

**FORO ABIERTO CIENTIFICO Y TECNOLÓGICO
SECCIÓN: SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

IEEE SECCION MORELOS

**LA EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE
ENERGÍA ELÉCTRICA; MÉXICO CASO
EJEMPLO**

G. Adrián Inda Ruíz, SM-IEEE

mayo de 2023

ALGUNAS ABREVIATURAS IMPORTANTES

EMS – Energy Management System

GC – Generación Convencional

GE – Generación Eólica

GFV – Generación Fotovoltaica

GH – Generación Hidroeléctrica

GRIV – Generación Renovable Intermitente Variable

GT – Generación Termoeléctrica

RF – Respaldo Flexible

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

SIN – Sistema Interconectado Nacional

SEE – Sistema de Energía Eléctrica

SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition

Nota. – Algunas definiciones y abreviaturas se definen en el texto del documento conforme se van presentando para darle fluidez a la lectura.

Resumen

A principios del siglo pasado, cuando se empezó a utilizar la energía eléctrica para el desarrollo de las sociedades de manera natural las compañías que prestaban este servicio se abocaron de manera casi exclusiva a los demandantes que tenían recursos para poder pagar por el servicio, dejando marginados a los usuarios que no tenían los recursos para pagar por dicho servicio, o donde no resultaba rentable económica ni financieramente invertir.

El servicio se ofrecía con empresas que se encargaban de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del servicio, involucrando implícitamente los procesos de operación, planeación, mantenimiento, actualización y modernización, que les permitiera ir creciendo conforme crecía la demanda.

Con el paso del tiempo y el crecimiento y desarrollo de las sociedades que aumentaban la demanda del servicio, algunos de estos procesos se fueron ofreciendo de manera independiente, como es caso notorio de la generación y el de la distribución y comercialización.

Conforme las sociedades avanzaban en su desarrollo, los sistemas eléctricos fueron creciendo y las compañías participantes en el ofrecimiento del servicio fueron formando compañías más grandes que monopolizaban los principales proceso que mayor rentabilidad presentaban, como es el caso de la generación y la comercialización, invirtiendo en los sistemas de transporte eléctrico (transmisión y distribución) solo donde esa rentabilidad era conveniente y dejando a un lado, olvidado o rezagado los sectores donde esto no era negocio, sectores marginados con escasos recursos, pero que sin embargo, el servicio eléctrico les podía representar un beneficio social.

Ante tal panorama y considerando que la obligación de los estados es garantizar a su población servicios públicos de tipo esencial o básico que, a través de la administración directa, de subsidios o de otros mecanismos regulatorios, le brinden un mejor nivel de vida y proteger la igualdad de oportunidades entre sus ciudadanos, muchos de los Estados emprendieron una tarea de largo plazo para lograr que el servicio eléctrico, considerado un bien público, fuera ofrecido por entidades públicas operadas, controladas y mantenidas, que sin fines de lucro permitieran que todos los sectores de la sociedad se vieran beneficiadas con el mismo.

Los modelos fueron evolucionando con el surgimiento de nuevas tecnologías y visiones distintas de los gobiernos hasta llegar a los modelos que actualmente se aplican en la actualidad en la mayoría de los países.

Esta evolución ha sido, con sus diferencias particulares, común para muchos países de Latinoamérica, y seguramente para muchos países del mundo.

Esta nota muestra a manera de ejemplo como ha sido la evolución del Sistema Eléctrico Mexicano hasta llegar a la condición actual, resaltando las características principales del mismo.

Contenido

1. Antecedentes al modelo actual.....	6
1.1. Los inicios.....	6
1.2. La evolución.....	8
1.3. La organización	9
1.3.1. La Planeación	13
1.3.2. La Transmisión.....	14
1.3.3. La Generación	14
1.3.4. La Distribución y Comercialización.....	14
1.3.5. La Operación y Control.....	15
1.3.6. Entidades Importantes.....	18
2. El proceso de cambio.....	20
3. La Reforma del 2013.....	25
3.1. Aspectos e Implicaciones importantes de la Reforma de 2013.....	32
6. Bibliografía.....	53

1. Antecedentes al modelo actual.

En el debate actual sobre la conveniencia o no de aprobar la iniciativa de Reforma Eléctrica enviada por el Ejecutivo Federal de México para su aprobación en el poder Legislativo, uno de los argumentos recurrentes que esgrimen los opositores a la aprobación de esta, es que la iniciativa representa un retroceso al pasado y que por ende va en contra de los intereses y bien de la Nación, sin embargo, la pregunta que habría que hacer ante tales argumentos es ¿a qué pasado se están refiriendo?, porque la historia de la evolución del sector eléctrico en México y en muchas partes del mundo, indica que el sector evolucionó de un modelo del sector en el que tenía predominio el sector privado sobre el público, y que como resultado de dicho modelo en el que no se tenía en cuenta el bien común de las sociedades sino solamente el beneficio particular de los inversionistas privados, el estado Mexicano tuvo que emprender acciones para que este balance se revirtiera y el servicio eléctrico fuera considerado un bien público en el que todos los sectores de la sociedad se vieran beneficiados con dicho servicio.

Esta nota pretende presentar un panorama que aclare como ha sido la evolución del sector eléctrico en México hasta llegar al modelo que actualmente se tiene como resultado de la Reforma Energética del 2013.

En esta exposición se resaltan los principales factores que a juicio del autor muestran como el actual modelo es en realidad un modelo perverso que va en contra de los intereses de la nación y del bien común para todos los sectores de la sociedad, así como cuales fueron en realidad las motivaciones para que este modelo se implantara en México.

1.1. Los inicios

A principios del siglo pasado, cuando se empezó a utilizar la energía eléctrica para el desarrollo de las sociedades de manera natural las compañías que prestaban este servicio se abocaron de manera casi exclusiva a los demandantes que tenían recursos para poder pagar por el servicio, dejando marginados a los usuarios que no tenían los recursos para pagar por dicho servicio, o donde no resultaba rentable económica ni financieramente invertir.

El servicio se ofrecía con empresas que se encargaban de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del servicio, involucrando implícitamente los procesos de operación, planeación, mantenimiento, actualización y modernización, que les permitiera ir creciendo conforme crecía la demanda.

Con el paso del tiempo y el crecimiento y desarrollo de las sociedades que aumentaban la demanda del servicio, algunos de estos procesos se fueron ofreciendo de manera independiente, como es caso notorio de la generación y el de la distribución y comercialización.

Conforme las sociedades avanzaban en su desarrollo, los sistemas eléctricos fueron creciendo y las compañías participantes en el ofrecimiento del servicio fueron formando compañías más grandes que monopolizaban los principales procesos que mayor rentabilidad presentaban, como es el caso de la generación y la comercialización, invirtiendo en los sistemas de transporte eléctrico (transmisión y distribución) solo donde esa rentabilidad era conveniente y dejando a un lado, olvidado o rezagado los sectores donde esto no era negocio, sectores marginados con escasos recursos, pero que sin embargo, el servicio eléctrico les podía representar un beneficio social.

Ante tal panorama y considerando que la obligación de los estados es garantizar a su población servicios públicos de tipo esencial o básico que, a través de la administración directa, de subsidios o de otros mecanismos regulatorios, le brinden un mejor nivel de vida y proteger la igualdad de oportunidades entre sus ciudadanos, el estado mexicano emprendió una tarea de largo plazo para lograr que el servicio eléctrico, considerado un bien público, fuera ofrecido por entidades públicas operadas, controladas y mantenidas, que sin fines de lucro permitieran que todos los sectores de la sociedad se vieran beneficiadas con el mismo.

El proceso inicio desde la administración del Presidente Abelardo L. Rodríguez en su gestión de 1932 a 1934 y continuada y consolidada en sus primeros logros en la administración del Presidente Lázaro Cárdenas en el año de 1937, en su gestión de 1934 a 1940, cuando fue creada la Comisión Federal de Electricidad para organizar y dirigir un sistema eléctrico nacional con generación, transmisión y distribución, que paulatinamente fuera ganando terrenos a las compañías privadas en estos rubros, hasta tener el control total de todo el sistema eléctrico nacional.

Fue hasta el año de 1960 durante la gestión del Presidente Adolfo López Mateos que se alcanza el máximo logro en el sector después de un largo y laborioso proceso de gestión técnica y administrativa, la nacionalización de la industria eléctrica mexicana, que establece en su adición al artículo 27 constitucional que “corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público”.

Consciente del valor que representa el servicio de energía eléctrica y la gran rentabilidad que este representa pues es un servicio neto y naturalmente autosostenible, el Presidente Adolfo López Mateos expresó en su discurso de nacionalización al pueblo de México, que tuvieran cuidado y estuvieran atentos porque no faltarían mexicanos apátridas que tratarían de revertir este proceso para dejar de nuevo en manos de privados, sobre todo de transnacionales, este servicio

que para su producción hace uso de los recursos naturales que pertenecen a la nación, y que por esta acción podrían recibir beneficios personales.

1.2. La evolución

Se inició así un largo y laborioso proceso para consolidar un sistema eléctrico nacional administrado y operado por la Comisión Federal de Electricidad, que sin fines de lucro pudiera llevar al país al desarrollo tecnológico y económico en beneficio de la nación.

La integración total del SEN se logró finalmente en el año 1975 cuando se decretó la disolución y liquidación de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro S.A. y sus asociadas, y la promulgación de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en diciembre de ese año, donde la CFE se constituyó en la única encargada de la prestación del servicio público de energía eléctrica en el país.

El desarrollo del sector eléctrico en México ha estado basado principalmente en el rubro de generación, donde bajo la jurisdicción de la CFE se han construido a lo largo de los años grandes centrales eléctricas, tanto del tipo hidroeléctricas como termoeléctricas. La primera gran central hidroeléctrica se construyó y puso en operación en los años 60's del siglo pasado cuando se construyó la central hidroeléctrica de Infiernillo en el río Balsas, que entró en servicio en el año de 1965. En esa misma década se construyeron y pusieron en operación plantas tan importantes como El Fuerte, Novillo, Santa Rosa, Cupatitzio, Mazatepec, y Malpasó, con una capacidad total de 2 032 MW; posteriormente, en los años setenta se construyeron las plantas de Humaya, Villita y Angostura, con un total instalado de 1 990 MW; más adelante, en los años ochenta, con la construcción de Chicoasén, Caracol, Peñitas, Amistad y Bacurato, la potencia equipada alcanzó los 2 542 MW.

La construcción de proyectos hidroeléctricos tuvo un impase durante las últimas décadas del siglo pasado, donde se le dio mayor auge a la construcción de plantas termoeléctricas atendiendo a las prioridades de política energética del país, en el que acorde con la tendencia mundial, se utilizó mucho los recursos provenientes del petróleo como fuente primaria de energía para generación de energía eléctrica, esto debido al gran potencial de estos recursos existentes en el país. Sin embargo, también se le dio auge a la utilización de otros recursos primarios de energía como fue el caso de la geotermia y la nuclear.

Durante el último decenio del siglo XX se volvió a retomar el tema de la utilización de recursos hidráulicos para generación de energía eléctrica, se construyeron las centrales hidroeléctricas de Agua Prieta, Comedero, Aguamilpa y Zimapán, Ampliación Temascal, Chilatán, Tecate, San Juan Tetelcingo, Xúchiles, Boca del Cerro y Huites, donde se alcanzó un total de 11 576 MW de potencia instalada de centrales hidroeléctricas. Destacaron dos proyectos hidroeléctricos importantes,

uno de ellos fue Zimapán y el otro el de Aguamilpa. Posteriormente, el proyecto hidroeléctrico El Cajón que superó en tamaño de cortina a Aguamilpa.

La construcción de grandes centrales eléctricas ubicadas por razones técnicas y naturales alejadas de los grandes centros de consumo conllevó a la necesidad de diseñar y construir un sistema de transmisión que permitiera llevar esa generación a los centros de consumo con la calidad adecuada. Los niveles tensión se incrementaron hasta los 400 kV.

1.3. La organización

Para lograr la encomienda plasmada en la Constitución por el Presidente Adolfo López Mateos, la CFE creó una estructura organizacional que le permitiera ejecutar de la manera más eficiente los trabajos necesarios para llevar a buen fin todos los procesos de la cadena productiva del servicio; generación, transmisión, distribución, comercialización, planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional. La estructura orgánica fue evolucionando en el tiempo de acuerdo con las necesidades propias de las condiciones del sector hasta quedar como se muestra en la Figura 1, misma que prevaleció hasta antes de la Reforma del 2013.



Figura 1. – Organigrama de la CFE antes de la Reforma del 2013

Bajo esta organización los procesos fundamentales de la CFE se realizaban en la Subdirección de Programación, donde se llevaban a cabo los procesos de planeación de largo y mediano plazo de generación y transmisión, y en la Dirección de Operación que tenía bajo su responsabilidad las Subdirecciones de Generación, Transmisión, Distribución, CENACE, además de Energéticos y Seguridad Física.

También existía una organización administrativa y operativa en todas estas áreas en la que existían Coordinadores, Gerentes, Subgerentes, Jefes de Departamento, Jefes de Oficina, por mencionar los más relevantes.

Desde luego, la organización contaba con otras áreas estratégicas que daban viabilidad funcional a la CFE, como son las Direcciones de Administración, Finanzas, Modernización, Proyectos de Inversión Financiada, además de un Órgano Interno de Control y una Coordinación del Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE).

El personal técnico que laboraba en esta organización era personal con un alto grado de preparación con profesionales emanados principalmente de las dos instituciones de educación superior más grandes del país, como son el Instituto Politécnico Nacional (IPN) y la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), así como de las Universidades y Tecnológicos regionales de educación pública, y desde luego de las Instituciones de Educación Superior privadas.

El SEN evolucionó en el tiempo hasta llegar a tener un sistema eléctrico que opera en niveles de tensión que van desde los 400 kV, hasta los niveles de utilización de 120 V, pasando por una gran cantidad de niveles de tensión que permiten que el servicio de energía eléctrica pueda ser entregado a la mayoría de los usuarios del país.

Las características principales del SEN antes de la reforma del 2013 eran las siguientes:

1. La Comisión Federal del Electricidad (CFE) era una compañía eléctrica del Estado Mexicano que suministraba la mayoría del servicio eléctrico en México (\approx 35.3 millones de personas que representaban alrededor del 97 de cobertura).
2. La administración y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) la realizaba el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el cual contaba con 8 Centros de Control de Area (CCA) coordinando la operación a nivel regional.
3. El SEN estaba compuesto por:
 - a) Un sistema de transmisión basado en líneas de 400, 230 y 115 kV.
 - b) Alrededor de 53,000 MW de capacidad instalada con aproximadamente 209 plantas generadoras.
 - c) Una demanda pico coincidente de alrededor de los 38,000 MW
 - d) 4 Islas Eléctricas; el Sistema Interconectado Nacional (SIN), Baja California (Norte), Baja California Sur, y Santa Rosalía
4. Alrededor del 25% de la capacidad instalada provenía de productores independientes de potencia.
5. Alrededor de 756,000 Km de líneas de transmisión y distribución.
6. Un personal activo aproximado de 88,000 empleados.
7. Existía participación privada parcial. Para autoconsumo; Cogeneración, Autoabastecimiento. Para Servicio Público; IPPs, IP, I&E.
8. No existía un Mercado Eléctrico formal (aunque si simulado e ilegal).

La Figura 2 muestra gráficamente la composición y distribución geográfica del SEN.

