de tal forma que pueda abastecer la demanda al menor costo posible.

Para aplicar las reglas de operación del mercado, el COSEN realizará las actividades siguientes:

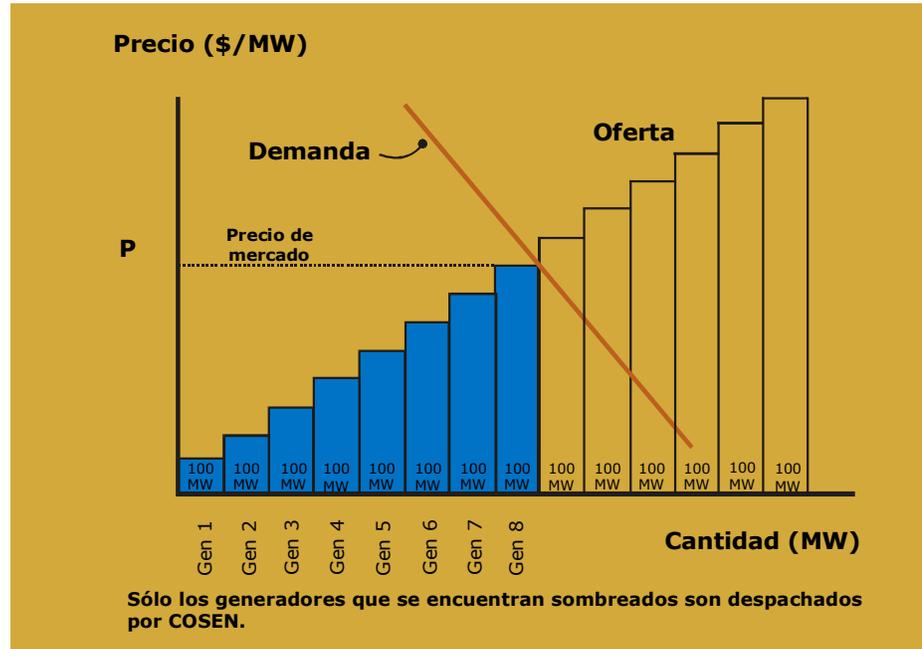
- Recibir información de los generadores respecto a la energía disponible y al precio en que estén dispuestos a ofrecerla por unidad generadora;
- Determinar el nivel de carga demandado por los distribuidores y los usuarios calificados;
- Utilizar la información a que se refieren los puntos anteriores para emitir instrucciones a los generadores de manera que la oferta iguale a la demanda al menor costo posible, ajustándose a las restricciones de transmisión;
- Determinar los precios de mercado de acuerdo con las reglas de operación del mismo; y
- Proveer los mecanismos para que los compradores paguen la energía que adquieran y los vendedores cobren la energía que entreguen al sistema.

Formación de precios en el MEM

Los generadores someterán sus ofertas de venta de energía con un día de anticipación (predespacho), indicando la cantidad y el precio mínimo que estarían dispuestos a recibir. El COSEN agregará estas ofertas y seleccionará las que ofrezcan un precio menor hasta satisfacer la totalidad de la demanda, minimizando así el costo total del suministro.

Las reglas del mercado establecerán que el precio a pagar a todos los generadores será igual a la oferta del último generador que hubiese sido despachado en cada hora de operación (última oferta aceptada). Todos los generadores recibirán ese precio y todos los compradores pagarán ese precio. Los generadores cuyo costo variable esté por debajo de ese precio, recibirán un excedente que servirá para que cubran parte de sus costos fijos. El precio será determinado para cada hora de operación. Cuando la demanda sea baja, los precios serán también bajos ya que sólo operarán los generadores más eficientes. Cuando la demanda sea alta, los precios serán por lo general mayores, como ocurre en cualquier mercado.

Gráfica 8
Formación de precios en el MEM



Precios regionales de la energía

La formación de precios descrita supone que no existen restricciones en la transmisión y que cualquier central de generación podrá ser despachada para satisfacer la demanda. Cuando no hay restricciones en el sistema de transmisión, el despacho de los generadores es simple porque se basa en el ordenamiento de estos en función de los precios a los que ofrecen vender hasta alcanzar el punto de satisfacción de la demanda.

Sin embargo, cuando por alguna razón el sistema de transmisión está congestionado, el despacho económico puede implicar que algunos generadores de costos altos operen en determinadas regiones mientras que algunos de bajos costos no lo hacen en otras. En estos casos no es posible llevar la energía que se produce a un costo más bajo hasta el lugar donde se demanda debido a problemas de restricción de la red de transmisión.

Cuando hay restricciones en la transmisión y se busca despachar al menor costo posible, el costo marginal de la energía eléctrica será distinto en algunas regiones, de tal suerte que los precios también serán distintos (precios regionales). Estos precios estarán basados en los generadores que produzcan a menor costo en cada región,

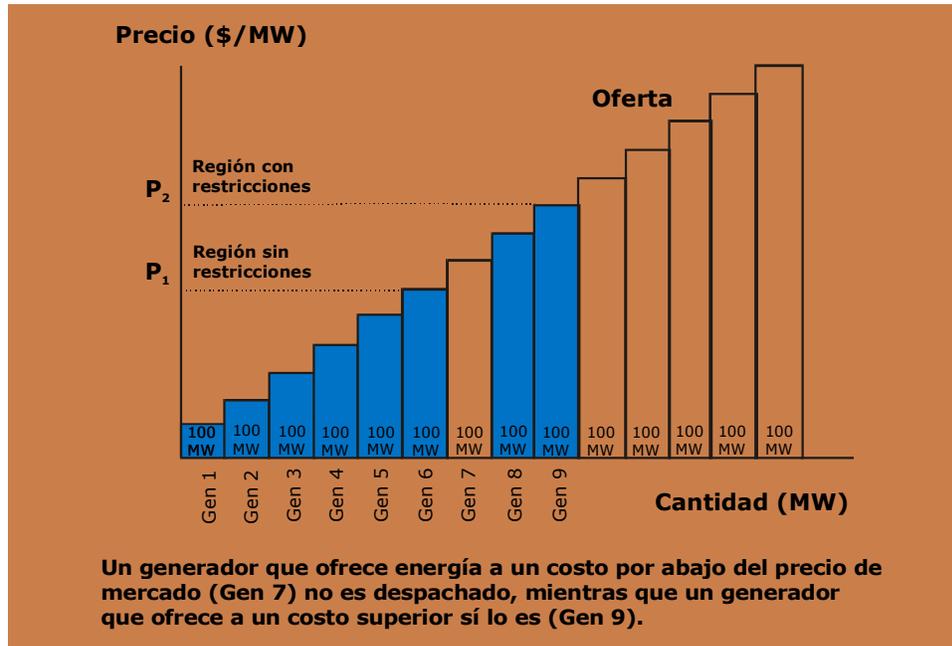
incorporando el costo que surja por las restricciones en la transmisión. Dichas restricciones provocan que determinadas regiones consuman energía más cara que aquellas regiones en donde no existen tales problemas.

La existencia de precios regionales provee las señales adecuadas para la producción y el consumo de energía y crea los incentivos para el desarrollo de nueva capacidad de generación y de transmisión en las zonas en que haga falta. Los generadores que produzcan en las zonas en donde la energía es más escasa obtendrán un precio mayor por la energía que los generadores que producen en las regiones en donde es abundante. Esto incentivará la construcción de nuevas centrales de generación en las zonas en donde la energía posea un precio elevado, que es justo en donde se requiere de ellas y desincentivará la inversión en los lugares en donde la energía es abundante.

Los precios regionales también proveen incentivos para los consumidores. Los precios elevados harán que los consumidores tiendan a consumir menos energía en donde es escasa. Las zonas de bajo precio se harán atractivas para las industrias intensivas en electricidad como insumo productivo, cosa que no ocurre en la actualidad. Ello ha generado distorsiones y desperdicio de recursos.

Los precios regionales también proveen los incentivos para que se desarrollen inversiones en transmisión. Una diferencia significativa entre los precios de dos regiones dará la señal al mercado de que es valioso invertir en infraestructura de transmisión. La nueva infraestructura de transmisión hará posible que la energía que se produce a bajo costo pueda ser conducida a las regiones en donde se demanda a un precio mayor. De hecho, el valor marginal de la inversión en nueva capacidad de transmisión es igual a la diferencia de precios entre las regiones. Esto puede ser comparado con el costo en que se incurrirá para construir la nueva infraestructura de transmisión y así saber si dicha inversión es o no rentable.

Gráfica 9
Formación de precios con restricciones de transmisión



Programación del despacho de energía

Predespacho El COSEN elaborará, una vez al día, el predespacho para el día siguiente a fin de establecer la generación y las cargas requeridas para cada hora. Los generadores presentarán ofertas para vender energía al día siguiente. El COSEN determinará los precios regionales a los que se venderá la energía al día siguiente y las cantidades que son necesarias para satisfacer la demanda en cada región. De esta forma, los generadores proporcionarán información respecto sus ofertas con un día de anticipación. Los generadores cumplirán sus compromisos de entrega con energía propia o a través de la compra de energía de otro generador en el mercado. Este proceso ocurrirá de manera automática a través de un mecanismo de balanceo previamente definido.

Existen muchas ventajas al utilizar mercados adelantados. En ellos, el precio se determina un día antes. La mayor parte de las centrales de generación no pueden incrementar su producción repentinamente sino que requieren de un aviso previo. La planeación operativa adelantada es necesaria particularmente para coordinar la

producción de las empresas de generación hidroeléctrica y termoeléctrica. Los predespachos facilitan la programación de los generadores sobre la cantidad de energía que podrá ser generada al día siguiente.

Los predespachos también le dan certidumbre a los generadores. Estos sabrán por adelantado cuál es el precio que recibirán por su producción antes de iniciar operaciones e incurrir en cualquier costo. Los generadores sabrán que si sus ofertas son aceptadas por el COSEN en el predespacho, el precio que se les pagará será cuando menos el precio que hayan ofrecido.

Despacho en tiempo real

El consumo real puede ser más alto o más bajo de lo previsto. La generación que estaba programada puede fallar por razones operativas, o bien algunas centrales de generación en mantenimiento pueden operar antes de lo previsto, incrementando la cantidad de energía disponible para despacho. También puede suceder que el precio que se difunde el día anterior haga que un generador prefiera dejar que alguien más produzca en su lugar.

El COSEN seleccionará a los generadores que ofrezcan el menor costo para satisfacer la demanda y tomará en consideración las restricciones en la capacidad de transmisión y contingencias del sistema. El COSEN calculará los precios regionales. Los precios de tiempo real servirán para saldar las diferencias que existan con respecto a la producción y el consumo de energía prevista el día anterior. Es decir, para pagar o cobrar a los vendedores las diferencias entre la energía prevista y la energía finalmente generada.

Formación de precios en condiciones de oferta limitada

En un mercado competitivo el precio de la electricidad depende del costo variable de la generación. Sin embargo, es posible que los costos variables no sean suficientemente altos para promover la construcción de nuevas centrales, ya que los generadores tienen que ser capaces de recuperar también sus costos fijos. Esto incluye una tasa de retorno sobre su inversión.

Por ejemplo, en el momento del día cuando surge la demanda máxima, el precio del mercado debe ser más alto que los costos variables del último generador que está

siendo despachado, o de lo contrario nunca tendría la oportunidad de recuperar sus costos fijos, mismos que están vinculados con la capacidad de las centrales eléctricas.

CFALLA Con objeto de incentivar la disponibilidad de capacidad suficiente en horas de demanda máxima, se propone estudiar la posibilidad de adoptar un mecanismo similar al que ha sido utilizado exitosamente en Inglaterra, Australia y Argentina. En estos países se fija un pago por capacidad incorporado al precio horario de la energía. Este pago se basa en dos factores:

- El costo que tiene para los consumidores sufrir una falla o apagón (costo de falla o CFALLA); y
- La probabilidad de que esa falla o apagón tenga lugar (la probabilidad de pérdida de carga o PPC).

El precio que fije el MEM incorporará un componente de CFALLA cuando la demanda está cerca de la capacidad de generación disponible. Esto proveerá una compensación a las unidades de generación que estén disponibles para su despacho.

A través de este mecanismo, se incentivará que los generadores inviertan en nueva capacidad de generación con la expectativa de obtener precios más altos en el MEM cuando ocurran las demandas máximas, tanto estacionales como horarias. El mecanismo de CFALLA tendrá el beneficio de promover que las centrales de generación estén disponibles cuando son más valiosas o cuando la posibilidad de desabasto es más alta, y de incentivar a los usuarios que pagan tarifas horarias a reducir su consumo en esas horas.

Ajuste de precios por restricciones de capacidad

A diferencia de lo que ocurre con otros bienes que pueden ser almacenados, la electricidad requiere de estos pagos porque el mercado tiene que igualar instantáneamente la oferta con la demanda. En situaciones de escasez, los compradores y vendedores tienen muy poco tiempo para ajustar sus ofertas y sus decisiones sobre niveles de producción. Los mercados de otros bienes no tienen que lograr este equilibrio en forma tan rápida, sino que le dan la oportunidad a los oferentes de subir sus precios en momentos de escasez, y a los consumidores de reducir sus niveles de consumo cuando ello se presenta.

En condiciones normales, el precio que se pagará a todos los generadores será igual a la oferta del último generador que hubiese sido despachado en cada hora de operación. Sin embargo, con objeto de garantizar condiciones de funcionamiento confiables en momentos de demanda máxima, se incorporará un pago adicional a los generadores cuando los márgenes de reserva de capacidad sean bajos. Las reglas de operación del mercado considerarán dicho mecanismo.

De acuerdo a lo anterior, el precio de mercado estará definido como el promedio ponderado del precio pagado al último generador despachado (PUG) y el costo de falla (CFALLA). El ponderador es la probabilidad de pérdida de carga (PPC). La fórmula para determinar el precio de mercado es la siguiente:

$$\text{Precio de mercado} = \text{PUG} * (1 - \text{PPC}) + \text{CFALLA} * \text{PPC};$$

$$\text{donde: } 0 \leq \text{PPC} \leq 1.$$

Conforme los excedentes de capacidad sean mayores (reserva de capacidad alta), será menor la probabilidad de pérdida de carga (PPC) y el precio de mercado estará determinado prácticamente por el precio pagado al último generador despachado (PUG). Los generadores invertirían en agregar capacidad cuando la suma esperada de todos estos pagos durante todas las horas del año sea mayor a los costos de instalación de la nueva infraestructura.

Mecanismo extraordinario de pago por capacidad y cobertura de precios

Factor K Se estudiará la posibilidad de conferir a la SE la facultad de introducir incentivos adicionales para promover nueva inversión en generación, con el objeto de que exista suficiente margen de capacidad. Estos incentivos incluirán un pago de capacidad a través de un factor K. Los generadores que se acojan a este esquema recibirían esos pagos por la capacidad de generación que tengan disponible. El pago por el factor K será prorrateado entre las empresas distribuidoras y cubierto, finalmente, por los consumidores.

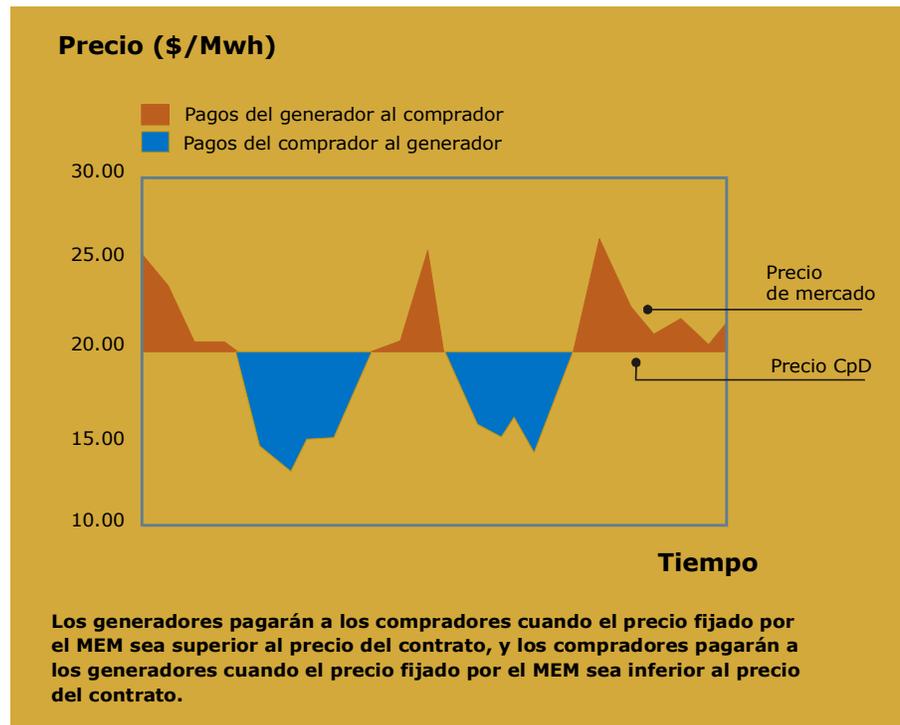
La aplicación del factor K se traducirá en un pago fijo anual a los nuevos generadores por kW de capacidad disponible. La SE definirá la capacidad requerida que gozará de este beneficio. La magnitud del factor K se determinará mediante subasta. Los inversionistas interesados serían invitados a ofrecer propuestas para el monto anual de este suplemento. Las propuestas más bajas serían escogidas, hasta alcanzar la capacidad requerida por la SE. Los ganadores de las propuestas recibirían el pago sólo si la capacidad está disponible. La utilización de este mecanismo se reducirá progresivamente conforme se consolide el funcionamiento del MEM.

Cobertura de precios Por otra parte, para hacer frente a la posibilidad de tener precios elevados en los años con características climáticas especiales (por ejemplo, años secos), se establecerá la obligación de contratar instrumentos de cobertura de precios. El COSEN gestionará este servicio en los mercados financieros especializados por cuenta de los usuarios y las cuotas correspondientes serán distribuidas entre las empresas distribuidoras y pagadas, finalmente, por los consumidores. Cuando el precio del mercado sea muy alto, el COSEN ejercerá la cobertura y reducirá los precios que los clientes tienen que pagar. De esta forma, el costo para los usuarios se equilibra entre años normales y aquellos con demandas eléctricas extraordinarias. Los usuarios calificados podrán contratar por sí mismos este tipo de servicios.

Contratos bilaterales

El segundo elemento del mercado eléctrico propuesto son los contratos bilaterales. Estos contratos son necesarios por el hecho de que los precios en el MEM varían de acuerdo con la época del año y la hora del día. A fin de atenuar este tipo de volatilidad, los generadores y los compradores (distribuidores, comercializadores y usuarios calificados) podrán pactar libremente y a largo plazo el precio de la energía eléctrica. Estos arreglos tendrán el carácter de contratos financieros o contratos por diferencias (CpD).

Gráfica 10
Contratos por diferencias (CpD)



Los contratos por diferencias son acuerdos para pagar la diferencia entre el precio que indica el contrato y el precio que fije el MEM. Para la operación del MEM, el COSEN no requiere conocer la existencia de los contratos bilaterales. Los generadores ofrecerán su producción en el MEM independientemente de que celebren o no contratos bilaterales y serán compensados inicialmente de acuerdo al precio fijado por el MEM, sin importar si tienen o no celebrados contratos bilaterales.