La Figura 3 muestra esquemáticamente la estructura del SEN

La Figura 4 muestra las características principales de la estructura del SEN

La Figura 5 muestra los sistemas utilizados por CENACE de CFE para la administración y el control del SEN

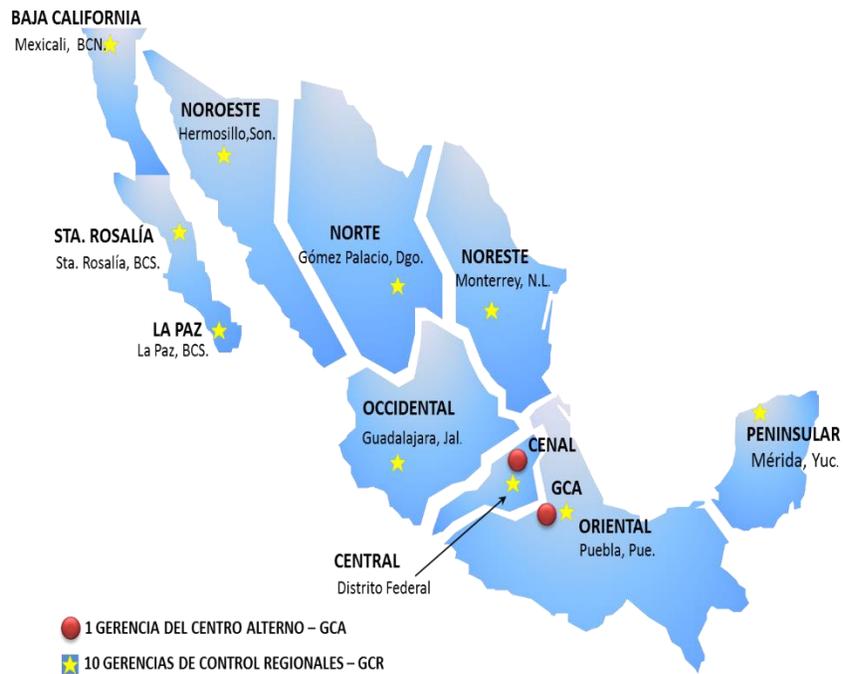


Figura 2. – El Sistema Eléctrico Nacional

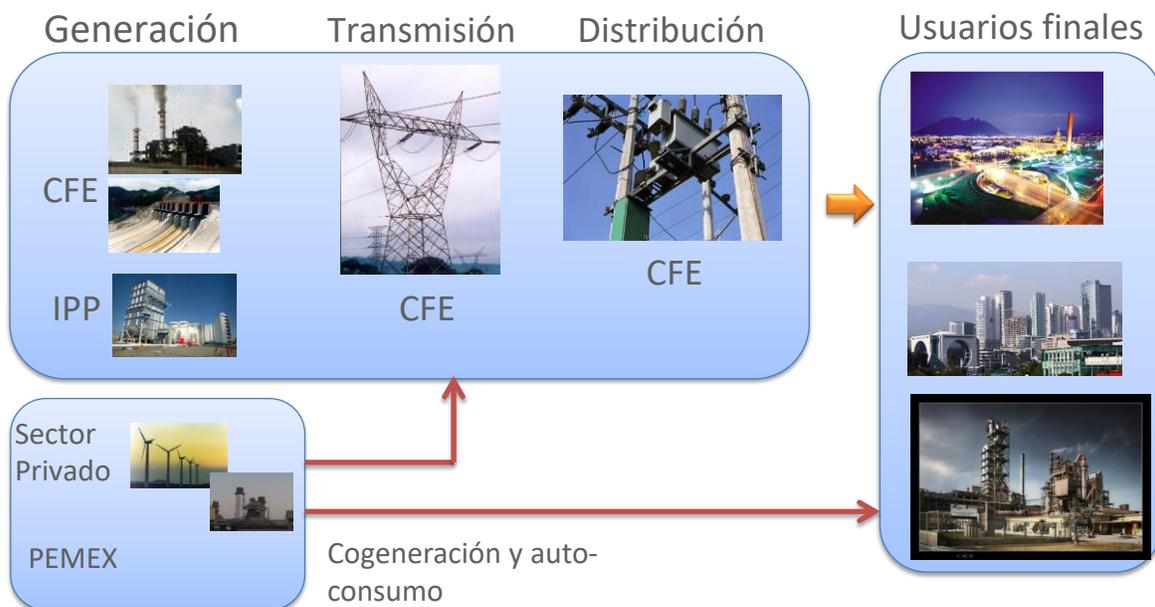


Figura 3. – Estructura del SEN

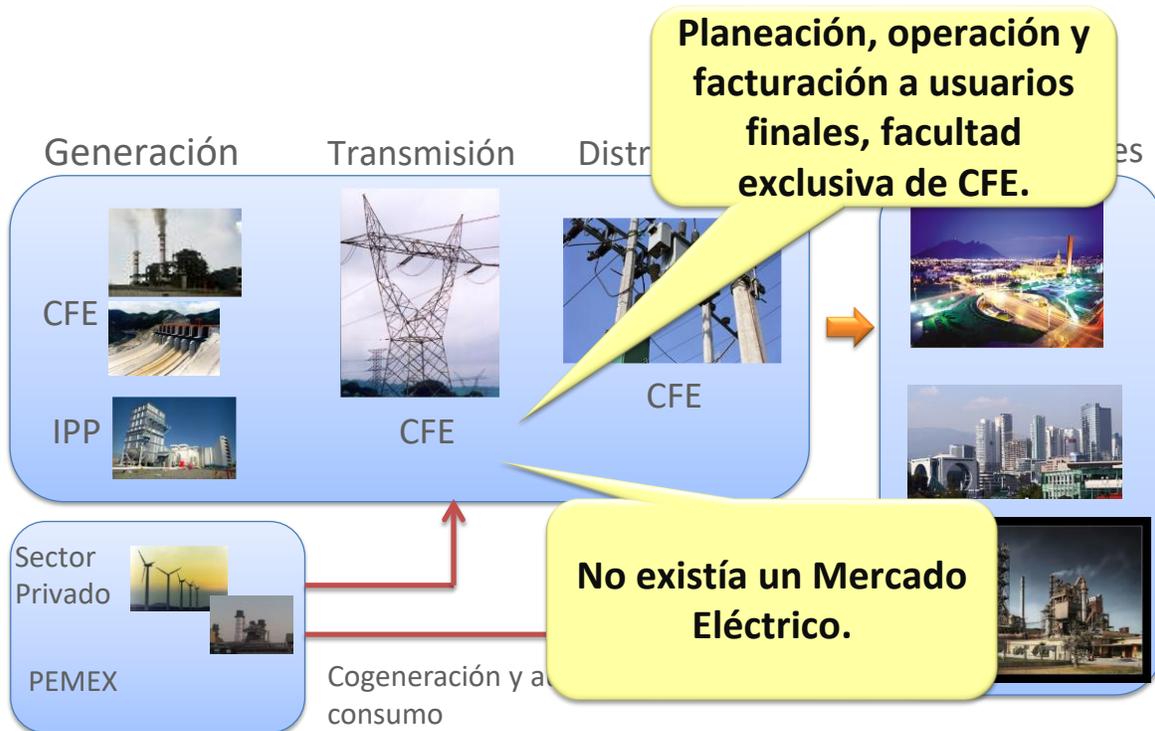


Figura 4. – Características de la estructura del SEN

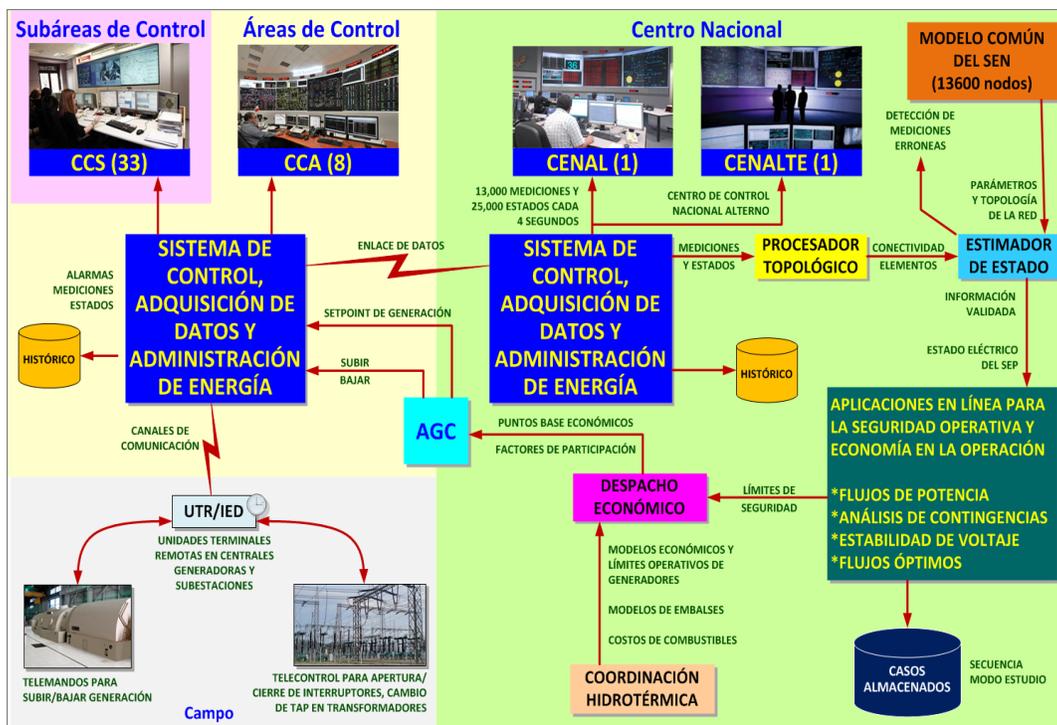


Figura 5.- Sistemas utilizados por CENACE de CFE para la Administración y el Control del SEN antes de la Reforma del 2013

1.3.1. La Planeación

En la Subdirección de Programación se llevaba cabo el proceso de planeación de expansión del Sistema Eléctrico Nacional con base en la viabilidad técnica, económica y financiera de los proyectos de generación y transmisión, así como la elaboración de propuestas de ajuste, modificación o reestructuración de las tarifas de energía eléctrica.

Los programas y obras necesarias para la planificación del SEN se establecían y documentaban en un programa denominado Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), donde se definían los montos de las inversiones de los proyectos en los próximos 15 años, con el fin de determinar la cartera de proyectos que cumplieran con el objetivo de satisfacer la demanda futura de electricidad al mínimo costo. Con base en las evaluaciones económicas y financieras realizadas para llevar a cabo dichos proyectos, se presentaban a la Secretaría de Energía (SENER) y Hacienda y Crédito Público (SHCP) para su aprobación e inclusión en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF).

En esta misma subdirección se realizaban los estudios para determinar los pronósticos de crecimiento de la demanda a satisfacer para los cuales se preparaban los programas de expansión de generación y transmisión.

También se llevaban a cabo estudios de planeación de la transmisión de mediano plazo, con el fin de corroborar que los proyectos de expansión de generación y transmisión serían viables desde el punto de vista seguridad y confiabilidad de la red, y en caso de detectar algún ajuste, proponer lo conducente para asegurar su viabilidad.

Uno de los aspectos interesantes a resaltar de estos procesos es que solamente se llevaban a cabo aquellos proyectos que la SENER y la SHCP aprobaban, y no siempre fueron todos los que más necesitaba el SEN.

También es de mencionar que la Subdirección no siempre contaba con todos los recursos técnicos y humanos necesarios para llevar a cabo su tarea de la mejor manera; herramientas de cómputo, programas de aplicación especializados, etc.

Los modelos de componentes del SEN que utilizaban no necesariamente eran los mismos que se utilizaban en otras dependencias de la CFE, en muchas ocasiones se definían nombres y mnemónicos de subestaciones que no concordaban con los utilizados por otras dependencias para referirse al mismo elemento.

La regionalización y zonificación geográfica que ubicaba a los elementos del SEN no coincidía tampoco necesariamente con la utilizada por otras dependencias siendo que era el mismo SEN.

1.3.2. La Transmisión

En la Subdirección de Transmisión dependiente de la Dirección de Operación, se tenía como objetivo administrar, mantener, supervisar, evaluar, ejecutar todos los trabajos necesarios para garantizar que la red de transmisión eléctrica con todos sus componentes, y la red nacional de Fibra óptica estuvieran siempre disponibles en condiciones de confiabilidad, calidad y economía para asegurar que el servicio de energía eléctrica pudiera ser ofrecido a nivel nacional.

Para llevar a cabo sus funciones, la Subdirección de Transmisión dividió al SEN en Regiones de Transmisión acorde a la ubicación geográfica de sus elementos.

Es importante mencionar que esta regionalización no necesariamente coincidía con la regionalización hecha por otras entidades de CFE, por ejemplo, la Subdirección de Generación y la Subdirección del CENACE.

1.3.3. La Generación

En la Subdirección de Generación, también dependiente de la Dirección de Operación, se tenía como objetivo administrar, mantener, operar y conservar los recursos de generación que requería el SEN, siempre con criterios de calidad, eficiencia, continuidad y seguridad tanto del personal como de las instalaciones, para asegurar que el servicio de energía eléctrica pudiera ser ofrecido a nivel nacional.

Era responsable de administrar y operar todos los tipos de recursos de generación existentes; hidro, termo de todo tipo y los nuevos recursos de generación asíncrona que iban emergiendo.

También para llevar a cabo sus funciones, la Subdirección de Generación dividió al SEN en Regiones de Generación que ubicaba a los recursos de generación en la geografía nacional. Tampoco estas regiones coincidían con las regiones definidas en otras dependencias de la CFE, como son transmisión, distribución y CENACE.

1.3.4. La Distribución y Comercialización

Otra de las Subdirecciones clave en la cadena de valor del proceso de prestación del servicio eléctrico es la Subdirección de Distribución, también ubicada bajo la jerarquía de la Dirección de Operación, tenía como objetivo administrar, mantener, supervisar, evaluar, ejecutar todos los trabajos necesarios para garantizar que las redes de distribución eléctrica con todos sus componentes, estuvieran siempre disponibles en condiciones de confiabilidad, calidad y economía para asegurar que el servicio de energía eléctrica pudiera ser ofrecido a nivel nacional.

Otra de las funciones importantes de esta Subdirección era la de garantizar la comercialización de la energía eléctrica en cumplimiento con las directrices del Gobierno Federal, Dirección General, Dirección de Operación y la propia Subdirección de Distribución a fin de lograr una atención que cubriera las necesidades de los usuarios y se recuperará el monto de la facturación a los usuarios por el suministro de energía eléctrica.

Para llevar a cabo sus funciones, la Subdirección de Distribución tenía una organización en la que se dividía al SEN en Divisiones de Distribución a cargo de Gerentes Divisionales. Las Divisiones cubrían regiones geográficas del país e incluían a todo el territorio nacional.

Obviamente la organización Divisional tampoco coincidía con la regionalización adoptada por las otras Subdirecciones; Generación, Transmisión y CENACE.

1.3.5. La Operación y Control

Otra de las Subdirecciones clave en la cadena de valor del proceso de prestación del servicio eléctrico es la Subdirección del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), también perteneciente a la Dirección de Operación, cuyo objetivo principal era la de administrar y operar el SEN optimizando los recursos de generación existentes de tal manera que el suministro del servicio eléctrico fuera entregado a los usuarios finales cumpliendo con los criterios de Confiabilidad, Seguridad, Calidad y economía al mínimo costo. Fue creado originalmente en el año de 1962, cuando la Comisión Federal de Electricidad (CFE) fundó la Oficina Nacional de Operación de Sistemas, y fue evolucionando conforme a diversos retos que ha presentado el sector eléctrico nacional, hasta la organización que presentaba hasta antes de la Reforma del 2013.

Por condiciones históricas prevalecientes en el país, restricciones tecnológicas de los sistemas de comunicación y tecnologías de la información, el CENACE adoptó en la era de los inicios de los sistemas de control y operación en tiempo real, un diseño de control jerárquico multinivel que consistía en 3 niveles para administrar, supervisar y controlar la operación del SEN; nivel de subáreas, nivel de áreas y nivel nacional en orden ascendente de jerarquía.

El SEN fue dividido en 2 Centros de Control Nacional; CENAL y CENALTE, 8 Centros de Control de Área (CCA), y 33 Centros de Control de Subárea (CCS).

El primer Sistema de Control de Tiempo Real, denominado Sistema de Información y Control de Tiempo Real (SICTRE) fue adquirido y puesto en operación a principios de los años 80's del siglo pasado, cuando los sistemas de comunicación no eran robustos ni permitían comunicar todos los elementos del SEN de tal manera que se pudiera tener una observabilidad y controlabilidad completa del SEN, y por otro lado, las capacidades de los recursos computacionales (software y hardware; HW&SW)

eran limitados para el análisis de sistemas eléctricos grandes (sistemas con miles de nodos y ramas) y para el almacenamiento de datos de los mismos (bases de datos). Estas condiciones justificaron que el diseño de control jerárquico multinivel del CENACE fuera adecuado para cumplir con su función.

La Figura 2 muestra esquemáticamente la configuración del CENACE antes de la Reforma del 2013.

La siguiente generación de sistema de administración y control de tiempo real del CENACE fue en la década de los 90's del siglo pasado, cuando las tecnologías de información y comunicación habían evolucionado considerablemente y ya era posible contar con recursos computacionales HW&SW capaces de simular redes eléctricas grandes en tiempo real, y los sistemas de comunicación del país podían comunicar casi la totalidad del territorio nacional (comunicación satelital y red de fibra óptica), podría haber evolucionado a un diseño menos complejo que el del control jerárquico multinivel original, sin embargo, se mantuvo el mismo diseño, perdiéndose la oportunidad de evitar muchos problemas que se asociaban con ese diseño; inconsistencias de modelo, sincronización de información, entre otros.

Para dar un ejemplo de la evolución del sistema de comunicaciones en el país, se puede mencionar que México cuenta con una red nacional de fibra óptica que llega a todos los puntos donde actualmente se encuentran ubicados los que fueron los CCA y CCS, amén de los CCN del CENACE. La Figura 6 muestra gráficamente esta red.