En ciertas horas el precio de mercado rebasará el precio del contrato. En este caso, el generador pagará al comprador la diferencia entre el precio de mercado y el precio contratado. En otras horas, el precio de mercado podrá ser menor que el precio contratado, por lo que el comprador pagará al generador la diferencia entre el precio contratado y el precio de mercado. Los pagos por diferencias se llevarán a cabo de manera independiente de los pagos en el MEM.

Servicios conexos

Los sistemas de transmisión requieren de insumos adicionales para que la energía sea entregada a los usuarios en voltaje y frecuencia estables. Estos insumos constituyen servicios conexos de soporte del sistema eléctrico. Los principales servicios conexos que se requerirán para la operación del sistema serán los siguientes:

- **Control o regulación de frecuencia.-** Este servicio se provee para mantener la frecuencia del sistema en sesenta ciclos por segundo (60Hz). Los generadores son los únicos posibles proveedores de este servicio.
- **Reservas operativas.-** Las reservas operativas proveen capacidad de generación adicional para el supuesto de que algunas fuentes de generación fallen mientras estén en operación o la demanda aumente de manera inesperada. Esto incluye reservas de disponibilidad inmediata (provista en una escala de tiempo muy corta por unidades que están en línea y generando), y reservas no inmediatas (provistas por unidades que pueden arrancar en un tiempo determinado). Estos servicios son prestados principalmente por generadores, aunque los usuarios pueden ser capaces de proveer reservas a través de reducciones en sus consumos, lo cual se instrumentará mediante la aplicación voluntaria de tarifas por servicios interrumpibles. Para proveer el servicio, los consumidores deben responder a las instrucciones del COSEN.
- **Control de voltaje.-** Este servicio es prestado a solicitud del COSEN por los generadores y por la empresa de transmisión, e implica producir o absorber potencia reactiva (VARs) de manera que el voltaje se mantenga dentro de límites aceptables en el sistema.

- **Servicios de arranque negro.-** Para el arranque inicial de las centrales generadoras es necesaria cierta energía eléctrica. Los servicios de arranque negro son provistos por generadores que pueden iniciar su operación sin utilizar energía de la red. Estas unidades permiten la restauración (arranque de todos los demás generadores) del sistema eléctrico cuando ocurre un apagón generalizado.

El COSEN será responsable de definir normas para la provisión de servicios conexos de soporte y de contratarlos de la manera más económica posible. El COSEN trasladará los costos correspondientes a los participantes en el mercado.

Medición y pagos

Las operaciones de medición y facturación en el MEM se realizarán a través del COSEN. Las reglas del mercado asegurarán que los generadores reciban el pago de la electricidad que produzcan y de los servicios conexos que proporcionen y que las empresas distribuidoras, los comercializadores y los usuarios calificados conectados al sistema paguen por la electricidad que adquieran.

Las empresas de distribución se encargarán de la medición, facturación y cobranza de los servicios prestados a los usuarios. El COSEN no tendrá injerencia alguna en el mercado de contratos bilaterales.

Por último, el COSEN especificará los requerimientos necesarios para la medición de los generadores y los compradores. Como el precio en el MEM variará por hora, todos los pagos deberán ser contabilizados cada hora, de manera que se tomen en cuenta las diferencias en precios. Para contabilizar lo que se compra y se vende cada hora, serán requeridos medidores de alta precisión para cuantificar el consumo y la demanda por hora.

5 Marco regulatorio

El nuevo marco institucional de la industria eléctrica requerirá de una amplia concurrencia de voluntades que permita realiza cambios significativos en el marco jurídico vigente y la expedición de una gran cantidad de disposiciones reglamentarias y de regulación. Las nuevas disposiciones establecerán las responsabilidades de los actores que intervendrán en el sector eléctrico y definirán las atribuciones de la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía. Para llevar a cabo la reforma estructural que se plantea en este documento, es necesario:

- Reformar la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos;
- Expedir una nueva Ley de la Industria Eléctrica;
- Reformar la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y otras leyes;
- Expedir los reglamentos de la Ley de la Industria Eléctrica;
- Otorgar concesiones y permisos para realizar actividades en la industria eléctrica;
- Crear normas oficiales mexicanas en materia de operación y mantenimiento de sistemas eléctricos;
- Expedir directivas de la CRE; y
- Establecer las Reglas para la operación del MEM.

Principios generales de regulación

La concurrencia de los sectores público, social y privado en la industria eléctrica, bajo la rectoría del Estado, requerirá de un marco legal claro y transparente, así como de un marco institucional autónomo y estable que den certidumbre a todos los participantes.

El marco regulatorio tiene como objetivo propiciar una estructura industrial y de servicios eficiente, a partir de combinar la regulación de los monopolios naturales (transmisión y distribución) y la promoción de la competencia económica en las actividades potencialmente competitivas (generación y comercialización).

La regulación estará diseñada con el objetivo adicional de atraer nuevos inversionistas al sector y promover que los nuevos entrantes operen con eficiencia en condiciones de rentabilidad razonables. La autoridad no intervendrá en los segmentos de la industria cuando existan condiciones de competencia efectiva.

Regulación económica

La regulación económica es un concepto relativamente nuevo en el sector energético de México que jugará un papel central en el desarrollo del mercado eléctrico. La regulación es un sustituto de la competencia en aquellas áreas en donde ésta no es posible o cuando está en fase inicial. Uno de sus principales objetivos es proteger a los consumidores del poder de mercado de empresas de ciertos segmentos de la industria que pudiera ser ejercido en su perjuicio.

La regulación utiliza como instrumentos el control de precios, costos, inversión y calidad del servicio. El regulador debe ser independiente de quien fija los objetivos macroeconómicos del país, con objeto de evitar el conflicto de interés que pudiera incidir negativamente sobre la competitividad de las empresas reguladas. Por ejemplo, la fijación de tarifas en los segmentos regulados de la industria no debe responder a los objetivos inflacionarios del Gobierno, sino a la estructura de costos para prestar el servicio. La regulación debe proveer los incentivos para que las empresas que participen en el sector regulado se comporten de manera eficiente.

El objetivo de la reforma es introducir competencia en la generación y en la comercialización de energía y dejar que el mercado controle el precio de la energía. Por su parte, las empresas de transmisión y de distribución deberán estar sujetas a la regulación de tarifas y calidad del servicio.

La autoridad reguladora

La CRE será responsable de la regulación económica del sector eléctrico. Su principal función será proteger los intereses de los consumidores tanto en el corto como en el largo plazos. En el corto plazo, los consumidores requieren que la CRE establezca estándares de calidad de los servicios y que regule las tarifas de transmisión y distribución. En el largo plazo, los consumidores necesitarán confiabilidad en el suministro, es decir, contar con una suficiente oferta de electricidad, a precios y calidad adecuados, por lo que la CRE deberá vigilar que la aplicación del marco regulatorio :

- Logre atraer capital suficiente al sector;
- Motive una operación eficiente de las empresas; y
- Evite una intervención excesiva en la toma de decisiones de los participantes.

Las principales responsabilidades de la CRE en la nueva industria eléctrica serán las siguientes:

- Supervisar el cumplimiento de la regulación, para lo cual tendrá la facultad de requerir información financiera y operativa a las empresas reguladas;
- Otorgar permisos y concesiones;
- Expedir directivas para las actividades reguladas;
- Promover la competencia entre los participantes y coordinarse con la Comisión Federal de Competencia para el control de prácticas anticompetitivas;
- Establecer las bases para la regulación tarifaria y establecer estándares de calidad para la provisión de los servicios de transmisión y distribución;
- Aprobar y verificar los planes de inversión de las empresas de transmisión y distribución;
- Proveer mecanismos para la solución de controversias entre los participantes de la industria (las quejas de los consumidores continuarán siendo atendidas por la PROFECO); e
- Imponer sanciones a quienes no cumplan con la regulación.

Permisos

Los generadores y comercializadores no estarán sujetos a regulación económica pero requerirán permiso de la CRE para realizar sus actividades, sin perjuicio de otras autorizaciones federales y locales que establezcan las disposiciones legales aplicables. Los permisos para la generación de energía eléctrica tendrán una vigencia de 30 años y los permisos para la comercialización tendrán una vigencia de cinco años. Ambos tipos de permisos serán renovables.

Concesiones

Las empresas de transmisión y de distribución estarán sujetas a regulación económica por parte de la CRE y requerirán concesiones para el uso de la infraestructura correspondiente. Las concesiones serán otorgadas por 30 años, serán renovables y no conferirán exclusividad. Los concesionarios estarán obligados a permitir el libre acceso a las redes mediante el pago de tarifas reguladas.

Tarifas de transmisión y distribución

La transmisión y distribución de energía eléctrica estarán sujetas a un régimen de tarifas máximas. Las tarifas serán revisadas cada cinco años y se calcularán para cada empresa, dependiendo de los costos que enfrenten, las inversiones que deban realizar, los programas de mantenimiento previstos y una tasa de rendimiento razonable sobre la inversión. Además, las tarifas de transmisión incluirán los cargos realizados por el COSEN y los costos de los servicios conexos contratados.

Al inicio de cada quinquenio, la CRE establecerá las tarifas iniciales a través de una metodología de costo de servicio. Estas tarifas se actualizarán a lo largo de dicho periodo utilizando un mecanismo de regulación por incentivos. Los ajustes en las tarifas iniciales tendrán por objeto considerar los efectos de la inflación, los movimientos del tipo de cambio, las mejoras en productividad por parte de las empresas reguladas y los cambios no esperados en variables fuera del control de los concesionarios. Las variables siguientes deberán ser consideradas para tal efecto:

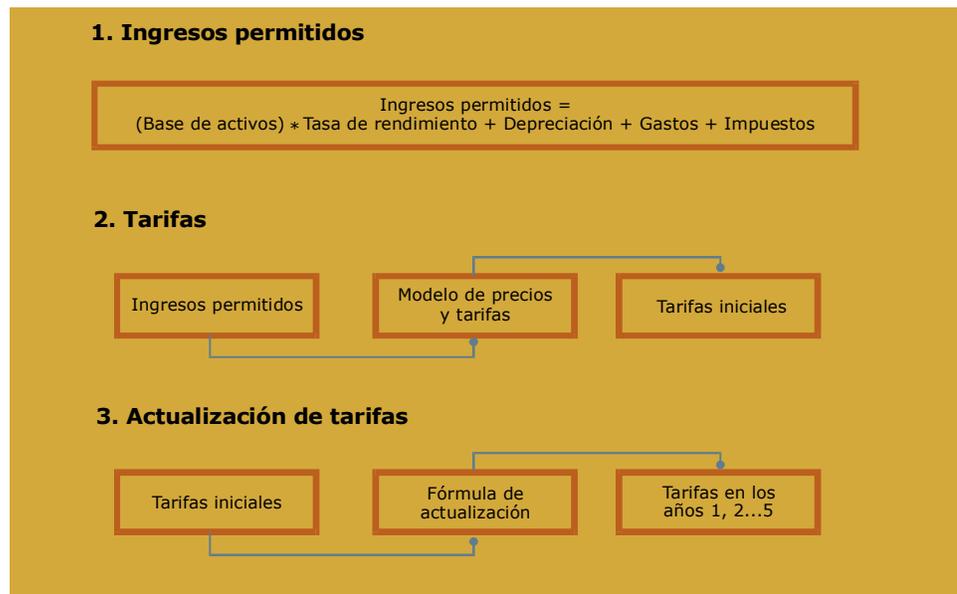
- Un índice de precios para la industria que incorpore los efectos de la inflación y los movimientos del tipo de cambio en la actividad económica de la industria;
- Un parámetro que refleje las ganancias en productividad de las empresas a lo largo del tiempo. Estas ganancias deben ser parcialmente trasladadas a los usuarios a través de menores tarifas reales. Dicho parámetro será definido por la CRE usando una metodología objetiva en consulta con las empresas reguladas y será establecido al mismo tiempo que se revisen las tarifas cada cinco años; y

- Los costos no esperados que están fuera del control de los concesionarios y que podrán ser trasladados a los usuarios. Un ejemplo de éstos, son las modificaciones en las tasas impositivas o la creación de nuevos impuestos no previstos en la revisión quinquenal de las tarifas.

La regulación económica por incentivos es efectiva para motivar a las empresas a reducir sus costos de producción y evitar la sobreinversión. Este tipo de regulación disocia el precio del producto de los costos de producción, de forma similar a lo que sucede en mercados competitivos. Las empresas podrán conservar las ganancias originadas por la reducción de costos durante los cinco años que transcurran después de cada revisión de tarifas. Pero cuando las tarifas sean revisadas por la autoridad estas ganancias serán transferidas a los consumidores a través de la fijación de menores tarifas reales.

En resumen, las tarifas de los concesionarios estarán definidas con base en los costos para la prestación del servicio, incluyendo una rentabilidad razonable sobre la inversión. El ajuste de tarifas se realizará de manera automática a lo largo de los cinco años de vigencia. Al término de dicho periodo, éstas serán revisadas para iniciar un nuevo ciclo tarifario. Este esquema tarifario ha sido utilizado en otros lugares del mundo y ha probado ser un enfoque exitoso y aceptable tanto para los inversionistas como para los consumidores.

Gráfica 11
Metodología de tarifas



Formación de precios para los usuarios finales

En general, la conformación de la factura a los consumidores se integrará por el precio de generación, la tarifa de transmisión y la tarifa de distribución. El precio de generación es determinado en el mercado (MEM), mientras que las tarifas de transmisión y distribución son reguladas por la CRE.

Para los usuarios finales, el precio de la energía será el promedio ponderado del costo de adquisición de la energía adquirida directamente en el MEM por los distribuidores y el precio pactado en los contratos bilaterales, más las tarifas de transmisión y distribución correspondientes. Por su parte, los usuarios calificados podrán adquirir la energía de una empresa de generación o del distribuidor o de un comercializador o, directamente, del MEM. Así, el precio de la energía para los usuarios calificados será el precio del MEM o el precio convenido, más las tarifas de transmisión y, en su caso, distribución.

$$P_{\text{usuarios finales}} = \text{Promedio } (P_E, P_C) + T_T + T_D;$$

$$P_{\text{usuarios calificados}} = (P_E \text{ ó } P_C) + T_T + T_D; \text{ y}$$

donde:

P_E precio del MEM;

P_C precio contratado de energía;

T_T tarifa regulada de transmisión; y

T_D tarifa regulada de distribución.

Los precios del MEM se calcularán cada hora y serán publicados diariamente. El consumo de los usuarios calificados también será medido de manera horaria para que sus facturas reflejen el costo del consumo según el precio vigente en cada hora. Lo anterior estimulará a los usuarios a reducir su consumo en las horas en que el precio es elevado, contribuyendo a una mayor estabilidad del sistema.

Expansión del sistema de transmisión

La expansión del sistema nacional de transmisión se llevará a cabo a través de dos esquemas: la expansión que efectúe la REN en su calidad de concesionaria del sistema y la que realicen los particulares. Además, otros concesionarios podrán desarrollar redes de transmisión no interconectadas al sistema nacional de transmisión.

**Expansión
requerida
a la REN**

La principal forma de expansión de la red de transmisión será a través de la REN, que estará obligada a llevarla a cabo de acuerdo con los términos y condiciones de su concesión. Bajo este esquema, la expansión del sistema nacional de transmisión se ajustará a lo siguiente:

- La REN someterá su propuesta de expansión a la SE. La Secretaría, con asistencia del COSEN y de la CRE, analizará estas propuestas y desarrollará los planes finales para la expansión de la capacidad de transmisión en el país. Estos planes incluirán expansiones mayores, reforzamientos y mejoras;
- La SE identificará los proyectos que sean necesarios para satisfacer el interés público y que tengan viabilidad técnica y operativa;
- La REN desarrollará el plan de inversión para las expansiones previstas por la SE;
- Como parte de la fijación de tarifas iniciales y sus posteriores revisiones quinquenales, la REN presentará a la CRE los programas de inversión requeridos por la SE; y
- La REN sólo podrá recuperar, mediante tarifas, los programas de expansión identificados por la SE como de interés público.

Además, la REN tendrá la obligación de dar mantenimiento y reforzar el sistema de transmisión. Estas acciones estarán previstas en los costos de proveer el servicio y, por lo tanto, también serán recuperados vía tarifas de transmisión. Por ello, la REN está obligada a prever que los fondos necesarios para cubrir su costo estén disponibles. La distinción entre lo que se considere una ampliación mayor y aquello que se considere parte del mantenimiento y reforzamiento convencional estará claramente definida en la regulación y los términos de la concesión.

**Derechos
financieros de
transmisión**

Los particulares también podrán realizar expansiones al sistema nacional de transmisión cuando éstas no estén previstas en los programas de expansión de la SE. Dichas expansiones pasarán a formar parte de los activos concesionados a la REN a

cambio de derechos financieros de transmisión (DfT), a favor de los particulares que financien las expansiones correspondientes. El costo de este tipo de expansiones no podrá ser trasladado vía tarifas a los usuarios del sistema nacional de transmisión.

Sistemas de transmisión no interconectados

La regulación hará posible que otros concesionarios desarrollen redes de transmisión no interconectadas al sistema nacional de transmisión. El tratamiento regulatorio que se dará a esta nueva infraestructura se describe a continuación:

- Todas las líneas de transmisión requerirán de concesión, lo que implica que una vez construidas pasarán a formar parte del patrimonio nacional;
- El concesionario correspondiente tendrá derecho a explotar y aprovechar dicha infraestructura por la vigencia de la concesión (30 años prorrogables);
- Las redes de transmisión no interconectadas podrán ser operadas directamente por los propios concesionarios, en los términos de la regulación correspondiente;
- Cuando las redes particulares se interconecten al sistema nacional de transmisión pasarán a formar parte de los activos concesionados a la REN, a cambio de DfT; y
- Todos los sistemas de transmisión concesionados estarán sujetos a la obligación de libre acceso no discriminatorio, mismo que será regulado y supervisado por la CRE.

Otros asuntos relacionados con la transmisión

Las tarifas de transmisión estarán diseñadas para promover el libre acceso y la eficiencia en el uso y la expansión del sistema nacional de transmisión. Dichas tarifas reconocerán los precios regionales de la energía y reflejarán el costo marginal de las restricciones y las pérdidas de la red. Los usuarios del sistema nacional de transmisión pagarán por el uso de las líneas como parte del precio de la energía.

Principios de regulación tarifaria

Los costos del sistema nacional de transmisión serán recuperados a través de las tarifas que se cobren a todos los usuarios interconectados. Estas tarifas permitirán recuperar los costos de la inversión en la transmisión existente y aquellos que deriven de las inversiones del plan de expansión de la SE, más una rentabilidad razonable.

Calidad del servicio

La REN y los demás concesionarios de transmisión estarán sujetos a la regulación en materia de la confiabilidad en el servicio que presten y recibirán incentivos para que la infraestructura esté en condiciones óptimas de operación. Habrá penalizaciones cuando no se cumpla con los niveles de calidad exigidos por parte del concesionario.

Relación entre la REN y el COSEN

La REN será responsable de mantener los activos de transmisión concesionados y de expandir el sistema nacional en los términos del mecanismo de planeación de la SE. El COSEN, por su parte, tendrá a su cargo la operación de la red nacional de transmisión (despacho eléctrico). Estas son funciones separadas, por lo que existirán convenios específicos entre ambos participantes respecto a los procedimientos de operación.