Red Nacional de Fibra Óptica



Figura 6. – Red Nacional de Fibra Óptica

De manera específica, la Figura 7 muestra los enlaces de fibra óptica entre Centros de Control. Cabe hacer notar que esta estructura de la Red Nacional de Fibra Óptica era la existente en el año 2012, actualmente esta red se ha robustecido y crecido.

Enlaces de Fibra Óptica entre Centros de Control

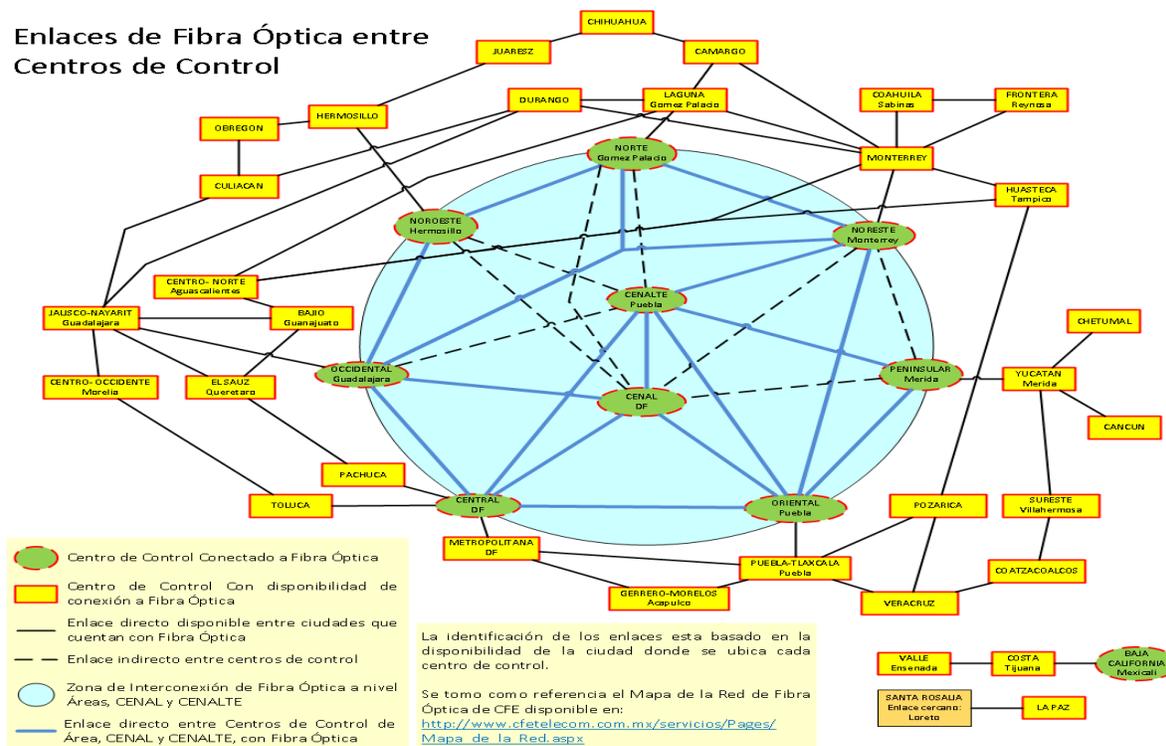


Figura 7. – Enlaces de fibra óptica entre Centros de Control

1.3.6. Entidades Importantes

En esta organización adoptada por la CFE para llevar a cabo sus funciones también existían entidades que con su labor apoyaban de manera significativa la labor de las diferentes Subdirecciones operativas pertenecientes a la Dirección de Operación, aunque también prestaban sus servicios a otras dependencias de la misma CFE.

Este es el caso de la Unidad de Ingeniería Especializada, que en el año 2007 se convierte en Gerencia de Ingeniería Especializada, dependiente también de la Dirección de Operación, en la que se llevaban a cabo estudios detallados de ingeniería para la evaluación y valoración de nuevos proyectos, sistemas y equipos que requería el SEN de acuerdo con lo determinado por las diferentes Subdirecciones operativas de la CFE. Los logros del personal que laboraba en esta Unidad eran y siguen siendo de gran valor para cumplir con las funciones de la CFE.

Otro caso también importante es el del El Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) adscrito a la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales, la cual es un área fundamental de apoyo en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), donde se realizan los servicios esenciales y de ingeniería especializada que aseguran la correcta operación, así como el control de calidad de los materiales y equipos adquiridos por

la CFE. A través de los servicios de ingeniería, pruebas, análisis, diagnósticos y estudios de comportamiento de equipos y materiales, LAPEM contribuye a la Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad de la CFE y del Sistema Eléctrico Nacional. Por la especialización del personal y la capacidad de la infraestructura de LAPEM, esta constituye un área estratégica para la Comisión Federal de Electricidad.

Surgió también a principios de los años 70 del siglo pasado una entidad que inicialmente estaba integrada en la organización de la CFE, pero que posteriormente fue desincorporada de esta por decreto presidencial en 1975 como un organismo descentralizado del gobierno federal dependiente de la SENER denominado Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE). El IIE era un centro público de investigación del Sector Energía, dedicado principalmente a las áreas eléctrica y energética de México. Sus objetivos principales eran la investigación, la innovación aplicada, el desarrollo tecnológico, la ingeniería y los servicios técnicos especializados en áreas como la eficiencia energética, la planeación y expansión del sistema eléctrico nacional, la confiabilidad, seguridad, simulación, las redes eléctricas inteligentes, las energías renovables, la automatización, y las nuevas tecnologías de información.

Esta institución prestó grandes servicios de apoyo al desarrollo de la industria eléctrica nacional, particularmente a las actividades desarrolladas por la CFE.

El IIE fue la apuesta del gobierno federal para estar acorde con lo que se tenía a nivel mundial, donde existen grandes instituciones de este tipo especializadas en investigación y desarrollo, independientes de los organismos productores, para apoyar a la industria de la electricidad y tratar las principales cuestiones de producción, mejora, eficiencia, seguridad y modernización.

Por citar algunos ejemplos, desde sus inicios en 1972, el *Electric Power Research Institute* (EPRI) asumió los trabajos de investigación y desarrollo tecnológico administrado por el *Edison Electric Institute* (EDI) para cubrir las necesidades más apremiantes de la industria eléctrica en los Estados Unidos de Norteamérica. En parte originados por el gran apagón de 1965 que dejó a más de 30 millones de personas sin electricidad, lo que demostró la creciente dependencia de la energía eléctrica, de la vulnerabilidad de los sistemas y de la dependencia del país en una industria fragmentada que requería integrarse física y confiablemente. Antes del EPRI ya existían en otros países, institutos o entidades similares que apoyaban a través de sus laboratorios las necesidades de investigación y desarrollo tecnológico de sus respectivas industrias eléctricas, en Japón el *Central Research Institute of Electric Power Industry* (CRIEPI) fundado en 1951, en Italia el *Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano* (CESI) fundado en 1956 e Inglaterra el *Central Electricity Generating Board* (CEGB) fundado en 1957, en Canadá el *Institut de Recherche d'Hydro-Québec* (IREQ) fue creado en 1967, la existencia de estas organizaciones abonaría a favor de la conveniencia de crear un nuevo instituto para la industria eléctrica mexicana.

2. El proceso de cambio.

De acuerdo con lo descrito en la sección anterior pareciera que todo funcionaba como se esperaba y que el sector eléctrico nacional había evolucionado de manera extraordinaria, se consolidaba un SEN que lo colocaba como uno de los sistemas eléctricos a la altura de los grandes y modernos sistemas eléctricos mundiales. Sin embargo, la realidad era otra, la pregunta natural es ¿el modelo adoptado para ofrecer el servicio eléctrico donde una empresa estatal como la CFE era el adecuado, o había necesidad de cambiarlo por otro que diera mejores resultados capaz de enfrentar y resolver los retos que presentaban los avances técnicos, sociales y económicos de las sociedades modernas?

Quizás la respuesta a esta pregunta pudiera responderse analizando el entorno en el que la CFE realizaba las funciones para la que fue creada.

El problema no estaba en el modelo en sí, sino en los factores que incidieron para que el modelo pareciera que no funcionaba, para citar algunos de los más relevantes se tienen:

1. Los intereses privados internacionales y locales nunca perdieron la intención de volver a tener participación en la prestación del servicio de energía eléctrica, la razón era obvia, el servicio de energía eléctrica siempre ha sido visto como un negocio muy rentable y la nacionalización de la industria eléctrica en beneficio de la nación les quito la oportunidad de seguir lucrando con este. El negocio de la electricidad cumple con todas las características principales para considerarlo como “negocio ideal”. Involucra un producto que no se puede almacenar, es decir, todo lo que se produce se vende, es un producto que siempre tendrá aumento de demanda, es decir, el desarrollo de las sociedades no se puede dar sin el uso de la electricidad. Desde esta perspectiva el negocio de la electricidad resulta altamente atractivo para la inversión privada. Con base en esta observación, la iniciativa privada siempre estuvo al acecho y presionando para poder retomar de nuevo el control del servicio de energía eléctrica.
2. Quizás uno de los factores que más influyó para “justificar” la vuelta de la inversión privada al proceso de prestación del servicio de energía eléctrica, fue el manejo que los gobiernos impusieron sobre la administración y operación de la CFE, entidad encargada y responsable de ejecutar todos los procesos de la cadena de valor involucrados de este servicio.

Como se menciona antes, solamente se llevaban a cabo aquellos proyectos que el personal de la CFE especificaba y definía como necesarios para actualizar y modernizar el SEN, que la SENER y la SHCP aprobaban, y no siempre fueron todos los que más necesitaba el SEN a pesar de que como ya se mencionó, el servicio de energía eléctrica es un servicio neta y naturalmente

autosostenible. La razón principal de esto era que el gobierno federal (los políticos que conformaban el gobierno) utilizaba los recursos económicos que la comercialización del servicio eléctrico generaba a través de la CFE, para cubrir en algunos casos otras necesidades y obligaciones del gobierno (salud, educación, etc) en el mejor de los casos, y para beneficio personal de la clase política dominante, aplicando en la práctica lo que en algún momento declaraban sin pena, “que un político pobre era un pobre político”. En esta práctica los puestos directivos clave de la CFE eran ocupados por personal directamente impuesto por el gobierno federal (clase política dominante), con la consigna de atender lo que el gobierno les indicara. Estos dirigentes en la mayoría de los casos no tenían el perfil ni la formación requerida para dirigir una empresa como la CFE, como era común en la mayoría de los dirigentes de los servicios del estado; salud, educación, comunicaciones, economía. Lo mismo podía ser Director General de la CFE una persona que anteriormente fue director del sector salud, o de educación, y el único requisito era que atendiera lo que el gobierno federal le demandara. Esta situación permeo también en los puestos directivos de la misma CFE y es de todos conocido que las pugnas por ocupar los puestos directivos de esta empresa llevaban a utilizar recursos de la misma empresa con tal de lograr sus objetivos y ocupar los puestos ambicionados. Esto desde luego en perjuicio de la misma CFE. Hay evidencias públicas de casos de corrupción de directivos de la CFE que mediante manejos turbios de sus puestos obtuvieron beneficios económicos escandalosos. En pocas palabras, la corrupción, característica que identifico a los gobiernos mexicanos durante todos los periodos en los que la CFE logró sus avances, permeo en la dirigencia de esta importante empresa. Sin embargo, es justo mencionar que no todos los directivos en todos los años de operación de la CFE como empresa única del estado para prestar el servicio de energía eléctrica fueron corruptos y que gracias a muchos de ellos y al personal técnico operativo de la empresa con altas capacidades técnicas que en su mayoría tenían una vocación de servicio, la CFE pudo llegar a consolidar un SEN que prestaba el servicio eléctrico a la mayoría de los sectores sociales del país.

Otra práctica recurrente de los gobiernos era la de otorgar subsidios a sectores que realmente no lo necesitaban (industrial y empresarial), pero que el discurso oficial justificaba como necesario para el desarrollo económico del país, olvidando en muchos casos el subsidio donde realmente se requería para el bienestar de la sociedad. Esto representaba también grandes pérdidas para el erario y repercutía directamente en la autosostenibilidad de la CFE, restringiendo y evitando en muchos casos su modernización y progreso.

En pocas palabras, se le exigía a la CFE ser una entidad productiva como una empresa privada, pero sin la autonomía y facultades para su propio desarrollo.

Aunado a todo esto, el gobierno y las dirigencias afines de la CFE otorgaron prebendas y privilegios al sindicato, mejor dicho, a sus dirigencias, con el propósito de tener cautivo el apoyo político para su continuidad en el poder. Esta acción representaba también una gran fuga de recursos económicos que no necesariamente se reflejaba en el beneficio de los trabajadores, sino en sus cúpulas sindicales, en perjuicio de la misma CFE y de la nación.

En pleno desarrollo y consolidación de la industria eléctrica nacional bajo la rectoría y administración del estado, inició, desarrollo y tuvo auge el llamado modelo neoliberal a nivel mundial, modelo impulsado por las grandes transnacionales para ingerir en los procesos productivos de la mayoría de los países del mundo y obtener los mejores beneficios económicos de los mismos, bajo la retórica de que la apertura a la inversión global garantizaba el progreso a nivel mundial. A la larga este proceso ha probado que acentúa aun más la desigualdad social donde se ha impuesto este modelo.

México no estuvo al margen de este modelo neoliberal y muchos de los procesos productivos del país fueron puestos a disposición de la inversión de las grandes transnacionales y el sector energético no fue la excepción.

En particular, el sector de la energía eléctrica fue paulatinamente abierto y cediendo terreno a las inversiones privadas bajo la argumentación de que sin la inversión privada este sector no tenía posibilidades de desarrollo y la economía se estancaría quedando rezagada de los avances a nivel mundial.

El primer rubro que se abrió a la participación privada fue el rubro de la generación de energía eléctrica. El primer gran paso en este sentido fue la reforma del sector eléctrico de 1992 cuando se crearon los Productores Independientes de Energía (PIE) y los Pequeños Productores (PP), mismos que estaban sujetos a tres funciones exclusivamente: 1) vender la energía a CFE, 2) exportarla y 3) autoabastecerse. Sin tener nada sorprendente, quienes mayor participación tienen con esas figuras son las empresas internacionales.

Con base en esta apertura se construyeron varias centrales eléctricas que tenían la obligación de vender su producto a la CFE para el suministro del servicio eléctrico, que firmaron convenios (contratos) de largo plazo con CFE en los que la CFE se comprometía a comprar la energía que las PIE producían, pero, en los que además se comprometía a pagarles un precio por Capacidad, que implica que la CFE les debe pagar por la Capacidad instalada de dichas centrales, generen o no la energía para la que tienen capacidad como resultado del despacho de generación que CENACE de CFE realizaba diariamente.

Como muchos de los contratos con la iniciativa privada, si no se tiene cuidado o experiencia en la redacción de sus términos y se quiere asumir que lo escrito es claro u obvio, a la hora de tratar de hacer cumplir los compromisos intervienen las pugnas legales y los privados, si pueden, se libran de los compromisos. Por poner

un ejemplo, en estos contratos con PIE´s se establecía que los generadores debían responder a los requerimientos de servicios conexos (participación en la regulación secundaria por ejemplo si estaban equipadas para ello), pero los generadores no atendían el llamado de CENACE. El problema era que en el contrato se establecía que debían prestar ese servicio, sin embargo, no decía que pasaba si no lo hacían, y obviamente se negaban a hacerlo. Algunos si respondieron positivamente, pero no todos.

La otra figura creada en ese tiempo, la de los llamados autoabastecedores que firmaron convenios con CFE por servicios de transmisión en los que de acuerdo con una metodología elaborada y aprobada por la CRE y aplicada por CFE, se les cobraba a los permisionarios de dichos servicios una tarifa por el uso de la red, conocida como porteo. Las tarifas dependían de los niveles de tensión en los que se prestaban los servicios de red.

Para niveles de tensión de 69 kV o mayores, se aplicaba una metodología basada en el uso de los recursos de transmisión que utilizaban (circuitos de varios niveles de tensión) que tenían un costo asociado de acuerdo con el nivel de tensión y la longitud de los elementos. El método era una variante del conocido método denominado MW-Mile. La metodología era miope en varios aspectos que en su momento encarecían la prestación del servicio, por ejemplo, cuando había necesidad de hacer redespachos o redistribución de generación para atender el servicio.

Cuando el servicio se otorgaba en niveles de tensión menores a 69 KV se aplicaba una metodología denominada estampilla postal, que solo contemplaba la magnitud del servicio a otorgar.

Como sea, las metodologías carecían de muchos aspectos a considerar que en su momento representaban un costo extra a CFE para prestar el servicio.