Aspectos relacionados con los distribuidores

Calidad del servicio

La regulación establecerá normas técnicas y estándares de desempeño para las empresas de distribución que incluyan la calidad del voltaje (tensión), la seguridad y la confiabilidad en la prestación del servicio. Cuando estas disposiciones no se cumplan, la CRE estará facultada para aplicar sanciones económicas equiparables a los programas de inversión comprometidos por el distribuidor. El objetivo de aplicar sanciones de esta magnitud es incentivar el cumplimiento estricto de los programas de inversión y el mantenimiento adecuado de las redes de distribución.

Obligaciones del distribuidor

Las principales obligaciones del distribuidor serán las siguientes:

- La infraestructura para conectar a los usuarios será responsabilidad del distribuidor. La infraestructura para conectar a los usuarios será responsabilidad del distribuidor. Cuando las conexiones no rebasen los límites de distancia y nivel de tensión preestablecidos en la regulación, el distribuidor sólo podrá realizar el cobro correspondiente de acuerdo con las tarifas autorizadas. Cuando las conexiones rebasen los límites preestablecidos, el costo adicional será cubierto por los usuarios. Si éstos consideran que el costo adicional es excesivo, podrán recurrir a la PROFECO o contratar a un tercero para realizar las conexiones o ampliaciones necesarias siempre que éste cumpla con las normas técnicas correspondientes. La nueva infraestructura construida pasará a formar parte de los activos concesionados al distribuidor;

- Los distribuidores estarán obligados a atender toda solicitud de servicio que sea económicamente viable. La expansión de la distribución será planeada por las propias empresas de distribución y estará sujeta a supervisión de la CRE. Los concesionarios estarán obligados a expandir la red para brindar el servicio público a nuevos usuarios y cubrir las nuevas necesidades de los existentes, cuando los costos de dichas expansiones puedan recuperarse a través de las tarifas autorizadas. Para los casos de electrificación rural y de colonias populares, el Gobierno establecerá un mecanismo transparente de subsidios que permita desarrollar este tipo de proyectos; y
- Los distribuidores estarán obligados a dar servicio a los usuarios calificados de su zona que así lo requieran, conforme a la tarifa regulada.

Subsidios

Actualmente, los subsidios a los usuarios se canalizan a través de las tarifas eléctricas. En 1998 los subsidios generalizados otorgados fueron del orden de 31 mil millones de pesos. Lo anterior presenta varias desventajas importantes:

- Son un instrumento ineficiente de redistribución del ingreso;
- Propician patrones inadecuados de consumo de electricidad; y
- Disminuyen la disponibilidad de recursos fiscales escasos.

En la nueva industria eléctrica, el Gobierno instrumentará una política de subsidios dirigidos a quienes realmente los necesitan. Los subsidios generalizados serán sustituidos por mecanismos de redistribución efectivos, dirigidos directamente a quienes requieren apoyo.

Los nuevos subsidios serán transparentes y claramente definidos en monto, destino y temporalidad. La falta de transparencia en su otorgamiento evita que se identifique el monto de lo subsidiado y provoca ineficiencias.

Un esquema transparente de subsidios requiere hacer explícitos los precios de venta para cada segmento de la industria (generación, transmisión y distribución). Los subsidios que otorgue el Gobierno a ciertos grupos de usuarios finales, estarán

identificados en las facturas correspondientes. Un objetivo adicional de la racionalización de los subsidios es liberar recursos del presupuesto federal para otros fines prioritarios de carácter social.

Regulación del COSEN

Una operación eficiente y no discriminatoria por parte del COSEN es fundamental para el éxito de la nueva industria eléctrica. El COSEN será un órgano regulado por la CRE.

Las reglas iniciales para la operación de la red nacional de transmisión y del mercado (despacho eléctrico) serán establecidas durante el proceso de reestructuración bajo la supervisión de la SE y de la CRE.

Además, la CRE autorizará los cambios en la regulación que afecten los cobros que el COSEN hace a las empresas de generación y de distribución por sus servicios y por los cargos relativos a los servicios conexos que el COSEN contrate para operar el sistema.

Límites a la integración societaria

Integración vertical

Con el fin de impedir la competencia depredatoria y evitar los subsidios cruzados entre las actividades reguladas (transmisión y distribución) y las no reguladas (generación y comercialización), es necesario establecer límites en la integración vertical de las empresas del sector. Asimismo, se requiere evitar la creación de barreras que impidan el libre acceso a las redes de transmisión y de distribución. Los límites a la integración vertical serán los siguientes:

- La REN no podrá ser propietaria de activos de generación o de distribución ni podrá realizar en modo alguno operaciones de compraventa de electricidad.- Si se permitiera que la REN participara en empresas de generación o distribución se generarían incentivos para restringir el acceso a terceros al sistema nacional de transmisión. Al separar las actividades de la REN de otros participantes, se asegura el libre acceso a la red sobre bases no discriminatorias y se evita la existencia de

subsidios cruzados que pudieran utilizarse como práctica depredatoria para eliminar la competencia en las actividades no reguladas.

- Las empresas de distribución sólo podrán detentar una participación minoritaria, no controlante, en empresas de generación y viceversa.- Esta restricción elimina la posibilidad de que una parte de los costos de la actividad competitiva (no regulada) se carguen al servicio regulado, lo que permitiría argumentar la necesidad de crear mayores tarifas en la actividad regulada y, por lo tanto, mayores precios al consumidor. Esta restricción también evitará que una empresa le venda a la otra en condiciones preferenciales, por el hecho de formar parte del mismo grupo empresarial en perjuicio de otros participantes.
- Las empresas de distribución sólo podrán comercializar energía a precios no regulados cuando la vendan a usuarios calificados fuera de su zona de concesión. Esta regla tiene por objeto evitar los conflictos de interés entre la distribución y la comercialización. Si se permitiera que el distribuidor comercialice energía dentro de su zona concesionada, podría discriminar en el acceso a la red en contra de comercializadores competidores. Esta restricción significa que los usuarios calificados tendrán la opción de comprar energía de comercializadores distintos a su distribuidor local, a un precio convencional, o bien contratar el servicio con el distribuidor local a un precio regulado.

En los casos en que se permita la integración societaria parcial, las contabilidades de las empresas asociadas deberán ser independientes. Esto es necesario para que la CRE vigile el cumplimiento de la regulación y así evitar que los costos de las actividades no reguladas se confundan con los costos de los servicios regulados.

Integración horizontal

El Gobierno evitará la existencia de un agente dominante que pueda ejercer su poder de mercado. En el segmento de generación, poder de mercado significa que uno de los participantes controla una parte considerable del suministro eléctrico por lo que puede influenciar el precio del MEM y mantener dicho precio alto generando utilidades extranormales.

Los productores logran este objetivo al restringir su oferta, elevar el precio y crear una situación artificial de escasez. Es decir, el productor dominante tiene el poder de manipular los precios del MEM en su beneficio. Esto sólo funciona si el incremento

en precio beneficia principalmente al mismo agente que está limitando la oferta y no a terceros, por lo que sólo puede hacerlo un agente que tenga participación sustancial en el mercado.

La Comisión Federal de Competencia tiene la facultad de imponer restricciones sobre la participación de mercado que una misma empresa puede controlar. Dicha Comisión podrá actuar por iniciativa propia o a solicitud del COSEN, la CRE o cualquier otro agente interesado.

Circunstancias especiales

Cuando no existan condiciones reales de competencia, se permitirán excepciones a los límites de integración societaria. En estos momentos, tal es el caso en el sistema eléctrico del estado de Baja California Sur, el cual es pequeño y no está interconectado con otras regiones. En este caso hay poco espacio para el desarrollo de un esquema competitivo. Por ello, se permitirá que el sistema de Baja California Sur se integre verticalmente en una sola empresa concesionada de generación, transmisión y distribución, que será regulada por la CRE.

El estado de Baja California, por su parte, no está interconectado a la red nacional del país. Sin embargo, dado su potencial para importar energía a través de interconexiones con EE.UU., el número creciente de usuarios y el crecimiento acelerado de la demanda en la región, es posible que pueda establecerse un esquema de competencia. Por ello, en este caso, la red de transmisión, aunque no estará interconectada con el resto del sistema nacional de transmisión, formará parte de los activos concesionados a la REN. La intención del Gobierno es que los activos de distribución permanezcan en manos de una sola empresa y que los generadores vendan su producción a esta empresa. En tanto el mercado se desarrolla, los generadores de Baja California establecerán contratos bilaterales con la empresa de distribución.

Finalmente, la regulación permitirá desarrollar sistemas eléctricos aislados en donde los generadores y los distribuidores podrán ser concesionarios de redes de transmisión no interconectadas al sistema nacional de transmisión.

6 Proceso de reforma

Uno de los principales objetivos de la reforma estructural del sector eléctrico es establecer condiciones de mercado y de regulación que permitan al sector privado complementar los esfuerzos del Estado en el desarrollo de la nueva industria eléctrica. El logro de este objetivo sólo es posible bajo el fortalecimiento de la rectoría del Estado en el sector. Es decir, la función del Estado en la industria eléctrica no será la de suministrador exclusivo del servicio público, sino la de rector de las acciones de los distintos participantes, públicos y privados, en beneficio del usuario final.

Etapas de la reforma

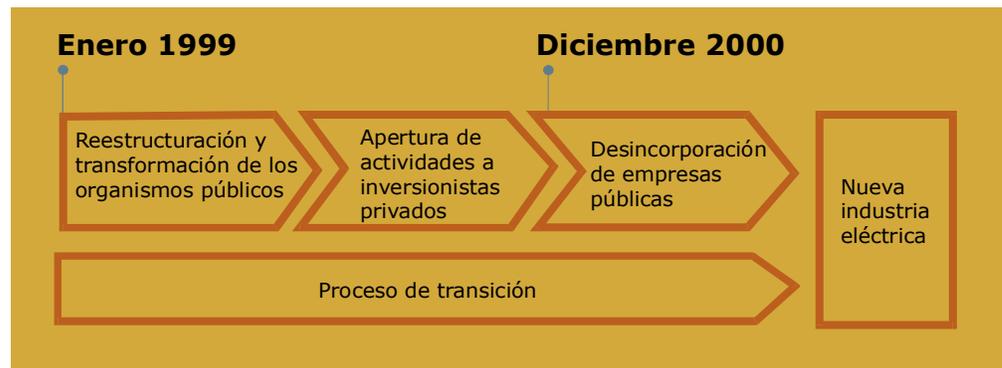
La reforma propuesta exige que una vez realizados los cambios necesarios, se instrumente una serie de tareas en el orden correcto.

- Primero, CFE y LFC deberán transformarse en diversas empresas de participación estatal especializadas en generación y distribución y en una empresa de transmisión (corporatización de entidades públicas); asimismo, se crearán el organismo público descentralizado encargado de la generación de energía nucleoelectrica y el COSEN;
- En segundo lugar, se requiere abrir la generación y la comercialización de energía eléctrica a la inversión privada, nacional y extranjera, para fomentar la competencia en los segmentos de la industria eléctrica en que ella sea posible; y
- Por último, el Gobierno desincorporará algunas empresas del Estado atendiendo a objetivos de federalización, participación de trabajadores en el capital de las empresas, socialización del capital (fondos de pensiones) y a la necesidad de obtener recursos para el desarrollo de infraestructura de agua potable, alcantarillado y tratamiento de aguas residuales.

El proceso de reforma descrito deberá estar acompañado del desarrollo de reglas claras, transparentes y predecibles, así como del fortalecimiento institucional que requerirá la instrumentación del cambio estructural en el sector eléctrico.

El orden en que se desarrolle el proceso de reforma también es importante. La participación de inversionistas privados sólo será factible si existen condiciones de mercado y de regulación básicas que garanticen la certidumbre a sus inversiones. Por ello no es posible pensar en la apertura del sector cuando predominan organismos públicos verticalmente integrados o cuando los marcos reguladores e institucionales no se encuentran aún definidos.

Gráfica 12
Proceso de reforma



Reestructuración y transformación de los organismos públicos

En esta primera fase, CFE y LFC se transformarán en diversas empresas de participación estatal especializadas: varias empresas de generación y de distribución y la empresa de transmisión (REN). En esta etapa también se establecerá el marco de regulación básico y el diseño del mercado; se fortalecerán la SE y la CRE, y se crearán el COSEN y el organismo público descentralizado encargado de la generación nucleoelectrica. La regulación de las nuevas empresas públicas a través de permisos y concesiones comenzará a operar en forma paralela del mercado.

Uno de los elementos básicos del cambio estructural del sector eléctrico en esta etapa consistirá en otorgar autonomía presupuestal, administrativa y financiera a las nuevas empresas públicas que participen en las actividades de generación, transmisión y

distribución de energía eléctrica, para que puedan operar en un ambiente competitivo. Estas empresas serán administradas con criterio empresarial, a fin de que puedan competir en igualdad de circunstancias con los nuevos operadores, sean administradas con base en principios comerciales y queden sujetas a un estricto control de gestión a través de convenios de desempeño.

Las nuevas empresas públicas tendrán personalidad jurídica y patrimonio propio y reportarán cada una, de manera directa e independiente, al Gobierno a través de la Secretaría de Energía como cabeza de sector. Cada empresa será responsable de los resultados financieros que alcance y de llevar sus propios estados financieros.

La creación de las nuevas empresas requerirá la determinación del número y la composición de éstas, la separación y distribución de activos, pasivos, contratos, personal y flujos financieros, la creación de nuevas cuentas, el diseño de concesiones y permisos, y la integración de los consejos de administración, entre otros.

Para instrumentar esta etapa, la SE presentará a los órganos de gobierno de CFE y LFC el programa de reestructuración basado en la creación de unidades estratégicas de negocios (UENs). Estas unidades se transformarán en las nuevas empresas públicas especializadas. Ellas estarán constituidas de conformidad con el programa de reestructuración de los organismos.

Apertura a la inversión privada

La etapa de apertura a la inversión privada estará marcada por el inicio de operaciones del mercado eléctrico mayorista. A partir de este momento, el marco legal permitirá el establecimiento de empresas de generación y de comercialización privadas, previo permiso de la CRE. Asimismo, se otorgarán concesiones a empresas de transmisión interesadas en desarrollar redes no interconectados al sistema nacional de transmisión. En esta etapa también se establecerán los criterios para definir a los usuarios calificados.

Las nuevas empresas de generación, públicas y privadas, competirán unas con otras en el mercado eléctrico. De igual forma, los generadores podrán establecer contratos bilaterales con las nuevas empresas de distribución y con los usuarios calificados, con o sin la intervención de comercializadores.

El objetivo de esta etapa es permitir la entrada de nuevos participantes a la industria eléctrica y crear los antecedentes técnicos y financieros de las empresas públicas establecidas. Ello permitirá a las nuevas empresas públicas especializadas transitar eventualmente hacia su desincorporación.

Desincorporación de empresas públicas

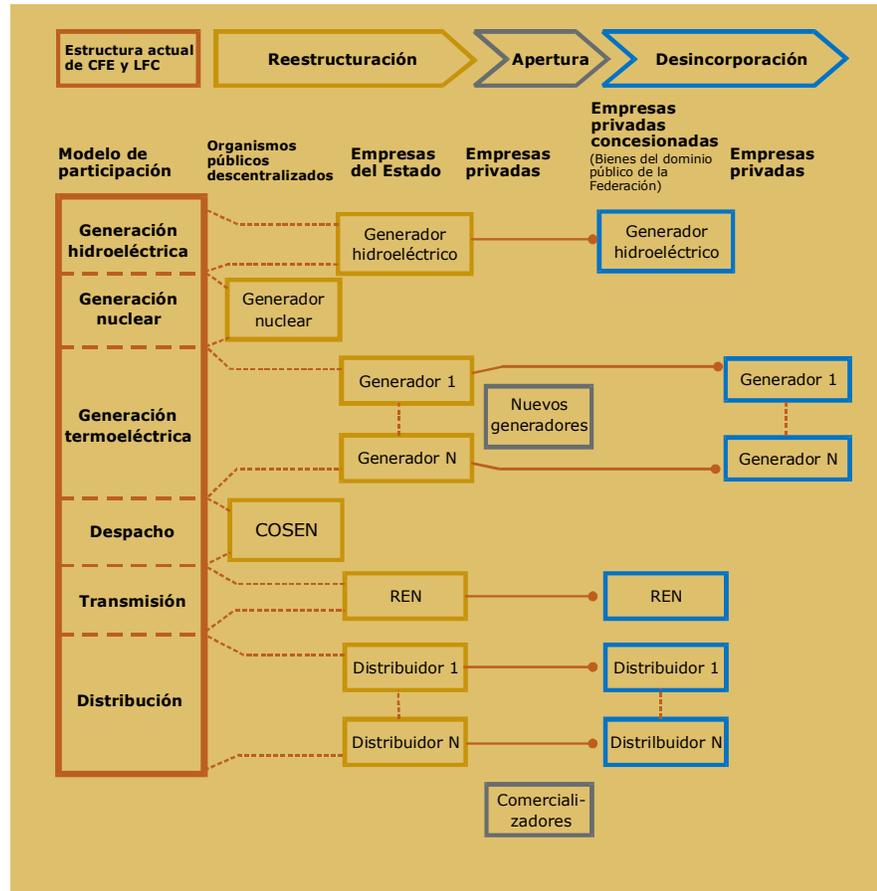
Las empresas públicas de generación y distribución y la empresa de transmisión (REN) serán desincorporadas progresivamente. Este proceso será crucial para que la transformación del sector eléctrico sea completa y exitosa. Sin embargo, debido a que el esfuerzo inicial debe centrarse en el desarrollo del marco regulatorio e institucional y en el establecimiento del mercado eléctrico, el Gobierno estará en condiciones de llevar a cabo la desincorporación de empresas públicas a partir de diciembre del año 2000.

Las empresas de generación propiedad del Estado, en particular aquellas que operan centrales termoeléctricas serán desincorporadas. Habrá compañías cuyos bienes consistirán principalmente en activos de generación y contratos derivados de compromisos con PIE. Estas empresas habrán tenido tiempo de establecer antecedentes respecto a su desempeño en el mercado y determinar su potencial competitivo una vez desincorporadas.

Las centrales de generación hidroeléctrica del sur del país (ríos Grijalva y Balsas) también se concesionarán a particulares. Por su dimensión y efectos sobre el mercado eléctrico, resulta esencial que sean operadas comercialmente debido a su influencia en la determinación del precio de mercado. Si no hay la garantía de que estas centrales operarán sobre bases comerciales, el sector privado difícilmente participará en la generación.

Las entidades federativas y los municipios podrán tener una participación accionaria en las empresas regionales de distribución de energía eléctrica conforme la desincorporación de dichas empresas se lleve a cabo.

Gráfica 13
Esquemas de participación pública y privada



Las empresas del sector eléctrico son consideradas de bajo riesgo en una industria de crecimiento garantizado. Por ello, uno de los objetivos que perseguirá el Gobierno es la socialización del capital de las empresas eléctricas que serán desincorporadas. De esta forma, los fondos de pensiones podrán participar en la estructura accionaria de dichas empresas, ya sea como socios directos o a través del mercado de valores.

Motivos para la desincorporación

Una industria reestructurada, pero manejada por el Gobierno, no logra que los gastos asociados al sector dejen de ser recursos presupuestales o deuda pública. El crecimiento de la industria seguiría restringido por las disponibilidades presupuestales y de financiamiento con que cuenta el sector público. En estas condiciones, no sería posible involucrar capital privado de manera generalizada, pues es difícil esperar que haya inversiones del sector privado sin respaldo estatal mientras otros participantes en el mercado no operen sobre bases comerciales.