Pero el problema principal no estaba en las tarifas por porteo, aunque eran significativas, sino en el hecho de que las famosas figuras de autoabastecimiento, en realidad no eran para que grande empresas consumidoras de energía se autoabastecieran con su propia generación, sino para permitir la existencia de un mercado ilegal de energía donde empresas generadoras de consorcios internacionales que se dedicaban al negocio de la generación pudieran vender directamente energía a consumidores, acción que de acuerdo a la normativa legal existente estaba prohibido. Se formaban pseudo empresas de autoabastecimiento donde una empresa generadora se asociaba con grupos de consumidores y formaban una sociedad de autoconsumo y se declaraban como tal para obtener de la CRE los permisos correspondientes.

Todo esto se dio con el beneplácito de las autoridades gubernamentales involucradas en el sector, SENER, SHC, y obviamente la directiva de la CFE.

Paulatinamente, pero en grandes pasos la iniciativa privada fue ganando terreno en el rubro de la prestación del servicio eléctrico, con el consecuente deterioro de la CFE a la cual difícilmente se le autorizaban inversiones para su modernización.

El modelo del sector pasó de ser la CFE la única responsable de prestar el servicio de energía eléctrica a lo que se muestra esquemáticamente en la figura 8.



Figura 8. – Marco Regulatorio Eléctrico antes de la Reforma del 2013

Durante el auge del periodo neoliberal hubo varios intentos por hacer cambios constitucionales que permitieran de manera formal y legal la incursión de la inversión privada en la prestación del servicio de energía eléctrica. Por ejemplo, durante la administración del gobierno del Presidente Ernesto Zedillo se presentó una iniciativa para reformar la constitución e implantar un modelo similar al de la Reforma del 2013. La iniciativa no prosperó debido a diferencias cupulares entre las fuerzas políticas del país, que, aunque coincidían prácticamente en ideología neoliberal, pretendían tener el control político del gobierno para adjudicarse el cambio, y quizás también que temieron al impacto negativo que causaría en la sociedad dicha reforma y no quisieron arriesgar su capital político. Lo curioso del caso, aunque quizás no sea tan curioso, es que el modelo que se propuso en ese tiempo no fue ideado por el sector eléctrico de México, sino que fue propuesto por consultores internacionales que se consideraban líderes en ese campo de acuerdo con lo que acontecía mundialmente en el tema. No hubo, como no la hubo en la reforma impuesta en el 2013, participación de las entidades nacionales que pudieran haber aportado ideas u opiniones al respecto, como son las

instituciones de educación superior nacionales, los institutos de investigación dedicados al tema energético y en particular al de energía eléctrica, como es el caso del entonces Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), pero tampoco tuvo participación la principal institución involucrada, la misma CFE. Cuenta una anécdota que como los que solicitaron el servicio de consultoría para que les propusieran el modelo a implantar no eran expertos en el tema, a la hora que les presentaron el modelo propuesto, tuvieron que contratar otros consultores internacionales para que les avalaran el modelo que les proponían. Será o no cierta esta anécdota, el punto es que en la propuesta del modelo no se involucró a las entidades nacionales que pudieron en su momento emitir opinión.

Evidentemente la estructura organizacional de la CFE se fue modificando y adecuando para llevar a cabo el proceso de cambio que finalmente culminaría con la reforma constitucional del 2013. La estructura organizacional a que se llegó antes de la reforma es la mostrada de manera compacta en la figura 1.

De esta manera resumida se relata el proceso de preparación para finalmente culminar con la famosa reforma del 2013, que es la que actualmente se esta impugnando y tratar de modificar.

3. La Reforma del 2013.

Por fin, después de un proceso cerrado (oculto a la luz pública) y marcado por la sospecha de sobornos de intereses privados, el estado mexicano con el apoyo de las principales fuerzas políticas del país, en el año del 2013 bajo el mandato del Presidente Enrique Peña Nieto del partido político en el poder (PRI), se aprobó la reforma constitucional que daría un giro importante y fundamental a la manera en que el control y manejo del sector energético en México se llevaría a cabo a partir de entonces.

Lo más relevante de la reforma del 2013 en materia de energía eléctrica es lo siguiente:

1. Se desintegra el modelo verticalmente integrado de CFE
 - a. Generación
 - b. Transmisión
 - c. Distribución
 - d. Comercialización
2. Se permiten los Contratos de Cobertura Eléctrica
 - a. Se pueden realizar transacciones de electricidad o productos asociados pactando precio y periodo convenido entre actores

3. Se crean instrumentos con el argumento de incentivar el uso de Energías Limpias
 - a. Certificados de Energías Limpias
4. Se establece un marco en el que opera un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Se crean instrumentos de mercado para la realización de transacciones de energía en el largo, mediano y corto plazo.
 - a. Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP)
 - i. Generadores y compradores realizan transacciones diarias de Energía Eléctrica y Productos Asociados
 1. Mercado de Día en Adelanto
 2. Mercado de Tiempo Real
 - b. Subastas de Largo y Mediano Plazo.
 - i. Los Suministradores de Servicio Básico celebran Contratos para satisfacer las necesidades de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energía Limpia (CELs) que deban cubrir a través de los contratos de acuerdo con los requisitos que para ello establezca la CRE. Permiten también a las demás ERC participar en ellas cuando así lo decidan. En teoría permiten a quienes celebren esos Contratos, en calidad de Vendedores, contar con una fuente estable de pagos que contribuya a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes requeridas para desarrollar nuevas Centrales Eléctricas o para repotenciar las existentes, aunque en la práctica esto no se ha dado.
 - c. Mercado de Balance de Potencia.
 - i. Su propósito es permitir a las Entidades Responsables de Carga cuyas Transacciones Bilaterales de Potencia hayan resultado insuficientes para cumplir con sus requisitos de Potencia, adquirir la Potencia faltante; y, a su vez, permitir a los Participantes del Mercado que tengan saldo positivo de Potencia, enajenar esa Potencia sobrante.
 - d. Derechos Financieros de Transmisión (DFT).
 - i. CENACE asigna DFT a los Participantes del Mercado (PM) en 3 eventos:
 1. Asignación de DFT Legados,
 2. Asignación de DFT por subastas,
 3. Asignación de DFT por fondeo de redes.
 - ii. Antes de la entrada en operación del MEM, CENACE asignó DFT (DFTL) sin costo alguno a PM elegibles. Una vez iniciadas las operaciones del MEM, CENACE debería realizar subastas periódicas para la asignación de DFT a los PM acreditados para recibir DFT
 - e. Subastas de Certificados de Energía Limpia (CEL)

- i. Los PM tenedores de CEL podrán presentar ofertas para vender los CEL a cualquier precio. Los PM podrán presentar ofertas para comprar Certificados de Energías Limpias a cualquier precio
- 5. Se crea el nuevo Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
 - a. Ejerce el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional
 - b. Opera el Mercado Eléctrico Mayorista
 - c. Debe garantizar el libre acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución
 - d. Planea la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD)

Como consecuencia de esta Reforma se modifica la estructura operacional del SEN. La administración y operación del SEN a cargo del nuevo CENACE queda como se muestra en el Figura 9, donde se puede observar que aparece la figura del MEM que determina la asignación y el despacho de las unidades generadores que se utilizan para satisfacer la demanda eléctrica. También se puede observar que la operación física de los elementos de las RNT y las RGD (acción que anteriormente era responsabilidad del CENACE) queda a cargo de la CFE en sus centros de control, quienes reciben instrucciones de operación de los Centros de Control Regionales y el CENAL de CENACE.

La Figura 10 muestra gráficamente la organización operativa del nuevo CENACE como entidad independiente y autónoma separada de CFE.

De acuerdo con esta nueva organización operativa del nuevo CENACE y las nuevas figuras de participantes del sector eléctrico, la administración y operación del SEN se puede visualizar esquemáticamente como se muestra en la Figura 11.

Con el establecimiento del nuevo marco regulatorio se creó el modelo del MEM donde participan varios elementos o agentes como se muestra gráficamente en la Figura 12.

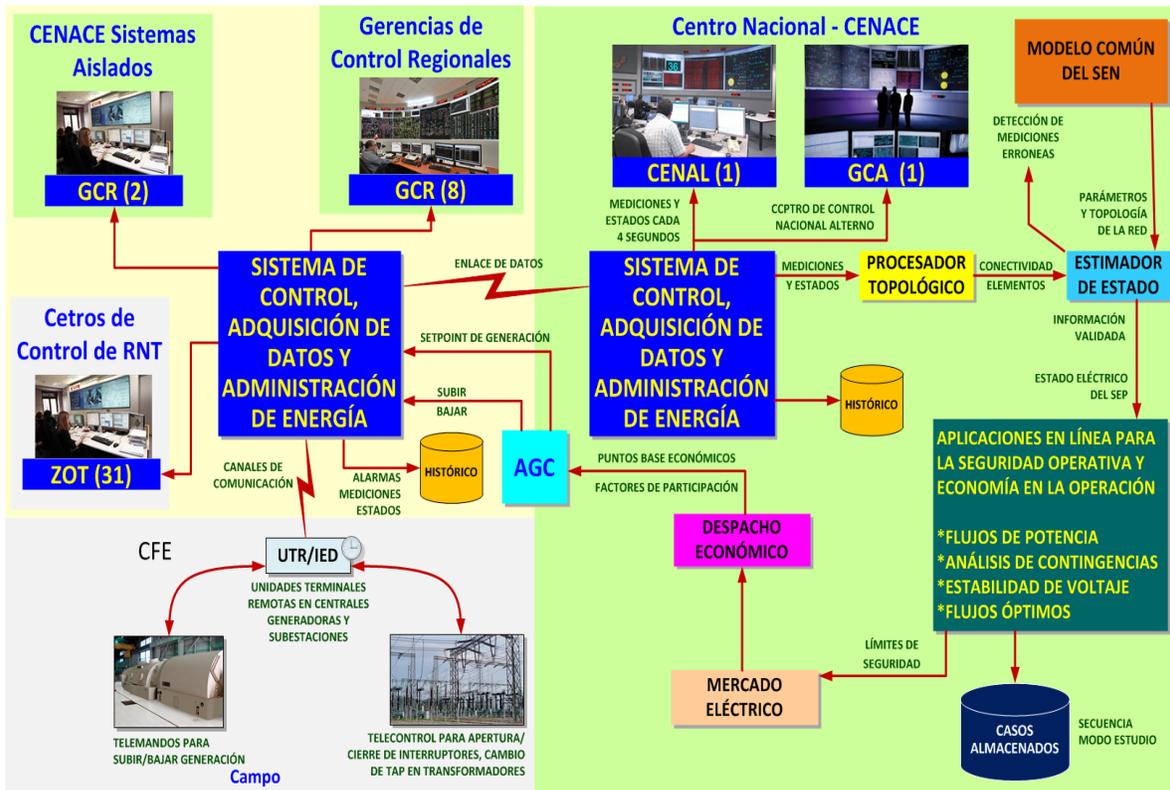


Figura 9. – Nueva composición de los sistemas utilizados por CENACE para la administración y operación del SEN después de la Reforma del 2013

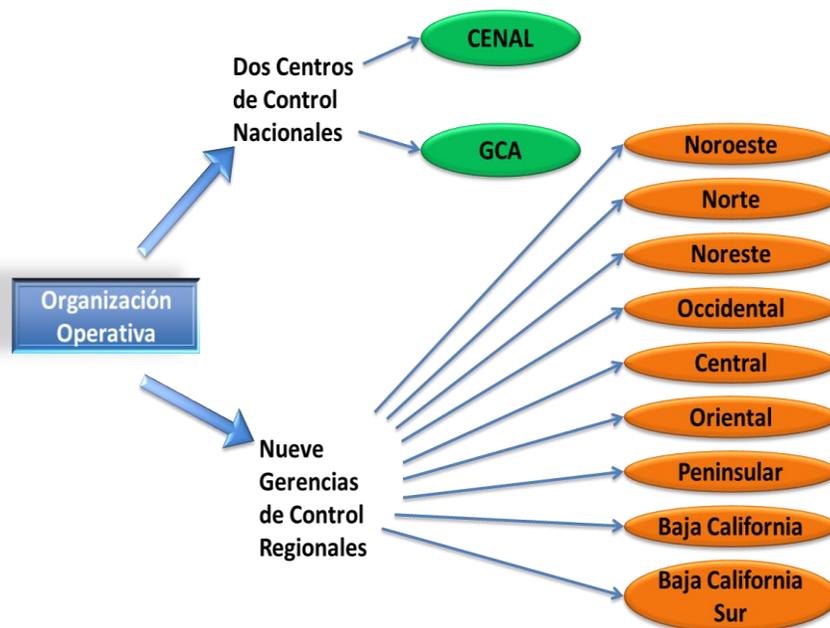


Figura 10. – Organización operativa del nuevo CENACE separado de CFE

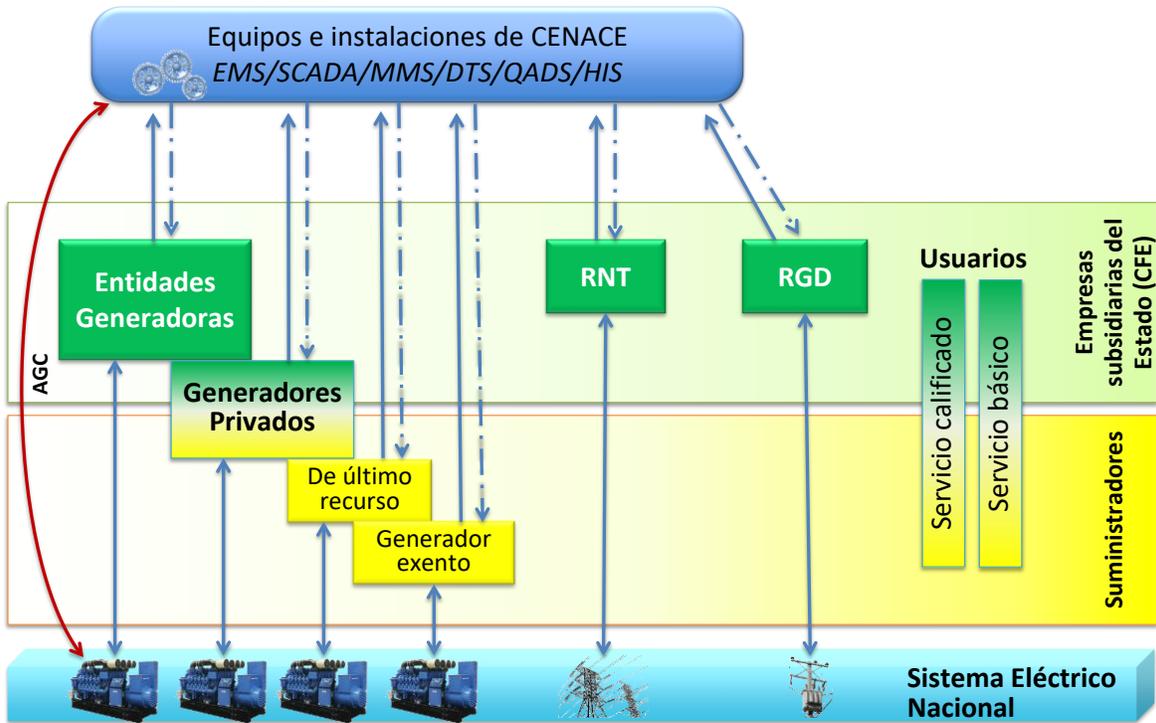


Figura 11. – Administración y Operación del SEN después de la Reforma del 2013

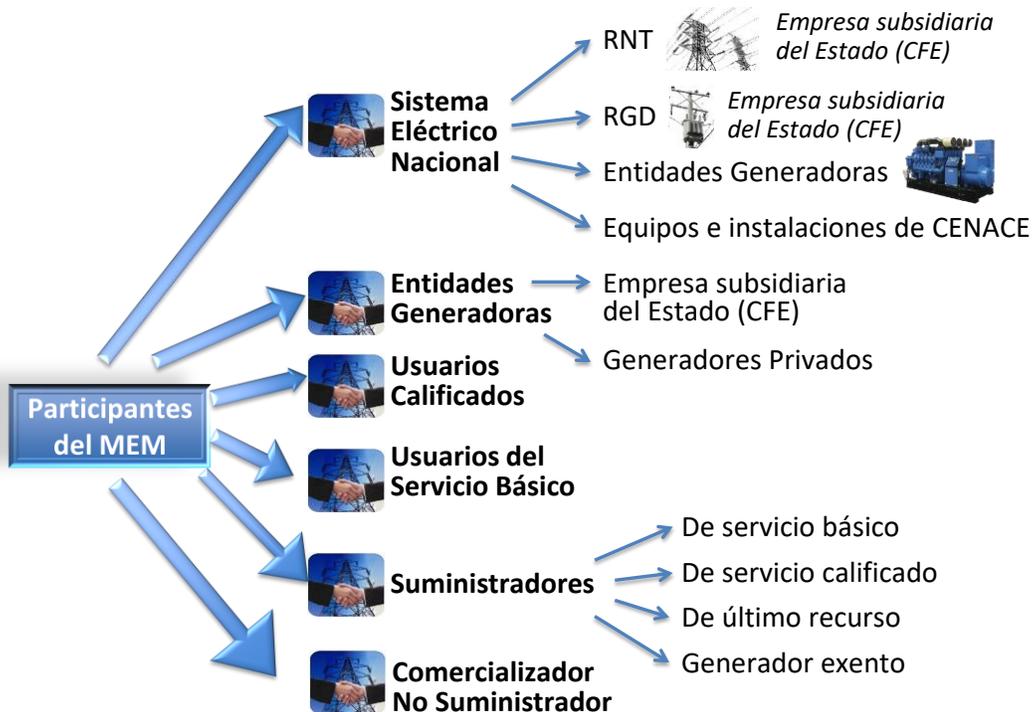


Figura 12. – Participantes del MEM en el nuevo marco regulatorio del sector eléctrico mexicano

En este nuevo marco normativo destaca el hecho de que la iniciativa privada puede participar en todos los procesos involucrados en la cadena de eventos que se requieren para poder ofrecer el servicio de energía eléctrica a los usuarios.

Definitivamente y de manera natural, la participación de la inversión privada se da en el proceso de generación, que de por sí ya venía participando con anterioridad con las figuras de PIE y autoabastecedores, pero que sin embargo la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) derivada de esta reforma deja abierta la posibilidad para que la inversión privada también participe en los otros procesos; transmisión, distribución y definitivamente comercialización, aunque originalmente estos procesos quedan a cargo de la nueva CFE.

En el artículo 2 de la mencionada LIE se establece a la letra *“La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de la presente Ley”*.

En la misma LIE en su artículo 4 se establece que *“El Suministro Eléctrico es un servicio de interés público. La generación y comercialización de energía eléctrica son servicios que se prestan en un régimen de libre competencia”*. Es claro el sentido de la reforma y la LIE derivada de la misma de que la inversión privada tome poco a poco el control de los procesos clave de la cadena de valor del servicio de energía eléctrica que son la generación y la comercialización y dejan en principio los procesos que deben prestar el servicio para que estos procesos se puedan realizar que son la transmisión y la distribución.

Por otro lado, la responsabilidad de la prestación del servicio de energía eléctrica a aquellos sectores que por su nivel de desarrollo económico no garantizan una oportunidad de negocio a la inversión privada, se deja a cargo del estado como parte de las actividades de la nueva CFE, los que prestan el servicio de Suministradores del Servicio Básico, aunque también queda abierta la posibilidad de que la iniciativa privada pueda tener participación en este proceso.

En el rubro de la generación, aunque al inicio de la operación del nuevo marco regulatorio en la industria eléctrica ya existía una participación importante de la iniciativa privada en este rubro, era la CFE la que contaba con el mayor número de recursos de generación para el suministro del servicio eléctrico. Como en el nuevo marco legal se debe tener competencia en la generación para que pueda tener sentido un mercado de energía eléctrica, el área de generación de la CFE se tuvo que subdividir para crear una competencia entre ellos mismos y competir además con la generación de los privados.

Para que el nuevo marco legal derivado de la reforma se pudiera implementar en la práctica, primero se redacta la nueva Ley de la Industria Eléctrica (LIE) que marca las bases legales para que se aplique la reforma. Una vez establecida y aprobada

la nueva LIE se redactan las bases sobre las cuales se deberá implementar lo establecido en la LIE y la reforma; se redactan y se publican las Bases del Mercado Eléctrico (BME).

Es importante mencionar que tanto la LIE como las BME en su primera versión fueron redactadas por la Secretaría de Energía con la participación prácticamente nula de la sociedad mexicana, al menos por las entidades que pudieran haber aportado opiniones técnicas al respecto, como eran la misma CFE, el IIE, los centros de educación superior, por mencionar los más importantes.

Una vez establecidas las BME que describen que se debe hacer para aplicar lo establecido en la LIE, se empieza la redacción de los documentos que describen como se debe aplicar lo establecido en las BME, es decir, los Manuales de Prácticas del Mercado (MPM) y otro conjunto de documentos que detallan los procesos que se deben llevar a cabo para aplicar lo establecido en los MPM, como son los Procedimientos, Guías, por mencionar algunos.

Después de la primera emisión de las BME queda bajo la responsabilidad de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la redacción de nuevas BME que se fueran requiriendo, así como la modificación, actualización o anulación de las BME originales. Para que un proceso de esta naturaleza tenga lugar, el CENACE debe hacer las propuestas correspondientes que pueden ser el resultado de propuestas de Participantes del Mercado o necesidades propias del CENACE para poder cumplir con su función de acuerdo con el nuevo marco legal. Sin embargo, es importante mencionar que para que un proceso de esta naturaleza se pueda autorizar se tiene que transitar por un procedimiento largo y burocrático que mínimamente tarda meses.

Esquemáticamente la figura 13 muestra cómo se implementó este nuevo marco legal para el servicio de energía eléctrica en México.

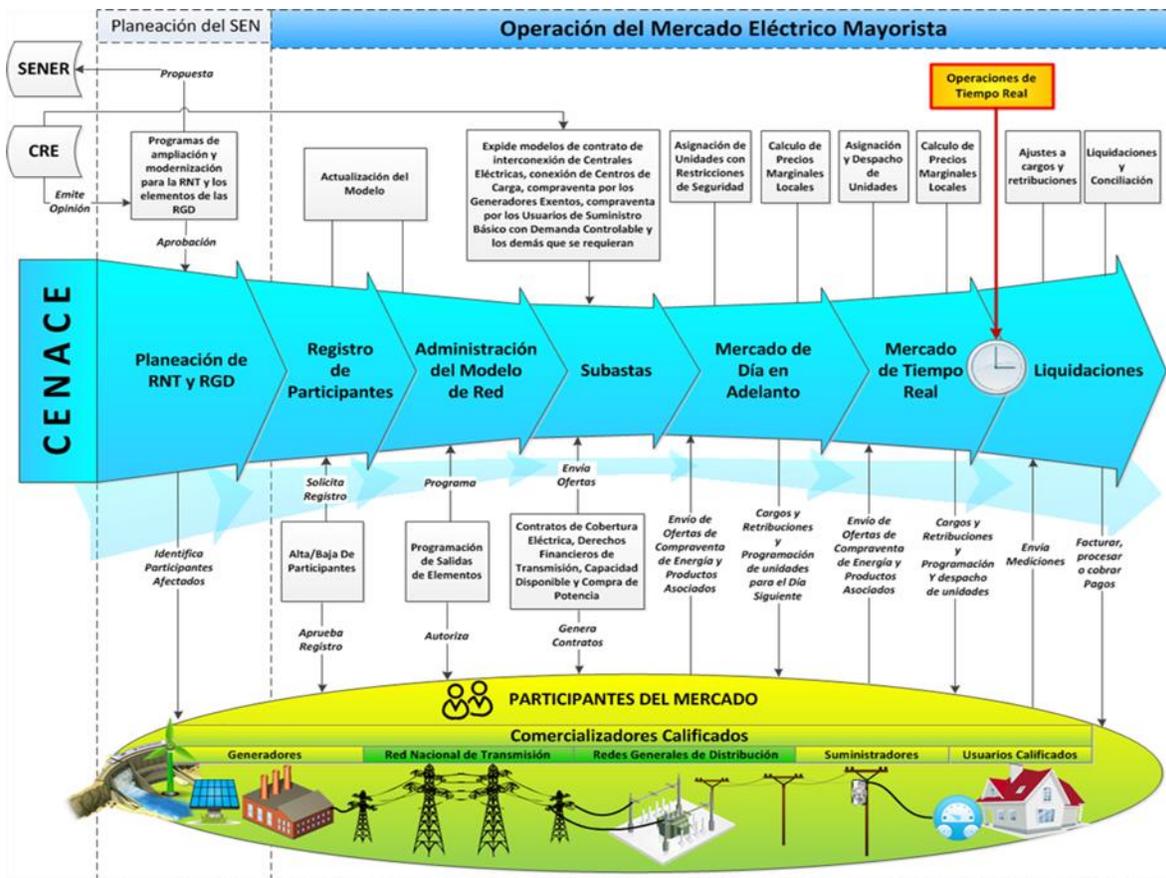


Figura 13. – Visión esquemática de los procesos del Servicio Público de Energía Eléctrica actual

3.1. Aspectos e Implicaciones importantes de la Reforma de 2013

1. Como se ha mencionado, anterior a la entrada en vigor de la nueva Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y el Decreto de creación y entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista, existían contratos de participación privada para la generación y consumo de energía eléctrica, los cuales fueron firmados con la antigua Comisión Federal de Electricidad. En estos contratos se distinguían dos figuras importantes; Contratos por Servicios de Transmisión por Autoabastecimiento y, contratos con Generadores privados que tenían el compromiso de entregar su producto a la CFE para el servicio básico del suministro eléctrico.

En el caso de los contratos para autoabastecimiento se suponía que las empresas privadas generaban la energía que consumirían en sus centros de carga y pagaban a la CFE un cargo por el uso de la red de transmisión determinado con una metodología establecida, aprobada y publicada por la

Comisión Reguladora de Energía. Las fuentes de generación en esta figura eran variadas, algunas de ellas eran del tipo renovable como son las eólicas principalmente y algunas otras fotovoltaicas, sin embargo, también incluyen fuentes que utilizan combustibles fósiles.

Los cargos por el servicio de transmisión se establecieron con criterios y tarifas vigentes en el marco legal anterior a la nueva Ley. En los contratos se establecía el monto de la energía que debía ser transportada y el modelo contemplaba que la cantidad inyectada a la red debía ser igual a la extraída en los centros de carga donde se entregaba. Si las centrales eléctricas involucradas en estos contratos tenían excedentes de generación podían optar por venderlos a la CFE al precio definido por esta en sus programas de despacho, aunque en algunos casos se agregaban otros consumidores en el esquema de autoabastecimiento para el uso de dichos excedentes.

Apegándose a esta figura se dieron muchas asociaciones entre empresas generadoras y grandes consumidores, dando de alguna manera la vuelta a la disposición legal vigente de que no se podía transar energía directamente entre particulares, sino que todo se debería hacer a través de la CFE. Esto sucedía porque las disposiciones legales para la formación de estas sociedades de autoconsumo eran muy permisivas y no estipulaban de manera clara las condiciones para que un gran consumidor se declarara como autoabastecido. El objetivo era incrementar la participación privada en el sector eléctrico público. Se creó en la práctica un **mercado eléctrico privado y parcial** que bajo el marco legal vigente era completamente **ilegal**, los declarados socios del autoabasto eran en realidad clientes a quienes las empresas generadoras privadas que eran parte de las sociedades vendían energía eléctrica.

A la entrada en vigor de la nueva LIE y la puesta en marcha del Mercado Eléctrico Mayorista, se dio la opción para que todos aquellos que tuvieran contratos como los aquí mencionados se convirtieran a las nuevas reglas del sector y participaran en el nuevo MEM como cualquier participante que oferta a la compra y a la venta la energía eléctrica que transaban con el esquema anterior. Se ofrecieron incentivos en términos de los llamados Derechos Financieros de Transmisión Legados para que de alguna manera se protegieran por la diferencia de Precios Marginales a los que debieran comprar y vender su energía en el mercado, ocasionados por los problemas de congestión en la red de transmisión que se pudieran presentar.

Como la ley establecía que la conversión a las nuevas reglas del mercado era **opcional** y que en caso de no querer hacerlo se tendrían que honrar y mantener vigentes los contratos existentes mientras tuvieran vigencia, resultó que **no hubo quien se quisiera avenir a las nuevas reglas** y se quedaron todos con los contratos vigentes, dando lugar a los llamados **Contratos de Interconexión Legados (CIL)**.

Como las bases del mercado establecen que todo aquel que inyecte o extraiga energía eléctrica a las redes nacionales de transmisión y distribución que conforman el Sistema Eléctrico Nacional deberá recibir o pagar por la energía involucrada a los precios marginales que resulten de los procesos del mercado en los puntos en que se inyecta o extrae la energía, CFE que era la que tenía los contratos con estas entidades privadas tuvo que hacerse cargo de representarlas en el mercado. Sin embargo, en el caso de los CIL's correspondientes a la figura de autoabastecedores, las BME establecen que la magnitud de las inyecciones y extracciones contempladas en los contratos deberán ser tratados como **inyecciones y extracciones fijas en los procesos del mercado de corto plazo**, sin importar el tipo de tecnología utilizada para su generación, es decir, **no compiten en el proceso de despacho del mercado**. Tampoco tienen la obligación de ofrecer servicios conexos para la operación confiable y segura del SEN.

Desde entonces los resultados económicos producto de la representación y participación en el mercado de los CIL's han representado déficits económicos para CFE-Generación pues los ingresos obtenidos por su participación en el mercado no son suficientes para cubrir los pagos establecidos en los contratos legados. Para dar un ejemplo, simplemente los costos del uso de la transmisión establecidos en los contratos de autoabastecimiento están muy por debajo de los costos establecidos en el mercado por el servicio de transmisión.

Este problema tiene impacto directo sobre el desempeño del mercado y por lo tanto representa una fuente de distorsión del modelo actual. En pocas palabras la participación de los CIL's representa un mercado paralelo al MEM pero que opera en el mismo modelo actual de asignación y despacho.

Es importante mencionar en este contexto, que la CFE misma contaba también antes de la entrada en vigor la nueva LIE con generadores propios más los llamados generadores PIE para ofrecer el servicio de energía eléctrica a la mayoría de los usuarios del SEN, y por consecuencia hacia uso de las redes eléctricas para dar el servicio, de manera similar a los autoabastecedores para suministrar sus cargas, salvo que como las redes eran propiedad de la CFE no pagaba el servicio de porteo. Tal era la similitud entre el suministro básico con los autoabastecedores que al igual que a los autobastecedores, a suministro básico de la CFE también se le otorgaron DFTLegados de acuerdo con su historial de uso de la red para dar el servicio. Sin embargo, a diferencia de los CIL's a CFE suministro básico no se le dio la opción de tratarse como un servicio legado, es decir, que su servicio se tratara en el MEM como inyecciones y retiros con programa fijo, sino que sus generadores tenían que ofrecer su energía en el mercado de corto plazo y recibir por ello el precio resultante y comprar la energía para suministrar a sus usuarios al precio que resultará del mercado. Por otro lado, los generadores del servicio básico si tienen la

obligación de ofertar los servicios conexos que el sistema requiere para su operación confiable y segura.

En teoría se podría pensar que la figura de sociedades de autoabasto solo podrían seguir vigentes como CIL's en el nuevo marco legal si antes de la entrada en vigor de este ya existía en la práctica el servicio, sin embargo, hasta la fecha estas figuras siguen entrando y considerándose como tales porque la LIE y las BME considera que todos aquellos proyectos que hayan tenido un inicio de trámite antes de la entrada en vigor del nuevo marco legal se les debe respetar su trámite y considerárseles como contratos de interconexión legados, por absurdo que esto pudiera parecer.

Como se menciona, los generadores de los CIL's entran con una condición privilegiada a los procesos del mercado de corto plazo pues no tienen que competir con otros generadores para ser asignados y despachados independientemente del tipo de tecnología que utilicen para su generación.

Esta condición privilegiada de los CIL's distorsiona el concepto de eficiencia económica y tecnología que se pretende lograr con los procesos de mercado de corto plazo.

Al entrar en los procesos de mercado como se indica no presentan oferta de compra y venta de energía en el sistema, sino que son tomadores de precios resultantes de los procesos del mercado (ofertan generación a precio cero). Esto da como resultado que los PML resultantes de los procesos de mercado tengan tendencia a la baja y por consecuencia otros generadores que si compiten en el mercado sean remunerados con precios más bajos.

La diferencia de precios de venta y compra de la energía contemplada en los contratos CIL's son cubiertas mediante títulos financieros de transmisión (Derechos Financieros de Transmisión Legados) que son utilizados por sus representantes en el mercado (Generadores de Intermediación (GI)) para protegerse por costos de congestión en la red.

Los propietarios de los CIL's tienen asegurado su ingreso de acuerdo con lo establecido en sus contratos.

Los costos derivados por el uso de los servicios de transmisión y distribución y otros servicios incluidos en el mercado son manejados por sus representantes en el mercado GI, y los propietarios de los contratos solo están obligados a pagar por el servicio de transmisión de acuerdo con la metodología vigente de porteo al momento de hacer sus contratos.