La motivación para que las compañías reestructuradas sean transferidas al sector privado tiene varias líneas de razonamiento.

**Eliminación
de presiones
presupuestales**

En primer lugar, se elimina el peso que recae sobre el presupuesto y se obtienen ingresos por la venta de las compañías existentes. El objetivo central de la reforma es el de crear valor y esto sólo puede alcanzarse cuando se concluye una reforma integral: la inyección de capital privado, la independencia de objetivos macroeconómicos como factores que afecten el desempeño del sector y las ganancias en eficiencia que traerá consigo el establecimiento de un ambiente competitivo.

**Atraer capital
privado**

En segundo lugar, resulta necesario atraer capital privado sin que el Gobierno asuma los riesgos de las inversiones en el sector eléctrico. La existencia de un mercado eléctrico mayorista y de contratos bilaterales otorgará certeza a los inversionistas de que existirán varios compradores.

Además, es necesario que las compañías privadas que inviertan en el sector tengan la certeza de que las empresas que ya participan, así como las nuevas que se incorporen, tendrán los incentivos comerciales a que están sujetas las empresas privadas. Si un gran número de empresas permanece en manos del Estado, no se podrá garantizar que éstas operarán con las mismas reglas del juego que las empresas privadas y los nuevos participantes en el mercado no tendrán garantía alguna respecto a sus objetivos y su comportamiento. Si están en manos del Gobierno, pueden estar sujetas a las mismas presiones macroeconómicas que enfrentan en la estructura actual. Es decir, los generadores estatales no necesariamente enfrentan la necesidad de tener un cierto rendimiento sobre la inversión como es el caso del sector privado.

Estas circunstancias limitarán la participación de inversionistas potenciales al sector. El objetivo es atraer capital nuevo al mercado para asegurar que todos los participantes operen bajo los mismos principios comerciales y de rentabilidad.

Lo anterior no puede ser logrado sin la desincorporación. Después de la desincorporación, el Gobierno seguirá compartiendo los beneficios del sector a través de una mayor recaudación que será posible gracias a un mayor dinamismo del sector y a una mayor rentabilidad de las empresas que participan en él.

En resumen, algunos de los beneficios que se obtienen como resultado de la desincorporación de las empresas eléctricas del Estado son los siguientes:

- Una industria dinámica y generadora de empleos bien remunerados;
- La eliminación de presiones sobre el gasto público y el financiamiento de la deuda del Gobierno;
- Los ingresos por la desincorporación;
- La ampliación de la base tributaria;
- La eliminación de la necesidad de recursos para inversiones futuras;
- Menores precios para los consumidores industriales, lo que eleva su competitividad en las exportaciones y frente a las importaciones; y
- Menores precios de la electricidad.

Mecanismos de desincorporación

La desincorporación de las empresas eléctricas del Estado podrá llevarse a cabo mediante tres esquemas: transferencia del control accionario de las empresas mediante licitación; colocación de paquetes accionarios en el mercado de valores, o una combinación de ambos métodos. La decisión final deberá tomarse en una fecha cercana al momento de la desincorporación, a la luz de las condiciones de los mercados financieros internacionales y con base en las consideraciones que en su momento resulten pertinentes.

El objetivo central del programa de desincorporación será minimizar los costos del suministro eléctrico en favor de los usuarios finales y estará sujeto a que el Gobierno reciba ingresos justos y razonables por la venta de sus activos. Bajo este principio, algunas consideraciones sobre el mecanismo de desincorporación se desarrollan a continuación:

- La colocación de acciones requiere de un cuidadoso proceso de preparación, la formulación de información de mercado, el establecimiento de los sistemas de contabilidad y la existencia de antecedentes de desempeño comercial;
- La venta directa ofrece ahorros significativos en tiempo y costos de transacción; sin embargo, cuando la empresa no ha sido plenamente consolidada y no tiene antecedentes de desempeño, este procedimiento podría impactar su precio de venta; y
- Es probable que el Gobierno desee mantener paquetes accionarios minoritarios de las empresas desincorporadas por algún tiempo. Además, podrían reservarse acciones de las compañías de distribución a los usuarios. Los gobiernos estatales también pueden estar interesados en la compra de acciones de estas compañías.

Las empresas de distribución podrán prepararse de manera más sencilla para su desincorporación que las empresas de generación. Serán monopolios regulados que de alguna manera no enfrentan la misma incertidumbre de los mercados competitivos. Su solvencia futura se establecerá a través de tarifas adecuadas que garanticen un retorno razonable sobre la inversión.

La REN es un negocio de conducción pura y debe ser el más fácil de preparar para privatizar su operación. En otros países, las compañías de transmisión no han presentado problema alguno para su venta y las empresas que los adquieren normalmente cuentan con una amplia experiencia en materia de expansión de la transmisión.

Las empresas de generación dependen en gran medida del desarrollo de un mercado competitivo y por lo tanto incierto. Los contratos de transición que se describen en el capítulo siguiente aminorarán, en alguna medida, esta incertidumbre en un principio. Una colocación accionaria no es deseable hasta que las compañías hayan desarrollado antecedentes de desempeño suficientemente amplios. La venta directa entonces resulta más viable.

7 Transición y estructura final de la industria

El proceso de reforma deberá considerar una serie de acciones para garantizar una transición ordenada y suave hacia la nueva industria eléctrica. Estas acciones tomarán en cuenta, entre otros factores:

- La confiabilidad del suministro durante la transición hacia un mercado eléctrico desarrollado, en términos de las operaciones cotidianas y flujos de inversión;
- El establecimiento de contratos de compraventa de transición entre las nuevas empresas generadoras y distribuidoras;
- La asunción por parte del Gobierno de las obligaciones derivadas de los productores independientes de energía (PIE);
- La redefinición del programa de licitación de proyectos PIE; y
- El respeto irrestricto a los derechos de los trabajadores en activo y de aquellos que ya se encuentren en retiro.

La consecución de las etapas del proceso de reforma y la instrumentación de una transición ordenada permitirán asegurar que la estructura final de la nueva industria eléctrica corresponda a las intenciones de política planteadas en este documento.

Aspectos relativos a la transición

Contratos de transición

En diversos países se ha recurrido a contratos de transición para darle estabilidad al mercado durante los primeros años de operación. Se trata de contratos de compraventa de energía que se realizan entre los generadores y los distribuidores en el momento de creación de las nuevas empresas de participación estatal. Lo normal es que una gran parte de la energía producida se comercialice bajo estos contratos que pueden tener una duración de tres a cinco años. Al final de este periodo son sustituidos por contratos bilaterales normales.

El precio que establezca el contrato de transición impactará directamente los ingresos iniciales del generador y del distribuidor. Si el precio estipulado en el contrato es alto, los ingresos de ese generador serán más altos. Esta es una manera de resolver los costos hundidos de ciertos generadores. Esto permite la continuidad en las tarifas antes y después de la formación de las empresas.

Contratos PIE existentes

La transición a una nueva estructura industrial requerirá que las obligaciones del Gobierno derivadas de los PIE y sus contratos de compra de energía sean íntegramente respetados. Algunos contratos podrán terminarse anticipadamente por mutuo acuerdo mediante un pago al PIE o mediante algún otro mecanismo que compense a éste por la terminación del contrato.

Bajo la nueva estructura industrial, los contratos de largo plazo resultado de los proyectos PIE deberán ser cubiertos por las nuevas tarifas. Las obligaciones de pago de estos contratos serán transferidas a las nuevas empresas de generación propiedad del Estado. Esto ocurrirá a través de contratos de transición con las empresas públicas de distribución.

Inversión durante la transición

Es esencial mantener la estabilidad en el suministro durante el periodo de transición hacia un mercado eléctrico desarrollado, tanto en términos de las operaciones cotidianas como en términos de los flujos de inversión. La transición ordenada hacia el nuevo régimen instrumentará las acciones siguientes:

- La continuación, por parte del Gobierno, del programa de proyectos PIE una vez que éste haya sido replanteado;

- El establecimiento de programas obligatorios de inversión para las empresas de transmisión y distribución; y
- La introducción del factor K dentro del pago que se hace a los generadores en el mercado incipiente.

En principio, una vez que las nuevas empresas de participación estatal inicien operaciones, el programa de PIE se sustituirá con el mecanismo de pagos tipo factor K. Estos pagos disminuirán gradualmente conforme el mercado se desarrolle.

Durante la transición el Gobierno mantendrá una activa política de contención de riesgos a través de las acciones descritas anteriormente. Una vez que el mercado eléctrico esté suficientemente desarrollado y que el marco regulatorio haya sido probado, los propios mecanismos de mercado asegurarán que se realicen las inversiones necesarias en generación sin la necesidad de que el Gobierno comparta los riesgos de estas inversiones.

Redefinición del programa de PIE

Durante el periodo de transición, el programa de licitación de proyectos tipo PIE se modificará para que se ajuste a las condiciones que prevalecerán una vez que la nueva estructura se haya establecido. En particular, el Gobierno procurará que los nuevos contratos de compraventa de energía:

- Se ajusten al nuevo marco regulatorio y al mercado eléctrico;
- Garanticen condiciones justas para los inversionistas una vez que tenga lugar la transición; y
- Establezcan condiciones más flexibles con el objeto de no obstaculizar una transición ordenada al nuevo régimen, evitar costos hundidos y compartir expresamente los riesgos con los inversionistas.

Aspectos laborales

La reforma propuesta busca proteger los derechos laborales de los trabajadores electricistas y mejorar sus condiciones de trabajo y los de sus organizadores sindicales. Una mayor participación del sector privado en la industria eléctrica significará un aumento en la inversión del sector, misma que se traducirá en mayores oportunidades de empleo y capacitación para los trabajadores electricistas mexicanos.

La nueva industria eléctrica brindará diversas oportunidades para los trabajadores del sector. Por un lado, la apertura de nuevas compañías y la instalación de nuevas centrales de generación y líneas de transmisión y distribución, requerirá de personal capacitado y especializado en todo el país. Por ello, al abrirse nuevas fuentes de trabajo, existirán más oportunidades laborales a lo largo de la República. Por otro, se mejorarán las condiciones laborales de los trabajadores, dado que los salarios aumentarán en función de la productividad de las actividades a realizar.

Los trabajadores electricistas jubilados conservarán íntegramente sus derechos adquiridos. El Gobierno establecerá un mecanismo que respalde la totalidad del monto de dichos derechos.

Por otra parte, los Sindicatos del sector se verán beneficiados y fortalecidos al obtener un aumento en las fuentes de trabajo, así como condiciones más favorables para sus agremiados.

Estructura final de la industria

Como resultado de las etapas de reestructuración, apertura del sector eléctrico y desincorporación, y una vez establecido el marco regulatorio e institucional, la nueva industria eléctrica tendría las características siguientes:

- La mayor parte de la generación termoeléctrica y la generación hidroeléctrica del sur del país (en particular, en los ríos Grijalva y Balsas), estarán a cargo de empresas privadas;

- La generación de energía eléctrica a partir de centrales hidroeléctricas en el norte del país estará a cargo de una empresa estatal especializada. Es poco probable que estas centrales puedan ser concesionadas a particulares debido a que cumplen propósitos múltiples (generación eléctrica, riego y control de inundaciones). Su disponibilidad para la generación de energía eléctrica es variable e impredecible;
- El organismo público que maneje la central nuclear también participará en el mercado mayorista. Esta central no será corporatizada ni desincorporada y permanecerá en forma permanente en manos del sector público. La central nuclear siempre será un tomador de precios y, por lo tanto, no interferirá con los incentivos en el mercado eléctrico;
- Nuevas compañías de generación participarán en el mercado eléctrico;
- La REN tendrá concesionada la red nacional de transmisión para mantener, reforzar y desarrollar la infraestructura del sistema interconectado. Además, podrán existir otras empresas de transmisión con concesiones para operar sistemas aislados;
- La distribución de energía eléctrica a través de redes de media y baja tensión estará concesionada a empresas regionales de distribución previamente desincorporadas;
- Los comercializadores participarán en el mercado y podrán llevar a cabo actividades de arbitraje de precios, agregación de servicios y administración de riesgos, lo cual fomentará el desarrollo competitivo del mercado eléctrico;
- La red nacional de transmisión y el mercado eléctrico serán operados por el COSEN. Además, se habrán desarrollado contratos bilaterales de largo plazo entre los generadores, los distribuidores y los usuarios calificados;
- La SE conducirá la política energética del país, establecerá las directrices de planeación para la expansión de la infraestructura de transmisión y elaborará la planeación indicativa de la expansión de la capacidad de generación;
- La CRE contará con los recursos para regular adecuadamente a la industria; aprobará las adecuaciones a las reglas de operación del mercado eléctrico mayorista. La CRE fijará mediante las metodologías correspondientes las tarifas de

TRANSICIÓN Y ESTRUCTURA FINAL DE LA INDUSTRIA

la REN y de las empresas de distribución y habrá expedido las reglas por las que estas empresas se registrarán en el futuro; y

- El Gobierno habrá establecido una política de subsidios dirigidos a los grupos de la población que realmente los requieren.

Glosario

Este documento emplea conceptos cuyo significado se describe a continuación:

Actividad regulada	Toda actividad que, por su naturaleza no competitiva, requiere estar sujeta a reglas especiales que simulen condiciones de competencia, como por ejemplo la distribución y transmisión.
Autoabastecimiento	Producción de energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de las personas físicas o morales que la producen.
Centrales turbogas de ciclo combinado (CTCC)	Central productora de electricidad que comprende uno o varios generadores con turbinas de gas, cuyos gases de escape alimentan una caldera que produce vapor haciendo funcionar un turbogenerador.
Centro de Operación del Sistema Eléctrico Nacional (COSEN)	Organismo descentralizado de la Administración Pública Federal encargado de operar la red nacional de transmisión y el mercado eléctrico (despacho eléctrico).
Cogeneración	Generación de energía eléctrica producida simultáneamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria para ser usado en un proceso industrial, o bien generación de energía eléctrica a partir de calor residual de los procesos industriales.
Comercialización	Adquisición de energía eléctrica para su venta a los usuarios finales o la intermediación entre los productores y los compradores de energía.
Concesión	Acto por el cual el Estado confiere el derecho a prestar un servicio público o explotar un bien del dominio público.
Construcción-Arrendamiento-Transferencia (CAT)	Esquema de arrendamiento financiero en donde un inversionista privado construye una central eléctrica que es arrendada por CFE. La operación de la central es realizada por CFE. Al término del periodo de arrendamiento la propiedad es transferida al organismo público.
Contratos bilaterales	Contratos mediante los cuales los generadores y los compradores (distribuidores, comercializadores y usuarios calificados) podrán pactar libremente el precio de la energía eléctrica a un plazo determinado. A través de este mecanismo puede atenuarse la volatilidad que presentan los precios en el mercado eléctrico mayorista en diferentes épocas del año y horas del día. Estos arreglos tienen el carácter de contratos financieros o

	contratos por diferencias (CpD).
Contrato de transición	Contrato de compraventa de energía que se realizan entre los generadores y los distribuidores en el momento de creación de las nuevas empresas de participación estatal, para darle estabilidad al mercado eléctrico durante los primeros años de operación.
Contrato por diferencias (CpD)	Acuerdo financiero entre un generador y un comprador (distribuidor, usuario calificado o comercializador) en el que se pacta el pago de las diferencias que resulten entre el precio contractual y el precio de la energía fijado el mercado eléctrico.
Corporatización de empresas públicas	Transformación de CFE y LFC en diversas empresas de participación estatal especializadas en generación y distribución y una empresa paraestatal de transmisión.
Costo de falla (CFALLA)	Costo que tiene para los consumidores sufrir una falla o apagón en el suministro de energía eléctrica.
Costos hundidos	Costos que resultan de inversiones anteriores a la reforma de la industria eléctrica que no pueden ser recuperados bajo las nuevas reglas de funcionamiento.
Derechos financieros de transmisión (DfT)	Títulos que serán expedidos en favor de particulares cuando las expansiones al sistema nacional de transmisión que hayan sido realizadas por éstos pasen a formar parte de los activos concesionados a la REN. Estos instrumentos serán negociables.
Despacho eléctrico	Actividades relativas a la operación de la red nacional de transmisión y el mercado eléctrico.
Distribución	Conducción de energía eléctrica en líneas de media y baja tensión.
Factor K	Instrumento de la SE para promover nueva inversión en generación que consiste en un pago fijo anual a los nuevos generadores por unidad de capacidad disponible al sistema.
Generación	Producción de energía eléctrica.
Instrumentos de cobertura de precios	Instrumentos de mercados financieros especializados para la administración de riesgos, utilizados con objeto de proteger a los usuarios de la volatilidad del precio de la energía eléctrica en periodos de demanda extraordinaria.
Integración horizontal	Concentración de poder de mercado, a través de empresas dedicadas a una misma actividad productiva.
Integración vertical	Agregación en una misma empresa de diferentes actividades secuenciales para el suministro de energía eléctrica.

Mercado eléctrico mayorista (MEM)	Mecanismo a través del cual los generadores venden su energía en condiciones de competencia y en donde el precio es determinado libremente por la oferta y la demanda
Monopolio natural	Actividad económica en la que la competencia es inconveniente, impráctica o de difícil realización. Su principal característica es que los costos promedio de una empresa son menores de los que podrían obtener varias de ellas.
Precio del último generador despachado (PUG)	Precio ofrecido por el último generador que es llamado a generar por el mercado.
Precios regionales	Diferentes precios de la energía eléctrica que resultan de restricciones en la transmisión.
Pre despacho	Proceso por el cual el COSEN equilibra, con criterios económicos, las ofertas de los generadores con las necesidades de energía de los distribuidores y de los usuarios calificados con un día de anticipación.
Probabilidad de pérdida de carga (PPC)	Valor esperado de que el sistema eléctrico presente una interrupción del servicio por falta de capacidad de generación.
Productor independiente de energía (PIE)	Empresa de generación cuya producción de energía eléctrica está destinada a la venta a CFE, quedando ésta obligada a adquirirla en los términos y condiciones que se convengan.
Red Eléctrica Nacional (REN)	Empresa que tendrá concesionada la explotación de la red nacional de transmisión.
Red nacional de transmisión	Conjunto de activos, tales como líneas eléctricas, subestaciones y demás equipos, a través de los cuales se llevará a cabo la conducción de la electricidad vendida en el mercado.
Servicios conexos	Insumos necesarios para que la energía sea entregada a los usuarios en voltaje y frecuencia estables, entre los cuales destacan el control o regulación de frecuencia, la reserva operativa, el control de voltaje y el arranque negro de generadores, entre otros.
Subdistribuidor	Titular de una concesión para prestar el servicio público en un zona de distribución previamente concesionada.
Transmisión	Conducción de la electricidad a través de redes de alta tensión.
Unidades estratégicas de negocios (UENs)	Unidades comerciales de transición creadas al interior de CFE y LFC, que se transformarán en las nuevas empresas públicas especializadas.
Usuario calificado	Usuario con consumos anuales de energía eléctrica superiores al umbral requerido en las disposiciones reguladoras. Inicialmente podrán adquirir esta categoría los usuarios que sean registrados ante la CRE y demuestren tener consumos anuales mayores a 5.0 GWh.