Se ha evidenciado a lo largo de la operación del MEM que el pago por servicios de transmisión que efectúan los CIL's a la entidad con la que tienen firmado sus contratos, es insuficiente para pagar este servicio en el esquema operativo del mercado.

De acuerdo con las condiciones de los CIL's si por alguna razón interrumpen el suministro de energía de sus generadores, este deberá ser cubierto por los demás generadores del sistema, pagando un precio de respaldo establecido en sus contratos.

Dada su condición de participación con programa fijo, no están obligados a ofrecer servicios que contribuyan a la confiabilidad del sistema, y si su participación en el sistema implica recursos extras de servicios conexos por confiabilidad, estos deberán ser proporcionados por los demás generadores del sistema.

2. En el caso de las centrales eléctricas construidas y operadas por privados se tenía un contrato con CFE donde se comprometía básicamente una capacidad disponible de generación por la cual se pagaba, y en el que CFE a través de CENACE que pertenecía CFE y se encargaba de la administración y operación del Sistema Eléctrico Nacional, determinaba con base en sus programas de asignación y despacho la cantidad de energía que debían generar para la satisfacción de la demanda. Los contratos contemplaban compromisos de pago que garantizaban a las centrales privadas la recuperación de sus costos totales de generación, es decir, costos de inversión y producción.

Las centrales eléctricas con contratos legados con CFE entran al proceso del mercado y pueden ser despachadas por el MEM de acuerdo con su tipo de tecnología, lo que provoca que en ocasiones no satisfagan las condiciones de disponibilidad y entrega de energía establecidas en los contratos.

Al inicio de operaciones del MEM la única entidad que compraba y vendía energía de acuerdo con el esquema del mercado fue la CFE. Al darse por disposiciones legales la restructuración de la CFE y crearse la empresa subsidiaria de generación dependiente de la CFE, se tuvo que buscar e implementar un esquema tal que se diera la competencia en el sector generación dentro de la misma CFE-Generación pues de otra manera no podría funcionar un mercado eléctrico.

Desde entonces los resultados económicos producto de la representación y participación en el mercado de las centrales legadas han representado déficits económicos para CFE-Generación pues los ingresos obtenidos por su participación en el mercado no son suficientes para cubrir los pagos establecidos en los contratos legados. Por ejemplo, si como resultado de los procesos del mercado, una central eléctrica no es utilizada de tal forma que cubra los gastos involucrados en el contrato legado, CFE debe cubrir dicha diferencia.

Los contratos de centrales legadas establecen que estas están obligadas a entregar toda su producción a la CFE durante la vigencia de dichos contratos, sin embargo, en la práctica se presentan situaciones en las que estas centrales declaran excedentes que son ofrecidos en el mercado, y también se presentan

casos en los que parte de la producción de estas centrales se compromete con servicios de autoabastecimiento.

El problema se agudiza cuando debido a la evolución misma del SEN y el mercado, se tiene la participación de nuevas fuentes de generación que por su tecnología y prioridad de otra índole tienen preferencia de utilización en los procesos del mercado sobre las fuentes convencionales y además sobre las fuentes de energía contempladas en las centrales legadas.

Como remate al tratamiento de los recursos con contratos legados, al término de la vigencia de sus contratos, las centrales quedan en posesión de los inversionistas que las construyeron y podrán seguir participando en el MEM ofreciendo sus servicios, aún cuando la CFE ya les haya cubierto todos los costos de su inversión.

3. Es notorio que, si los ingresos de las unidades generadoras se limitaran a lo obtenido de su participación en el mercado de corto plazo en las condiciones actuales, difícilmente podrían cubrir sus costos totales de generación, principalmente sus costos de inversión para aquellas tecnologías que tienen notoriamente costos de inversión elevados comparados con otras. Esta condición incide directamente en los incentivos para realizar inversiones de nuevos recursos de generación. Aunado a esto, la cada vez más importante presencia de unidades generadoras con fuentes de energía renovable con características de inflexibilidad operativa hace imprescindible que el sistema cuente con más fuentes de energía convencionales que aporten la flexibilidad operativa necesaria para satisfacer los requerimientos de confiabilidad establecidos cuyo objetivo primordial es minimizar la energía no servida.

Para subsanar de alguna manera esta problemática de incentivos a la inversión, se han introducido instrumentos de mercado que pretenden promover la inversión tratando de asegurar la entrada y salida de los nuevos recursos en el largo plazo, protegiéndolos de alguna manera de los riesgos que se tienen en proyectos de este tipo. Estos instrumentos se han denominado Mercados a Futuro y se organizan en procesos de mediano y largo plazo, que van desde meses hasta años. Los productos principales son capacidad y energía que se determinan en función de los requerimientos de demanda esperados en el mediano y largo plazo.

La estrategia para la aplicación de estos instrumentos de mercado varía de acuerdo con las condiciones de los SEE donde se aplican y las directivas y planes estratégicos de los reguladores y entidades del estado.

La idea principal es que los resultados de estos instrumentos de mercados a futuro deriven en contratos de manejo de riesgo donde se aseguran cantidades de capacidad firme y energía a futuro entre generadores y consumidores a precios especificados de alguna manera (establecidos o derivados de un

mecanismo de mercado), y los excedentes o faltantes en la operación día a día se negocien en el mercado de corto plazo. Así, por ejemplo, si en el mercado de corto plazo los generadores se despachan por debajo de lo estipulado en sus contratos, deberán adquirir el faltante del mercado, por el contrario, si son despachados por arriba de lo estipulado en sus contratos, podrán vender sus excedentes en el mismo mercado de corto plazo. Lo ideal es que los contratos derivados de los instrumentos de mercado de largo plazo no interfieran con el despacho en el mercado de corto plazo.

Normalmente es en estos instrumentos de mercado de largo plazo donde las entidades reguladoras y estatales establecen condiciones para que se logren inversiones en proyectos de generación con diferentes tecnología, por ejemplo, con fuentes de energía renovable para cumplir con una meta país definida por política energética gubernamental, con fuentes de energía convencionales que tengan la característica de operación flexible necesaria para satisfacer requerimientos de confiabilidad en la satisfacción de la demanda, o fuentes de energía específica que le convenga al país, como pueden ser energía hidráulica, geotérmica, etc.

El objetivo de estos procesos de largo plazo es que se logre la eficiencia económica de largo plazo juntamente con la eficiencia tecnológica de tal manera que se tenga la mezcla adecuada para cumplir con el fundamento principal de los SEE que es el de ofrecer el servicio eléctrico con calidad, confiabilidad y al precio más justo para beneficio de la sociedad.

El éxito de estos instrumentos de mercados a futuro depende de los mecanismos y estrategias establecidas para realizar los procesos, de tal forma que se logre el equilibrio adecuado entre la minimización de riesgos a la inversión, la capacidad firme requerida para confiabilidad y el abasto de energía necesario para cubrir las necesidades esperadas de demanda, sin que se afecten o impacten los precios de la energía que al final de cuentas serán entregados a los consumidores.

Es inevitable que en estos instrumentos de largo plazo exista la injerencia del estado para incentivar la inversión en determinados tipos de tecnología de generación, sobre todo en aquellos que tienen altos costos de inversión, o que por necesidades propias del sistema son necesarios para asegurar la confiabilidad de largo plazo del suministro.

Si bien pudiera ser cierto que estos instrumentos de mercado debieran estar basados en mecanismos de mercado, también podría resultar benéfico y, en algunos casos necesario, que hubiera un cierto grado de injerencia del estado y las entidades reguladoras, para vigilar que y asegurar que se cumplen todas las expectativas planteadas.

Sin embargo, en estos procesos de mercado a futuro debiera participar no solo la nueva generación requerida por el sistema sino también la generación existente, de tal manera que todos resulten beneficiados con los resultados y se puedan establecer contratos de cobertura que amortigüen el riesgo de su participación en los mercados de corto plazo.

Otro aspecto importante que debieran considerar estos procesos de mercado de largo plazo es la participación de las entidades responsables de carga, como son los suministradores de servicios básicos y de servicio calificado, de tal forma que participen representando los intereses de los usuarios finales ofertando a la compra la cantidad de servicios requeridos, así como el precio al que estarían dispuestos a comprar. De esa manera los suministradores no solamente actuarían como simple pasadores de precios entre generadores y consumidores como sucede actualmente en los procesos de mercado de largo y mediano plazo del MEM. Desde luego, aquí es importante considerar las tarifas a las que estos suministradores podrán vender la energía a los consumidores.

En resumen, estos instrumentos de mercado de largo plazo son necesarios para asegurar el éxito de los mercados de corto plazo, siempre y cuando su impacto o injerencia en los procesos de corto plazo sea mínima, sino es que nula.

En todo caso, tal y como la marca la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, corresponde al Estado Mexicano a través de la secretaria de Energía dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del SEN que incluye preparar y coordinar la ejecución de los proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional, así como emitir opinión sobre la operación del MEM. Dentro de estas facultades le corresponde al Estado llevar a cabo los planes de expansión de las redes nacionales de transmisión y distribución de la red eléctrica del SEN, y en ellos se contempla el desarrollo de nueva infraestructura de las redes de transporte para dar viabilidad a los planes de expansión de generación requeridos para satisfacer los crecimientos de demanda esperados en el largo y mediano plazos. Le corresponde también al Estado hacer los planes de expansión de la generación. En esta medida el Estado Mexicano tiene todas las facultades para tener injerencia en los procesos de mercado de largo plazo. Aunque lo ideal sería que el papel del Estado fuera prácticamente normativo, en la práctica se tiene que, si no participa como inversionista directo, si interviene aplicando estímulos o dictando medidas que apoyen la inversión en ciertas direcciones que considera de orden prioritario de acuerdo con su política energética.

Como la demanda restante del SEN, después de descontar la demanda servida por los CIL's, debe ser satisfecha por los demás generadores del sistema en un ambiente competitivo de mercado sin distingo alguno, es decir, sin considerar que una parte de la demanda es del SB y otra de los nuevos generadores, donde con base en las ofertas de costo variable de producción se asignan y despachan las unidades generadoras que se utilizaran para satisfacer la demanda, es

evidente que las unidades generadoras con tecnologías más nuevas, que tienen costos de producción más bajos, serán las que tendrán preferencia en el proceso de asignación y despacho de los procesos del mercado.

- i. Esta situación provoca que las unidades con tecnología más vieja muchas veces no logren tener ingresos que les permitan recuperar sus costos de producción y a la larga resulten financieramente no rentables, obligándolas a retirarse del mercado. En muchas ocasiones puede suceder que esta condición se presente cuando todavía no han podido recuperar sus costos totales de generación, que incluyen tanto los costos de inversión como los de producción.
- ii. La competencia en este contexto se complica porque mucha de la nueva generación que ha entrado después de la reforma para satisfacer los incrementos de demanda del sistema, además de ser generación con tecnología más nueva, mucha de ella ha entrado con incentivos extras para poder incorporarse al parque de generación del sistema, como es el caso de la generación renovable intermitente (fotovoltaica y fotovoltaica principalmente), que al tener costos de inversión muy elevados tienen que recibir incentivos que les permitan asegurar su entrada y salida del mercado con los mínimos riesgos asegurándoles ingresos suficientes para lograr recuperar sus costos a lo largo de su vida útil. Una de las maneras que se han implementado para minimizar el riesgo de estas nuevas tecnologías es la implementación de procesos de mercado a futuro en los que mediante subastas de mediano y largo plazo se formalizan contratos de cobertura eléctrica con las entidades responsables de carga, principalmente SB, cuyos compromisos de suministro y extracción se establecen en los procesos de mercado de corto plazo y cualquier diferencia (exceso o diferencia) se negocia en dicho mercado.

El problema en el caso del SEN es que los inversionistas privados, notoriamente los extranjeros que son mayoría, han recibido incentivos excesivos de parte del estado mexicano en los cuales se han utilizado recursos del erario para otorgar dichos incentivos, de tal manera que el riesgo de inversión de los privados es mínimo, teniendo además condiciones que les aseguran ganancias excesivas por su participación en el servicio de energía eléctrica; contratos garantizados de largo plazo, facilidades para el cumplimiento de sus contratos de cobertura que les permiten obtener ganancias en el mercado de corto plazo, por mencionar algunas en el rubro técnico financiero, pero además de privilegios para utilizar los recursos naturales y ambientales del país para el establecimiento de sus tecnologías en perjuicio de comunidades y pueblos.

- iii. Es importante mencionar que las unidades generadoras del SB no tienen participación en los mercados de largo plazo y por lo tanto no pueden tener contratos de cobertura de largo plazo.
- iv. Los nuevos generadores de tipo renovable intermitente participan en el mercado de corto plazo con ofertas de costo variable de producción igual a cero puesto que la fuente primaria de energía no tiene costo (viento, sol) y de acuerdo con el modelo de mercado utilizado pues son obviamente las primeras que son consideradas para la satisfacción de la demanda. El punto es que como se ha explicado, no solamente participan para satisfacer la nueva demanda del sistema, sino que también satisfacen demanda de la ya existente, sobre todo si tienen excedentes de los contratos de cobertura de largo plazo que ya tienen comprometidos.
- v. Ante este panorama, las unidades generadoras identificadas aquí como del SB, solo les queda participar para satisfacer el resto de la demanda que dejan los CIL's y los nuevos generadores, y para ello tienen que competir para ver que unidades son tomadas en cuenta en los procesos del mercado de acuerdo con sus tecnologías de generación.
- vi. El problema se complica ya que SB también tiene contratos con centrales eléctricas que fueron realizados antes de la reforma y tienen que honrar las condiciones establecidas en ellos. En esos contratos se establecían pagos que contemplaban disponibilidad y capacidad, además de pagos por la energía generada. Si por las condiciones expuestas en los incisos anteriores estas centrales eléctricas con contratos legados no son asignadas y despachadas con las condiciones tales que les permitan tener ingresos que cubran sus gastos contratados, SB tendrá que absorber dichos costos.
- vii. Aunado a todo lo anterior, como ya se ha explicado anteriormente en este documento, la presencia de una cantidad considerable de generación renovable intermitente en el sistema impone condiciones operativas que demandan más servicios conexos que respalden su presencia y que tienen que ser proporcionados por las unidades generadoras convencionales (flexibilidad operativa). El problema es que hasta este momento no se contempla un mecanismo para remunerar a estas unidades generadoras que deben prestar el servicio de respaldo requerido por las unidades con generación renovable intermitente, y tampoco existe el mecanismo que establezca cuanto deben pagar las unidades generadoras con recursos renovables intermitentes por los servicios de respaldo extras que le imponen al sistema.

En el caso de las subastas de mediano y largo plazo establecidos en la reforma del 2013, con respecto al tema de los contratos de cobertura, el problema surge por el hecho de que los contratos de cobertura derivados de las subastas de largo plazo establecen compromisos de entrega no fijos sino bajo condiciones

de operación del sistema y a conveniencia de los generadores involucrados (**son en realidad contratos financieros de cobertura eléctrica de largo plazo**), lo cual deja abierta la posibilidad de ofrecer el producto en el mercado si les resulta más conveniente que entregarlo a precio pactado, al fin y al cabo, se pueden ajustar en el mercado de balance.

Por otro lado, los generadores legados de CFE, tanto los que eran propios de la CFE y los que tenían contratos pactados con CFE para entrega de producto, como es el caso de los PIE, que eran utilizados para cubrir la demanda del servicio básico, no tienen contratos de cobertura y tienen que entrar en el mercado ofreciendo sus productos con ofertas de costos variables y competir con todos los generadores participantes para poder ser asignados y despachados. Obvio, los generadores con tecnologías con costos variables más bajos, como es el caso principal de la generación FV y EO que ofertan a precio cero, son despachados de manera primordial por orden de mérito, y los generadores de CFE (propios y PIE's) son asignados y despachados al último. Resulta que la generación privada no solo tiene capacidad para suplir sus compromisos pactados en las subastas, sino que tienen bastante más, y esos excedentes entran al mercado a ganar el suministro y obvio, lo ganan. Ofertan a precio cero o precio bajo en algunas tecnologías, porque vienen ya subsidiados en sus costos de inversión de tal manera que ya tienen asegurado su retorno y salida exitosa de su vida útil, lo que les permite ofertar barato que al fin y al cabo todo es ganancia.

Si se establecen los contratos de cobertura con entrega física y se aplican a todos, sobre todo a los generadores de CFE (propios y PIE's), entonces pueden tener asegurada su entrega para satisfacción de demanda del SSB, y los privados, solo cubrirían lo que establezcan sus contratos. Todo el resto de la demanda que no pueda ser cubierta por los generadores de SSB propiedad de CFE, más la cubierta por los privados de acuerdo con sus contratos, más la comprometida por los CIL (en este caso Generadores de Intermediación ya que ningún servicio de transmisión de autoabasto se convirtió a la LIE vigente), podrá y tendrá que ser cubierta en un mercado donde la demanda será solo la residual, es decir, la faltante por cubrir. Y en ese mercado residual, ya todo mudo podrá participar como se hace actualmente en el mercado, en el entendido de que la generación de CFE ya pudo ser acomodada de alguna manera.

Por eso el tema de establecer que parte de la demanda del sistema debe ser cubierta con los generadores de CFE para el SSB. Si se puede establecer la demanda a cubrir, entonces es posible pensar en asignar y despachar los generadores de CFE utilizando un criterio de despacho a costo mínimo y que sea este proceso el que determine cuales unidades de CFE deben cubrir esa demanda, competirían entre si todas las unidades de CFE (propias y PIE's) independientemente de las EPS a que pertenezcan. El punto es, que dicho proceso debe asegurar que se satisfagan las necesidades de servicios conexos

que el sistema requiere para operar con confiabilidad y seguridad y entregar un servicio con calidad (frecuencia, voltaje y continuidad).

Se sabe que la demanda y las condiciones del sistema varían a lo largo del año, desde diferentes horas del día, días de la semana, meses del año, etc. Entonces, ¿cuál es la demanda por satisfacer que permita definir las cantidades de entrega física que se deben incluir en los contratos de cobertura para diferentes bloques de tiempo de un año, que contemplen además el hecho de que se deben suministrar servicios conexos?

Ese es precisamente el problema que habría que resolver, porque una vez resuelto ese tema, hacer la asignación y despacho a costo fijo no es ningún problema, así como tampoco lo es el tema del mercado residual.

Ahora, ¿de quién es la responsabilidad de determinar y establecer las características de los contratos de cobertura con compromiso de entrega física?, definitivamente considero que es responsabilidad de CFE. Lo que si es cierto es que dichos contratos deben incluir un concepto de variabilidad o incertidumbre debido precisamente al tema de la satisfacción de los servicios conexos, por ejemplo, podrían definirse como “contratos de cobertura con compromiso de entrega física confiable y segura”. ¿cómo exactamente?, esta es una pregunta que se tendrá que responder, pero definitivamente es algo que así debiera considerarse.

Abonando a este respecto, se tiene la información de la demanda que era cubierta por los generadores de CFE (propios y PIE's) antes de la entrada en vigor de la LIE actual, y para ello hacían uso de la red para la satisfacción de la demanda, prueba de ello es que también para el SSB se calcularon y entregaron DFTLegados, al igual que para los autoabastecedores, pero a diferencia de los autoabastecedores (CIL), no se establecieron programas fijos de inyección y retiros y participan en el MEM compitiendo con todos los generadores, excepto los CIL (GI). Esa podría ser una base para determinar la demanda que debiera ser cubierta por los generadores de CFE.

En un proceso de asignación y despacho a costo fijo se podría considerar todo el universo de la demanda e incluir a los generadores privados agregando a sus ofertas de costo variable un factor de ajuste que refleje la condición de que el menor costo variable de los privados sea un grado más alto que el generador con costo variable más alto de CFE, de tal manera que se asegurará que los generadores tendrían prioridad en el despacho y satisfarían la demanda deseada hasta el límite de sus posibilidades y capacidades y el resto sería cubierto por los demás generadores. De esta manera se podría asegurar que los servicios conexos que requiere el sistema también podrían ser cubiertos.

Son solo ideas que habría que elaborar y madurar, y desde luego probar. Pero, no son las únicas, habría que proponer y explorar otras teniendo en mente el

objetivo buscado, que es el de definir y establecer un modelo de administración, operación y control del SEN que resulte en beneficio de la sociedad, y no solo de particulares.

4. Otro de los aspectos importantes que resaltan de la reforma del 2013 es referente a la creación del nuevo CENACE.

El aspecto a resaltar aquí no es en sí el hecho de que el CENACE se haya creado como una entidad independiente de CFE, pues de acuerdo con el modelo del nuevo marco regulatorio, el cual es un modelo similar a los existentes en Norteamérica (CAISO, PJM, ERCOT, NYISO, ...), el CENACE se crea a semejanza de los llamados ISO (por sus siglas en inglés de Independent System Operator), donde para asegurar imparcialidad a la participación en un Mercado de Energía Eléctrica a los diferentes Participantes del Mercado (PM), se crea una entidad que además de ejercer el control operativo del sistema eléctrico, opera y administra el Mercado Eléctrico, entre otras facultades y obligaciones, como ya se ha mencionado, como son la planeación de la RNT y las RGD.

El aspecto para resaltar aquí es el hecho de que la LIE en apego a lo establecido en la reforma, establece en su **quinto transitorio** que para que el CENACE cumpla con sus nuevas funciones a la letra dice; *“Los recursos humanos, materiales y financieros que a la entrada en vigor de este Decreto la Comisión Federal de Electricidad y el Servicio de Administración y Enajenación de Bienes destinen para el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, para la definición de especificaciones técnicas y características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de Centrales Eléctricas y Centros de Carga y para la planificación de la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista, se transferirán al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en un periodo que no excederá de tres meses, contados a partir de la emisión del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía, para constituir su patrimonio y cumplir con su objeto, de conformidad con lo que al efecto determine la Secretaría de Energía. La transferencia que se realice incluirá los recursos del Centro Nacional de Control de Energía de la Comisión Federal de Electricidad incluyendo el Centro Nacional (CENAL), el Centro Nacional Alterno (CENALTE), las áreas de control de Mexicali, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Guadalajara, Distrito Federal, Puebla y Mérida y los centros de control de La Paz, y Santa Rosalía, así como la Coordinación de Planificación de la Subdirección de Programación y las demás que determine la Secretaría de Energía.”*

Esto es, la constitución del nuevo CENACE queda como se muestra en la figura 14.

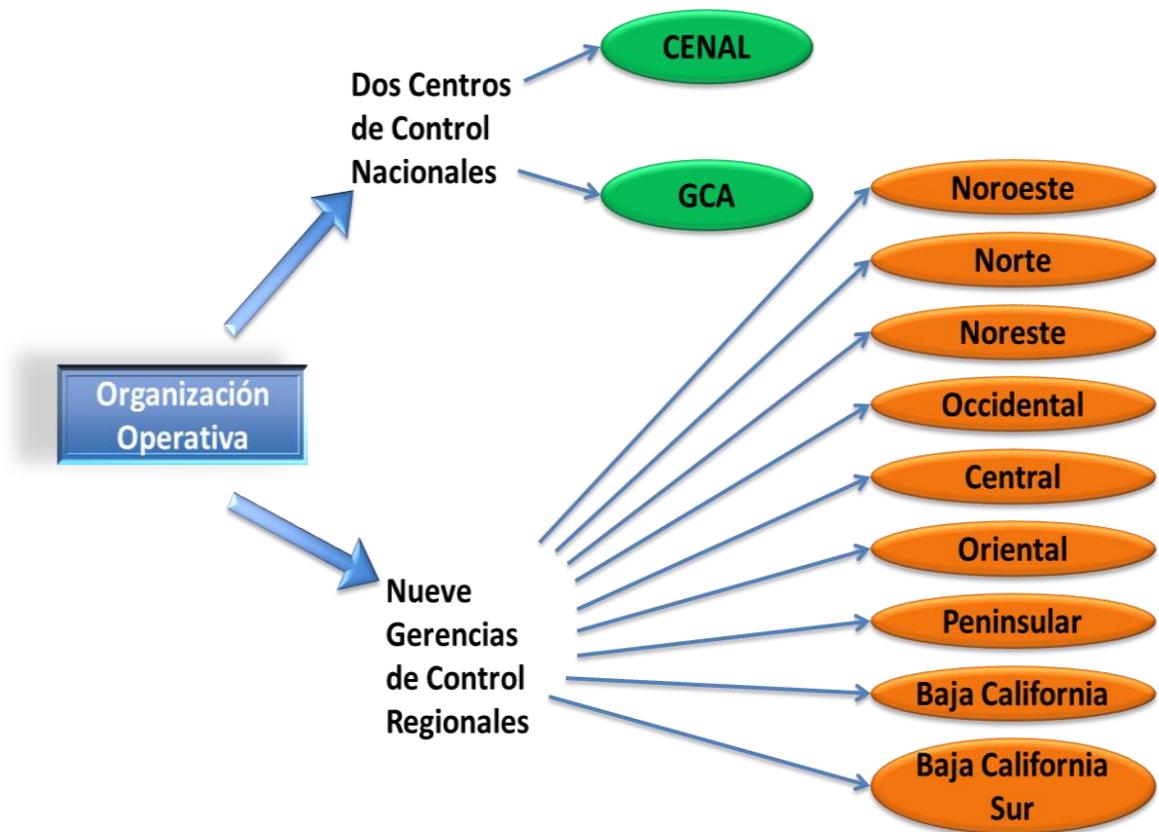


Figura 14. – Organización operativa del nuevo CENACE

Esta organización implica que para su funcionamiento el CENACE seguiría utilizando un esquema de control jerárquico multinivel, donde únicamente se elimina el nivel más bajo correspondiente a los Centros de Control de Subárea que quedan a cargo de las entidades responsables de operar las RGD principalmente y con alguna participación de la RNT.

De acuerdo con el nuevo rol del CENACE, este ya no puede ejercer el control físico de los elementos del SEN, sino solamente el control operativo donde solamente emite instrucciones de operación y las entidades responsables de los activos del SEN las ejecutan (RNT, RGD, generadores). La figura 15 muestra esquemáticamente esta condición.

Lo interesante de esta organización es que la red que tiene operar el CENACE supervisando que se satisfagan las condiciones de Confiabilidad, Seguridad y Calidad, es la red que se considera en la administración y operación del Mercado Eléctrico. La red consta de 3 sistemas eléctricamente aislados; Sistema Interconectado Nacional (SIN el más grande), Sistema de Baja California (parte norte de Baja California y Sistema de Baja California Sur (de hecho 4 si se considera el sistema de Santa Rosalía, el cual es un sistema pequeño cuya responsabilidad operativa recae en el sistema de Baja California Sur).

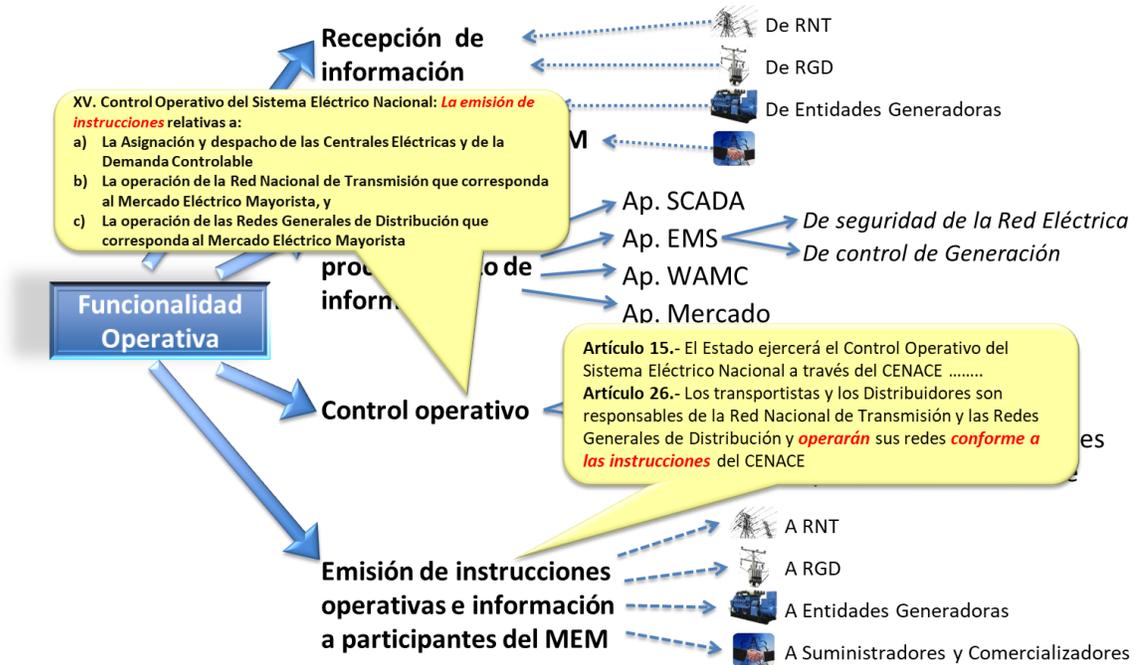


Figura 15. – Funcionalidad operativa del CENACE

El sistema más grande que es el SIN lo constituyen los sistemas comprendidos por los Centros de Control Regional Noroeste, Norte, Noreste, Occidental, Central, Oriental y Peninsular mostrados en las figuras 14 y 16.

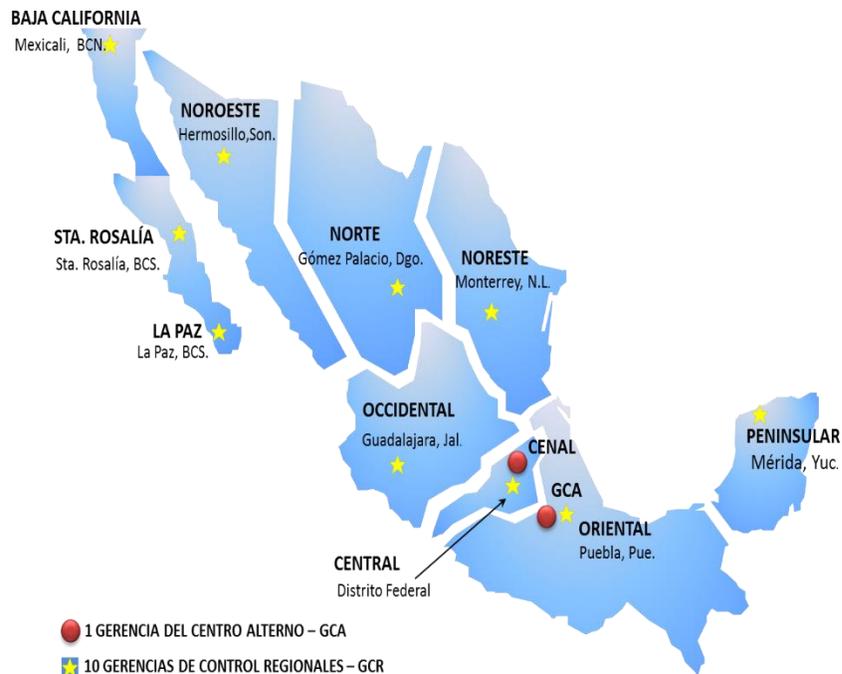


Figura 16. – Sistema Eléctrico Nacional

Como ya se ha mencionado antes en este documento, con las condiciones actuales en cuanto a capacidades de las tecnologías de comunicación (red nacional de fibra óptica) y computacionales (H&W), no sería necesario una configuración con un esquema de control jerárquico con centros de control regionales, sino simplemente un sistema con un Centro de Control Principal (CENAL Centro de Control Nacional) y uno de respaldo, es decir, un Centro de Control Alterno (CENALTE), y quizás por su condición de sistemas eléctricamente aislados, Centro de Control Baja California y Centro de Control Baja California Sur.

El mercado eléctrico para todo el SEN se realiza de manera centralizada en el CENAL de CENACE y solo requiere de un sistema de comunicación para que pueda ser aplicado en todo el SEN.

Un diseño de CENACE con estas consideraciones no requeriría mas que cuatro sistemas EMS/SCADA, uno en CENAL, otro en CENALTE, otro en Baja California y otro en Baja California Sur, a diferencia de lo que existe actualmente donde se tienen 11 sistemas EMS/SCADA, uno en cada Centro de Control Regional y uno en CENAL y otro en CENALTE.

Un sistema como el que se menciona reduciría enormemente la organización administrativa que actualmente tiene CENACE para llevar a cabo sus funciones, donde en cada Centro de Control Regional existe una organización administrativa similar (a imagen) a la de CENAL, lo que tiene repercusiones económicas excesivas para la operación de CENACE.

Pero esa composición que prevalece actualmente en CENACE fue establecida desde la LIE y documentada con detalle en las BME y el mismo decreto de formación del CENACE.

Esta disposición de la LIE para que el CENACE se constituya de esa manera tiene su razón, y esta es que, pensando a un futuro cercano, las propias actividades del CENACE pudieran ser transferidas a la iniciativa privada, dando un paso más para que el control del servicio eléctrico pasara definitivamente al sector privado y se perdiera la facultad del estado para ejercer la soberanía sobre el sector energético, de manera particular del sector eléctrico.

Por ejemplo, en el artículo 67 de la LIE se establece explícitamente *“Artículo 67.- Las Reglas del Mercado podrán establecer esquemas especiales para la operación de los pequeños sistemas eléctricos, así como para el área de control de Baja California y para el sistema interconectado de Baja California Sur. El Control Operativo de los anteriores es facultad del CENACE, **quien podrá formar asociaciones o celebrar contratos con terceros para la realización de esta actividad, previa autorización de la Secretaría.**”*

Estando el SIN seccionado por Centros de Control Regional hace atractivo que también las actividades de estos centros puedan transferidos a terceros en el futuro.

Haciendo un comparativo con entidades similares como las de Norteamérica se puede observar lo que muestra la figura 17, donde claramente se ve que los principales ISO's solo cuentan con dos centros de control para realizar sus actividades, aun cuando los sistemas eléctricos que operan sean de magnitudes similares a los del SEN.

Organismo	Centros de Control	Km. de líneas Transmisión	Área territorial atendida [km ²]	Núm. total de empleados
CENACE	2 Centros Nacionales 8 G.C. Regional 2 Subgerencias	108,018	1,964,380	1,546 ¹
CAISO	2	41,842	423,970	936 ²
PJM	2	135,565	955,936	920 ³
ERCOT	1	74,834	507,440	814 ⁴
NYISO	2	17,981	141,300	570

Figura 17. – Comparativo de CENACE con entidades similares

Incluso el sistema más grande operado por PJM tiene solo 2 centros de control para hacer sus funciones. Todas las entidades operan un Mercado Eléctrico.

5. Otro aspecto que pudiera interpretarse como daño colateral de la reforma del 2013, pero que repercute directamente en la evolución y desempeño del sector eléctrico en general del país, y de manera particular en la CFE, es el hecho de que el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) que fue durante muchos años apoyo importante en el desarrollo de las actividades técnicas de la CFE, fue a raíz de la llamada transición energética renombrado con la denominación INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍAS LIMPIAS (INEEL), con el argumento que a partir de esa nueva denominación serviría de plataforma tecnológica e innovación para el desarrollo de las energías limpias para generación de electricidad contribuyendo de manera importante a la transacción energética que llevaría a la sustitución de la generación con combustibles fósiles contaminantes por fuentes de energía limpias.

Así es que por DECRETO publicado en el Diario Oficial de la Federación el 24 de junio de 2016, el IIE se convierte en el INEEL, pero lo trascendente de este cambio estriba en que el Presidente actual de la Junta Directiva del INEEL es un Subsecretario de la Secretaría de Energía, y NO el Director General de la CFE.

Al cambiar la estructura de su Junta Directiva, se desconecta al INEEL de la CFE y de la Cámara Nacional de la Industria Eléctrica (CANAME) y así, el estrecho vínculo que el INEEL tuvo por más de 40 años con la industria eléctrica del país prácticamente se ha desvanecido.

Este golpe directo al INEEL (antes IIE), y de manera indirecta a la CFE no fue fortuito ni espontáneo, sino que se vino preparando con anterioridad enrareciendo y desvaneciendo poco a poco la relación cooperativa entre ambas instituciones. El INEEL fue tomado por un buen tiempo como una entidad en la que los directivos que ya no tenían cabida en la CFE por no haber sido favorecidos en las pugnas por puestos directivos importantes eran enviados y nombrados Directores del INEEL. El desempeño de dichos directivos fue por razones obvias pobre en detrimento del buen desempeño de la institución.

A la vez, al INEEL se le exigía que fuera autosuficiente económica y financieramente, es decir, que generará sus propios ingresos para cubrir sus gastos, pero sus ingresos provenían principalmente de los proyectos que se realizaban para la CFE principalmente. Al deteriorarse la relación INEEL-CFE por las razones expuestas anteriormente el INEEL empezó a tener una crisis que hoy en día prácticamente le es imposible mantener su planta laboral reduciendo su capacidad para prestar los servicios de innovación y desarrollo tecnológico que puedan fortalecer la labor de la CFE.

Mucha de la labor que el INEEL realiza con relación a la industria eléctrica en el rubro del servicio de energía eléctrica es con CENACE, debido que a los modelos utilizados en la asignación y despacho del mercado de energía eléctrica fueron desarrollados originalmente en esta institución desde que era IIE y lo requieren para darle mantenimiento a estos. Sin embargo, las otras actividades

relacionadas con la innovación y desarrollo tecnológico que ahora son responsabilidad de la CFE; modernización de centrales eléctricas, diseño de dispositivos y elementos para los sistemas de transmisión y distribución, técnicas modernas de tecnologías de la información, redes inteligentes, por mencionar algunas han dejado de ser requeridas y ofrecidas debido a restricciones presupuestales en la misma CFE.

Se requiere que el INEEL vuelva a ser una entidad importante en el desarrollo del sector eléctrico del país como lo son otras entidades similares en otros países.

El INEEL hoy en día está prácticamente en crisis y no es de dudarse que el motivo sea desaparecerlo como un organismo descentralizado del gobierno federal como lo es hoy en día para convertirlo en una entidad de la iniciativa privada.

Por todo lo aquí expuesto, se considera que el modelo de regulación actual producto de la Reforma del 2013, es un modelo perverso que va en contra de los intereses de la nación para ofrecer un servicio de energía eléctrica que beneficie a todos los sectores del país, y que el propósito es clara y manifiestamente trasladar el control del servicio eléctrico al sector privado, y de manera significativa a las empresas extranjeras. Se está poniendo de manifiesto la advertencia que hacia el Presidente López Mateos de que no faltarían mexicanos apátridas que tratarían de revertir nacionalización del servicio eléctrico para dejar de nuevo en manos de privados, sobre todo de transnacionales, este servicio que para su producción hace uso de los recursos naturales que pertenecen a la nación, y que por esta acción podrían recibir beneficios personales.

Solo para recordar y enfatizar, el avance de la participación del sector privado en el servicio de energía eléctrica del país, al año de 2020 se tenía una composición del parque de generación instalado que muestra la figura 18.

La figura 19 muestra la capacidad de interconexión por tecnología para la misma fecha.

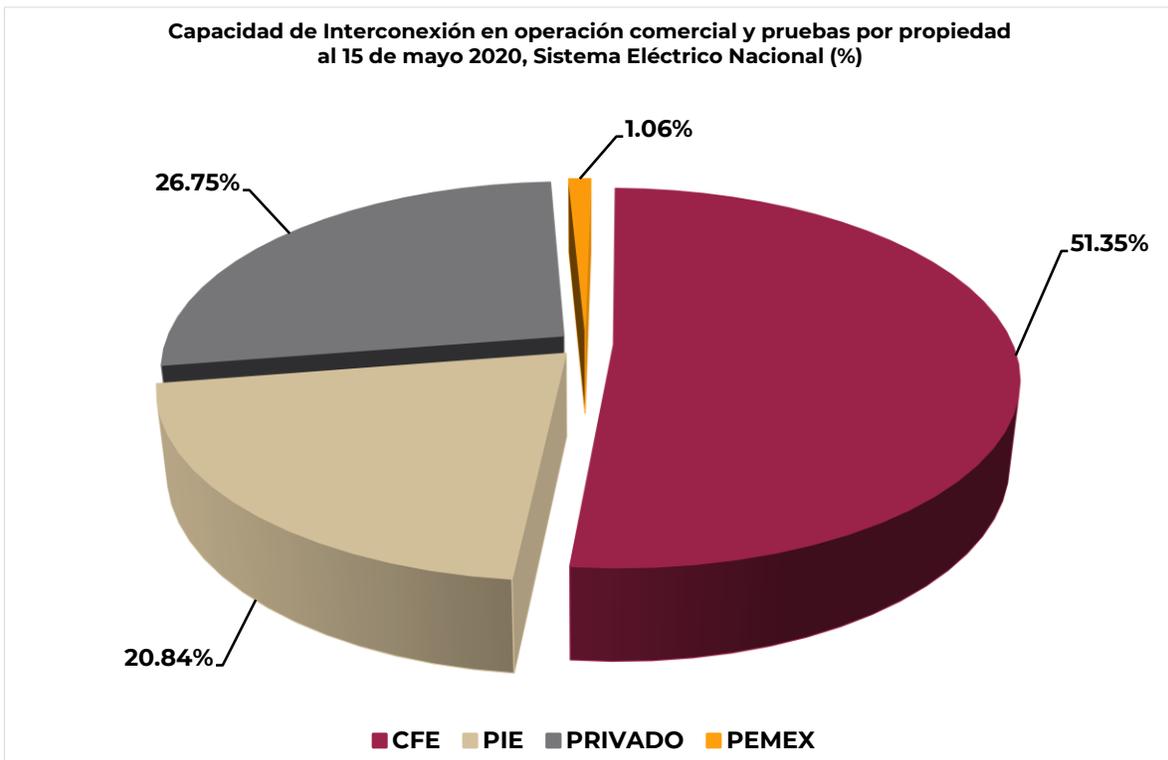
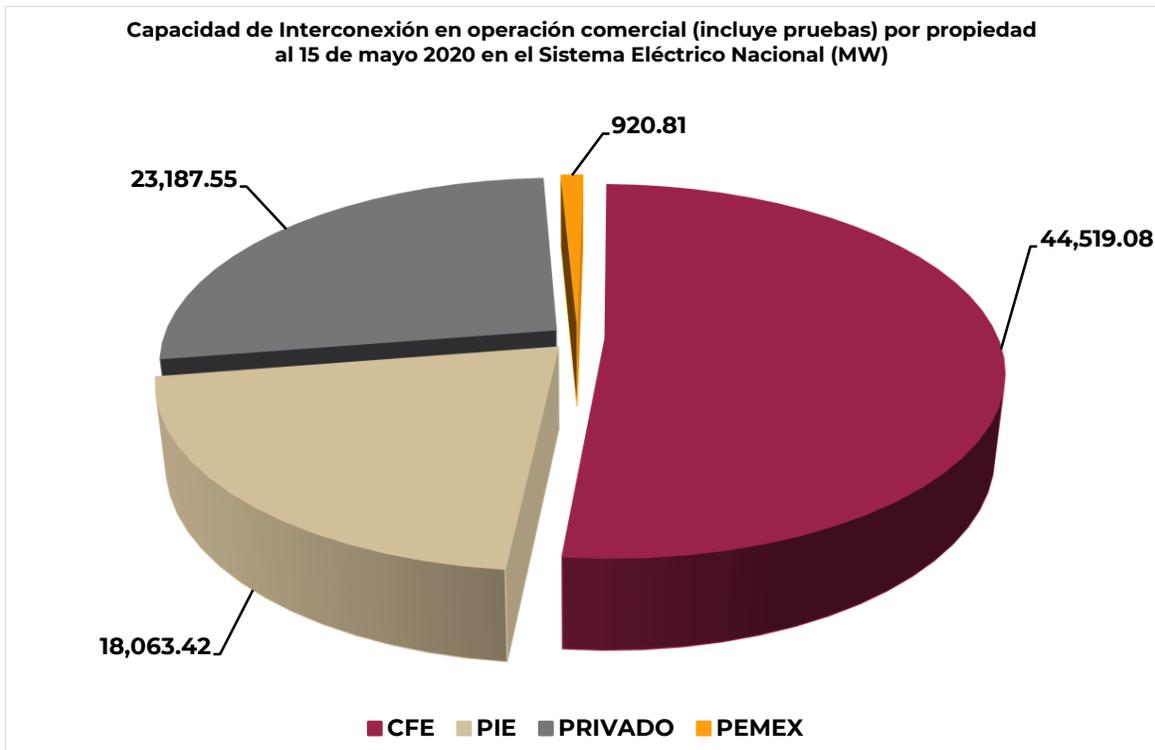


Figura 18. - Capacidad de interconexión por propiedad del SEN

Capacidad de Interconexión operación comercial y pruebas por tecnología al 15 de mayo 2020, Sistema Eléctrico Nacional (MW)

Tecnología/propiedad	CFE	CFE-PIE	PRIVADO	PEMEX	TOTAL
Carboeléctrica	5,378.4	0.0	0.0	0.0	5,378.4
Ciclo combinado	10,384.0	17,450.6	6,675.2	0.0	34,509.8
Ciclo combinado/COG	0.0	0.0	594.4	0.0	594.4
Ciclo combinado/COG Eficiente	0.0	0.0	890.4	0.0	890.4
Combustión Interna	347.9	0.0	433.1	0.0	781.0
Combustión Interna/Biogás	0.0	0.0	45.1	0.0	45.1
Combustión Interna/COG	0.0	0.0	128.3	0.0	128.3
Combustión Interna/COG Eficiente	0.0	0.0	96.7	0.0	96.7
Eólica	85.7	612.9	5,985.6	0.0	6,684.2
Geotérmica	898.6	0.0	25.0	0.0	923.6
Hidroeléctrica	12,122.4	0.0	486.2	0.0	12,608.6
Lecho Fluidizado	0.0	0.0	560.0	0.0	560.0
Nucleoeléctrica	1,608.0	0.0	0.0	0.0	1,608.0
Solar-FV	6.0	0.0	5,380.5	0.0	5,386.5
Termoeléctrica convencional	11,138.4	0.0	315.3	0.0	11,453.7
Termoeléctrica convencional/Biomasa	0.0	0.0	336.0	0.0	336.0
Termoeléctrica Convencional/COG	0.0	0.0	85.8	422.3	508.0
Turbogás	2,156.8	0.0	744.3	0.0	2,901.1
Turbogás/COG	393.0	0.0	52.3	131.2	576.5
Turbogás/COG Eficiente	0.0	0.0	353.2	367.4	720.6
TOTAL	44,519.1	18,063.4	23,187.6	920.8	86,690.9

Las Centrales Eléctricas de Autoabasto y Cogeneración se considera la Capacidad de Interconexión al SEN

Figura 19. - Capacidad de interconexión por tecnología/propiedad del SEN

Se pudiera resumir de manera sarcástica el objetivo de la controvertida reforma del 2013 en el sector de energía eléctrica de la siguiente manera **“Para que el negocio de la electricidad fuera realmente ideal era necesario un paso final, una reforma que permitiera obtener dividendos del negocio sin necesidad de tener que invertir tiempo y esfuerzo para que funcione, y esto se logra transfiriendo el negocio a la iniciativa privada (extranjera principalmente porque era la que tenía los recursos) a cambio de retribuciones económicas para beneficio personal”**, y eso fue lo que precisamente hicieron los políticos que ostentaban el poder al aprobar la reforma.

La iniciativa de Reforma presentada por el ejecutivo federal a la cámara de diputados para su aprobación, incluye una serie de cambios constitucionales que con base en exposición de motivos que la justifican pretende frenar lo que acontece actualmente con la reforma del 2013 y devolverle al estado la rectoría y soberanía sobre el sector de energía eléctrica, para lo cual aplicaría medidas que fortalezcan de nuevo a la CFE encargándola de ser el medio y el garante para que este cambio se dé.

6. Bibliografía.

- [1]. Decreto de Creación de la Ley de la Industria Eléctrica, DOF: 11/08/2014
- [2]. Acuerdo por el que la SENER emite las Reglas del Mercado, DOF: 08/09/2015
- [3]. Manuales de Práctica del MEM; CENACE, <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ManualesMercado.aspx>
- [4]. Decreto de creación del CENACE, DOF: 28/08/2014
- [5]. PRODESEN 2019-2033, SENER

CV AUTOR

Adrián Inda (IEEE-SM'2001) Recibió los grados de Licenciatura y M.Sc. en Ingeniería Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional de México en 1972 y 1974 respectivamente. En 1980 recibió el grado de M.A.Sc. en Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Toronto, Toronto, Canadá. De 1973 a 1986 fue profesor de tiempo completo y parcial en el Departamento de Ingeniería Eléctrica en el Instituto Politécnico Nacional. En 1980 se incorporó al Instituto de Investigaciones Eléctricas de México (IIE), donde fue director de proyectos e investigador. Se retiró del IIE en 2016 como jubilado. En el IIE se vio involucrado en el desarrollo de algoritmos para diferentes aplicaciones de sistemas de energía, tales como; coordinación hidrotérmica y asignación de unidades, funciones de seguridad dinámica (transitorios, dinámica y estabilidad de voltaje), y funciones especiales para los sistemas EMS y DTS. También estuvo a cargo del Proyecto para el diseño y las especificaciones del nuevo sistema EMS/MMS/SCADA para el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de México. Es autor y co autor de varios artículos técnicos en foros y congresos nacionales e internacionales. A Inda es un miembro senior de Power Engineering Society del IEEE, y en 2001 recibió el Premio PES Chapter Outstanding Engineer Award por el Capítulo Morelos. De 2006-2007 fue Presidente del Capítulo de Potencia del IEEE Sección Morelos, y Presidente de la Sección IEEE Morelos para el período de 2011-2012. Fue Investigador Nivel II del Sistema Nacional de Investigadores por 9 años. De enero de 2020 a septiembre de 2021 se desempeñó como Subdirector de Diseño del Mercado Eléctrico Mayorista en el CENACE, México.